Wesley Fernando Usida

Sistema Inteligente para Alocação Eficiente de Dispositivos Indicadores de Falta em Alimentadores de Distribuição

Tese apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, sendo parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

Orientador: Prof. Tit. Denis Vinicius Coury

São Carlos

2011

Trata-se da versão original.

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

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

U85s

Usida, Wesley Fernando.
Sistema inteligente para alocação eficiente de dispositivos indicadores de falta em alimentadores de distribuição / Wesley Fernando Usida ; orientador Denis Vinicius Coury. São Carlos, 2011.

Tese (Doutorado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência) –- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2011.

1. Sistema Elétrico de Potência. 2. Indicadores de falta. 3. Qualidade de serviço. 4. Restabelecimento de energia elétrica. 5. Distribuição de energia elétrica. 6. Algoritmos genéticos. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **WESLEY FERNANDO USIDA**

Título da tese: **Sistema inteligente para alocação eficiente de dispositivos indicadores de falta em alimentadores de distribuição.**

Data da defesa: 22/08/2011:

Comissão Julgadora:	**Resultado:**
Prof. Titular **Denis Vinicius Coury (Orientador)** (Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)	APROVADO
Prof. Dr. **Rogério Andrade Flauzino** (Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)	APROVADO
Prof. Titular **Nelson Kagan** (Escola Politécnica/USP)	APROVADO
Prof. Titular **José Roberto Sanches Mantovani** (Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho"/UNESP/campus de Ilha Solteira)	Aprovado
Prof. Dr. **José Angelo Cagnon** (Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho"/UNESP/campus de Bauru)	APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Paulo Cesar Lima Segantine**

Dedico este trabalho à Daniela, aos meus amigos e à minha família, principalmente aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelo trabalho realizado.

Ao Profº Tit. Denis Vinicius Coury pela orientação, compreensão, amizade e incentivo durante a realização deste trabalho.

Aos Profs Dr. Mário Oleskovicz, Dr. José Carlos de Melo Jr e Dr. Alexandre C. B. Delbem pela amizade, incentivo e colaborações ao trabalho.

Aos Profs . Dr. Ivan Nunes da Silva e Dr. Rogério Andrade Flauzino pelas geniais contribuições no desenvolvimento deste trabalho, além da amizade e incentivo.

Aos amigos da ANEEL, principalmente os especialistas em regulação Fabrício Eduardo Jacob e Eduardo Hiromi Ohara.

Aos amigos do LSEE – Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica e do LAIPS – Laboratório de Automação Inteligente de Processos e Sistemas, em especial ao amigo e companheiro Danilo H. Spatti, pelos diversos trabalhos profissionais (e pelos churrascos), e à amiga Aline D. P. Juliani, que completa o trio de Bauru - turma 2000.

Aos professores, funcionários, alunos do SEL-EESC-USP, em especial a Marisa, Jussara e Rosane. Aos funcionários da empresa ELEKTRO, em nome de Débora M. B. Souza, Valmir Ziolkowski e Adélcio F. Assis (aposentado).

A todas as pessoas que me ajudaram neste trabalho de alguma forma, principalmente à jornalista Vivian Chies da Imprensa Oficial de São Paulo.

A ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica pela disponibilidade e ao CNPQ – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico pelo apoio financeiro.

"Nunca se canse de tentar. Mas nunca
se acomode ao atingir."
Wesley F. Usida

RESUMO

USIDA, W. F., *Sistema Inteligente para Alocação Eficiente de Dispositivos Indicadores de Falta em Alimentadores de Distribuição*. São Carlos, 2011, 208 p. Tese de Doutorado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, SP, Brasil.

Os dispositivos Indicadores de Faltas (IFs) contribuem para a melhoria do processo de localização de faltas em alimentadores de distribuição e, consequentemente, para a qualidade do fornecimento de energia elétrica. Todavia, a grande dificuldade de se aplicar tais dispositivos em larga escala está na escassez de metodologias eficientes que apontem em quais pontos do sistema de distribuição eles devem ser instalados. Por isso, o presente trabalho propõe uma abordagem computacional evolutiva capaz de alocar dispositivos IFs em alimentadores primários de distribuição de energia elétrica. De forma mais específica, o problema de se obter o melhor local de instalação é solucionado por meio da técnica de Algoritmos Genéticos (AGs), que busca obter uma configuração eficiente de instalação de IFs no tronco principal do alimentador de distribuição. A metodologia proposta é aplicada a dois alimentadores reais. Aspectos de viabilidade técnica e financeira dos IFs também são analisados. Os resultados apresentados comprovam a eficiência da metodologia proposta.

Palavras chaves: Indicadores de Falta, Qualidade do Serviço, Restabelecimento de Energia Elétrica, Distribuição de Energia Elétrica e Algoritmos Genéticos.

ABSTRACT

USIDA, W. F. *An Intelligent System for Efficient Allocation of Fault Indicators in Distribution Feeders.* São Carlos, 2011, 208 p., PhD Thesis – São Carlos Engineering School, University of São Paulo, SP, Brazil.

Fault Indicator (FIs) devices have contributed to improve the location of faults on primary feeders, and consequently the reliability of distribution systems. However, one of the main problems facing their installation in a large scale in a distribution system is the lack of efficient methods to analyze big networks and to pinpoint exactly on which buses these devices should be placed. Thus, this paper proposes an evolutionary computing strategy to solve the problem of fault indicator placement in primary distribution feeders. Specifically, a genetic algorithm (GA) is employed to search for an efficient configuration of FIs, located at the best positions in the main feeder. The proposed methodology was applied in two actual distribution feeders. Technical and financial viability aspects are also analyzed. Finally, the results confirm the efficiency of the GA approach to the FI placement problem.

Keywords: Fault Indicator, Service Quality, Electric Power Distribution Reliability, Distribution System and Genetic Algorithm.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Módulos que compõem o PRODIST. 5

Figura 2.1 – Presença de IF em um sistema de distribuição. 20

Figura 2.2 – Foto destacando a bateria interna de um IF de poste. 24

Figura 2.3 – Ilustração de IF com comunicação. 24

Figura 2.4 – Detalhe do banco de chaves para programação do IF. 26

Figura 2.5 – Diferentes Modelos de IF. 27

Figura 2.6 –Indicadores de Falta de cabo. 28

Figura 2.7 – Sensor do IF. 28

Figura 2.8 – Indicadores de Falta instalados nas três fases. 29

Figura 2.9 – Indicador de Falta instalado no poste. 30

Figura 2.10 – Indicador de Faltas de poste. 30

Figura 2.11 – Representação da aplicação de IFs. 31

Figura 2.12 - Representação da aplicação dos IFs no restabelecimento do sistema. 35

Figura 2.13 – Topologia simplificada do alimentador implementado no programa computacional por Krajnak (2000). 41

Figura 2.14 – Modelo computacional para automatização do tratamento de faltas em sistemas de distribuição (LEHTONEN et. al., 2000) 43

Figura 2.15 – Ciclo de isolamento de uma falta através de IF (CONG et. al., 2005) 45

Figura 2.16 – Mapeamento dos IFs pelos Algoritmos Genéticos 47

Figura 3.1 - Sistema IEEE de 13 Barras. 52

Figura 3.2 - Sistema IEEE de 13 barras com destaque para o tronco principal. 57

Figura 3.3 – Alimentador primário A1. 58

Figura 3.4 – Alimentador A1 com o tronco principal destacado 58

Figura 3.5 - Diagrama esquemático do sistema de alocação. 63

Figura 3.6 – Codificação de um indivíduo..... 64

Figura 3.7 - Representação do tronco principal para alimentador A1. 66

Figura 3.8 - Carga acumulada ao longo do tronco principal..... 67

Figura 3.9 – Número de unidades consumidoras ao longo do tronco principal..... 67

Figura 3.10 – Distância de cada barra do tronco principal em relação ao disjuntor da SE. 68

Figura 3.11 – Distância de cada barra do tronco principal em relação ao mais próximo dispositivo com função de indicação de falta. 69

Figura 3.12 – Tronco Principal com IF..... 69

Figura 3.13 - Distância de cada barra do tronco principal em relação ao mais próximo dispositivo com função de indicação de falta considerando um IF instalado..... 70

Figura 3.14 – Área sob a curva sem a presença de IF..... 72

Figura 3.15 - Área sob a região da curva considerando um IF instalado..... 73

Figura 3.16 – Fluxograma de execução do AG implementado..... 76

Figura 3.17 – Exemplo de blocos para o alimentador A1..... 79

Figura 3.18 - Tempos envolvidos no processo de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica..... 81

Figura 4.1 – Alocação de um IF no tronco principal a 2,47 km da subestação. 94

Figura 4.2 – Alocação de dois IFs no tronco principal. 95

Figura 4.3 – Alocação de três IFs no tronco principal. 96

Figura 4.4 – Alocação de quatro IFs no tronco principal..... 96

Figura 4.5 – Alocação de cinco IFs no tronco principal. 97

Figura 4.6 – Alocação de seis IFs no tronco principal..... 97

Figura 4.7 – Alocação de sete IFs no tronco principal..... 98

Figura 4.8 – Alocação de oito IFs no tronco principal..... 98

Figura 4.9 – Alocação de nove IFs no tronco principal. 99

Figura 4.10 – Alocação de dez IFs no tronco principal. 99

Figura 4.11 – Valor de aptidão para cada configuração de IFs. 100

Figura 4.12 – Posicionamento dos IFs no tronco principal. 101

Figura 4.13 – Indicadores de Falta Existentes no alimentador A1. 102

Figura 4.14 – Posicionamento proposto pelo AG e o instalado em campo. 103

Figura 4.15 – Resultado da alocação do AG referente a um IF adicional. 104

Figura 4.16 – Alimentador primário A2. 105

Figura 4.17 – Tronco principal do alimentador A2. 106

Figura 4.18 - Alocação de um IF no tronco principal do alimentador A2. 108

Figura 4.19 – Alocação de dois IFs no tronco principal do alimentador A2. 108

Figura 4.20 - Alocação de três IFs no tronco principal. 109

Figura 4.21 - Alocação de quatro IFs no tronco principal. 109

Figura 4.22 - Alocação de cinco IFs no tronco principal. 110

Figura 4.23 - Alocação de seis IFs no tronco principal. 110

Figura 4.24 - Alocação de sete IFs no tronco principal. 111

Figura 4.25 - Alocação de oito IFs no tronco principal. 111

Figura 4.26 - Alocação de nove IFs no tronco principal. 112

Figura 4.27 - Alocação de dez IFs no tronco principal. 112

Figura 4.28 – Valor de aptidão para cada configuração de IFs. 113

Figura 4.29 – Posicionamento dos IFs no tronco principal para o alimentador A2. 114

Figura 4.30 - Posicionamento proposto pelo AG e o instalado em campo. 115

Figura 4.31 – Detalhe do posicionamento dos IFs sugeridos pelo AG e os existentes em campo. 116

Figura 4.32 – Fluxos inflacionados referentes ao emprego de um IF no alimentador A2. 123

Figura 4.33 – VPL deflacionado e descontado pelo custo de capital próprio para as configurações de instalação de 1 a 10 IFs. 124

Figura 4.34 – Taxa de retorno em termos reais para os alimentadores A1 e A2. 125

Figura 4.35 – Tempo necessário para recuperar o investimento - Alimentadores A1 e A2. 127

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Representação dos IFs na detecção dos pontos defeituosos. 35

Tabela 4.1 – Características do alimentador A1. 90

Tabela 4.2 – Resultados obtidos pela técnica de Busca Exaustiva. 91

Tabela 4.3 – Parâmetros Genéticos Testados. 92

Tabela 4.4 – Parâmetros Genéticos Utilizados. 92

Tabela 4.5 – Características do Alimentador A2. 105

Tabela 4.6 – Parâmetros Iniciais para o AG. 106

Tabela 4.7 – Parâmetros genéticos adotados para o alimentador A2. 107

Tabela 4.8 - Dados dos blocos referente ao alimentador A1. 117

Tabela 4.9 - Dados dos blocos referente ao alimentador A2. 117

Tabela 4.10 – Valores empregados na estimação do tempo de restabelecimento. 118

Tabela 4.11 – Tempos t_1 a t_6 referentes aos alimentadores A1 e A2. 119

Tabela 4.12 – Estimativas para cada configuração de instalação de IFs no alimentador A1. 121

Tabela 4.13 – Estimativas para cada configuração de instalação de IFs no alimentador A2. 121

Tabela 4.14 – Comparação de Indicadores DEC e END. 122

Tabela 4.15 – Custo do IF em Reais (R$). 122

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

AG – Algoritmos Genéticos

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

AM – *Automated Mapping*

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

COD – Centro de Operação da Distribuição

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão

DIP – *Dual In-line Package*

DMIC - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão

END - Energia Não Distribuída

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FEC – Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FIC – Freqüência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão

FM – *Facilities Management*

GIS – *Geographic Information System*

IF – Indicadores de Falta

LED – *Light Emitting Diode*

MAE – Mercado Atacadista de Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema

PNIE - Percentual do Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia

PRODIST – Procedimentos de Distribuição

QEE – Qualidade de Energia Elétrica

SCADA – *Supervisory Control And Data Acquisition*

SDEE - Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

SE - Subestação

SEP – Sistemas Elétricos de Potência

TIR - Taxa Interna de Retorno

TMAE – Tempo Médio de Atendimento a Emergências

TMD – Tempo Médio de Deslocamento

TME – Tempo Médio de Execução

TMP – Tempo Médio de Preparação

VPL - Valor Presente Líquido

WACC - Weighted Average Cost of Capital

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS ..... **v**

RESUMO ..... **ix**

ABSTRACT ..... **xi**

LISTA DE FIGURAS ..... **xiii**

LISTA DE TABELAS ..... **xvii**

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS ..... **xix**

1. INTRODUÇÃO **1**

1.1 A Qualidade da Energia Elétrica **3**

1.1.1 Indicadores de Tempo de Atendimento a Ocorrências Emergenciais **6**

1.1.2 Indicadores de Continuidade do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica **8**

1.2 Motivação e Proposta da Tese **10**

1.3 Contribuições da Tese **13**

1.4 Organização do Trabalho **14**

2. ASPECTOS RELACIONADOS AO EMPREGO DOS DISPOSITIVOS INDICADORES DE FALTA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA **17**

2.1 Dispositivos Indicadores de Falta **18**

2.1.1 Histórico sobre os Dispositivos Indicadores de Falta **18**

2.2 Aspectos Gerais dos Indicadores de Falta **19**

2.2.1 Descrição Funcional **21**

2.2.2 Sinalização 22

2.2.3 Rearme 22

2.2.4 Bateria 23

2.2.5 Comunicação 24

2.2.6 Programação 25

2.2.7 Manutenção 26

2.2.8 Tipos de Indicadores de Falta de Redes de Distribuição Aéreas 26

2.2.9 Pontos de Instalação dos Indicadores de Falta Aéreos 31

2.3 Restabelecimento de Energia Elétrica 32

2.3.1 Procedimento de Restabelecimento sem o Uso de Indicadores de Falta 32

2.3.2 Procedimento de Restabelecimento com o Uso de Indicadores de Falta 34

2.4 Revisão Bibliográfica sobre Indicadores de Falta 36

2.4.1 Organização e Estudo Bibliográfico 36

2.4.2 Aspectos Gerais sobre os Dispositivos Indicadores de Falta 37

2.4.3 Estratégias de Restabelecimento Usando Indicadores de Falta 40

2.4.4 Investigação de Estratégias para Alocação dos Indicadores de Falta 44

3. METODOLOGIA DESENVOLVIDA PARA A ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS INDICADORES DE FALTA 51

3.1 Determinação do Tronco Principal 51

3.2 Aplicação de Algoritmos Genéticos na Alocação dos IFs 59

3.2.1 Definição das Variáveis de Entrada 61

3.2.2 Representação dos Indivíduos 63

3.2.3 Formulação Matemática da Função Objetivo 65

3.2.4 Elitismo 74

3.2.5 Seleção 74

3.2.6 Cruzamento 74

3.2.7 Mutação 75

3.2.8 Estrutura do Algoritmo Genético 75

3.3 Aspectos Relativos à Análise de Eficiência dos Resultados de Alocação 77

3.3.1 Definição de Blocos 78

3.3.2 Estimação dos Tempos de Restabelecimento 79

3.3.3 Estimação dos Indicadores de DEC e END 83

3.3.4 Análise de Viabilidade Financeira Referente à Aplicação de Indicadores de Falta 84

4. RESULTADOS REFERENTES À ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS INDICADORES DE FALTA 89

4.1 Resultados Obtidos para o Alimentador A1 90

4.1.1 Resultados com a técnica de Busca Exaustiva para alocação de IFs 90

4.1.2 Resultados obtidos empregando Algoritmos Genéticos 92

4.1.3 Comparativo entre Duas Configurações de Instalação de Indicadores de Falta 102

4.1.4 Resultados de Alocação Considerando IFs Instalados – Alimentador A1 103

4.2 Resultados Obtidos para o Alimentador A2 104

4.2.1 Comparativo entre Duas Configurações de Instalação de Indicadores de Falta 114

4.3 Discussões sobre Resultados Obtidos pelo AG 116

4.3.1 Blocos para o Alimentador A1 e A2 117

4.3.2 Estimativas dos Tempos Envolvidos no Restabelecimento do Sistema 118

4.3.3 Resultados de Estimação para os Indicadores DEC e END 119

4.3.4 Resultados Referentes à Análise Financeira 122

4.3.5 Análises Gerais 128

5. CONCLUSÕES GERAIS E TRABALHOS FUTUROS 131

5.1 Conclusões Gerais 131

5.2 Futuras Linhas de Pesquisa 134

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 135

APÊNDICE A – Dados dos Sistemas Elétricos 145

APÊNDICE B – Algoritmos Genéticos 161

APÊNDICE C – Métodos de Avaliação de Investimentos 177

APÊNDICE D – Agrupamentos por Combinação Simples 183

APÊNDICE E – Comportamento das variáveis para o alimentador A2 185

APÊNDICE F – Memória de Cálculo da Análise de Investimentos 187

1. INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, a qualidade no fornecimento de energia elétrica tornou-se indispensável para a manutenção das atividades da sociedade, gerando preocupação tanto para os consumidores quanto para as empresas distribuidoras de energia elétrica. No final da década de 1990, durante o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, a discussão desse tema ganhou impulso, movimentando profissionais e órgãos competentes da área.

Dentre as mudanças ocorridas naquele período, cita-se a publicação das Leis nº 8987/1995 e nº 9074/1995 (BRASIL,1995), que viabilizaram a concessão de serviços públicos, inclusive os relacionados com energia elétrica, a investidores privados ou empresas públicas ou de economia mista, como prevê o artigo 175 da Constituição Federal de 1988.

Em 1996, ocorreram dois fatos importantes para a área de qualidade da energia elétrica: a realização do primeiro Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica (SBQEE), em Uberlândia-MG, e a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esta foi instituída pela Lei nº 9.427/1996, com o papel de disciplinar o regime econômico e financeiro das concessões de serviços públicos de energia elétrica, por meio de regulação e fiscalização do setor. Vale destacar o artigo 13 da referida lei, que diz: *"... a responsabilidade da concessionária em realizar investimentos em obras e instalações que reverterão à União na extinção do contrato, garantida a indenização nos casos e condições previstos na Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nesta Lei, de modo a assegurar a qualidade do serviço de energia elétrica;"*.

Após a instituição da ANEEL, foi criado o Operador Nacional do Sistema (ONS)[1] e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE)[2]. Tais entidades ficaram encarregadas de assegurar o suprimento de energia elétrica, a liberdade de competição na comercialização de energia e a melhoria dos serviços prestados aos consumidores (GANIM, 2009). Isso porque, em um futuro próximo, os diversos setores industriais e econômicos do país necessitarão, para garantir o seu crescimento, de energia elétrica de melhor qualidade do que a fornecida atualmente pelas concessionárias.

Hoje, o setor elétrico ainda está sendo regulamentado. Algumas mudanças importantes ocorreram em 2004, quando o Governo Federal emitiu as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, por meio das Leis nº 10.847 e 10.848, ambas de 15 de março daquele ano. Em termos institucionais, o novo modelo criou três entidades: a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo; o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, encarregada de continuar as atividades do MAE relativas à comercialização de energia elétrica.

---

[1] O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS é uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil, sem fins lucrativos, criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648/98, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/04 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/04. Fonte: www.ons.org.br

[2] No ano de 2004, a Lei nº 10.848 e o Decreto nº 5.177, respectivamente, instituíram e criaram o Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE que absorveu as funções do MAE e suas estruturas organizacionais e operacionais. Fonte: www.ccee.org.br

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia, além de consumidores livres (CCEE, 2008).

Adicionalmente, o novo modelo do setor elétrico criou um ambiente para a competição nas transações comerciais envolvendo energia elétrica, o que fez com que a qualidade da energia fornecida se tornasse fator crucial para o seu funcionamento. Por isso, foi criado um conjunto de medidas a serem observadas pelos agentes do setor como, por exemplo, o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando identificar os desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda (CCEE, 2008).

Todo o processo de reestruturação do setor elétrico buscou o equilíbrio econômico e financeiro entre os agentes e os consumidores. Os contratos de concessão de serviço público de energia elétrica entre o Poder Concedente[3] e empresas concessionárias estabeleceram obrigações e encargos a serem cumpridos pela distribuidora, de forma a assegurar ao consumidor qualidade e continuidade na prestação do serviço. Observa-se, assim, que a qualidade da energia elétrica (QEE) é uma preocupação constante, principalmente no que tange à melhoria da continuidade do fornecimento.

1.1 A Qualidade da Energia Elétrica

Diante do novo modelo do setor elétrico brasileiro, foi necessário criar medidas de controle e acompanhamento dos níveis de qualidade da energia elétrica tanto pelos órgãos

[3] O texto da Lei nº 9.427/1996 delega à ANEEL como Poder Concedente em atribuições específicas.

especializados como pelas próprias empresas concessionárias de serviços públicos de distribuição. Com isso, a ANEEL estabeleceu regulamentações referentes à qualidade do fornecimento da energia elétrica, como as Resoluções Normativas nº 024/2000 e nº 505/2001 (KAGAN, 2009) e, atualmente, os Procedimentos de Distribuição (ANEEL, 2008, 2009, 2010).

A qualidade no fornecimento está relacionada à qualidade do produto e também à qualidade do serviço (ANEEL, 2010). A primeira pode ser entendida como a qualidade da forma de onda disponibilizada aos consumidores; a segunda, como a continuidade do fornecimento da energia elétrica.

Tal continuidade é afetada pelas interrupções no fornecimento do serviço que, geralmente, são provocadas por falhas no sistema elétrico, desligamentos programados pela manutenção, faltas e outras perturbações. Com o objetivo de mensurar a supracitada continuidade no Brasil, a ANEEL estabeleceu diversos indicadores que avaliam o desempenho dos serviços prestados pelas empresas concessionárias de energia, por meio da Resolução ANEEL nº 024/2000, e atualmente, do PRODIST.

Com o intuito de centralizar todos os aspectos regulatórios sobre a área de distribuição de energia elétrica, em 2005, a ANEEL publicou a primeira versão do documento denominado Procedimentos de Distribuição, que foi definitivamente aprovado em dezembro de 2008. Em dezembro de 2009 e 2010, a ANEEL divulgou, respectivamente, a primeira e segunda revisão do PRODIST.

Segundo a ANEEL (2008, 2009, 2010), os Procedimentos de Distribuição são definidos como regulamentações, normatizações e padronizações que têm como objetivo possibilitar a conexão elétrica aos sistemas de distribuição por usuários, garantindo que os indicadores de desempenho ou de qualidade de serviço sejam atingidos de forma clara e

transparente, preservando, dentre outros aspectos, a segurança, a eficiência e a confiabilidade dos sistemas elétricos. O objetivo é disciplinar todos os aspectos técnicos relativos ao planejamento da expansão e à operação das redes de distribuição, bem como à conexão de usuários e aos requisitos técnicos para conexão com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede dos Sistemas de Transmissão.

Atualmente, o PRODIST é composto de oito módulos: seis técnicos, que abrangem as macro-áreas de ações técnicas dos agentes de distribuição, e dois módulos integradores, conforme mostra a Figura 1.1. Cabe destaque ao módulo 8, pois este aborda os aspectos relacionados à qualidade da energia elétrica tanto em qualidade do produto quanto em qualidade do serviço prestado.

Com relação à qualidade do produto, o módulo 8 define a terminologia, caracteriza fenômenos, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda da tensão, estabelecendo mecanismos que possibilitam obter os indicadores de QEE (ANEEL, 2008, 2009, 2010).

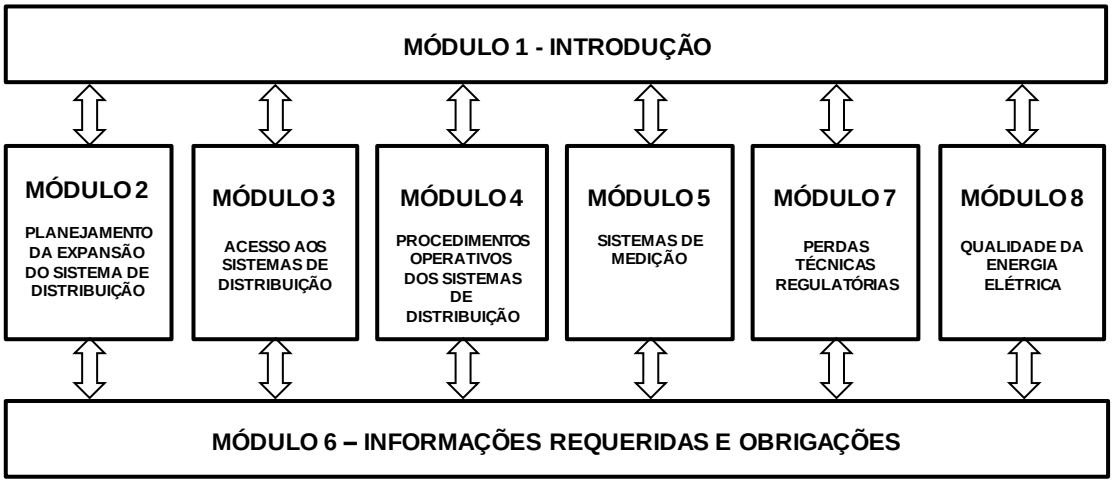

Figura 1.1 – Módulos que compõem o PRODIST[4].

[4] Figura extraída do módulo 1 do PRODIST (ANEEL, 2008, 2009, 2010).

Para a qualidade do serviço, o PRODIST estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades.

Segundo a seção 8.2 do módulo 8 do PRODIST, os padrões e os indicadores referentes à qualidade de serviço foram definidos de maneira a fornecer: mecanismos para acompanhamento e controle do desempenho das distribuidoras, subsídios para os planos de reforma, melhoramento e expansão da infra-estrutura das distribuidoras, além de parâmetros aos consumidores para avaliação do serviço.

O PRODIST propõe estabelecer alguns indicadores de desempenho que avaliam a qualidade do serviço prestado aos consumidores pelas empresas concessionárias e permissionárias de energia elétrica (ANEEL, 2008, 2009). Alguns desses indicadores são apresentados nas seções a seguir.

1.1.1 Indicadores de Tempo de Atendimento a Ocorrências Emergenciais

As ocorrências emergenciais são definidas como eventos na rede elétrica que prejudicam a segurança e a qualidade do serviço prestado às unidades consumidoras. O atendimento das distribuidoras às ocorrências emergenciais é avaliado por meio de indicadores estabelecidos pela ANEEL (2008, 2009 e 2010), como apresentado a seguir:

i. Tempo Médio de Preparação (TMP): é responsável por mensurar a eficiência do sistema de comunicação bem como o tratamento das informações dos Centros de Operação da Distribuição (COD). O mesmo é dado pela expressão (1.1).

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^{n} TP(i)}{n} \tag{1.1}$$

Onde *TP* é o tempo de preparação da equipe de atendimento de emergência dado em minutos, e *n* é o número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras com e sem interrupção de energia, no período de apuração considerado.

ii. Tempo Médio de Deslocamento (TMD): mede a eficiência no deslocamento das equipes de manutenção e operação para atender a uma ocorrência em determinado local geográfico. O TMD é expresso pela equação (1.2).

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^{n} TD(i)}{n} \tag{1.2}$$

Onde *TD* é o tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, dado em minutos.

iii. Tempo Médio de Execução (TME): tal indicador mensura a eficácia do restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes de manutenção e operação. O TME é apresentado como:

$$TME = \frac{\sum_{i=1}^{n} TE(i)}{n} \tag{1.3}$$

Onde *TE* é o tempo de execução do serviço até o seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos.

iv. Tempo Médio de Atendimento a Emergências (TMAE): é a soma dos tempos médios descritos acima e expresso a seguir:

$$TMAE = TMP + TMD + TME \tag{1.4}$$

v. Percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia (PNIE): Percentual de ocorrências emergenciais no qual houve interrupção no fornecimento de energia. O mesmo é dado pela expressão (1.5).

$$PNIE = \frac{NIE}{n} 100 \tag{1.5}$$

Onde *NIE* é o número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica verificadas no conjunto de unidades consumidoras para o período de avaliação.

Os tempos TMP, TMD e TME medem não só os tempos de atendimento a desligamentos permanentes, mas também qualquer reclamação registrada pelo consumidor.

Os indicadores acima definidos são apurados mensalmente e são importantes na avaliação do atendimento das concessionárias pela ANEEL.

1.1.2 Indicadores de Continuidade do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica

Nesta seção serão apresentados os aspectos referentes aos indicadores de continuidade individuais e coletivos que avaliam a duração e frequência de interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Os indicadores (ANEEL, 2008, 2009, 2010) são:

- Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC):

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{k} Ca(i) \times t(i)}{Cc} \tag{1.6}$$

Onde $C_a(i)$ é o número de unidades consumidoras interrompidas em um evento *i*, no período de apuração; *Cc* é o número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração; *t(i)* é o tempo de duração da interrupção *i* da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração; e *i* é o índice.

- Freqüência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC):

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{k} Ca(i)}{Cc} \tag{1.7}$$

- Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DIC):

$$DIC = \sum_{i=1}^{n} t(i) \tag{1.8}$$

- Freqüência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (FIC):

$$FIC = n \tag{1.9}$$

- Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DMIC):

$$DMIC = t_{\max}(i) \tag{1.10}$$

Onde $t_{max}(i)$ é o valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

Os indicadores devem ser apurados pelas empresas concessionárias de distribuição. A não conformidade dos indicadores DEC e/ou FEC resultava, até dezembro de 2009, em aplicação de penalidades às empresas pelo órgão regulador (ANEEL, 2008). Atualmente, o descumprimento dos limites de DIC e FIC geram compensações financeiras diretas às unidades consumidoras.

Outro indicador importante é a Energia Não Distribuída (END), que mede a energia não fornecida aos consumidores durante um determinado período de observação (KAGAN et. al., 2009). Geralmente, este indicador é expresso em MWh por ano.

$$END = \sum_{i=1}^{n} E_i \tag{1.11}$$

Onde E_i é a energia não fornecida devido a cada interrupção permanente.

1.2 Motivação e Proposta da Tese

Um dos maiores problemas encontrados pelas empresas distribuidoras de energia elétrica está relacionado aos desligamentos de todo ou partes do alimentador de distribuição devido às faltas transitórias ou permanentes.

Na ocorrência de desligamentos permanentes, as equipes de manutenção percorrem o alimentador até encontrar o ponto defeituoso. Após reparar o defeito, o sistema elétrico é restabelecido. Porém, se o tempo para localização e reparo do defeito for elevado, os

indicadores de atendimento e continuidade de fornecimento de energia da concessionária poderão ser prejudicados.

A apuração desses indicadores mostra se a distribuidora está oferecendo um serviço dentro de padrões aceitáveis. Caso não atendam os padrões de qualidade previstos pelo PRODIST (ANEEL, 2008, 2009, 2010), as empresas são obrigadas a realizar compensações aos consumidores afetados. Portanto, para atendê-los, é importante proverem a continuidade do fornecimento de energia aos consumidores por meio da melhoria do tempo de restabelecimento, quando da ocorrência de desligamentos permanentes. Para isso, existe a necessidade de empregar ferramentas capazes de se adequar a essa realidade, permitindo a redução no tempo de restabelecimento de energia elétrica, atendimento das metas de qualidade reguladas pela ANEEL e minimização dos prejuízos financeiros ocasionados por desligamentos do sistema.

Neste contexto, destaca-se o emprego de dispositivos Indicadores de Falta (IF) em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE). O emprego desses dispositivos permite melhorar a qualidade do fornecimento de energia elétrica prestado aos consumidores por meio da redução do tempo de desligamento da rede e dos custos operacionais decorrentes da maior eficiência na localização de pontos de faltas de natureza permanente. Apesar de tais dispositivos serem aplicados tanto em redes aéreas como em redes subterrâneas, neste trabalho de pesquisa será estudada apenas a aplicação em redes aéreas.

No Brasil, os IFs ganharam espaço devido à grande extensão de muitos alimentadores de distribuição construídos para atendimento de unidades consumidoras situadas em zonas rurais. A grande extensão dos alimentadores de distribuição pode prejudicar a localização do ponto defeituoso pelas equipes de manutenção, quando da ocorrência de um desligamento permanente, devido à elevada extensão da rede que precisa ser

inspecionada. Outra característica que prejudica os indicadores de qualidade refere-se ao aumento de desligamentos permanentes provocados pela exposição das redes aéreas a situações de intempéries, proximidade de galhos de árvores, pássaros, entre outros.

Segundo relatos dos engenheiros e técnicos da área de distribuição, algumas dificuldades são encontradas no emprego de IFs, visto que a escolha dos seus pontos de instalação é definida de forma empírica na maioria das situações. Portanto, a falta de critérios para a definição da quantidade de IFs a serem instalados, bem como dos pontos em que eles devem ser posicionados nos SDEEs, é o maior desafio encontrado pelos engenheiros da área.

Além dos fatores discutidos anteriormente, a escassez de trabalhos sobre IFs na literatura técnico-científica contribui para dificultar o uso em larga escala desse recurso, o que será evidenciado, posteriormente, no Capítulo 2.

Diante de tais dificuldades na busca pela melhoria da qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica, o presente trabalho de doutorado tem por objetivo propor uma metodologia para alocação de dispositivos IFs em redes primárias de distribuição de energia elétrica, orientada à melhoria dos indicadores de qualidade do serviço e ao encontro de uma solução economicamente atraente.

Face ao exposto acima, pode-se dizer que o problema de alocação dos dispositivos IFs é de difícil mapeamento, sendo caracterizado como um problema de busca e otimização. Dessa forma, a técnica de Algoritmos Genéticos (AGs) torna-se uma estratégia na busca de um arranjo eficiente de instalação de dispositivos IFs ao longo do tronco principal do alimentador, avaliando-se variáveis relacionadas ao processo de restabelecimento do sistema. Vale salientar que, em sistemas de distribuição com centenas ou milhares de barras, foco do estudo do presente trabalho, almeja-se que a alocação seja avaliada considerando todo o

conjunto de IFs a serem instalados. Assim, a inserção de um IF na resposta, ou a retirada, deve alterar a localização de todos os outros.

Por fim, a aplicação dos dispositivos IFs deve representar uma solução de investimento atraente às concessionárias de distribuição. Nesse contexto, a análise do investimento torna-se um importante elemento a ser considerado neste estudo.

Maiores detalhes da metodologia referente à alocação dos IFs serão apresentados nos próximos Capítulos.

1.3 Contribuições da Tese

A proposta desta tese é contribuir com as pesquisas relacionadas aos dispositivos IFs em sistemas de distribuição de energia elétrica. Mais especificamente, na proposição de uma metodologia para o seu posicionamento em alimentadores primários. Além disso, o trabalho possui outras contribuições, como as destacadas a seguir:

- Difusão de novos conhecimentos sobre IFs, já que trabalhos sobre o tema são escassos na literatura técnico-científica, principalmente em periódicos;
- Proposição de critérios para a definição da quantidade de IFs a ser instalada bem como os pontos nos quais devem ser posicionados;
- Os estudos fundamentados a partir de dados de alimentadores reais pertencente à área de concessão de uma empresa distribuidora de energia elétrica regional;
- Aplicação de técnicas da computação evolutiva, em especial da técnica de Algoritmos Genéticos, para a resolução do problema de alocação de IFs;

- Modelagem e aplicação de metodologias de avaliação dos indicadores de continuidade do serviço e atendimento a desligamentos permanentes, conforme regulamentado pelos Procedimentos de Distribuição da ANEEL;
- Aplicação direta da metodologia proposta no setor produtivo;
- Análise de investimento para verificar os retornos proporcionados pelos IFs.

1.4 Organização do Trabalho

Como enfatizado anteriormente, o presente trabalho trata de um tema de pesquisa bastante importante dentro do cenário brasileiro de energia elétrica. Ele está dividido em seis Capítulos. O Capítulo 1, como citado, apresenta uma visão geral sobre o trabalho, bem como a focalização do tema estudado na conjuntura atual do setor elétrico brasileiro e os principais conceitos relativos à QEE. Nesse capítulo, faz-se também referência às principais resoluções no tocante ao assunto do trabalho proposto.

O Capítulo 2 fornece a sistematização dos principais aspectos envolvidos com os dispositivos IFs em sistemas de distribuição de energia elétrica, abordando as funcionalidades e as aplicações em sistemas de distribuição. Também aborda os aspectos fundamentais relativos às técnicas e metodologias que têm sido recentemente propostas na bibliografia científica. Além disso, são descritas nesse capítulo algumas das principais metodologias relatadas na literatura, as quais são aplicadas nos processos envolvidos na alocação dos IFs em redes primárias de distribuição.

O Capítulo 3 explicita os aspectos metodológicos referentes à determinação do tronco principal do alimentador de distribuição e, em seguida, apresenta os aspectos referentes

ao sistema computacional desenvolvido para alocação dos dispositivos IFs fundamentada na técnica de AGs.

No Capítulo 4, são apresentados os resultados obtidos pela pesquisa para dois alimentadores de distribuição e sua respectiva análise. As conclusões da pesquisa são explicitadas no Capítulo 5.

Por fim, as referências bibliográficas estudadas e empregadas no desenvolvimento deste trabalho são listadas no Capítulo 6.

2. ASPECTOS RELACIONADOS AO EMPREGO DOS DISPOSITIVOS INDICADORES DE FALTA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os desligamentos do sistema de distribuição são causados por uma variedade de eventos como os decorrentes de condições climáticas, de contatos de árvores, de falhas de equipamentos, de acidentes e outros. Esses eventos comprometem a qualidade do fornecimento de energia, pois ocasionam desligamentos não programados aos consumidores. Quando ocorre uma interrupção, localizar o ponto defeituoso é o maior problema encontrado pelas equipes de manutenção, sob orientação dos centros de operação da distribuição, pois o tempo de inspeção requerido pode ser extremamente dispendioso (BALDWIN et. al., 2001, 2003). No entanto, se houver informações sobre a falta, mais rápido será o processo de identificação do ponto defeituoso. Consequentemente, mais ágil será o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. (TANG et. al., 2000).

Nesse contexto, destaca-se a aplicação de dispositivos IFs ao processo de detecção do ponto defeituoso, pois estes sinalizam quando houver a passagem de uma corrente de curto-circuito. Assim, a sua sinalização orienta a equipe de manutenção até o local onde se situa o trecho defeituoso da rede, facilitando o trabalho de isolamento da seção faltosa e a restauração do fornecimento de energia (MUENCH et al., 1982; ZHANG et al., 2004; FALAGHI et al., 2005).

Para melhor compreensão dos IFs, é necessário entender os elementos construtivos e operativos inerentes ao seu uso. Dessa forma, este capítulo apresenta os aspectos relacionados aos dispositivos IFs como: tipos, funcionalidades, pontos de instalação e aplicações no processo de restabelecimento do sistema. A seção a seguir apresenta os principais aspectos relacionados aos dispositivos IFs.

2.1 Dispositivos Indicadores de Falta

2.1.1 Histórico sobre os Dispositivos Indicadores de Falta

Em 1946, os IFs foram inventados pela companhia Horstmann, que foi responsável pelo projeto dos primeiros dispositivos capazes de sinalizar a passagem de uma corrente de falta em um circuito de distribuição.

Os primeiros IFs possuíam sinalização mecânica, promovida pela rotação de um disco mediante a passagem de uma corrente elevada. Tais dispositivos necessitavam da intervenção humana sempre que uma falta era sinalizada. Os avanços tecnológicos em IFs começaram quando o rearme passou a ser automático, seja pela restauração da corrente de carga, seja pela tensão na rede. Tal avanço poupou inúmeras horas de serviço, mas limitou a vida útil dos equipamentos, que passaram a trabalhar de forma autônoma e sem manutenção.

No ano de 1976, os indicadores passaram a ter vida útil e confiabilidade maior devido à presença de uma fonte externa de energia. Os dispositivos eram ativados e prontos a operar, independendo das características da rede elétrica. Esse avanço permitiu que os

fabricantes investissem mais em tecnologia para dispositivos de indicação de falta, principalmente no campo da eletrônica de semicondutores.

Apenas em 1987, iniciou-se o desenvolvimento de dispositivos IFs para linhas aéreas com comunicação via radio-frequência para a troca de informações com o centro de controle por meio do SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) (ANGERER, 2001).

Hoje, destacam-se os IFs no contexto *Smart Grid* para gerenciamento automático da falta visando à melhoria da confiabilidade dos sistemas de distribuição (BJERKAN, 2009).

Muito embora os IFs tenham surgido na década de 1940, o seu uso apenas ganhou destaque nos últimos anos, devido ao maior rigor na qualidade do fornecimento de energia elétrica.

2.2 Aspectos Gerais dos Indicadores de Falta

Como já ressaltado anteriormente, a instalação dos dispositivos IFs em pontos estratégicos do alimentador permite melhorar a confiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores por meio da maior rapidez e eficiência na identificação dos pontos com falhas. Isso contribui para o trabalho de isolamento da seção submetida a uma falta e restauração do sistema. Estudos apontam que a presença de IFs em sistemas de distribuição pode reduzir em até 60% o tempo de interrupção, pois, uma vez que a equipe de manutenção consiga reparar rapidamente uma seção faltosa, diminuem-se os índices que contabilizam o tempo e a freqüência em que o consumidor fica sem energia elétrica (KRAJNAK, 2000).

Como já mencionado, os IFs tem a função de sinalizar a passagem de uma corrente de curto-circuito pelo ponto o qual está instalado. Diferente das chaves religadoras automáticas e dos seccionadores automáticos, os IFs não permitem função de manobra, porém são fáceis de serem instalados em redes de distribuição aéreas. Além disso, os IFs tem um custo de aquisição mais barato e podem ser instalados com o sistema energizado.

Para melhor entendimento do impacto da inserção dos IFs no SDEE, tem-se ilustrada pela Figura 2.1 uma representação de um circuito de distribuição com um IF instalado.

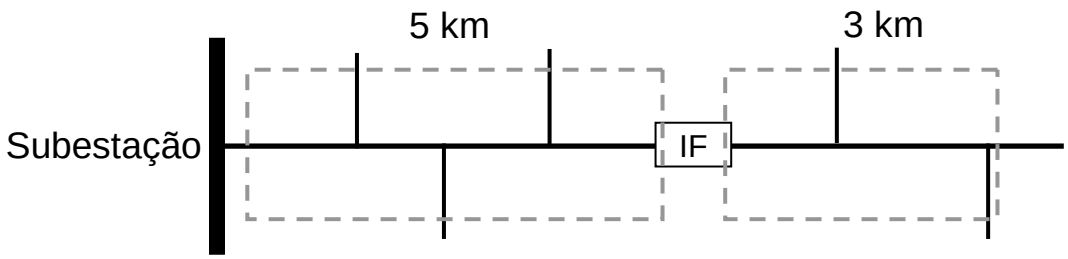

Figura 2.1 – Presença de IF em um sistema de distribuição.

No exemplo ilustrado na Figura 2.1, é possível reduzir o tempo de busca pela falta utilizando-se o IF como referencial. O tempo médio para se localizar uma falta no alimentador da Figura 2.1 sem um indicador de falta é de 0,75 horas considerando a subestação como ponto de partida da equipe de manutenção. Já o tempo para se localizar uma falta com a presença do IF pode ser reduzido, pois agora a equipe de manutenção percorrerá um trecho anterior ao ponto de instalação do indicador, ou outro após. Os trechos são calculados conforme as expressões 2.1 e 2.2 (FALAGHI et al., 2005).

$$Tempo_{\text{depoisdoIF}} = \frac{3}{3+5} \times 0{,}75 = 0{,}28 \text{ horas} \tag{2.1}$$

$$Tempo_{\text{antes do IF}} = \frac{5}{3+5} \times 0{,}75 = 0{,}47 \text{ horas} \tag{2.2}$$

Em certos casos, quando a ocorrência da falta foi severa, a ausência de um dispositivo de sinalização de faltas para orientar as equipes de manutenção requererá um tempo elevado para percorrer toda a extensão do alimentador até encontrar e restaurar os pontos danificados (ZHANG et al., 2004). Esse procedimento geralmente ocasiona elevados custos operacionais à concessionária distribuidora, além de grandes dificuldades para o restabelecimento do sistema. O problema torna-se mais crítico em redes rurais - devido às suas grandes extensões - e em alimentadores urbanos com elevado número de unidades consumidoras.

Para melhor entendimento do funcionamento dos IFs, esta seção apresenta as principais características dos dispositivos IFs aéreos encontrados nos dias atuais (NORTROLL, 2010).

2.2.1 Descrição Funcional

Na ocorrência de uma falta, o dispositivo IF sinaliza a passagem de corrente de curto-circuito pelo ponto monitorado. A detecção da situação de falta é realizada por meio de sensores que monitoram a passagem de corrente pela rede primária de distribuição. Esses sensores diferenciam as situações de falta daquelas condições normais do sistema, pois são sensibilizados pelo campo magnético produzido pela corrente do circuito.

2.2.2 Sinalização

Quando a corrente passante pelo circuito monitorado pelo IF excede o ajuste de disparo do dispositivo, este sinaliza, apontando a falta. Essa sinalização ocorre de várias maneiras: bandeirola colorida (geralmente sinalizadas por lâmpadas de Gás *Xenon*), *LED* (*Light Emitting Diode*), lâmpada de Gás *Xenon*, etc. Muitos fabricantes de IF utilizam a sinalização para faltas transitórias diferente das permanentes.

2.2.3 Rearme

O dispositivo de rearme refere-se ao recurso que objetiva modificar o estado do IF de atuado (sinalizado) para um estado de não-falta, isto é, de operação normal. Tal recurso é muito útil em situações reais de campo, pois, uma vez localizado o defeito, reparada a linha e restaurado o fornecimento de energia, o indicador necessita ser rearmado.

Os rearmes podem ser manuais ou automáticos, dependendo do tipo de programação, modelo e fabricante. Os rearmes automáticos, geralmente, podem ser por tensão, por tempo, por corrente de carga, entre outros, variando de acordo com o fabricante, modelo, aplicação e duração da falta. De forma detalhada, os tipos de rearmes são apresentados no que segue (IEEE, 2007; NORTROLL, 2010):

- Rearme por corrente: Requerem a passagem de uma corrente pelo cabo no qual o indicador está instalado para alterarem a indicação de condição de falta para operação normal;

- Rearme por tensão: Requerem uma tensão no cabo no qual o indicador está instalado para alterarem a indicação de condição de falta para operação normal;
- Rearme por tempo: Após um período de tempo o mesmo deverá apresentar a modificação da condição de falta para a condição de operação normal no tempo programado ou especificado pelo fabricante;
- Rearme manual: O rearme é feito por meio de ferramentas ou equipamentos especificados pelo fabricante, de modo que os IFs apresentem a modificação da condição de falta para a condição de operação normal após a realização do procedimento de rearme manual. Como exemplo, o indicador do fabricante Linetroll 110Eμ de cabo tem rearme manual por meio da desconexão e conexão da bateria ou por meio de um ímã externo.

2.2.4 Bateria

A alimentação do IF é feita por uma bateria interna. A presença de uma fonte independente do circuito monitorado revolucionou a sua operação, pois passou a ter autonomia no seu funcionamento. Alguns dispositivos IF possuem indicação de baixa capacidade de carga da bateria, ou seja, de quando ela deve ser substituída. Segundo os fabricantes, o correto funcionamento do IF depende do nível de carga da bateria. Geralmente, os fabricantes disponibilizam dados mais detalhados sobre a vida útil da bateria, conforme o tipo de IF.

Figura 2.2 – Foto destacando a bateria interna de um IF de poste.

2.2.5 Comunicação

No mercado atual, existem IFs com comunicação, possibilitando a integração com o Centro de Operação da Distribuição (COD) no sistema SCADA e com outros equipamentos de proteção. Tal comunicação fornece o status operativo do IF no sistema supervisório do COD, conforme ilustra a Figura 2.3 (BJERKAN, 2009).

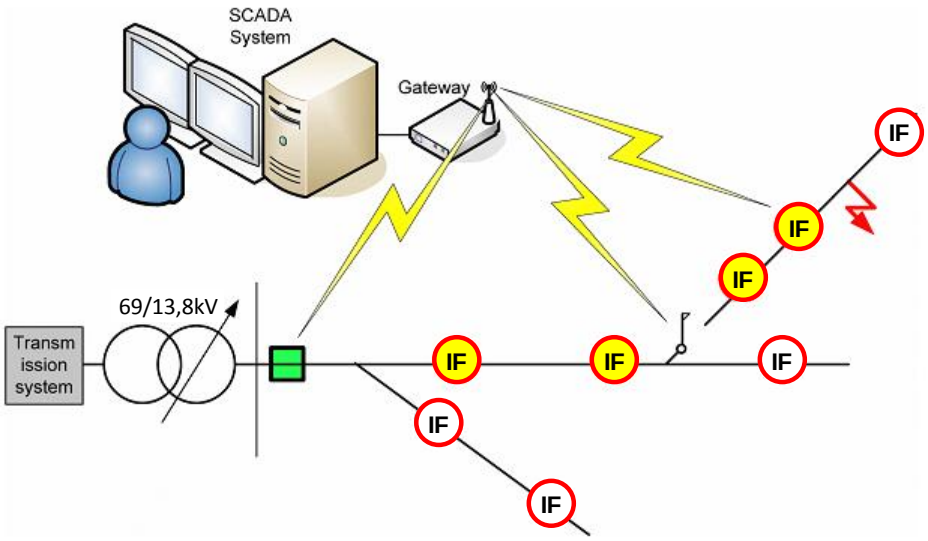

Figura 2.3 – Ilustração de IF com comunicação[5].

[5] Figura adaptada da apresentação do Dr Eilert Bjerkan da empresa Nortroll AS no CIRED 2009 – 20th *International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*.

Há também modelos de IFs que emitem um sinal de radiofrequência ou via GSM (*Global System for Mobile Communication*) quando há ocorrência de uma falta. Este sinal ajuda as equipes de manutenção a identificarem quais IFs sinalizaram a ocorrência de faltas. Os IFs com supervisão remota contribuem para:

- Redundância na localização de ponto defeituoso;
- Redução do tempo de atendimento;
- Otimização na alocação de equipes de plantão e inspeção;
- Possibilidade de isolamento da secção defeituosa de forma automática e remota caso as chaves de manobra sejam telecomandadas.

2.2.6 Programação

O IF detecta curtos-circuitos quando a corrente excede o nível de detecção ou o nível de limiar pré-estabelecido. As programações variam de acordo com o fabricante, mas, geralmente, os ajustes dos sensores e de rearme estão presentes em todos eles.

Para evitar sinalizações em situações de manobra do sistema, como, por exemplo, corrente de energização (*inrush*) da linha, o dispositivo é bloqueado durante um período de tempo suficiente para energização da rede.

A programação é feita através de banco de chaves (*switches*) ou via *software*. A Figura 2.4 ilustra um IF com programação por meio de um conjunto de oito chaves do tipo *DIP switch*.

Figura 2.4 – Detalhe do banco de chaves para programação do IF.

2.2.7 Manutenção

Quanto à manutenção, os IFs exigem inspeção periódica. Geralmente, os fabricantes recomendam que seja feita a cada intervalo de um ano. Essas manutenções consistem em substituir a bateria interna em situações em que o teste de sinalização, geralmente feito por meio da aproximação de um ímã ou por meio de uma chave, não for bem sucedido.

2.2.8 Tipos de Indicadores de Falta de Redes de Distribuição Aéreas

Os IFs podem ser encontrados para aplicações em redes de distribuição subterrâneas ou aéreas. Como o objetivo deste trabalho é apenas focar em estudos dos IF de redes de distribuição aéreas, serão apresentados apenas os tipos de IFs aplicados nessas situações. Isso pode ser justificado pelas vantagens proporcionadas pelos dispositivos aplicados em redes

aéreas serem mais expressivas, uma vez que esse tipo de rede é mais susceptível a defeitos quando comparado com as redes subterrâneas.

Há dois tipos de IFs empregados em redes de distribuição aéreas: IF de cabo e IF de poste. Na Figura 2.5 encontram-se representados esses dois tipos.

Os IFs de cabo são instalados diretamente no cabo condutor de redes primárias de distribuição de energia elétrica, o que é feito de forma fácil e segura, diretamente no cabo energizado da linha de distribuição. A finalidade é monitorar a corrente e a tensão da fase da linha monitorada e também identificar a passagem de uma corrente de curto-circuito por esse local, com consequente desligamento da tensão elétrica dessa linha pelos equipamentos automáticos de proteção. Isso caracteriza a chamada falta permanente e requer atuação da equipe de manutenção. Identificada a falta permanente, o IF começa a piscar e pode ser facilmente visto durante o dia ou à noite pela equipe que percorre o alimentador buscando o defeito. Quando identificado um ramal do alimentador principal por onde circulou a corrente de curto-circuito, a equipe de manutenção tem a certeza de que é por ali que terá que seguir para localizar o ponto exato do defeito.

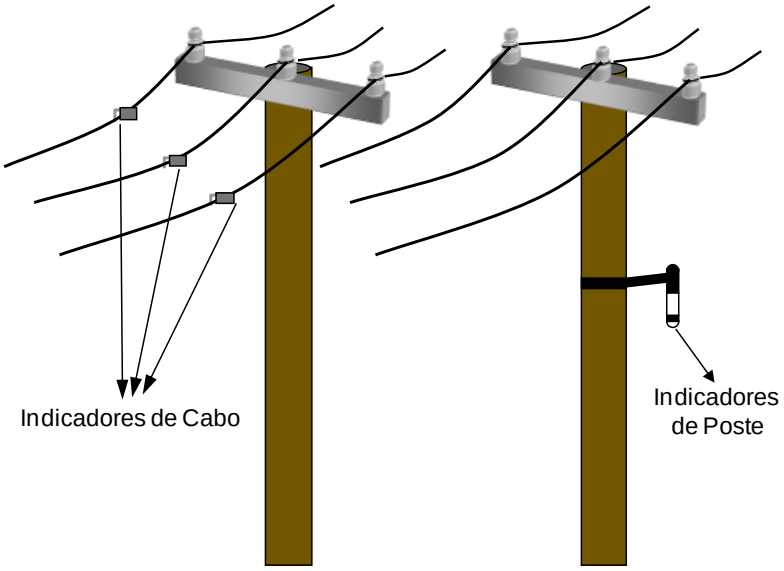

Figura 2.5 – Diferentes Modelos de IF.

Os IFs instalados diretamente no cabo condutor são também conhecidos como IF de cabo ou IF de linha ou sinalizadores de faltas. Estes são pequenos dispositivos pinçados (presos) em torno de um cabo como ilustrado na Figura 2.6.

Figura 2.6 –Indicadores de Falta de cabo.

Na ocorrência de uma falta, o dispositivo sinaliza a passagem de corrente de curto-circuito pelo condutor monitorado. A detecção da corrente de falta é feita mediante um sensor que monitora a variação da corrente no tempo, ou seja, $\frac{di}{dt}$. Esse sensor diferencia uma corrente de carga de uma de falta, pois, quando há ocorrência desta última, há um aumento súbito de corrente pelo cabo monitorado. Os sensores em questão são dispositivos sensibilizados pelo campo magnético produzido pela corrente de carga do condutor, como mostra a Figura 2.7.

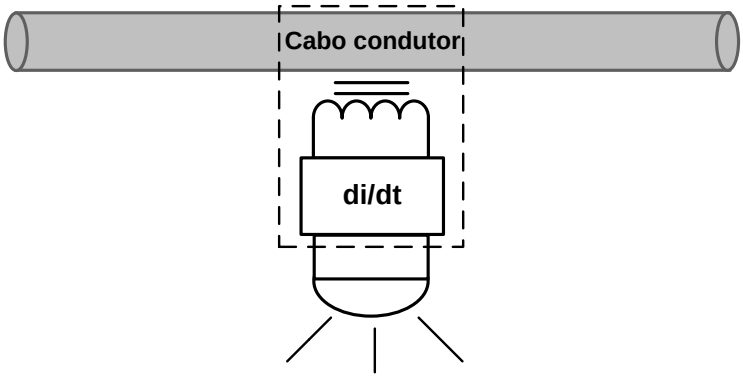

Figura 2.7 – Sensor do IF.

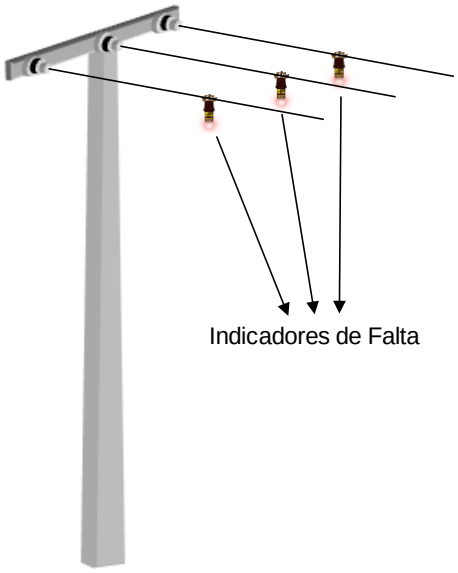

Figura 2.8 – Indicadores de Falta instalados nas três fases.

A Figura 2.8 ilustra o esquema de instalação do IF na rede aérea. Geralmente, é instalado um IF para monitorar cada fase. O IF de cabo é um dos principais IFs empregados em sistema de distribuição.

Com relação ao IF de poste, este é instalado diretamente no poste em uma altura da qual o mesmo monitora as três fases, conforme ilustra a Figura 2.9.

Os indicadores de poste são empregados para detectar faltas Fase-Fase e Fase-Terra por meio de um sensor que monitora a variação da corrente para detectar uma falta. Há modelos que possuem sensores elétricos e magnéticos que monitoram constantemente a tensão e a corrente. Os sensores magnéticos se adaptam à presença de corrente na linha e são sensibilizados quando há uma grande variação. Já os sensores elétricos monitoram a presença de tensão na linha (NORTROLL, 2010).

Estes dispositivos podem sinalizar faltas permanentes, na iluminação de alerta principal, e também a passagem de faltas transitórias, através de indicadores luminosos secundários. Na Figura 2.10 tem-se uma foto de um IF instalado em um poste.

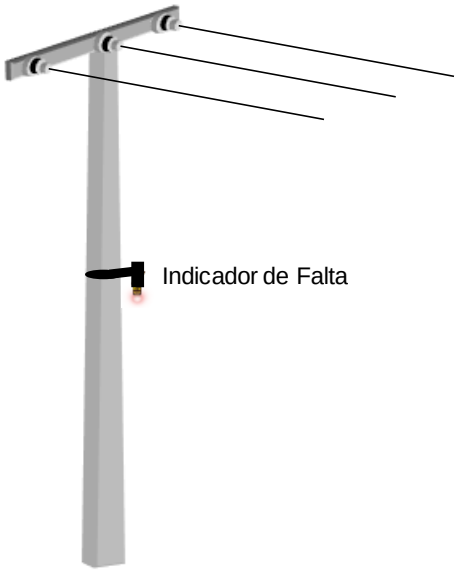

Figura 2.9 – Indicador de Falta instalado no poste.

Figura 2.10 – Indicador de Faltas de poste.

Os IFs instalados em postes monitoram as três fases simultaneamente com um único dispositivo. No entanto, estão sujeitos a interferências, tais como a presença da rede secundária no mesmo poste, o que torna a instalação do IF de cabo mais adequada para esta

situação. Ainda, ressalta-se que o IF de poste tem custo similar a três IFs de cabo (monofásicos).

2.2.9 Pontos de Instalação dos Indicadores de Falta Aéreos

Os IFs são dispositivos eficazes não só para a melhoria dos índices de qualidade das distribuidoras, mas também para o relacionamento da distribuidora com o seu cliente, já que, interrupções de energia menos frequentes e mais curtas significam consumidores mais satisfeitos e menos reclamações. Contudo, para proverem tais melhorias, os IFs devem estar instalados em pontos estratégicos do sistema de distribuição. Tais pontos, como mostram a Figura 2.11, são, geralmente, localizados em derivações do alimentador ou ao longo de trechos de alimentadores rurais com grandes extensões.

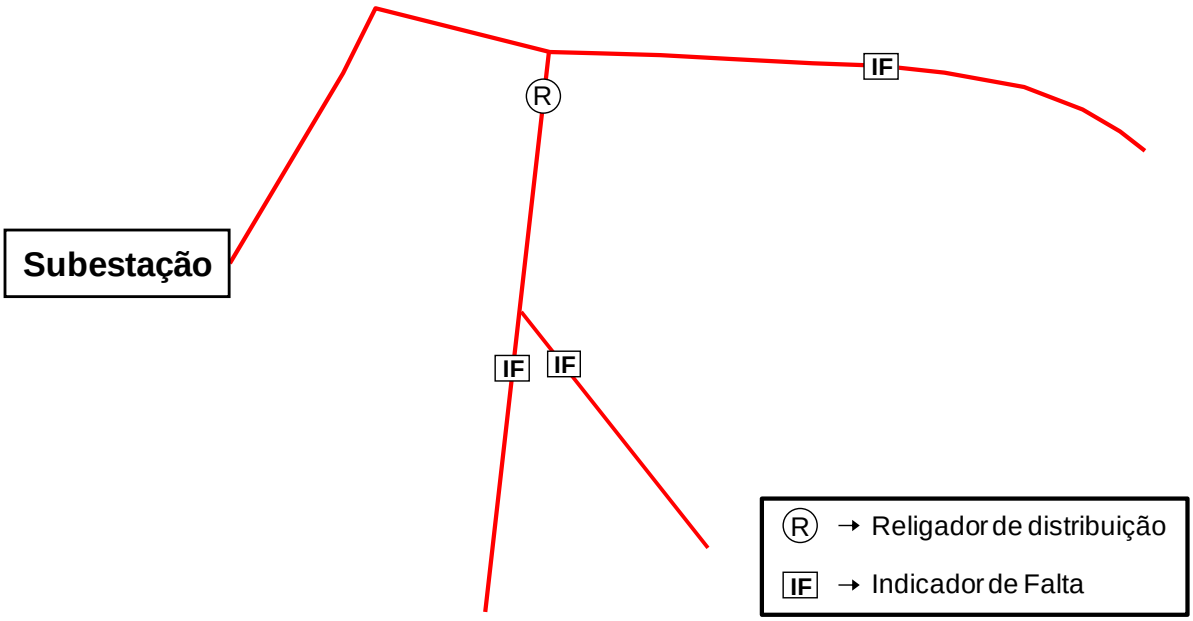

Figura 2.11 – Representação da aplicação de IFs.

Em muitas situações práticas, os IFs são instalados em pontos do alimentador definidos segundo a experiência dos profissionais da área de operação e manutenção, não considerando critérios específicos.

2.3 Restabelecimento de Energia Elétrica

Nesta seção, são abordados os procedimentos de restabelecimento com e sem a presença de IFs instalados no SDEE. A seção 2.3.1 trata do procedimento típico das concessionárias de distribuição para atendimento de desligamentos permanentes em SDEE sem a presença de IFs. Já a seção 2.3.2 apresenta a influência do IF no processo de restabelecimento.

2.3.1 Procedimento de Restabelecimento sem o Uso de Indicadores de Falta

Na ocorrência de uma falta, os dispositivos de proteção, tais como disjuntor de saída do alimentador primário, religador de distribuição e seccionadores automáticos, têm a função de atuar de forma a eliminar a perturbação. O dispositivo responsável pela zona de proteção na qual ocorreu a perturbação irá primeiramente seccionar o sistema e, em seguida, realizar a primeira tentativa de religamento automático. Após esgotar as tentativas de religamento e o sistema continuar com defeito, conclui-se que o sistema de distribuição está sob falta permanente. Com isso, o disjuntor do alimentador ou o religador de distribuição ou a seccionalizadora permanece em situação de bloqueio e as unidades consumidoras têm o seu fornecimento de energia elétrica interrompido. Dessa forma, as equipes de plantão iniciam o

processo de inspeção da rede para localização do defeito, o que abrange todo o trecho supervisionado pelo equipamento de proteção atuado (disjuntor, chave religadora ou seccionador automático).

Primeiramente, a inspeção é realizada no tronco principal do alimentador, a jusante do ponto em que está o equipamento de proteção sob bloqueio. A inspeção é realizada por blocos de carga do alimentador, definidos por trechos entre chaves instaladas no tronco principal. A cada bloco percorrido, procede-se à abertura da chave a jusante e testes de religamento são realizados para verificar se a falta está nesse trecho. Se a energização for bem sucedida, conclui-se que a falta está a jusante da chave verificada. Não sendo aceita, continua-se a inspeção trecho a trecho até que seja encontrado o defeito. As escolhas das chaves a serem manobradas e, consequentemente, dos trechos a serem inspecionados para que sejam feitas as tentativas de energização são coordenadas, geralmente, pelo Centro de Operação, considerando-se informações sobre comprimentos dos trechos, localizações e disponibilidades de equipes de eletricistas e existência de cargas essenciais.

Se, após o término da inspeção no tronco principal, não for encontrado o defeito, geralmente, faz-se um teste de religamento. O insucesso desse procedimento leva as equipes a fazerem a abertura das chaves fusíveis de ramais existentes e, em seguida, realizar novos testes de energização até encontrar o ramal defeituoso (ANDRADE et. al., 2009).

Aspectos mais detalhados sobre o conceito de bloco no processo de restabelecimento do sistema serão tratados na seção 3.3.1.

2.3.2 Procedimento de Restabelecimento com o Uso de Indicadores de Falta

A aplicação de dispositivos IFs nas redes primárias permite às empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica melhorar a confiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores, uma vez que esses identificam e sinalizam a ocorrência de curtos-circuitos. Além disso, tais dispositivos permitem a redução do tempo de desligamento das redes elétricas proveniente de faltas, pois diminui o tempo de inspeção das equipes de manutenção, facilitando o trabalho de isolamento da seção submetida a uma falta e o restabelecimento do sistema (BAKER et al., 2001). Com isso, a aplicação de IFs nos alimentadores primários de distribuição auxilia as equipes de manutenção a encontrar o ponto defeituoso, sendo as mesmas direcionadas diretamente ao trecho de origem da perturbação no sistema elétrico.

Como exemplo sobre o papel dos IFs no processo de restabelecimento do sistema, considere a configuração desses, conforme ilustrado na Figura 2.12.

Em condições normais de operação do sistema, os IFs permanecem em repouso. Quando há ocorrência de uma falta na rede que sensibilize o(s) dispositivo(s), o(s) mesmo(s) deve (m) sinalizar a passagem de uma corrente de curto-circuito.

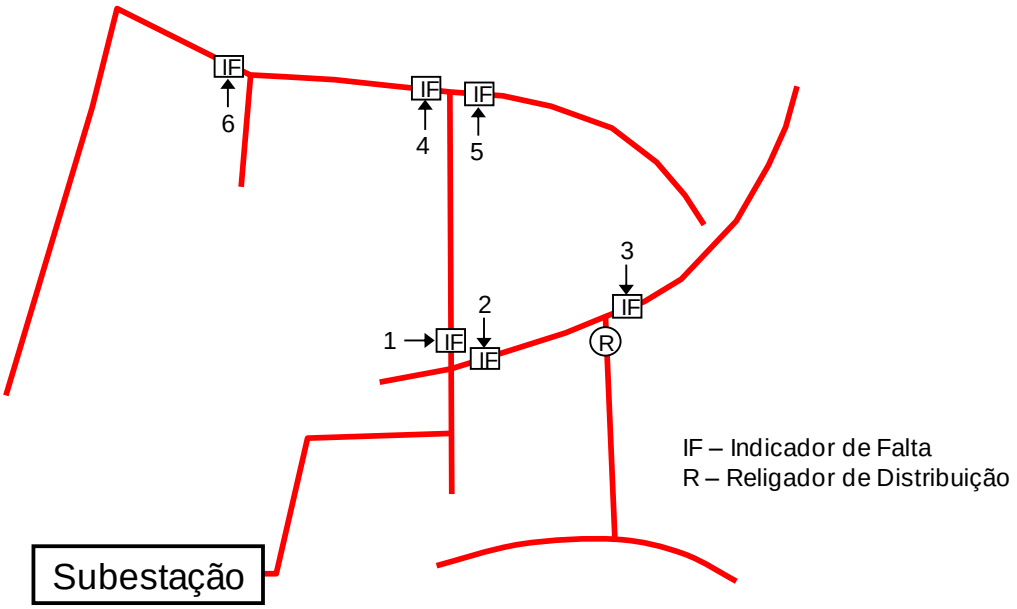

Figura 2.12 - Representação da aplicação dos IFs no restabelecimento do sistema.

A representação esquemática da aplicação e funcionamento do IFs pode ser conferida pela Figura 2.12 e também pela Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Representação dos IFs na detecção dos pontos defeituosos.

IF(s) atuado(s)	Trecho em que está o defeito
1	Entre o IF 1 e os IFs 4 e 5
1 e 4	Entre o IF 4 e o IF 6
1, 4 e 6	Após o IF 6
1 e 5	Após o IF 5
2	Entre o IF 2 e o IF 3
2 e 3	Após o IF 3

Por meio da Tabela 2.1, é possível verificar como a atuação do(s) IF(s) auxilia as equipes de campo na busca do ponto defeituoso. Além disso, após detectar o trecho com defeito, é possível restabelecer o fornecimento de energia das unidades consumidoras a montante desse trecho. Tal ação contribui para que os indicadores de qualidade das unidades consumidoras supracitadas não fiquem afetados.

Supondo a configuração de IFs do alimentador ilustrado pela Figura 2.12, se os IFs não possuírem comunicação, a equipe de campo irá se deslocar até os IFs 1 e 2 para inspeção visual. Se nenhum dos IFs estiver atuado, o ponto defeituoso está no trecho a montante desse ponto. Porém se um dos IFs estiver sensibilizado, a equipe deverá se deslocar até o(s) próximo(s) IF(s) a jusante do IF atuado (IF 3 ou IFs 4 e 5). Considerando que o IF 1 está atuado, a equipe de inspeção irá se dirigir até os IFs 4 e 5. Se um desses IFs estiver atuado, o ponto defeituoso situa-se no trecho a jusante do mesmo. Caso nenhum dos IFs estiver atuado, o ponto defeituoso estará localizado no trecho compreendido entre o IF 1 e os IFs 4 e 5. Cabe ressaltar que, se o IF possuir comunicação remota, a equipe de campo poderá se dirigir mais rapidamente ao trecho em que se localiza o defeito.

2.4 Revisão Bibliográfica sobre Indicadores de Falta

2.4.1 Organização e Estudo Bibliográfico

Esta seção apresenta os aspectos relativos ao estudo bibliográfico utilizado no desenvolvimento deste trabalho. A investigação das principais técnicas foi realizada em diversas bases de dados científicas como, por exemplo, IEEE, ELSEVIER, SCIELO e outros.

Como conseqüência, as compilações dos resultados obtidos a partir dessa investigação científica pautaram-se por estudar diferentes estratégias que têm sido relatadas na literatura técnico-científica, as quais objetivam melhorar os aspectos relacionados aos dispositivos IFs. Assim sendo, alguns dos pontos estudados foram os seguintes:

1. Aspectos gerais dos IFs;
2. Estratégias de restabelecimento usando IF;

3. Investigação de estratégias para alocação do IF.

Os conhecimentos relatados neste capítulo forneceram as diretrizes fundamentais que permitiram destacar as metodologias, abordagens e técnicas relativas ao tema pesquisado, como também contribuíram para a definição de critérios concernentes ao desenvolvimento de um sistema de alocação dos IFs.

A seguir, apresentam-se as principais frentes de estudo relacionadas aos IFs encontradas em literatura técnica da área. É importante salientar o caráter inovador deste trabalho de doutorado frente à escassez de publicações, especialmente em periódicos, que abordem especificamente a alocação dos IFs.

2.4.2 Aspectos Gerais sobre os Dispositivos Indicadores de Falta

A qualidade nos processos operativos dos sistemas de distribuição de energia elétrica é fundamental para manter a continuidade do serviço de fornecimento de energia elétrica até o consumidor final. Nesse sentido, mostra-se importante a presença de IFs, pois, quando sensibilizados por qualquer tipo de falta e, imediatamente, após a ocorrência da mesma, contribuem para o rápido restabelecimento da energia elétrica, reduzindo prejuízos financeiros e humanos. Face ao exposto, alguns pesquisadores foram motivados a investigar o emprego de IFs.

O trabalho de Gangel et. al. (1970) mostra o desenvolvimento de um pacote de aplicativos computacionais utilizados para prever a disponibilidade de um circuito de distribuição de energia elétrica subterrânea. Os cálculos são fundamentados nas taxas de interrupção e nos tempos requeridos para executar funções específicas. Os aplicativos

computacionais são aplicados em configurações com várias combinações de equipamentos, tais como: indicadores de falta, interruptores de corrente de falta, pontos de manobra manual no tronco principal e nos circuitos ramais. Os resultados mostraram o efeito da variação desses equipamentos, bem como a configuração básica do circuito e procedimentos operacionais. Ao final do estudo, os autores afirmam que a utilização de IFs em pontos de derivação do circuito principal e do ramal são mais uma sugestão do que uma conclusão.

O trabalho de Muench et. al. (1982) estabelece um guia de recursos disponíveis para a maioria dos tipos de IFs existentes à época. Os autores apresentam e comparam diversas peculiaridades dos IFs, tais como: tipo de mecanismo de rearme, tipo de rede de distribuição, número de fases do sistema, posição da unidade do sensor, posição de instalação, sensibilidade de cada tipo de indicador e efeitos de cabos adjacentes na atuação e rearme. Vários aspectos discutidos por Muench et. al. foram apresentados nas seções anteriores deste capítulo.

O trabalho de Thomas et. al. (1982) discorre sobre a aplicação de IFs monofásicos em redes subterrâneas. Os pesquisadores descreveram o caso de uma falta monofásica na qual o dispositivo IF responsável sinalizou e, após um período de tempo, rearmou indevidamente por presença de tensão na linha. A explicação encontrada foi atribuída ao fato das outras fases não envolvidas na falta induzirem tensão no dispositivo instalado, causando o rearme. Devido a este fato, a empresa *Long Island Lighting Company* e o fabricante *RTE* concluem o trabalho citando o desenvolvimento em parceria de um indicador de falta para sistemas trifásicos.

Baldwin et. al. (2001) apresenta uma nova proposta para localização de faltas em sistemas não-aterrados e sistemas com alta impedância de aterramento. Segundo os pesquisadores, a falta do tipo fase-terra incidente nesses sistemas não provoca correntes

suficientes para sensibilizar os equipamentos de proteção, dificultando a sua localização. A nova proposta consiste em utilizar um novo relé específico para falta fase-terra, operando em conjunto com IF em sistemas elétricos de baixa tensão. Os IFs são utilizados para indicação visual no local onde a falta se encontra.

Em outro trabalho, Baldwin et. al. (2003) propõe um IF direcional para faltas do tipo fase-terra, também aplicado a sistemas elétricos de baixa tensão. Entretanto, ambos os trabalhos apontam a utilização de IF em sistemas de baixa tensão, diferindo dos objetivos deste trabalho, que consiste em estudar IF em redes de distribuição de média tensão.

Em Santos et. al. (2007), é proposto um sinalizador luminoso monofásico de falta para redes aéreas de distribuição de energia até o nível de tensão de 69kV. Segundo os autores, o sinalizador possui baixo custo, bateria interna com autonomia de 10 anos, facilidade de instalação e funcionalidades agregadas com inteligência para a detecção de faltas. Os resultados referentes a testes em campo mostraram eficácia na sinalização de faltas bem como no auxílio às equipes de manutenção.

Em Angerer (2008), apresenta-se a evolução dos IFs e também a sua aplicação para melhorar a confiabilidade e reduzir os custos operativos do sistema de distribuição. O autor destaca os tipos de rearme, dentre eles: o automático por presença de tensão, o automático por passagem de corrente e o automático após um período de tempo pré-ajustado. Também são discutidos aspectos sobre a comparação dos custos estimados de perdas de fornecimento de energia para antes e depois do uso de IFs.

Em Bjerkan (2009), é abordado o uso dos dispositivos IFs dotados de tecnologia de comunicação. O autor descreve que a presença de comunicação permite conhecer o estado operativo do IF não só no local em que ele está instalado, mas também em outro lugar com

supervisão remota. Tal recurso proporciona o aumento da eficiência operacional durante o atendimento a um desligamento do sistema de distribuição em média tensão.

2.4.3 Estratégias de Restabelecimento Usando Indicadores de Falta

Nesta seção, são apresentados os trabalhos encontrados na literatura técnico-científica que abordam o uso de IFs no processo de restabelecimento de energia elétrica.

No trabalho desenvolvido por Krajnak (2000), os IFs são empregados para melhorar o tempo de restabelecimento do sistema. Por meio do programa computacional *Cooper Power Systems Distrely*^{TM}, foram estudadas duas estratégias de inspeção de um alimentador em busca de faltas permanentes, utilizando-se o IF como referência para a equipe de inspeção. No referido aplicativo, avaliam-se os casos de estudo e determinam-se os reais benefícios dos IFs. Para validação da proposta, é utilizado um modelo simplificado de um alimentador com comprimento de 228 km e estatística de ocorrência de faltas de 0,162 por km por ano. Destaca-se que, no alimentador estudado, 25% do total de faltas são permanentes, sendo que o tempo médio de restabelecimento é de 3 horas.

No primeiro caso de estudo, a equipe de campo inicia a busca pelos pontos com falta a partir da subestação, com base nas informações vindas dos IFs sinalizados, que indicarão à equipe de manutenção qual a direção da falta.

No segundo caso, supõe-se que a equipe de manutenção possui alguma informação sobre o local da falta, fundamentada em dados fornecidos pelos consumidores e, portanto, inicia-se a inspeção a partir desse ponto conhecido.

Como resultado, os autores concluem que os IFs devem ser instalados em pontos onde há bifurcações no alimentador, como pode ser visualizado na Figura 2.13.

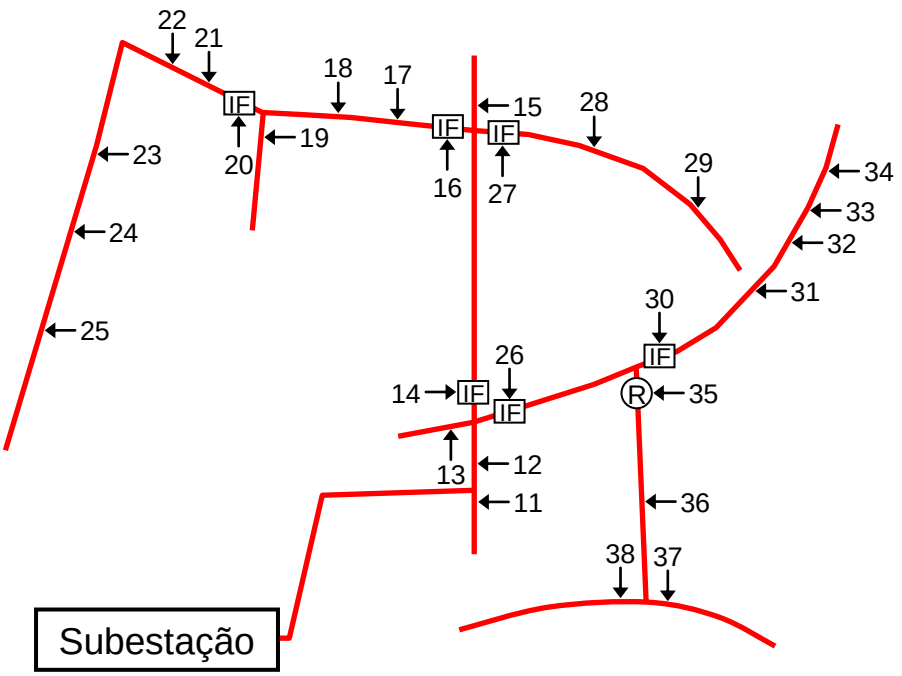

Figura 2.13 – Topologia simplificada do alimentador implementado no programa computacional por Krajnak (2000).

A Figura 2.13 mostra os pontos de instalação dos seis IFs presentes no alimentador investigado. A sinalização da passagem da falta realizada pelos indicadores propicia uma redução na distância total percorrida no alimentador para os dois casos de estudo. A análise realizada pelo programa computacional mostrou uma redução de 46% na distância total percorrida no primeiro caso e 80% no segundo caso.

Segundo os autores, a extensão do período em que os consumidores ficaram sem fornecimento de energia em uma situação de falta está relacionada ao tempo de inspeção do alimentador na busca do defeito. Portanto, reduzindo-se o tempo necessário para se localizar a falta, diminui-se também o período em que os consumidores ficam sem energia elétrica. A análise computacional mostrou que este último teve redução de 15% no primeiro caso e 26% no segundo.

Em Lehtonen et. al. (2000), é apresentado um sistema de tratamento automatizado de faltas em sistemas de distribuição. Os autores propuseram um sistema de gerenciamento de faltas usando informações provenientes dos diversos dispositivos de proteção e IFs.

O método tradicional para o tratamento de uma falta em uma linha de distribuição é o de tentativa e erro, no qual as seções dos alimentadores são energizadas uma a uma até que nenhum sinal de falta seja identificado pelos relés. Através de disjuntores e chaves seccionadoras consegue-se este tipo de operação, que, na maioria das vezes, ocorre de forma manual.

Com a introdução de relés numéricos e também da comunicação entre os dispositivos, foi possível melhorar a resposta do sistema frente a uma falta. No entanto, há uma forte discussão entre os pesquisadores no sentido de definir se o comando final na proteção dos sistemas de distribuição deve ficar a cargo de um operador especialista ou ser totalmente automatizado. Tal ceticismo em relação às metodologias totalmente automatizadas é atribuído à grande dificuldade em se adaptar os diversos sistemas de controle às peculiaridades de cada circuito de distribuição.

O modelo de tratamento de faltas investigado por Lehtonen et. al. (2000) adota uma postura totalmente automatizada para localização de faltas, isolamento dos setores com faltas e restauração do fornecimento de energia. Para tanto, o modelo computacional trabalha integrado ao sistema SCADA e também com os dispositivos de automatização de um sistema de distribuição georeferenciado. O tratamento das faltas neste modelo se inicia pela etapa de localização da mesma, que é realizada por meio de três técnicas distintas. Após a ocorrência de uma falta, valores de correntes medidos são confrontados com valores armazenados para estimar o ponto em que a mesma ocorreu. Em seguida, tais informações são confrontadas com os sinais enviados pelos IFs com capacidade de comunicação instalada ao longo do

alimentador. Para refinar a resposta, utilizam-se as informações estatísticas sobre a ocorrência de faltas nos trechos identificados pelo *software* de localização e pelos IFs.

Os setores com defeito são automaticamente isolados por meio de chaves acionadas por controle remoto. Os setores não afetados pela falta são então energizados. Durante o processo de restabelecimento, são efetuados cálculos para se determinar a capacidade real de fornecimento do sistema após a falta, bem como os limites térmicos das linhas com base no carregamento do circuito. A integração do modelo com o sistema SCADA pode ser observada na Figura 2.14.

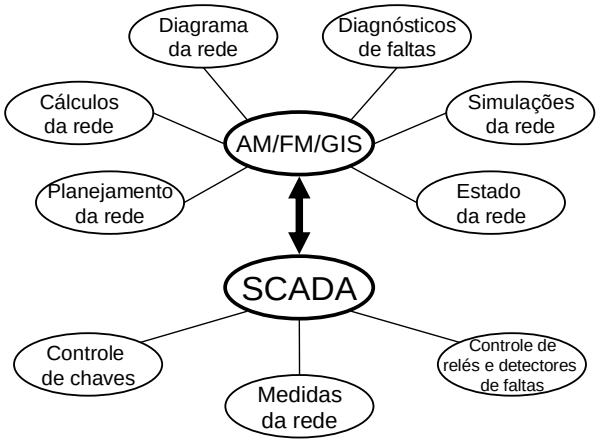

Figura 2.14 – Modelo computacional para automatização do tratamento de faltas em sistemas de distribuição (LEHTONEN et. al., 2000)

O sistema AM/FM/GIS (*Automated Mapping, Facilities Management and Geographic Information System*) é responsável por realizar diversas tarefas no processo de automatização: desde a estimação do estado atual da rede até os cálculos envolvendo os diagnósticos das faltas. Este sistema tem comunicação bidirecional com o SCADA, que recolhe informações provenientes de dispositivos como chaves, disjuntores, medidas diversas da rede e o controle sobre os dispositivos que detectam as faltas.

Neste modelo automatizado, são consideradas as regiões do alimentador que possuem os IFs instalados e também as regiões que não os possuem, modelando-se matematicamente as zonas de atuação de equipamentos de proteção e dos IFs.

O principal benefício para a automatização da isolação de uma falta é a diminuição de custo ao consumidor, além da redução do número de seguidas interrupções em consequência da localização errônea de uma falta.

Outra aplicação envolvendo a integração do sistema SCADA para automação do tratamento de faltas foi proposto por Tannlund e Bjorkman (2000): um sistema de distribuição de energia automatizado que adota, dentre outros parâmetros, a utilização de IFs instalados em determinados ramos do sistema para tomada de decisão. Este sistema faz uma análise da sinalização dos IFs, via sistema SCADA, e permite identificar e isolar os ramos afetados pela falta, dividindo a rede em várias sub-redes. Esta metodologia permite isolar apenas as seções comprometidas pela falta, restaurando o restante do circuito.

Nessa mesma linha de pesquisa, é possível encontrar trabalhos que utilizam sistemas computacionais fundamentados em computadores pessoais, como é o caso do KODAS (Sistema Automático de Distribuição da Coréia). Tais sistemas encontram-se detalhados nos trabalhos de Cho e Ha (1998) e de Choi et. al. (1999).

2.4.4 Investigação de Estratégias para Alocação dos Indicadores de Falta

O emprego de técnicas evolutivas para a alocação de IFs fora mostrado viável no trabalho proposto por Cong et. al (2005). Segundo os autores, quando uma falta permanente ocorre em um circuito de distribuição, sua rápida remoção para o restabelecimento no fornecimento de energia depende do correto isolamento das seções faltosas. Os IFs são

dispositivos fundamentais para esse tipo de operação, pois, combinados com os demais elementos da proteção, permitem o isolamento das faltas em setores. O local ideal ou ótimo para a inserção de um IF depende de fatores como a carga do circuito, tipo de condutor, chaves, probabilidades de faltas, etc. A escolha dos melhores locais para a inserção dos dispositivos IFs faz-se pela utilização da técnica de Algoritmos Genéticos.

O fluxograma de execução para tratamento de eventos de falta pode ser melhor compreendido analisando-se a Figura 2.15.

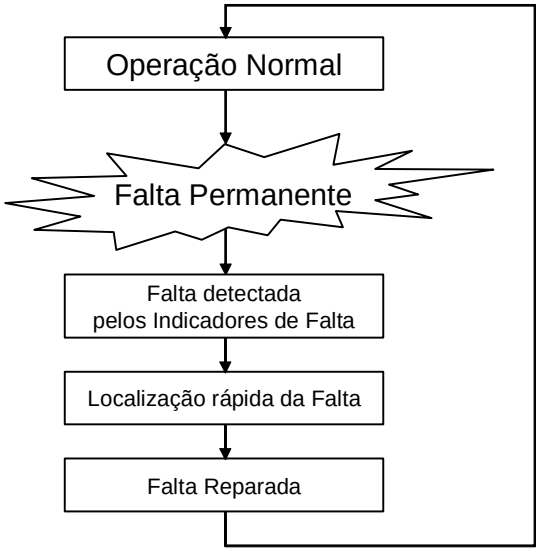

Figura 2.15 – Ciclo de isolamento de uma falta através de IF (CONG et. al., 2005).

Quando a falta é sinalizada pelos IFs, os operadores utilizam chaves e disjuntores para localizar, isolar os setores faltosos e restabelecer o fornecimento de energia aos setores não-faltosos do sistema, no passo “Localização rápida da Falta”. Com a seção faltosa isolada, é possível reparar o setor defeituoso e restabelecer o fornecimento de energia no mesmo, por meio do passo “Falta Reparada”. É imprescindível que o passo “Localização rápida da Falta” seja realizado no menor tempo possível, o que depende fortemente do tipo do IF utilizado (com ou sem comunicação) e de sua posição bem como do tipo e posição dos disjuntores e

chaves do sistema. O passo de restauração de uma seção faltosa depende do tipo de condutor, se aéreo ou subterrâneo. A densidade de IFs instalados no circuito de distribuição permite uma redução no tempo de localização e reparo de uma falta. Determinar, portanto, o número e o local de instalação dos IFs é o objetivo principal da alocação ótima desses dispositivos. As funções custo a serem minimizadas pelos AGs possuem comportamento discreto, não-linear e com muitas variáveis, o que impede o uso de métodos Determinísticos. A escolha dos AGs contempla o fato desta técnica tratar qualquer tipo de função, especialmente as discretas, além de possuir um método de busca extremamente rápido e global, por meio do qual todas as respostas são exploradas com a mesma probabilidade.

As informações utilizadas para alcançar os objetivos da alocação ótima dos IFs levam em consideração a estrutura da rede, carga, probabilidade de falta, etc. Os indivíduos representam as possíveis posições para a inserção dos IFs. Já os genes representam a existência (1) ou não (0) de IF na posição. Na Figura 2.16, pode-se visualizar uma representação de como os indivíduos se relacionam com a posição dos IFs.

Os pontos no alimentador numerados por [1, 2,...,6] representam as possíveis posições em que se pode instalar um IF. Neste caso, o indivíduo a ser utilizado pelo AG possui seis genes, cada um representando uma posição do alimentador em que se pode instalar um IF. A presença ou não de um IF na posição é representada pelos genes (1) e (0), respectivamente. No exemplo da Figura 2.16, nos seis possíveis pontos onde se pode instalar um IF, apenas as posições 2, 3 e 4 os possui. As demais posições não possuem IF.

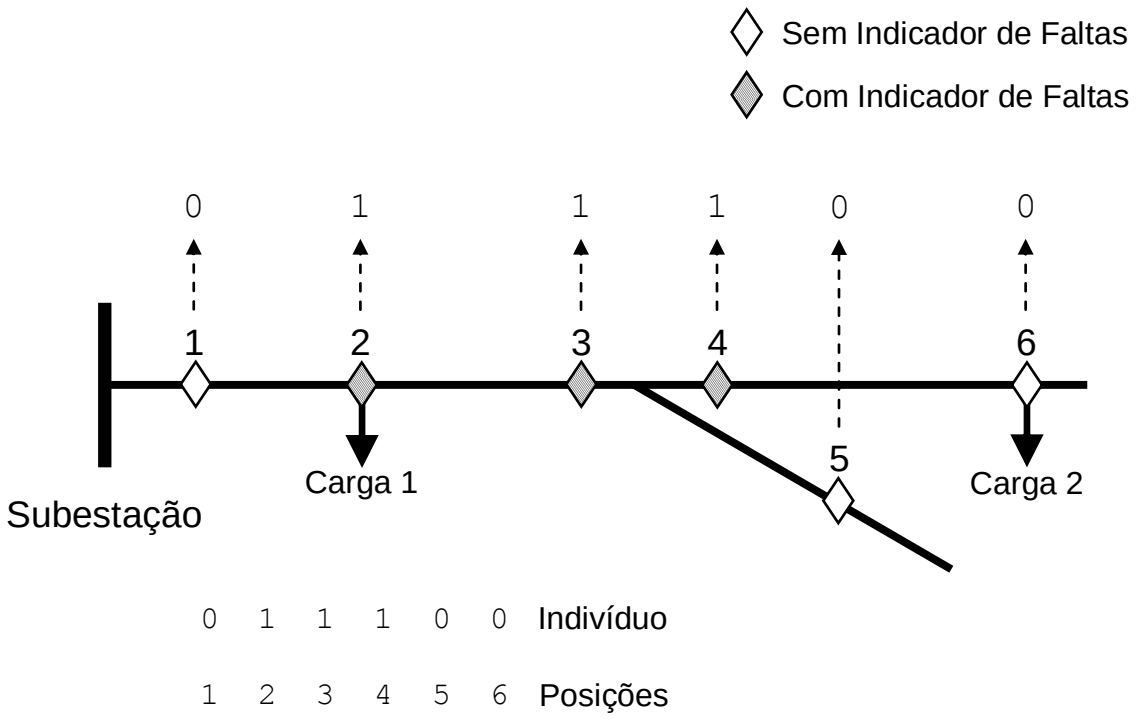

Figura 2.16 – Mapeamento dos IFs pelos Algoritmos Genéticos.

Este exemplo representa apenas uma resposta possível. Assim o indivíduo formado por [0 1 1 1 0 0] só poderá ser considerado ótimo ou ideal se, ao final de todos os processos de otimização relacionados aos AGs, este for considerado o vencedor. Esta avaliação é feita pelas funções custo que avaliam os diversos parâmetros citados anteriormente.

Para o método proposto, a utilização de AGs permitiu uma redução nos custos relacionados ao reparo das faltas e restabelecimento do sistema, principalmente devido ao número de possibilidades de instalação desses dispositivos. Em uma rede com 50 possíveis pontos de instalação de IFs, existem 2^{50} possibilidades de configurações. Com apenas quatro IFs, de um máximo de dez, instalados corretamente no alimentador, foi possível uma redução de 50% no tempo médio em que os consumidores ficaram sem o fornecimento de energia. Os AGs possuem um eficiente tratamento de otimização, com muitas possibilidades, além do fato de se trabalhar com a melhor posição para inserção dos IFs tendo um número reduzido destes

dispositivos, levando-se em consideração as variáveis da rede. Porém, a metodologia utilizada pelos autores não realiza uma investigação do desempenho do conjunto de IFs instalados no processo de melhoria da qualidade do serviço. São analisados apenas aspectos da energia não distribuída (kWh/ano), tempo médio de interrupção para cada consumidor, custo da interrupção e custo global (custo da interrupção e custo do IF). Adicionalmente, os resultados apresentados sugerem pontos de instalação próximos dos próprios IFs ou de equipamentos com função semelhante. Nestas situações, não há um eficiente posicionamento, uma vez que não há necessidade da instalação do dispositivo IF.

Outros trabalhos como Silva et. al. (2004) e Pregelj et. al. (2006) merecem destaque por terem proposto a aplicação de AGs em problemas de alocação de equipamentos de proteção em redes de distribuição de energia. A principal diferença nessas aplicações refere-se à formulação matemática da função objetivo. Em Silva et. al. (2004), é proposta uma estratégia de alocação de dispositivos de proteção usando modelos de programação não-linear e algoritmos genéticos. A codificação utilizada pelos autores é a binária. Cada bit 1 representa uma posição de instalação da proteção (religadores, seccionalizadores e fusíveis). Os resultados apresentados referem-se a testes para um sistema real de 134 barras com alocação de dispositivos em 29 pontos. Já em Pregelj et. al. (2006), é estudada uma estratégia de alocação de chaves religadoras e gerações distribuídas para melhorar a confiabilidade das redes de distribuição. A codificação discreta é empregada pelos autores. Cada gene representa uma posição do alimentador candidata a alocação de chaves religadoras ou gerações distribuídas. Os resultados apresentados mostraram a utilização do algoritmo proposto em planejamento de novas gerações distribuídas com o objetivo de maximizar a confiabilidade do sistema elétrico.

Em Sperandio (2007), é proposto um sistema de alocação de chaves automáticas em redes de distribuição. O sistema computacional desenvolvido pelos autores utiliza dados georeferenciados dos alimentadores. É calculado o DEC, FEC e Energia Não Suprida dos conjuntos de unidades consumidores para alimentar um modelo multicriterial que hierarquiza as alternativas de alocação por meio de uma lista ordenada de pontos candidatos do alimentador a receberem chaves. O trabalho não avalia as configurações de instalação das chaves automáticas; apenas faz listas ordenadas segundo os critérios avaliados.

Em Souza et al (2008), é proposto um sistema de alocação fundamentado na estimação do potencial de instalação de dispositivos IF em sistema de distribuição usando sistemas *Fuzzy*. No trabalho em questão, são utilizadas as variáveis clientes, carga, distância da proteção e corrente de curto circuito mínima, para quantificar a potencialidade para instalação de IFs em alimentadores de distribuição. Os resultados apresentados pelos autores apenas ordenam os pontos candidatos de acordo com o seu potencial de instalação, não avaliando as configurações de instalação de IFs.

No trabalho proposto por Ho et. al (2011), é estudada a aplicação da técnica de Algoritmo Imunológico para alocação de IFs por meio de uma função objetivo, minimizando os custos de interrupção e o custo do investimento. Aplica-se tal algoritmo em um sistema real da *Taiwan Power Company*. Os indivíduos são codificados por meio da representação binária. Ressalta-se que a metodologia proposta por Ho et. al. (2010) não atende aos objetivos estudados nesta pesquisa, devido a diversos pontos. Dentre eles, pode-se citar:

- o sistema elétrico dividido em zonas e não em barras;
- baixo espaço de busca;
- não estuda a influência da proximidade com outros IFs;

- metodologia de custo do IF é pouco elaborada, sendo diferente dos riscos regulatórios presentes no Brasil.

Este capítulo apresentou os principais aspectos relativos aos dispositivos IFs utilizados em sistemas de distribuição de energia elétrica. Também foram apresentadas algumas das principais estratégias referentes ao uso de IFs, bem como o melhoramento no processo de restabelecimento de energia empregado em sistemas de distribuição. Dentre essas técnicas, destacam-se os Sistemas *Fuzzy* e os AGs, devido aos resultados promissores apresentados por essas abordagens e relatados junto à bibliografia correlata. Os resultados provenientes deste capítulo forneceram os diversos subsídios que auxiliaram no desenvolvimento do trabalho de pesquisa. É importante frisar a escassez de trabalhos relativos ao tema desta pesquisa, em especial, sobre alocação dos dispositivos indicadores de falta para o melhoramento do restabelecimento de energia elétrica usando técnicas de sistemas inteligentes.

3. METODOLOGIA DESENVOLVIDA PARA A ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS INDICADORES DE FALTA

Este capítulo está dividido em três partes: a primeira descreve a metodologia de determinação do tronco principal para alimentadores radiais, a segunda aborda uma breve introdução de AGs focando na modelagem desenvolvida para a resolução do problema de alocação de IFs bem como o diagrama de blocos do AG desenvolvido, e; a última trata de conceitos empregados para avaliação da resposta do AG para o contexto da empresa distribuidora.

3.1 Determinação do Tronco Principal

No problema de alocação dos dispositivos indicadores de falta, é importante a avaliação dos possíveis pontos candidatos à instalação de IF no alimentador primário de distribuição. Qualquer ponto do alimentador é candidato a instalação de IFs. No entanto, para fins de análise e de aplicações práticas, este trabalho propõe o posicionamento de IF apenas em pontos do tronco principal do alimentador primário, pois o mesmo é responsável por atender todas as cargas do alimentador. Tal consideração também se justifica, pois, diante da interrupção do fornecimento de energia elétrica desencadeada por uma falta, o restabelecimento do serviço poderá ser feito gradualmente, conforme as equipes de

manutenção percorram o tronco principal e verifiquem que o ponto de falta foi a jusante do último indicador inspecionado. Contudo, para um alimentador de distribuição grande e com várias ramificações, a determinação do ramo principal pode ser laboriosa (Souza *et. al.*, 2008).

Para a obtenção dos trechos que compõem o tronco principal do alimentador radial, considerar-se-á, inicialmente, o diagrama unifilar do sistema de distribuição IEEE de 13 barras, como ilustrado pela Figura 3.1 (Kersting, 1991).

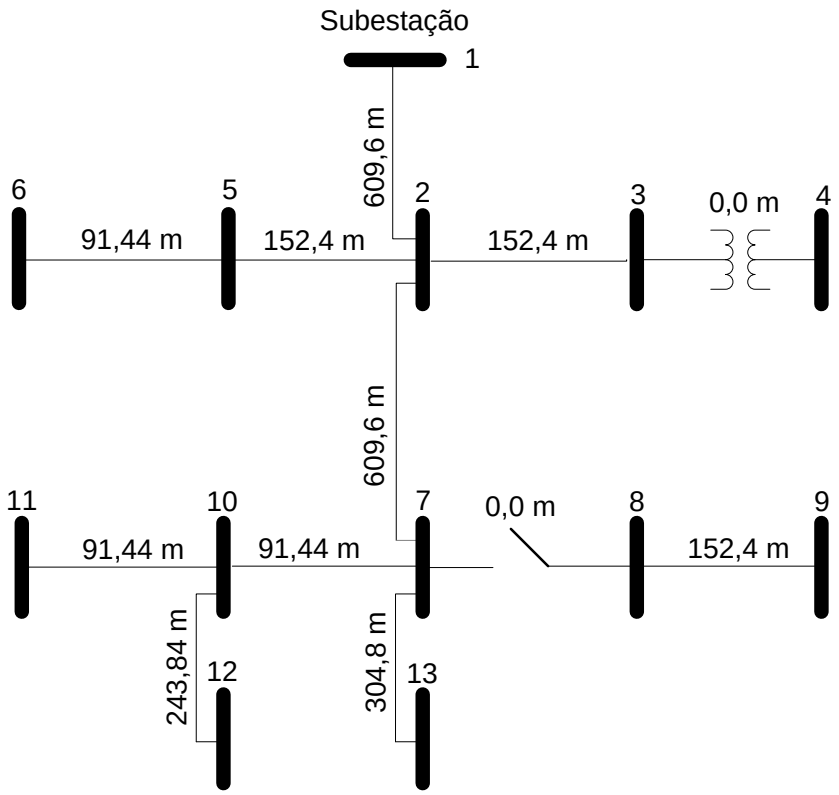

Figura 3.1 - Sistema IEEE de 13 Barras.

Cabe ressaltar que a numeração original das barras foi alterada, pois os números propostos por Kersting (1991) não eram ordenados. Houve alteração também das distâncias entre barras medidas em pés (ft) para metros (m). Estas foram necessárias para melhorar o entendimento da metodologia matemática exposta neste capítulo.

A determinação do tronco principal não é realizada de forma direta, requerendo o cálculo da distância de cada barra em relação à subestação. Esse cálculo torna-se essencial, visto que o critério adotado para definir o tronco principal é encontrar a barra pertencente ao alimentador primário mais distante da subestação. Por meio desse cálculo, o conjunto de trechos primários que conduzir, a partir da subestação, à barra terminal mais distante constituir-se-á o tronco principal do alimentador. Assim, considerando-se os comprimentos dos trechos primários indicados na Figura 3.1, o seguinte sistema de equações lineares pode ser escrito:

$$
\begin{aligned}
&x_1 = 0\ \text{m} \\
&x_{1,2} = x_2 - x_1 = 609{,}60\ \text{m} \\
&x_{2,3} = x_3 - x_2 = 152{,}40\ \text{m} \\
&x_{3,4} = x_3 - x_4 = 0\ \text{m} \\
&x_{2,5} = x_5 - x_2 = 152{,}40\ \text{m} \\
&x_{5,6} = x_6 - x_5 = 91{,}44\ \text{m} \\
&x_{2,7} = x_7 - x_2 = 609{,}60\ \text{m} \\
&x_{7,8} = x_8 - x_7 = 0\ \text{m} \\
&x_{8,9} = x_9 - x_8 = 152{,}40\ \text{m} \\
&x_{7,10} = x_{10} - x_7 = 91{,}44\ \text{m} \\
&x_{10,11} = x_{11} - x_{10} = 91{,}44\ \text{m} \\
&x_{10,12} = x_{12} - x_{10} = 243{,}84\ \text{m} \\
&x_{7,13} = x_{13} - x_7 = 304{,}80\ \text{m}
\end{aligned}
\tag{3.1}
$$

Expressando as equações (3.1) na forma matricial, tem-se:

$$A \,.\, x = b \tag{3.2}$$

onde:

$$A = \begin{pmatrix} 1 & & & & & & & & & & & & \\ -1 & 1 & & & & & & & & & & & \\ & -1 & 1 & & & & & & & & & & \\ & & -1 & 1 & & & & & & & & & \\ & -1 & & & 1 & & & & & & & & \\ & & & & -1 & 1 & & & & & & & \\ & -1 & & & & & 1 & & & & & & \\ & & & & & & -1 & 1 & & & & & \\ & & & & & & & -1 & 1 & & & & \\ & & & & & & -1 & & & 1 & & & \\ & & & & & & & & & -1 & 1 & & \\ & & & & & & & & & -1 & & 1 & \\ & & & & & & -1 & & & & & & 1 \end{pmatrix} \tag{3.3}$$

$$b = \begin{pmatrix} 0 & 609{,}6 & 152{,}4 & 0 & 152{,}4 & 91{,}44 & 609{,}6 & 0 & 152{,}4 & 91{,}44 & 91{,}44 & 243{,}84 & 304{,}8 \end{pmatrix} \tag{3.4}$$

$$x = \begin{pmatrix} x_1 & x_2 & x_3 & x_4 & x_5 & x_6 & x_7 & x_8 & x_9 & x_{10} & x_{11} & x_{12} & x_{13} \end{pmatrix} \tag{3.5}$$

onde x_i representa a distância da *i*-ésima barra do sistema elétrico à subestação.

Supondo um típico sistema de distribuição radial com *n* barras, haverá (*n – 1*) equações de trechos primários para determinação da distância das barras até a subestação. Somando-se esse conjunto de equações com a referência de distância nula (barra representativa da subestação), totalizar-se-á *n* equações. Com isso, torna-se possível afirmar que a matriz A será quadrada quando se referir a sistemas de energia inteiramente radiais, tais como os de distribuição. Em função dessa constatação, o sistema $A.x = b$ pode ser resolvido por álgebra linear, tendo como resultado:

$$x = A^{-1}.\, b \tag{3.6}$$

$$A^{-1} = \begin{pmatrix} 1 & & & & & & & & & & & & \\ 1 & 1 & & & & & & & & & & & \\ 1 & 1 & 1 & & & & & & & & & & \\ 1 & 1 & 1 & 1 & & & & & & & & & \\ 1 & 1 & & & 1 & & & & & & & & \\ 1 & 1 & & & 1 & 1 & & & & & & & \\ 1 & 1 & & & & & 1 & & & & & & \\ 1 & 1 & & & & & 1 & 1 & & & & & \\ 1 & 1 & & & & & 1 & 1 & 1 & & & & \\ 1 & 1 & & & & & 1 & & & 1 & & & \\ 1 & 1 & & & & & 1 & & & 1 & 1 & & \\ 1 & 1 & & & & & 1 & & & 1 & & 1 & \\ 1 & 1 & & & & & 1 & & & & & & 1 \end{pmatrix} \tag{3.7}$$

onde A^{-1} é a inversa da matriz A.

A matriz A^{-1} fornece todas as barras terminais por meio da verificação de suas colunas. As barras terminais são identificadas por meio das colunas que possuem apenas um elemento igual a 1. A posição desse elemento indica qual é a barra terminal. Após encontrar esse elemento, é possível também determinar todas as barras que compõem o caminho partindo da subestação até a barra terminal. Cabe ressaltar que a matriz A é esparsa, requerendo, nos casos de grandes sistemas elétricos, a aplicação de técnicas de esparsidade para a resolução do sistema de equações lineares $A.x=b$.

Pela matriz A^{-1}, ilustrada na equação (3.7), pode-se determinar os caminhos que levam da subestação até uma barra terminal, por meio de suas linhas 4, 6, 9, 11, 12 e 13. Os caminhos são:

I. Linha 4 da matriz A^{-1} → barras 1, 2, 3 e 4;

II. Linha 6 da matriz A^{-1} → barras 1, 2, 5 e 6;

III. Linha 9 da matriz A^{-1} → barras 1, 2, 7, 8 e 9;

IV. Linha 11 da matriz A^{-1} → barras 1, 2, 7, 10 e 11;

V. Linha 12 da matriz A^{-1} → barras 1, 2, 7, 10 e 12;

VI. Linha 13 da matriz A^{-1} → barras 1, 2, 7 e 13.

Calculando-se o vetor de distâncias, tem-se o seguinte resultado:

$$x = \begin{pmatrix} 0 & 609,6 & 762,0 & 762,0 & 762,0 & 853,44 & 1219,2 & 1219,2 & 1371,6 & 1310,64 & 1402,08 & 1554,48 & 1524,0 \end{pmatrix} \quad (3.8)$$

Conhecendo-se as distâncias dos caminhos que levam da subestação até a uma barra terminal, determina-se o comprimento destas conforme apresentado a seguir:

- Barras: 1, 2, 3 e 4 => 762,00 m;
- Barras: 1, 2, 5 e 6 => 853,44 m;
- Barras: 1, 2, 7, 8 e 9 => 1371,60 m;
- Barras: 1, 2, 7, 10 e 11 => 1402,08 m;
- Barras: 1, 2, 7, 10 e 12 => 1554,48 m;
- Barras: 1, 2, 7 e 13 => 1524,00 m.

Verifica-se que a barra que está mais distante da subestação é aquela de número 12, posicionando-se a 1554,48 m de comprimento da subestação (representada pela barra de número 1). Retornando-se à matriz A^{-1}, tem-se que a linha correspondente à barra mais distante refere-se à de número 12, destacada na Equação 3.9.

$$A^{-1} = \begin{pmatrix} 1 & & & & & & & & & & & & \\ 1 & 1 & & & & & & & & & & & \\ 1 & 1 & 1 & & & & & & & & & & \\ 1 & 1 & 1 & 1 & & & & & & & & & \\ 1 & 1 & & & 1 & & & & & & & & \\ 1 & 1 & & & 1 & 1 & & & & & & & \\ 1 & 1 & & & & & 1 & & & & & & \\ 1 & 1 & & & & & 1 & 1 & & & & & \\ 1 & 1 & & & & & 1 & 1 & 1 & & & & \\ 1 & 1 & & & & & 1 & & & 1 & & & \\ 1 & 1 & & & & & 1 & & & 1 & 1 & & \\ 1 & 1 & & & & & 1 & & & 1 & & 1 & \\ 1 & 1 & & & & & 1 & & & & & & 1 \end{pmatrix} \quad (3.9)$$

Lembrando-se de que as linhas da matriz A foram constituídas pelo conjunto de equações expresso em (3.1), a mesma inferência pode ser feita para as colunas de A^{-1}. Portanto, os conjuntos de trechos primários que constituem o tronco principal são aqueles entre as barras 1 e 2, 2 e 7, 7 e 10, e as barras 10 e 12. A Figura 3.2 ilustra o tronco principal do alimentador empregado como exemplo.

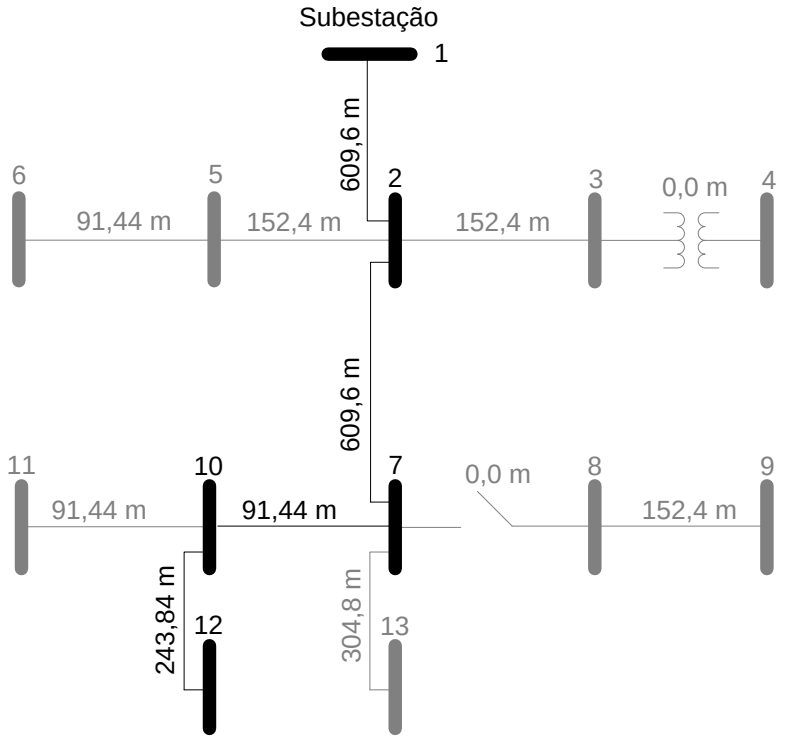

Figura 3.2 - Sistema IEEE de 13 barras com destaque para o tronco principal.

Toda metodologia apresentada anteriormente é fundamentada na metodologia descrita em Souza et. al (2008 e 2009).

Verificando a aplicação da metodologia para determinação do tronco principal em um alimentador real de distribuição, conforme ilustrado pela Figura 3.3, tem-se o resultado registrado na Figura 3.4.

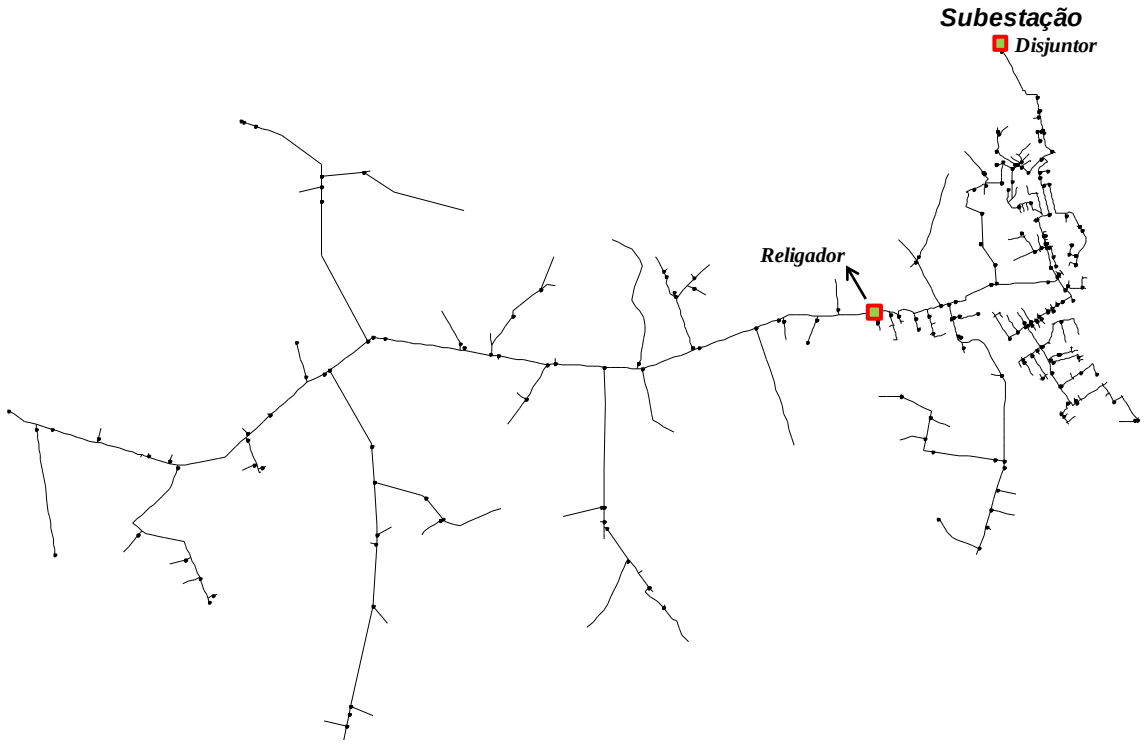

Figura 3.3 – Alimentador primário A1.

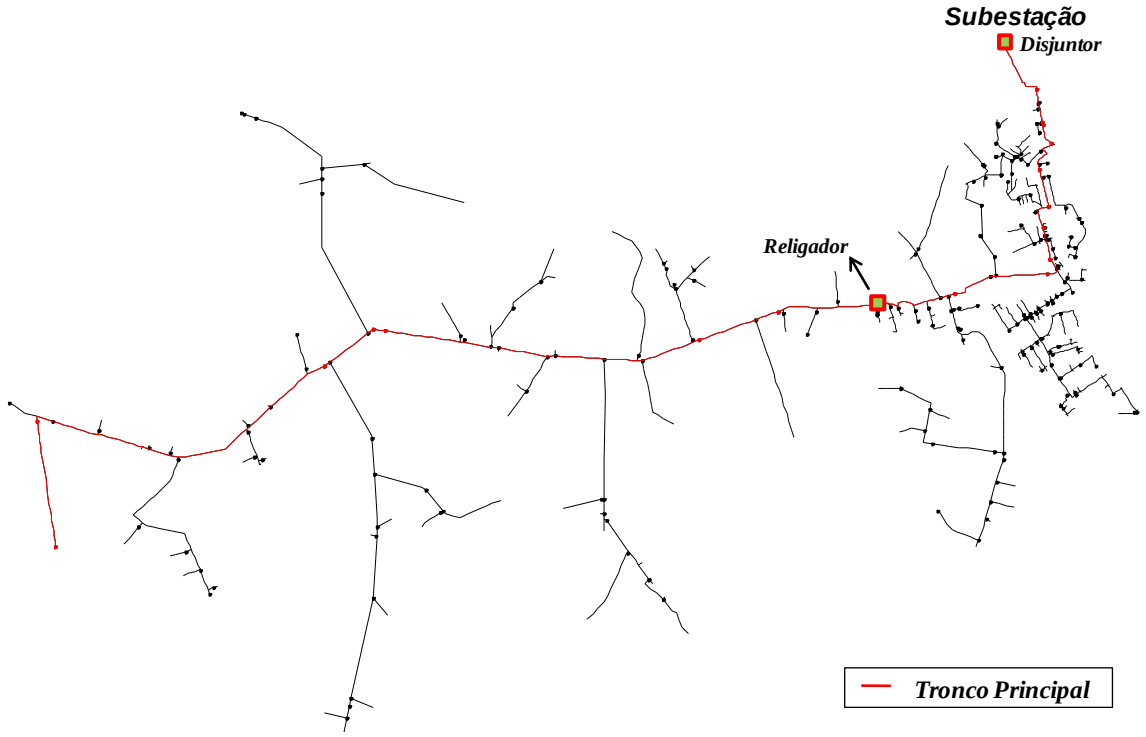

Figura 3.4 – Alimentador A1 com o tronco principal destacado.

O alimentador A1 possui 2002 barras sendo que 336 são pertencentes ao tronco principal. Por meio da metodologia desenvolvida anteriormente, foi possível determinar que o comprimento do tronco principal é 18,39 km, ou seja, a distância da subestação até a barra terminal mais distante do alimentador. As informações detalhadas sobre o alimentador real utilizado serão apresentadas no Capítulo 4.

Por fim, no problema de alocação dos dispositivos IFs devem ser considerados aspectos como a carga, o número de unidades consumidoras e a distância entre dispositivos de proteção. O conhecimento desses aspectos ao longo do tronco principal do alimentador torna-se importante para a resolução do problema de alocação dos IFs. Com isso, pode-se afirmar que a metodologia apresentada neste capítulo se mostra muito importante para atingir os objetivos delineados para este trabalho de pesquisa, pois aponta as barras candidatas à instalação de IFs. A metodologia para a resolução do problema de alocação dos IFs será apresentada nas próximas seções.

3.2 Aplicação de Algoritmos Genéticos na Alocação dos IFs

Como mencionado anteriormente, o objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de um algoritmo computacional para alocação eficiente dos dispositivos IFs em redes primárias de distribuição de energia elétrica, visando à melhoria dos processos de identificação do ponto com defeito e, consequentemente, do tempo de restabelecimento do sistema. Sendo assim, deseja-se encontrar os pontos do tronco principal nos quais IFs serão instalados, de forma a otimizar a distância percorrida pelas equipes de manutenção na busca do ponto defeituoso, e o número de consumidores e a carga atingidos por uma falta permanente.

Mediante a aplicação da metodologia descrita na seção anterior, verifica-se que o número de pontos do tronco principal será muito superior ao número de IFs que se deseja instalar. Portanto, o problema estudado tem natureza combinatória. O algoritmo proposto deverá ser capaz de encontrar uma configuração eficiente de instalação de IFs no grande espaço de possibilidades de pontos do tronco principal.

A partir dos estudos apresentados no capítulo anterior, é possível verificar a existência de diversas técnicas que podem ser utilizadas para o problema de alocação dos dispositivos IFs. Uma possível metodologia para resolução desse problema é a técnica de Busca Exaustiva, que consiste em uma estratégia de força bruta em que todas as possibilidades de instalação de IFs são avaliadas. Entretanto, a aplicação de tal estratégia é uma solução que necessita de elevado esforço computacional, inviabilizando o seu emprego para o problema estudado nesta pesquisa, como ficará evidente no próximo capítulo.

Uma das tendências mais promissoras verificadas na literatura consiste na utilização de ferramentas inteligentes para resolução de problemas de busca e otimização, principalmente os de natureza combinatória. Dessa forma, considerando as diversas variáveis e grandezas que estão envolvidas no problema de alocação dos dispositivos IFs ao longo do alimentador, torna-se justificável a proposição de um sistema inteligente. Neste trabalho, a técnica escolhida foi Algoritmos Genéticos, devido à sua facilidade de implementação e robustez na resolução de diversos tipos de problemas, sobretudo os de natureza combinatória.

Ainda, há de se considerar que os AGs se diferenciam das técnicas tradicionais de otimização e procedimentos de busca, pois: trabalham com codificação do conjunto de parâmetros e não com os parâmetros propriamente ditos; buscam a partir de uma população de soluções e não de uma única alternativa; utilizam a informação da função objetivo e não

derivadas ou outros conhecimentos auxiliares; valem-se de regras de transição probabilísticas para busca no espaço de soluções e não de regras determinísticas (GOLDBERG, 1989).

3.2.1 Definição das Variáveis de Entrada

No alimentador primário de distribuição existem diversos pontos nos quais podem ser instalados IFs. Como descrito na seção 2.2.8, os IFs são geralmente instalados em pontos de derivação do alimentador principal ou em regiões com grandes trechos rurais. Porém, tal estratégia não quantifica, por meio de critérios reais do alimentador, a potencialidade do ponto onde se deseja instalar um IF. Com isso, faz-se necessária uma avaliação dos possíveis pontos candidatos à instalação de IF no alimentador primário de distribuição. Para a definição da potencialidade do ponto avaliado devem ser considerados aspectos como a carga, o número de unidades consumidoras atendidas e a distância da barra avaliada em relação a dispositivos utilizados na localização da seção faltosa.

A carga distribuída ao longo do alimentador tem importante contribuição na escolha do ponto a ser instalado o IF, principalmente se a carga alimentada for expressiva. Outro aspecto importante a ser também considerado é o número de unidades consumidoras, pois este impacta nos índices de desempenho avaliados pela ANEEL no que se refere à qualidade do fornecimento de energia, como por exemplo, a DEC. Por outro lado, se os pontos escolhidos, avaliados apenas pelo critério de carga e número de unidades consumidoras, estiverem muito próximos de outros que já possuem IFs instalados ou de equipamentos de proteção com função de indicação de falta, o potencial do ponto deixa de ter tanta importância. Esses equipamentos de proteção são essenciais no processo de identificação de uma falta permanente e, consequentemente, no processo de restabelecimento de energia, pois, além de

possuírem a função de proteção do sistema, também indicam a passagem de uma corrente de falta permanente pelo ponto em que estão instalados.

Outra peculiaridade, que foi investigada para integrar o processo de alocação, refere-se ao nível mínimo de corrente de curto-circuito necessário para sensibilizar os dispositivos IFs. Para isso, alguns ensaios em ambiente laboratorial foram realizados com IFs, seguindo as orientações contidas em IEEE (2007). Concluiu-se que o nível de corrente de curto-circuito não influencia no funcionamento dos dispositivos IFs, pois estes sinalizam a passagem de uma corrente de falta permanente somente quando extrapolam a condição *di/dt* ajustada e também verificam a ausência de tensão na linha. Cabe ressaltar que o ajuste do IF, considerando tanto o ajuste de *di/dt* como a verificação de ausência de tensão, é a mais usual hoje no Brasil, segundo engenheiros especialistas em distribuição de energia. Porém, esta pode ser modificada de acordo com os recursos disponíveis em cada dispositivo.

Com efeito, verificou-se que o problema de alocação dos IFs está relacionado com variáveis que influenciam na operação do sistema, tais como: distância a ser percorrida pelas equipes de manutenção, número de unidades consumidoras e a carga afetada pelo desligamento de todo ou parte do alimentador, estratégias de restabelecimento do sistema e fatores financeiros. Por isso, para o desenvolvimento de um sistema capaz de otimizar e apontar os pontos mais adequados à instalação de IFs no tronco principal do alimentador, foram investigados diversos aspectos técnicos, operativos, legislativos e financeiros. Com fundamentação nesses estudos, foi confeccionado um sistema computacional como mostrado a seguir.

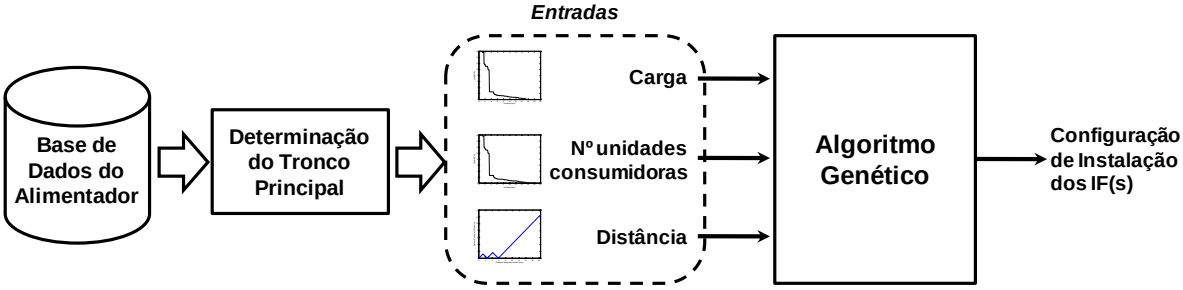

Figura 3.5 - Diagrama esquemático do sistema de alocação.

Nas seções a seguir, serão detalhados os aspectos mais significativos referentes ao sistema proposto para a alocação eficiente dos dispositivos indicadores de falta.

3.2.2 Representação dos Indivíduos

Em AG, cada indivíduo da população deve representar uma possível solução do problema tratado. Em outras palavras, deve-se fazer uma representação da solução candidata por meio de uma cadeia de genes.

Em uma primeira etapa investigou-se a codificação dos indivíduos por meio da codificação binária, como proposto por Cong et. al. (2005). Porém, essa estratégia mostrou-se inviável para resolver o problema pesquisado neste trabalho, pois o número de pontos candidatos a instalação de IFs é muito superior ao estudado por Cong et. al (2005). Nessa estratégia são utilizados 50 pontos possíveis de instalação de IFs. Para o caso do alimentador A1, tem-se o tronco principal com 336 pontos possíveis à instalação de IFs, totalizando 2^{336} possibilidades de configuração para a instalação de IFs. Empregando a estratégia de codificação adotada em Cong et. al (2005), constatou-se um grande espaço de busca e, consequentemente, um elevado tempo de processamento computacional. Além disso, verificou-se a ineficiência de tal estratégia na busca de boas soluções. Após diversos testes, conclui-se que a codificação inteira referente aos pontos candidatos à instalação de IFs no

tronco principal seria mais adequada. Cada indivíduo representa o(s) ponto(s) do tronco principal em que será(ão) instalado(s) IFs. A codificação é evidenciada pela Figura 3.6.

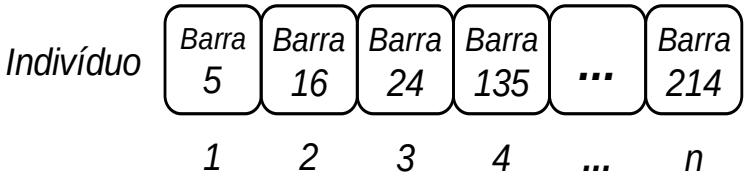

Figura 3.6 – Codificação de um indivíduo.

Os pontos no alimentador numerados de 1 a *n* representam as possíveis posições em que se pode instalar um IF. Nesse caso, o indivíduo a ser utilizado pelo AG possui *n* genes, cada um representando uma posição do alimentador em que se pode instalar um IF. As posições referem-se ao número das barras que compõem o tronco principal. O valor de *n* é definido pelo número de dispositivos IFs que se deseja instalar. Para alimentadores com grandes extensões, o valor de *n* não será grande, pois haverá sempre a presença de mais equipamentos religadores ou seccionalizadores de distribuição atuando de forma complementar na função de indicar correntes de falta.

Cada indivíduo representa apenas uma resposta possível. Assim, o indivíduo formado por [5 16 24 135 ... 214] só poderá ser considerado eficiente, se ao final de todo o processo de otimização relacionado aos AGs, for considerado o mais adaptado. Esta avaliação é feita pela função objetivo que avalia as diversas variáveis envolvidas no problema. Na seção posterior, serão detalhados os aspectos referentes ao estudo e definição da função objetivo empregada neste trabalho.

3.2.3 Formulação Matemática da Função Objetivo

Para avaliar o quanto um indivíduo da população está apto, foi proposta uma função objetivo. Para isso, diversas investigações foram realizadas para se verificar o inter-relacionamento entre as variáveis: carga, número de unidades consumidoras e a distância de cada barra do tronco principal até o equipamento de proteção com função de indicação de falta. A grande dificuldade encontrada concentrou-se na definição de uma função matemática que possibilitasse representar o problema de alocação dos dispositivos IFs.

No alimentador primário de distribuição, existem diversos pontos nos quais os IFs podem ser instalados. Como já enfatizado anteriormente, neste trabalho considerou-se apenas a instalação de IFs no tronco principal, pois o mesmo é responsável por atender todas as cargas do alimentador. Além disso, a inspeção em busca de pontos defeituosos deve ocorrer primeiramente no tronco principal. Após definido o tronco principal, conforme ilustrado na Figura 3.7, foi possível calcular o comportamento da carga e do número de unidades consumidoras a jusante de cada uma das barras integrantes desse tronco.

Considerando o alimentador A1 apresentado na seção anterior, têm-se na Figura 3.8 e na Figura 3.9, respectivamente, o comportamento da carga e o comportamento do número de unidades consumidoras acumuladas em função da distância das barras que compõem o tronco principal em relação à subestação. Como há diversas cargas ligadas nos circuitos ramais do alimentador de distribuição, estas foram agrupadas por ramal como uma carga equivalente conectada ao tronco principal. De forma similar, considerou-se o valor acumulado das unidades consumidoras conectadas a cada circuito ramal e atribuiu-se este montante de consumidores ao ponto no qual o circuito ramal está conectado no tronco principal.

Com relação aos dispositivos de proteção instalados no tronco principal do alimentador estudado, foram consideradas apenas as proteções trifásicas com função de indicação de falta como, por exemplo, disjuntores, religador de distribuição (RL) e seccionadores automáticos (SL). Para fins de ilustração, a Figura 3.7 também ilustra os equipamentos de proteção presentes no alimentador A1. Observa-se o disjuntor da subestação e o RL em um ponto que divide o tronco entre a zona urbana e a zona rural.

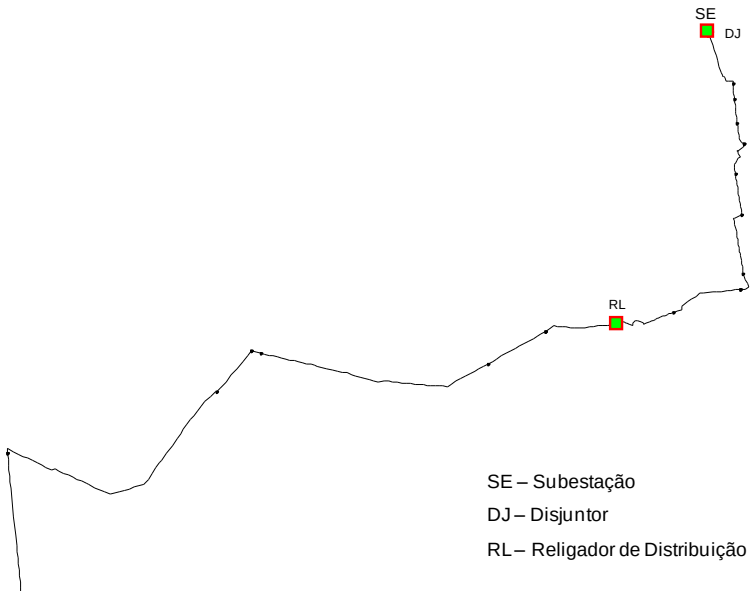

Figura 3.7 - Representação do tronco principal para alimentador A1.

O comportamento do valor da distância de cada barra do tronco principal em relação ao disjuntor da subestação é ilustrado pela Figura 3.10. Observa-se que a barra referente ao disjuntor da subestação tem distância igual a zero.

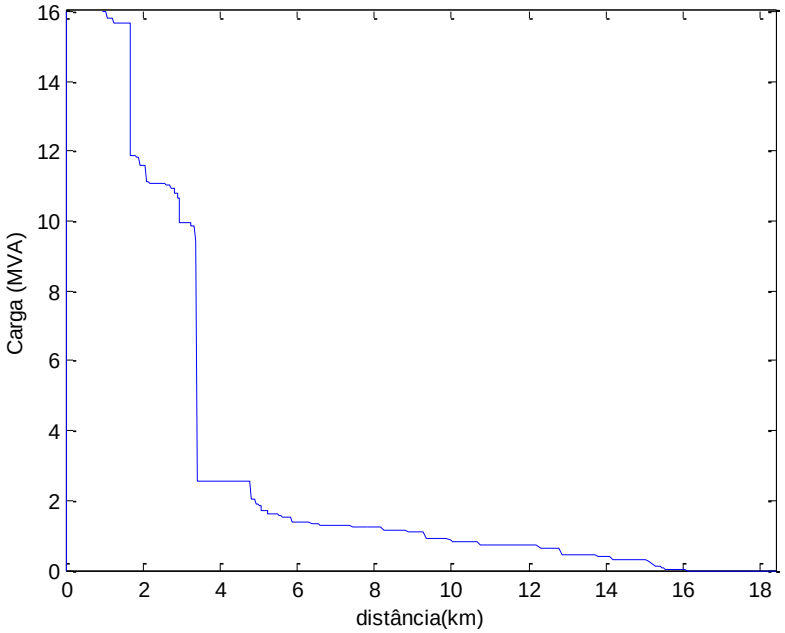

Figura 3.8 - Carga acumulada ao longo do tronco principal.

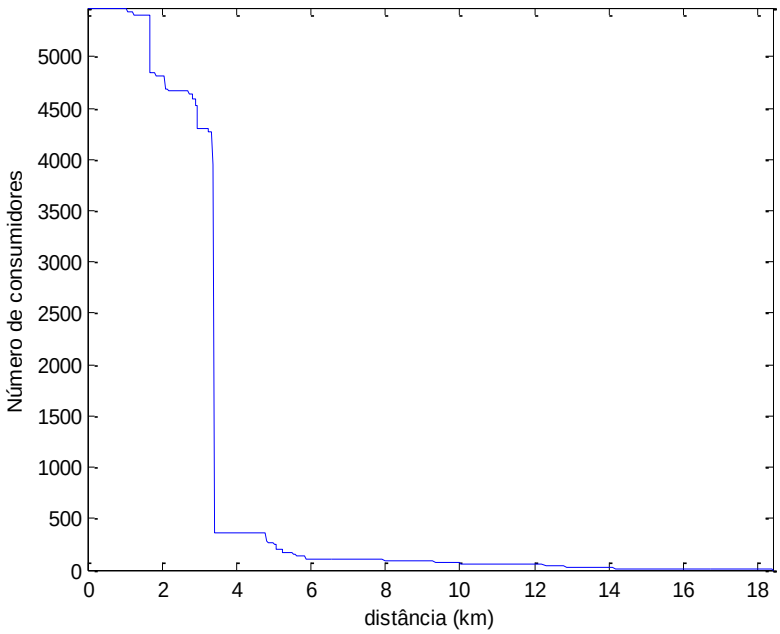

Figura 3.9 – Número de unidades consumidoras ao longo do tronco principal.

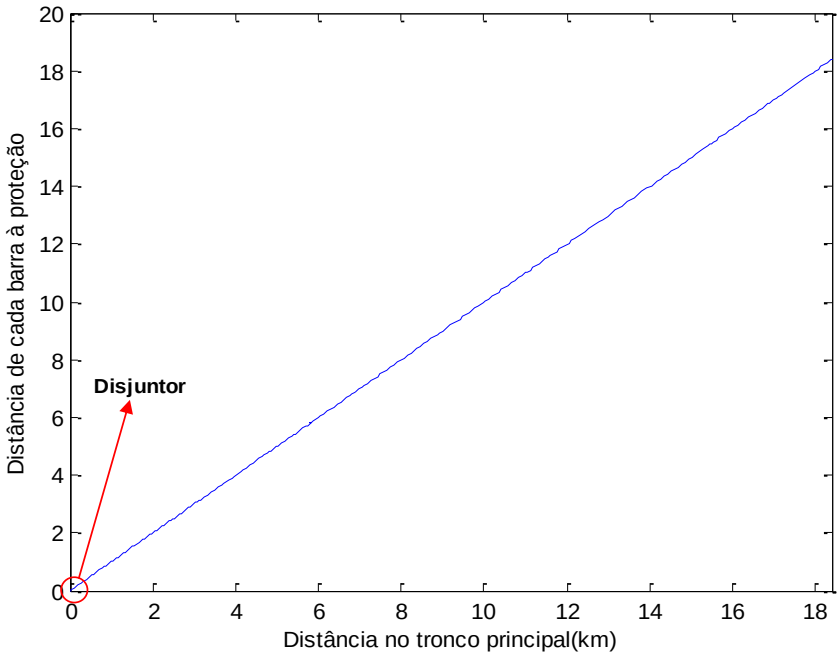

Figura 3.10 – Distância de cada barra do tronco principal em relação ao disjuntor da SE.

Utilizando-se da mesma idéia para o religador de distribuição, têm-se o comportamento da distância de cada barra do tronco principal dado pela Figura 3.11.

Os dispositivos de proteção mencionados anteriormente têm papel fundamental no processo de identificação de faltas permanentes, pois apresentam também a função de indicação da falta, como mencionado anteriormente. Além desses dispositivos de proteção, o emprego de IFs torna-se importante no processo supracitado quando ocorre um desligamento permanente no sistema de distribuição. Desta forma, deve-se considerar, no processo de alocação dos IFs, a distância de cada barra do tronco principal ao mais próximo equipamento com função de indicação de faltas, como os IFs, Disjuntores, RLs e SLs instalados em pontos fixos da rede de distribuição.

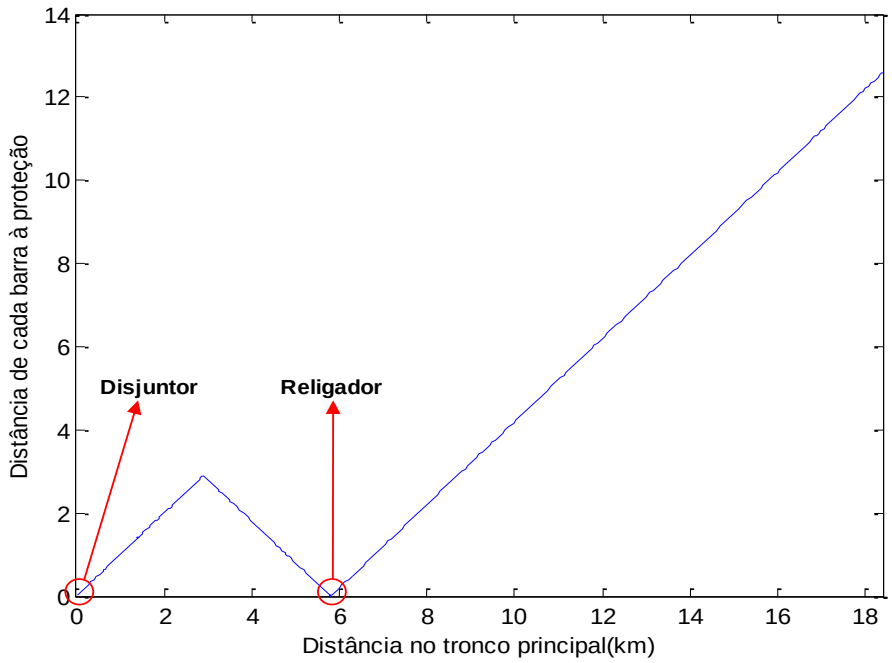

Figura 3.11 – Distância de cada barra do tronco principal em relação ao mais próximo dispositivo com função de indicação de falta.

Como exemplo, supõe-se a instalação de um IF no tronco principal a uma distância de 2,47 km da subestação conforme ilustrado pela Figura 3.12. O comportamento da distância de cada barra do tronco pode ser conferido pela Figura 3.13.

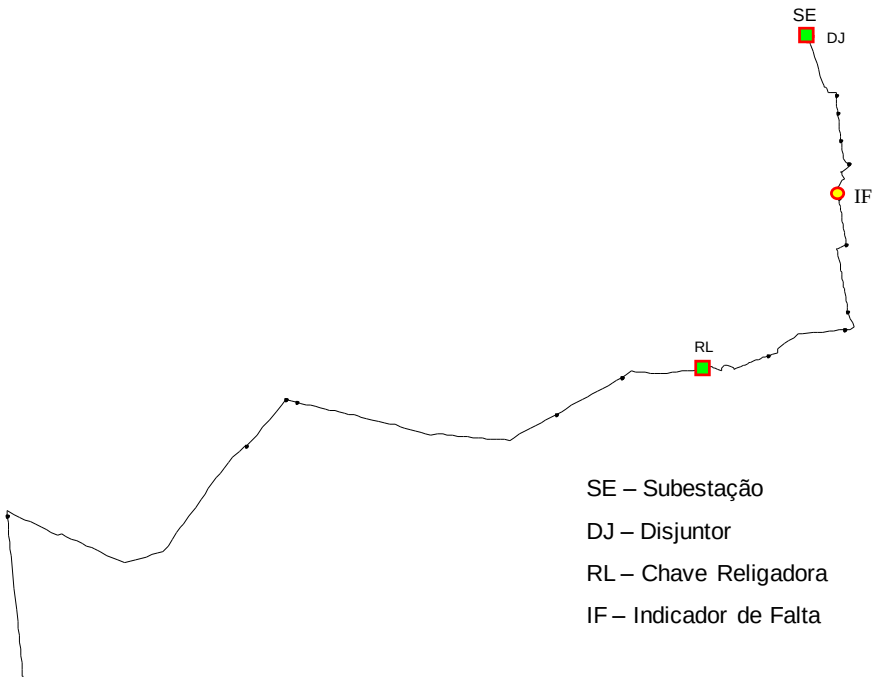

Figura 3.12 – Tronco Principal com IF.

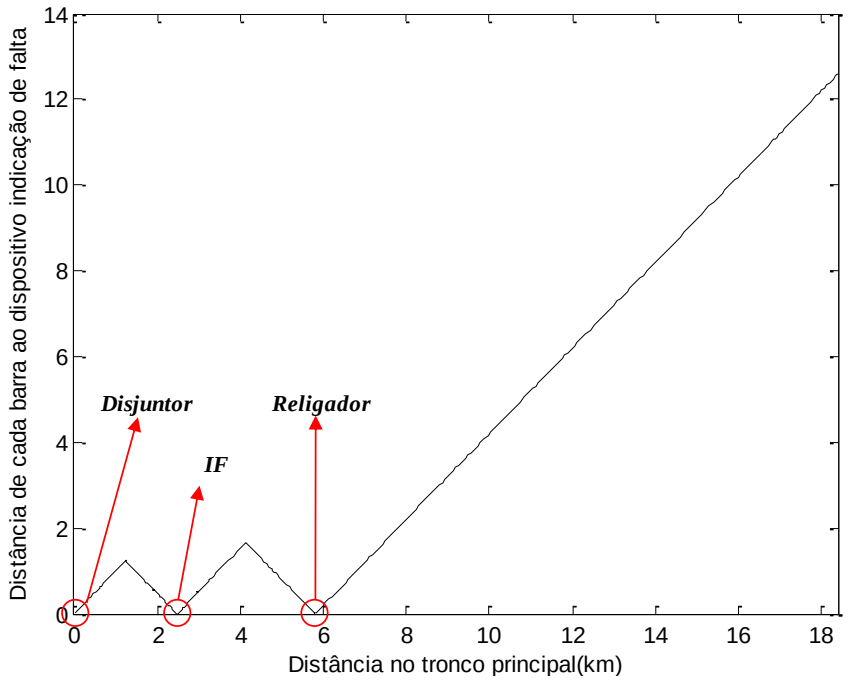

Figura 3.13 - Distância de cada barra do tronco principal em relação ao mais próximo dispositivo com função de indicação de falta considerando um IF instalado.

Observa-se, pela Figura 3.13, que algumas barras entre a subestação e o religador possuem menor distância em relação ao IF, quando comparadas com a situação da Figura 3.11, sem a presença de IF no tronco principal. Tal análise aponta que a inserção de IFs na rede elétrica modifica o valor da distância de cada barra, impactando no tamanho dos trechos que as equipes terão que percorrer ao longo do tronco para encontrar o ponto defeituoso. Com isso, pode-se afirmar que os IFs devem ser instalados em pontos do tronco principal nos quais minimizem essa distância. Considerando que todas as barras são candidatas à instalação de IFs, excetuando-se aquelas com equipamentos de proteção, o sistema de alocação deve ser capaz de encontrar, a partir de uma quantidade pré-definida de IFs, quais dessas barras são adequadas à sua instalação, atendendo a esse critério de mínima distância de cada barra do tronco ao mais próximo dispositivo de proteção ou IF.

Portanto, para a definição da função objetivo que avalia as configurações candidatas de instalação de IFs, foram necessários diversos estudos com as variáveis - carga, número de unidades consumidoras e distância de cada barra em relação do dispositivo de proteção mais próximo - com o intuito de verificar o seu inter-relacionamento com o problema de alocação dos IFs.

Uma estratégia para representar tal relacionamento pode ser expressa pela área sob a curva resultante da composição dos seguintes gráficos: distância de cada barra ao mais próximo dispositivo com função de indicação de falta e a soma dos gráficos da carga e do número de unidades consumidoras situados no tronco principal. O relacionamento pode ser expresso na forma matemática como:

$$f_{objetivo} = \sum_{i=1}^{n} \left(\alpha_x x_i + \alpha_y y_i \right) \, . \, z_i \tag{3.10}$$

sendo x_i a variável carga acumulada a jusante da barra avaliada; y_i é o número de unidades consumidoras acumulado referente à barra avaliada pertencente ao tronco principal; z_i a representação da distância de cada barra ao dispositivo de indicação de falta mais próximo; n representa o número de barras que compõem o tronco principal; por fim, α_x e α_y representam, respectivamente, o peso da variável carga acumulada e o peso da variável unidades consumidoras, ambas na função objetivo. (As variáveis x_i, y_i e z_i são normalizadas para valores entre 0 e 1).

As variáveis carga e número de unidades consumidoras, representadas pela Equação (3.10), foram modeladas por meio de uma soma com mesma ponderação. Isto foi adotado, uma vez que não foi possível realizar estudos mais aprofundados com tais variáveis, devido à falta de informações mais detalhadas das cargas e das unidades consumidoras. Já a variável distância foi empregada para garantir que os pontos a receber IFs não estivessem próximos de

dispositivos de proteção ou entre si. Ao mesmo tempo, a expressão (3.10) fornece informações sobre a densidade de carga com unidades consumidoras e sobre a distância supracitada. A área mencionada anteriormente é composta por sub-regiões, compreendidas entre os equipamentos de proteção e/ou IFs, que serão percorridas pelas equipes de manutenção.

O impacto da aplicação da Equação (3.10) pode ser observado comparando-se uma configuração sem IF no tronco principal e outra com um IF instalado a 2,47 km da subestação. O resultado dessa aplicação pode ser conferido nos gráficos ilustrados pela Figura 3.14 e pela Figura 3.15. Observa-se na Figura 3.14 que a área sob a curva é resultado da composição das Figura 3.8, Figura 3.9 e Figura 3.11.

Por meio da análise da área sob a curva dessas figuras, verificou-se que a mínima área resultante de uma determinada configuração de instalação de IFs seria a resposta mais adequada, pois essa minimiza as sub-regiões do tronco principal que as equipes de manutenção percorrerão na busca do ponto com defeito. Cabe ressaltar que sempre foi considerado um número pré-definido de dispositivos que se deseja instalar.

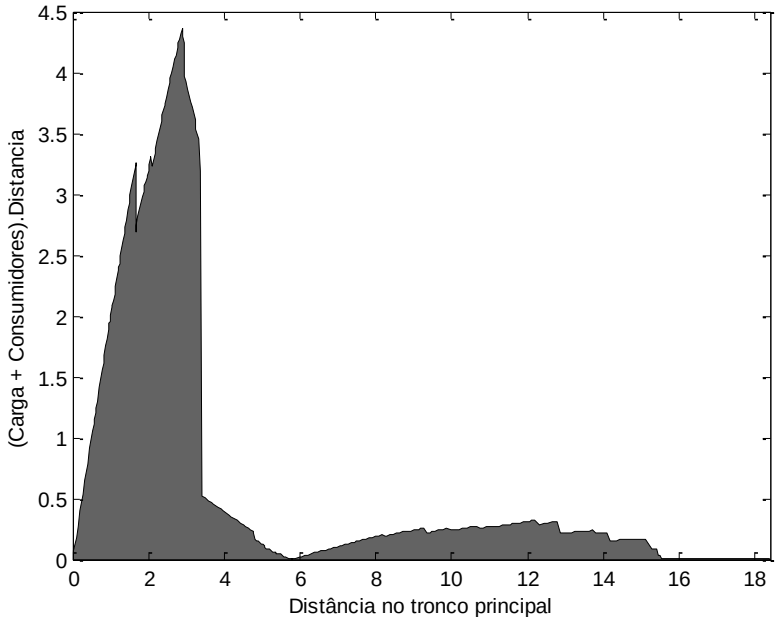

Figura 3.14 – Área sob a curva sem a presença de IF.

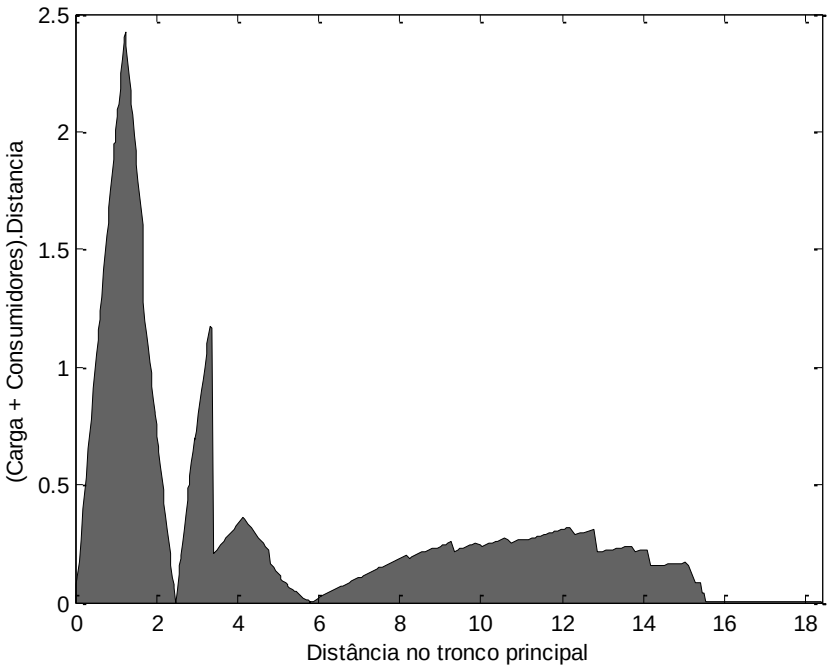

Figura 3.15 - Área sob a região da curva considerando um IF instalado.

Com isso, a configuração de instalação de dispositivos IFs que proporcionar a menor área sob a curva resultante da expressão (3.10) representará a solução eficiente de alocação de IFs. A função objetivo que representa o problema de alocação dos IFs pode ser denotada como:

$$Minimizar \quad \left[f_{objetivo} \right] \tag{3.11}$$

A variável *z* é calculada a cada configuração candidata a instalação de IFs. Este processo é necessário para se verificar a proximidade dos IFs candidatos tanto entre si quanto em relação aos dispositivos de proteção com função de indicação de faltas.

3.2.4 Elitismo

O processo de elitismo tem grande importância, pois é nessa etapa que o(s) melhor(es) indivíduo(s) é(são) preservado(s) para compor a população da próxima geração. A taxa de elitismo indica a quantidade dos indivíduos mais aptos que serão selecionados para a próxima geração. Neste trabalho, foram efetuados testes considerando até dois dos melhores indivíduos para compor a população da geração seguinte.

3.2.5 Seleção

A seleção consiste em comparar e separar as configurações candidatas que farão parte da próxima população. Tal etapa seleciona as soluções candidatas mais adaptadas. Neste trabalho, foram estudados os métodos de seleção propostos por Torneio e Roleta. Maiores detalhes dos métodos de seleção são apresentados no APÊNDICE B.

3.2.6 Cruzamento

Na etapa de cruzamento são escolhidos dois indivíduos representados pelo pai e pela mãe, cuja combinação gerará filhos. A quantidade de novos indivíduos (filhos) que serão gerados a partir de seus pais depende da taxa de cruzamento. O método de cruzamento empregado neste trabalho refere-se ao fundamentado em Haupt (2004) - maiores detalhes são apresentados no APÊNDICE B. Ressalta-se que o método de cruzamento de Haupt (2004) refere-se aos casos de codificação dos indivíduos por meio de número reais.

3.2.7 Mutação

Na mutação são escolhidos alguns indivíduos, sendo que cada um deles terá pelo menos um dos seus genes submetidos ao processo de mutação. O método de mutação empregado neste trabalho fundamenta-se na equação descrita por Haupt (2004), a ser apresentada no APÊNDICE B. Cabe ressaltar que os genes submetidos à mutação foram escolhidos aleatoriamente.

3.2.8 Estrutura do Algoritmo Genético

A Figura 3.16 apresenta o fluxograma de execução do método proposto. Primeiramente, define-se a quantidade de dispositivos que se deseja instalar. Após essa etapa, gera-se a população inicial de forma aleatória. Para cada indivíduo dessa população é avaliada sua aptidão por meio da função objetivo expressa pela Equação (3.11). Na etapa de elitismo, o(s) melhor(es) indivíduo(s) é(são) selecionado(s) e inserido(s) para integrar a população da próxima geração. Os demais indivíduos da população passam pelo processo de seleção, no qual são escolhidos os indivíduos para a etapa de cruzamento. Desta última, filhos são gerados e alguns deles sofrem mutação. Estes novos indivíduos são inseridos na população da próxima geração. Se o critério de parada por número máximo de gerações é satisfeito, encerra-se o processo de busca. Caso contrário, o processo é repetido desde a etapa de avaliação dos candidatos. Ao final de todo o processo relativo ao AG, o indivíduo mais adaptado da população final representa a solução referente à configuração eficiente de instalação de IFs.

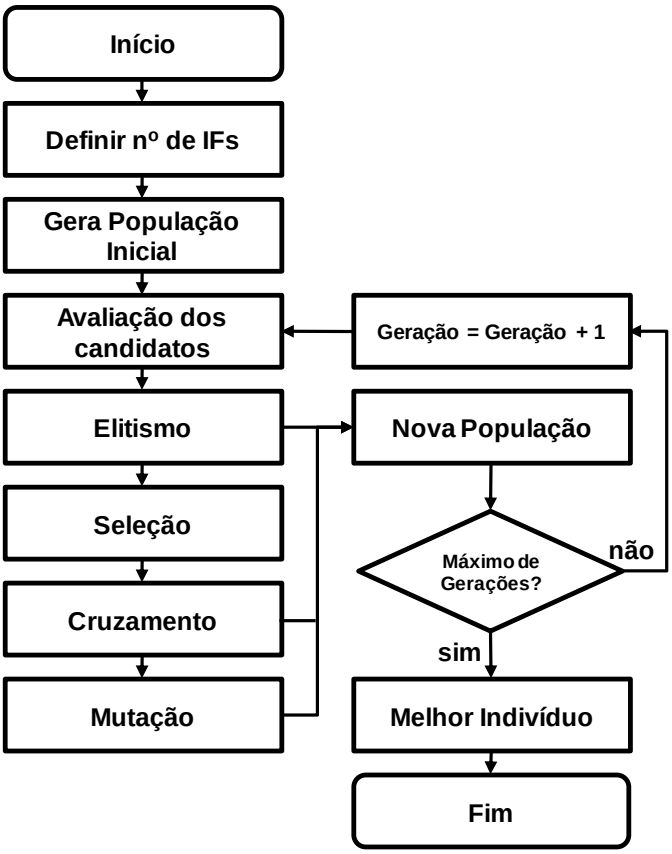

Figura 3.16 – Fluxograma de execução do AG implementado.

Ressalta-se que o número de IFs a serem instalados não é infinito, de modo que é preciso avaliar se a configuração obtida com AG proporciona benefícios interessantes para a melhoria do tempo de restabelecimento, atendimento aos indicadores de continuidade e custos financeiros aceitáveis. Adicionalmente, o algoritmo descrito acima é capaz de alocar IFs independentemente do seu tipo, isto é, se o dispositivo é instalado no poste ou diretamente no cabo condutor.

Nas seções posteriores, serão discutidos os aspectos sobre o impacto dos IFs no sistema de distribuição.

3.3 Aspectos Relativos à Análise de Eficiência dos Resultados de Alocação

Após a definição dos pontos do tronco principal eficientes à instalação dos IFs sugeridos pelo AG, necessita-se estimar: os benefícios proporcionados por estes dispositivos às equipes de inspeção na busca do ponto defeituoso; os impactos no tempo de restabelecimento; os índices de desempenho como o DEC e a Energia não distribuída (END) e, por fim, a razoabilidade dos investimentos frente aos custos de interrupção. Tal avaliação faz-se necessária, já que o número de IFs a serem instalados é finito.

Os benefícios advindos da aplicação dos IFs poderiam ser melhor avaliados comparando-se os índices de desempenho obtidos antes e depois da instalação dos mesmos. Contudo, mesmo não representando condições reais, é possível supor algumas condições para fins de avaliação dos impactos da resposta do AG no processo de restabelecimento e, consequentemente, nos indicadores de qualidade do serviço. Dessa forma, empregou-se a metodologia para estimação do tempo de restabelecimento e dos índices de desempenho proposta por Kagan et. al. (2005, 2009).

Nesta seção, os aspectos empregados na avaliação dos resultados de alocação dos IFs obtidos pelo AG são apresentados. A subseção 3.3.2 apresenta os tempos envolvidos no restabelecimento do sistema na ocorrência de desligamentos permanentes, a metodologia de cálculo para estimar a distância a ser percorrida pelas equipes de inspeção em busca do ponto do alimentador sob defeito e o cálculo das estimativas de tempos de restabelecimento considerando a presença ou não de IFs. De posse das estimativas dos tempos envolvidos no restabelecimento do sistema, na subseção 3.3.3 demonstra-se como os indicadores DEC e END podem ser estimados. E por fim, na subseção 3.3.4, são apresentadas as equações para

quantificar os custos de instalação dos IFs e também a apuração do custo estimado referente aos efeitos da interrupção no fornecimento de energia elétrica.

3.3.1 Definição de Blocos

Conhecendo-se o procedimento típico de uma concessionária de distribuição para restabelecimento do sistema descrito na seção 2.3.1, verifica-se que o alimentador, geralmente, é dividido em trechos identificados por blocos. Cada bloco é definido conforme a localização das chaves no tronco principal, dos equipamentos de proteção e o atendimento às cargas para fins de estratégia de restabelecimento em situações de desligamentos permanente.

Como relatado em Kagan et. al. (2009), os blocos, também chamado de blocos de carga, são definidos como conjuntos de trechos do alimentador, interligados entre si, que derivam de uma chave fechada. Tal conceito pode ser melhor visualizado na Figura 3.17.

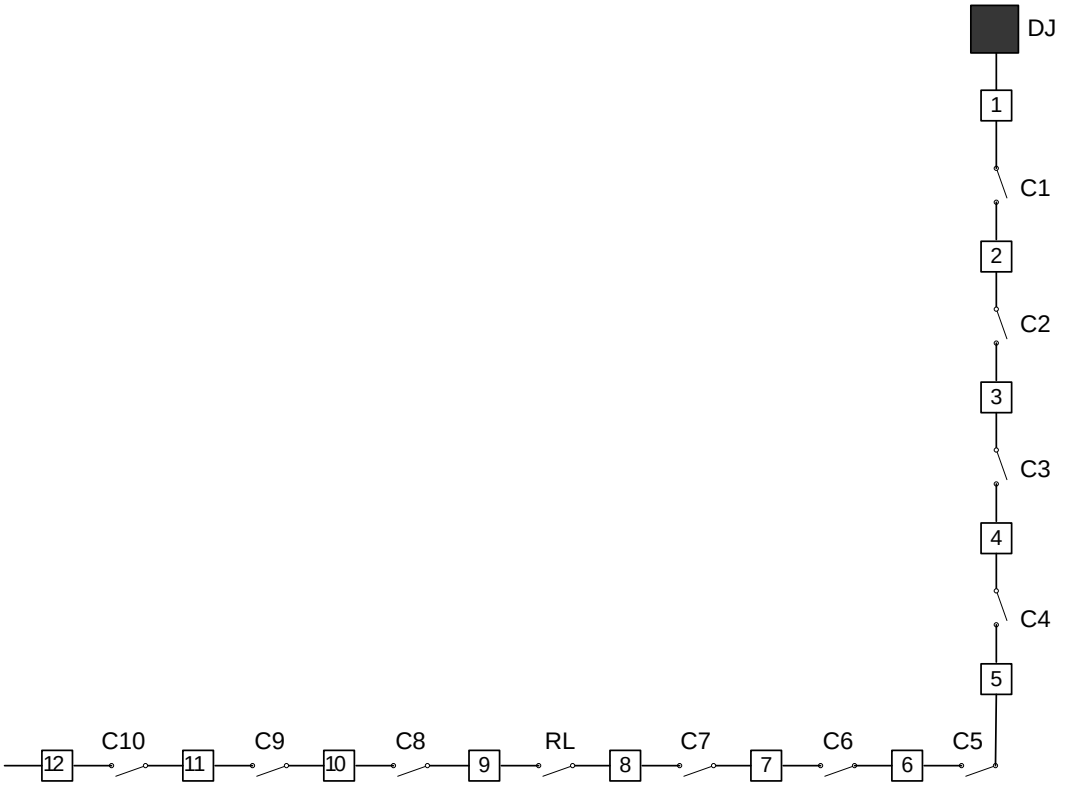

Figura 3.17 – Exemplo de blocos para o alimentador A1.

Por meio da Figura 3.17, verifica-se que os trechos situados entre o disjuntor de saída do alimentador (DJ) e a chave C1 representam o bloco 1. O bloco 2 é definido pelos trechos situados entre a chave C1 e a chave C2, e assim sucessivamente. Com isso, é possível dividir o alimentador A1, ilustrado pela Figura 3.17, em 12 blocos de carga, os quais as equipes de inspeção/manutenção percorrerão em busca do trecho defeituoso.

3.3.2 Estimação dos Tempos de Restabelecimento

Em uma situação de desligamento permanente, a concessionária só toma conhecimento deste fato quando os equipamentos com supervisão remota indicam

desligamento ao centro de operação ou quando surgem reclamações de clientes na central de atendimento da distribuidora.

Para a primeira situação, algumas medidas são tomadas pelo próprio sistema por meio de chaves automatizadas, visando ao isolamento da seção faltosa.

Na segunda situação, é necessária a intervenção humana para isolar o trecho do alimentador com defeito e restabelecer as porções a montante que não foram atingidas e, se possível, restabelecer as porções a jusante por outros alimentadores, por meio de chaves Normalmente Aberta (NA). Nesse caso, a presença de IFs pode contribuir para direcionar as equipes em campo para identificação da seção defeituosa do alimentador.

Para o referido processo de tratamento do desligamento permanente, têm-se alguns tempos envolvidos para a sua resolução, conforme sequenciado a seguir:

i. Tempo de conhecimento do desligamento (t_1): refere-se ao tempo de recebimento dos telefonemas pela central de atendimento ou o tempo de alarme no sistema de supervisão do centro de operação da distribuição.
ii. Tempo de preparação das equipes (t_2): refere-se ao tempo de acionamento de equipes de manutenção.
iii. Tempo de localização (t_3): refere-se ao tempo despendido pelas equipes de manutenção para percorrer a rede de distribuição em busca do trecho defeituoso.
iv. Tempo de manobra e isolamento (t_4): refere-se ao tempo gasto pela equipe de manutenção para realizar manobras de chave(s), de forma a isolar o trecho defeituoso. Nos casos em que o alimentador possui chaves normalmente aberta (NA) para transferência de cargas para outro(s) alimentador(es), tem-se um tempo adicional para a realização de manobras que contemplam a transferência de cargas para outros alimentadores.

v. Tempo de reparo (t_5): tempo necessário para a completa execução do serviço, de forma a sanar o defeito causador do desligamento permanente.

vi. Tempo de restabelecimento total do sistema (t_6): tempo de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

Na Figura 3.18, é possível observar a seqüência temporal despendida pela concessionária de energia para o restabelecimento do sistema.

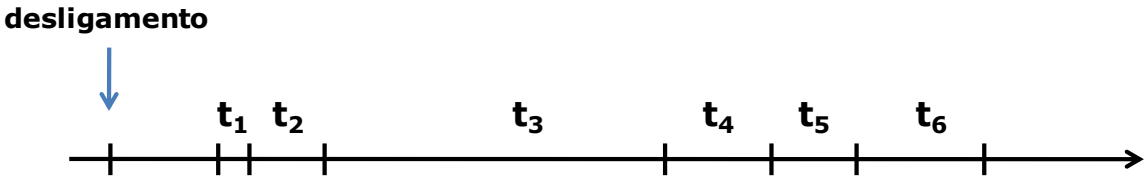

Figura 3.18 - Tempos envolvidos no processo de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

Como já exposto em capítulos anteriores, os IFs contribuem na redução do tempo de localização do trecho com defeito. Portanto, a aplicação de IFs afeta fortemente o tempo t_3, mas, em casos de falta monofásica, o IF de cabo pode indicar qual(s) fase(s) está(ão) afetada(s), e conseqüentemente, influenciar no tempo t_5. Portanto, para avaliar os ganhos advindos da aplicação dos IFs, é necessário estimar tal tempo despendido pelas equipes de manutenção para percorrer o alimentador em busca do ponto defeituoso, considerando a presença ou ausência de dispositivos que sinalizam faltas instalados na rede primária de distribuição. Para se determinar o tempo supracitado, torna-se necessário calcular o comprimento de cada bloco de carga. Conhecendo-se o comprimento de cada bloco e assumindo a velocidade de deslocamento das equipes de manutenção como constante, tem-se o t_3 como:

$$t_3 = \frac{d_i}{v} \tag{3.12}$$

onde d_i representa o comprimento do bloco i e v é a velocidade de deslocamento da equipe de inspeção na busca do ponto defeituoso.

Com referência ao tempo t_4, pode ser expresso da seguinte forma:

$$t_4 = \frac{d_{i-1}}{v} \tag{3.13}$$

onde d_{i-1} representa a distância do ponto de abertura da chave do bloco i com defeito até a chave a montante para isolamento do referido bloco e energização dos blocos a montante e, por fim, v é a velocidade de deslocamento da equipe de inspeção até a chave a montante.

No caso da inserção de IF no tronco principal, há de se considerar associada ao seu ponto de instalação também uma chave de manobra. Portanto, a inserção de um IF e de uma chave adicional representará um bloco adicional a ser considerado. Caso a opção não seja a instalação de uma chave adicional, considera-se a realocação da chave de manobra mais próxima para atendimento do IF ou o seu reposicionamento para a posição mais próxima do IF.

Em qualquer um desses casos, a metodologia de definição de blocos e tempos de restabelecimento pode ser extrapolada para quaisquer quantidades de IFs presentes no alimentador. Com isso, é possível averiguar qual é a melhoria do tempo de inspeção do alimentador, à medida que mais dispositivos IFs são instalados. Este raciocínio fornece subsídios para os projetistas avaliarem o custo/benefício da instalação das melhores configurações dos IFs sugeridas pelo AG.

3.3.3 Estimação dos Indicadores de DEC e END

Após a definição dos blocos e dos tempos envolvidos no restabelecimento, faz-se necessário estimar alguns índices de qualidade de serviço considerando o alimentador de distribuição com a inserção do(s) IF(s) posicionado(s) pelo AG. Este tipo de estimação contribui para verificar se o alimentador de distribuição atende às metas de qualidade de serviço como a DEC a ser alcançada pela concessionária. Outra contribuição refere-se à estimação das perdas de energia ocasionadas pelo desligamento permanente.

Tais perdas podem ser quantificadas por meio da estimação da Energia Não Distribuída (END). O conceito de END refere-se à energia não fornecida aos consumidores devido a um desligamento não programado.

A metodologia de estimação do indicador DEC devido a interrupções não programadas e da END empregada neste trabalho é fundamentada em Kagan et. al. (2009). As expressões (3.14) e (3.15) denotam as estimativas de DEC e END, conforme segue:

- Duração equivalente de interrupção por consumidor ($DEC_{estimado}$):

$$DEC_{\text{estimado}} = \sum_{i=1}^{n_{blocos}} \left(f_f \,.\, t_f \,.\, d_{\text{i.}} \frac{N_a}{N_c} \,.\, t_i \right) \tag{3.14}$$

onde f_f é o fator de falhas permanentes , t_f é a taxa de falhas por ano e por quilômetro (km), d_i é o comprimento de cada bloco em km, N_a representa o número de unidades consumidoras afetadas pelo desligamento referente ao trecho avaliado, N_c é o número total de unidades consumidoras supridas pelo alimentador em análise e t_i representa a estimativa de tempo em que os consumidores ficaram sem fornecimento de energia, sendo composta pelo tempo de atendimento dos centros de operação e acionamento da equipe de manutenção acrescido do

tempo de inspeção conforme apresentado na seção 3.3.2 e, por fim, pelo tempo de manobra, isolamento, reparo e restabelecimento do sistema.

- Energia não distribuída ($END_{estimado}$) – corresponde à energia não fornecida aos consumidores de um sistema, durante um período de análise.

$$END_{\text{estimado}} = \sum_{i=1}^{n_{blocos}} f_f \,.\, t_f \,.\, d_{\text{i}} . D_i \,.\, t_i \tag{3.15}$$

onde *Di* é a demanda média anual.

Conforme apresentado em Kagan et. al. (2009), a taxa de falhas de um dado equipamento da rede elétrica corresponde a uma informação para determinar os indicadores de continuidade de serviço. Este parâmetro, para o caso de trechos de rede, representa o número médio de falhas que ocorrem por ano e por unidade de comprimento (km). Já o fator de falhas permanente expressa a relação entre as falhas permanentes e totais da rede avaliada.

3.3.4 Análise de Viabilidade Financeira Referente à Aplicação de Indicadores de Falta

A aplicação de métodos de análise de investimentos pode indicar a viabilidade da aplicação de IFs de acordo com a quantidade requerida. Lima et. al. (2005) relata que a análise de investimentos exige a elaboração da estimativa de um fluxo de caixa que considere as despesas advindas de um novo investimento, como também as receitas incrementais geradas após a sua entrada efetiva em operação.

Para o caso estudado neste trabalho, o investimento representa a aplicação de IFs em alimentadores primários de distribuição de energia elétrica. A estimativa do fluxo advindo desse tipo de aplicação deve ser apurada, pois é crucial para a verificação da viabilidade do investimento. Desse modo, apresentam-se nesta seção as metodologias empregadas para a análise da viabilidade financeira referente à aplicação dos dispositivos IFs em alimentadores de distribuição.

O primeiro passo consiste na identificação e quantificação dos gastos para colocar em operação os dispositivos IFs. Desta forma, é necessária a apuração dos custos de engenharia, aquisição e instalação relativos ao uso dos IFs. Este investimento inicial pode ser expresso pela equação (3.16).

$$Custo_{IF}(R\$) = VN_{IF} + CI_{IF} \tag{3.16}$$

onde VN_{IF} representa o valor de um novo IF em Reais (R$) e CI_{IF} corresponde aos custos de engenharia e instalação de um IF em Reais (R$).

Em seguida, procede-se à determinação dos benefícios a serem proporcionados pelos IFs ao longo do tempo de sua vida útil. Dentre eles, citam-se os ganhos de tempo de atendimento a situações de desligamentos permanentes, resultando em redução das perdas de faturamento. Tal redução pode ser obtida comparando-se o valor da END para o alimentador com a presença de *n* IFs com o valor do END sem a presença de IFs, ambos apurados ao ano. Esta redução multiplicada pela tarifa de energia elétrica representa fluxos positivos ao longo do período de vida útil dos IFs. Porém, durante esse período, há fluxos negativos devido às despesas de operação e manutenção dos IFs. Em resumo, o investimento financeiro necessário

à aplicação de IFs gera receita para a distribuidora por meio da redução das perdas de faturamento.

Pode-se considerar também a redução das penalidades advindas do não cumprimento das metas de qualidade da energia elétrica reguladas pela ANEEL, bem como dos custos da equipe de manutenção uma vez que a localização do ponto defeituoso dar-se-á de forma mais rápida. Apesar de tais ganhos também integrarem os benefícios advindos da utilização de IFs, estes foram desprezados devido à dificuldade de quantificá-los, haja vista a discricionariedade do Órgão Regulador.

Após quantificar todas as receitas e despesas no tocante à aplicação de IFs ao longo de sua vida útil, tem-se a construção dos fluxos de caixa advindos do emprego de IFs. Com isso, pode-se avaliar a viabilidade econômico-financeira por meio dos métodos de análise de investimentos descritos a seguir:

- Valor Presente Líquido (VPL): representa os fluxos futuros trazidos na data inicial considerando uma determinada taxa de desconto. A taxa de desconto adotada neste cálculo refere-se ao custo de capital próprio em termos reais (13,75%) que a ANEEL utilizou nos processos do 2º ciclo de revisões tarifárias periódicas. Não se considerou o WACC regulatório em vista de que este utiliza uma ponderação de capital próprio e de terceiros. No cálculo do VPL, adotou-se como fonte de recursos para o investimento inicial apenas o uso de capital próprio. Contudo, caso fosse também considerada a captação de recursos de terceiros, a viabilidade econômico-financeira seria aumentada pela alavancagem financeira.
- Taxa Interna de Retorno (TIR): refere-se à taxa (% a.a.) que equilibra o valor atual das entradas com o valor atual das saídas. Com essa taxa avalia-se a

atratividade proporcionada pelo uso de IFs. Para as distribuidoras situadas no Brasil, a ANEEL fixou, para o 2º ciclo de revisão tarifária periódica, o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC - *Weighted Average Cost Of Capital*) em 9,95% e o custo de capital próprio em 13,75%, ambos em termos reais. O WACC e o custo de capital próprio estabelecidos pela ANEEL representam, respectivamente, a taxa regulatória de retorno do capital investido pelas distribuidoras de forma ponderada e da parcela de capital próprio. Apesar da aplicação dos IFs em alimentadores primários não ser considerada como investimento reconhecido pela ANEEL, o WACC e o custo de capital próprio, bem como o retorno de ativos livres de risco, representado pelos títulos públicos do Tesouro Nacional, são parâmetros bastante adequados de comparação para os objetivos aqui propostos. Dessa forma, a TIR real deve ser superior ao WACC real, caso se utilize recursos de terceiros na mesma ponderação da remuneração regulatória. Por outro lado, caso a opção da distribuidora seja a de não captar recursos de terceiros, a TIR deverá ser maior que o custo de capital regulatório e dos títulos públicos em termos reais. Este último refere-se ao caso de estudo deste trabalho.

- *Payback* descontado: é o período necessário para equilibrar o investimento inicial com o montante de rendimentos acumulados. Para fins de desconto, considerou-se a taxa de inflação projetada extraída do Sistema de Expectativa de Mercado - Relatório Focus do Banco Central do Brasil, ou seja, o valor de 4,5% a.a. para os próximos anos.

Maiores detalhes sobre os métodos de análise de investimentos estudados nesta tese podem ser conferidos no APÊNDICE C.

Os métodos de análise de investimento mencionados acima são importantes para verificar se os dispositivos IFs produzem retorno financeiro às concessionárias de distribuição de energia elétrica. Adicionalmente, contribuem também na comparação dos benefícios financeiros proporcionados por diferentes quantidades de IFs que se deseja instalar. Com isso, os engenheiros e técnicos especialistas da área de distribuição de energia elétrica podem escolher qual configuração de instalação de IFs atenderá aos anseios da empresa tanto do ponto de vista técnico como do financeiro.

4. RESULTADOS REFERENTES À ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS INDICADORES DE FALTA

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos com o sistema de alocação de dispositivos IFs fundamentado na técnica de AGs.

Todas as rotinas computacionais referentes à alocação dos IFs, como também os estudos descritos nos Capítulos 3, foram desenvolvidas em ambiente de programação *MATLAB*, utilizando-se um microcomputador com processador Intel Core 2 Quad Q8200 de 2,33 GHz e memória RAM de 4Gb.

Para mostrar a aplicabilidade do sistema computacional fundamentado na técnica de AGs, conforme apresentado no capítulo anterior, estudou-se a alocação de IFs aplicada a dois alimentadores reais de distribuição.

A Seção 4.1 apresenta os resultados obtidos mediante a aplicação do sistema de alocação de dispositivos IFs fundamentada na técnica de AGs, para o alimentador A1. Os resultados alcançados para o alimentador A2 são tema da Seção 4.2. E, por fim, a análise dos resultados considerando aspectos técnicos e financeiros está registrada na seção 4.3.

4.1 Resultados Obtidos para o Alimentador A1

O primeiro caso de estudo refere-se ao alimentador de distribuição A1, conforme ilustrado na Figura 3.3, pertencente à área de concessão da empresa ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S/A. As características desse alimentador são apresentadas na Tabela 4.1. As informações detalhadas das barras e dos trechos que compõem o tronco principal são apresentadas no APÊNDICE A.

Tabela 4.1 – Características do alimentador A1.

Nível de tensão	13,8kV
Número de barras do alimentador	2002
Número de trechos primários	2001
Número de barras no tronco principal	336
Potência instalada	16,02 MVA
Número de unidades consumidoras	5480
Número de unidades consumidoras urbanos	5341
Número de unidades consumidoras rurais	139
Número de dispositivos de proteção tripolar	2 (Disjuntor e Religador)
Comprimento do alimentador	89,71 km
Comprimento do tronco principal	18,39 km

4.1.1 Resultados com a técnica de Busca Exaustiva para alocação de IFs

Conforme descrito no capítulo anterior, investigou-se a aplicação da técnica de Busca Exaustiva para a alocação de IFs no alimentador A1. Os resultados advindos da aplicação da referida técnica estão registrados na Tabela 4.2. Por meio desses resultados, comprova-se que a técnica de Busca Exaustiva proporcionou resultados apenas para a alocação de 1, 2 e 3 IFs. Não foi possível obter as demais configurações devido ao elevado tempo de processamento computacional requerido para avaliar todas as configurações de instalação de IFs. Tal fato ocorre em virtude do grande aumento do número de configurações

a serem avaliadas quando comparadas com a alocação de 1, 2 e 3 IFs. Cita-se, como exemplo, que a instalação de quatro IFs resulta em aproximadamente 521 milhões de combinações, sendo que, para avaliar tais combinações pela técnica de Busca Exaustiva, estima-se que seriam necessários 51 dias de processamento computacional.

Tabela 4.2 – Resultados obtidos pela técnica de Busca Exaustiva.

Nº de IFs	**Resultado de alocação de IFs (barras)**	**Tempo de processamento computacional (dias)**	**Número de configurações avaliadas[6]**	**Estimativa de tempo de processamento computacional (dias)**
1	227	$1{,}90.10^{-5}$	336	-
2	227 1673	$5{,}53.10^{-3}$	56280	-
3	77 325 1673	0,62	$6{,}27.10^{6}$	-
4	-	-	$5{,}22.10^{8}$	51,3
5	-	-	$3{,}46.10^{10}$	3400
6	-	-	$1{,}91.10^{12}$	$1{,}88.10^{5}$
7	-	-	$9{,}01.10^{13}$	$8{,}85.10^{6}$
8	-	-	$3{,}70.10^{15}$	$3{,}64.10^{8}$
9	-	-	$1{,}35.10^{17}$	$1{,}33.10^{10}$
10	-	-	$4{,}41.10^{18}$	$4{,}34.10^{11}$

A Tabela 4.2 apresenta também as estimativas de tempo de processamento computacional requerido para encontrar as configurações ótimas de instalação de 4 a 10 IFs, sendo que essas foram estimadas a partir do tempo de processamento obtido para a instalação de três IFs. Observa-se que os tempos exigidos pela Busca Exaustiva são elevados, o que torna essa técnica inapropriada para a solução do problema aqui estudado.

Diante dos comentários do capítulo anterior e os resultados da Tabela 4.2, constatou-se a dificuldade de emprego da técnica de Busca Exaustiva no processo de alocação de IFs, o que motivou a aplicação da técnica de AG.

---

[6] O número de configurações avaliadas foi obtido por meio da fórmula de Combinação Simples, conforme Apêndice D.

4.1.2 Resultados obtidos empregando Algoritmos Genéticos

A metodologia fundamentada na técnica de AG, como descrito na seção 3.2, foi aplicada no posicionamento de 1 a 10 IFs a serem instalados no tronco principal do alimentador A1. Diversos testes foram conduzidos para a definição de parâmetros, tais como: tamanho da população, tipo de seleção, taxa de elitismo, taxa de cruzamento, taxa de mutação, desvio padrão e critério de parada do AG. Os parâmetros citados foram testados, conforme valores registrados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Parâmetros Genéticos Testados.

	Parâmetros Testados
Tamanho da População	50, 100 e 150
Número de Gerações	50 a 500
Elitismo	0,01 e 0,02
Seleção	Torneio e Roleta
Taxa de Cruzamento	0,3, 0,4 e 0,5
Taxa de Mutação	0,01, 0,02 e 0,03
Desvio Padrão	1 e 2

Considerando tanto o tempo de processamento computacional como os resultados mais eficientes de alocação, de acordo com o valor da aptidão do melhor individuo ao final do processo de busca, aqueles que ofereceram o melhor desempenho são os apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Parâmetros Genéticos Utilizados.

	Parâmetros Adotados	
Número de IFs	1 a 7	8 a 10
Tamanho da População	100	100
Número de Gerações	100	500
Elitismo	0,02	0,02
Seleção	Torneio	Torneio
Taxa de Cruzamento	0,4	0,4
Taxa de Mutação	0,01	0,01
Desvio Padrão	2	2

Os parâmetros empregados na alocação de 1 a 7 IFs não foram eficientes para a alocação de 8 a 10 IFs. Após diversos testes, constatou-se que o número de gerações não era suficiente para se obter boas configurações, devido ao espaço de busca ser muito elevado nas situações para 8, 9 e 10 IFs. Com efeito, aumentou-se o número de gerações. Com número de gerações ajustado em 500, AG apresentava resultados coerentes para todas as configurações testadas (1 a 10 IFs). Para a instalação de 1 a 7 IFs no tronco principal do alimentador A1, o AG obteve os mesmos resultados para os dois conjuntos de parâmetros apresentados na Tabela 4.4.

De acordo com os parâmetros definidos na Tabela 4.4, o AG obteve os resultados de alocação, conforme relatados nos próximos parágrafos.

Na Figura 4.1 encontra-se registrado o resultado referente à alocação de um dispositivo IF. O AG sugeriu o ponto de instalação no tronco principal a uma distância de 2,47 km da subestação na barra identificada como 227, conforme Apêndice A. Tal ponto situa-se na área urbana, onde o critério de carga e número de unidades consumidoras é expressivo. Portanto, as equipes de manutenção procurarão o ponto com defeito a partir da barra que possui um IF instalado. Caso este não esteja sinalizado, as equipes percorrerão o trecho entre o IF e a subestação em busca do ponto sob falha. Porém, se o IF estiver sinalizado, o ponto defeituoso situar-se-á entre o IF e religador de distribuição. Logo, as equipes percorrerão a jusante e restabelecerão os consumidores a montante, tomando como referência o ponto onde está instalado o IF. Tais procedimentos são eficientes se o IF e os equipamentos de proteção estiverem funcionando corretamente. Em algumas situações práticas, o posicionamento sugerido pelo AG não será atendido plenamente, pois há obstáculos naturais e outros entraves técnicos que podem dificultar ou até mesmo inviabilizar a instalação do IF no local.

Na Figura 4.2, comprova-se a eficiência do AG na alocação de dois IFs ao longo do tronco principal. A configuração encontrada sugere a instalação de um IF em um ponto localizado na área urbana e outro na área rural. Na incidência de uma falta permanente, o procedimento de busca do ponto sob falha pelas equipes de manutenção assemelha-se ao relatado anteriormente, ou seja, as equipes percorrem os trechos situados a montante ou a jusante, segundo o estado de sinalização do IF.

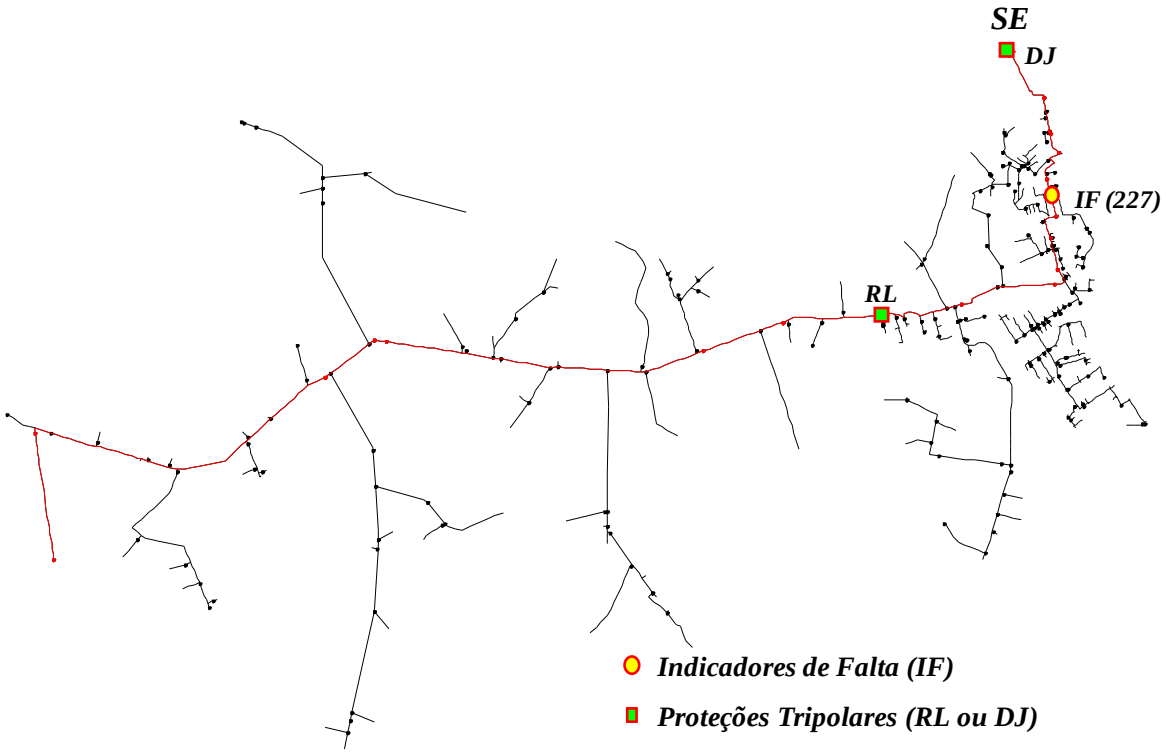

Figura 4.1 – Alocação de um IF no tronco principal a 2,47 km da subestação.

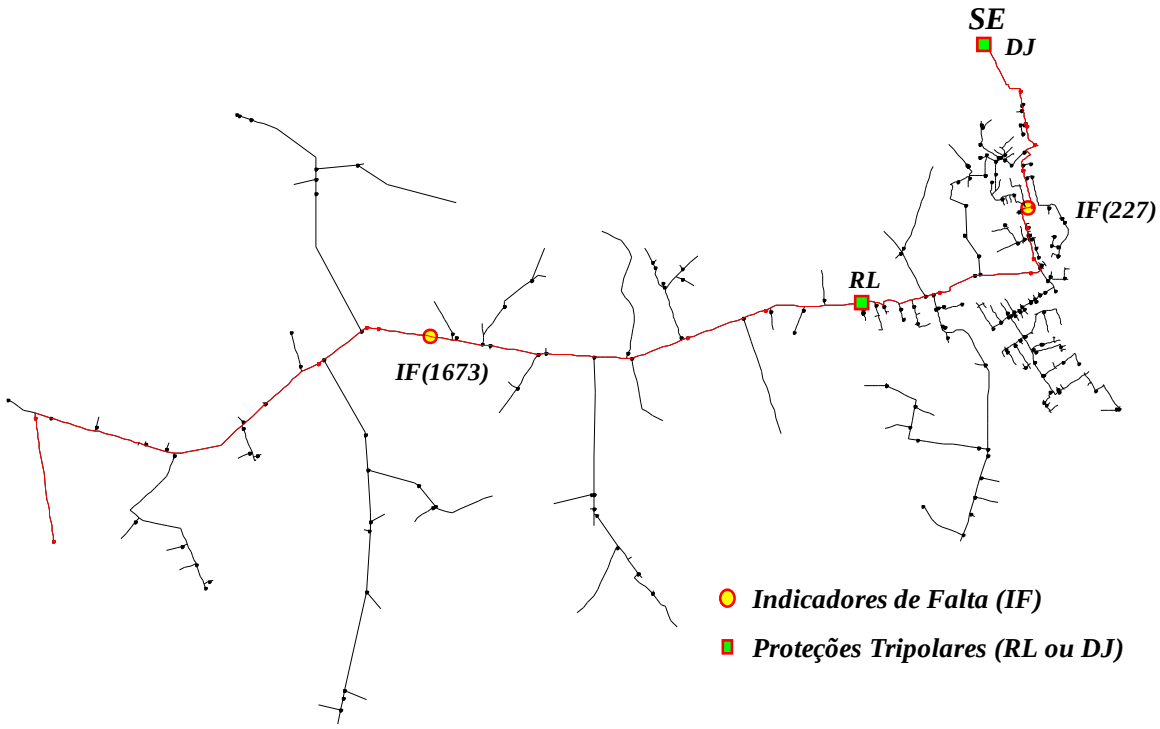

Figura 4.2 – Alocação de dois IFs no tronco principal.

Na Figura 4.3 e na Figura 4.4, estão ilustradas as configurações encontradas pelo AG para a instalação de três e quatro IFs, respectivamente. Fica evidente que a maior proporção dos indicadores a serem instalados situar-se-á em pontos na área urbana, ou seja, no trecho entre a SE e o RL. Isso ocorre devido à grande concentração de carga e consumidores nessa região do alimentador.

A eficiência do AG desenvolvido em encontrar boas configurações de instalação de IF pode ser conferida na Figura 4.5. Neste caso, foi ajustado o sistema computacional de alocação para instalar cinco IFs. A configuração encontrada mostra que os três pontos localizados na área urbana atendem prioritariamente critérios de carga e número de clientes e os dois pontos situados na área rural contemplam a distância entre dispositivos e equipamentos de proteção trifásica, como abordado em seções anteriores.

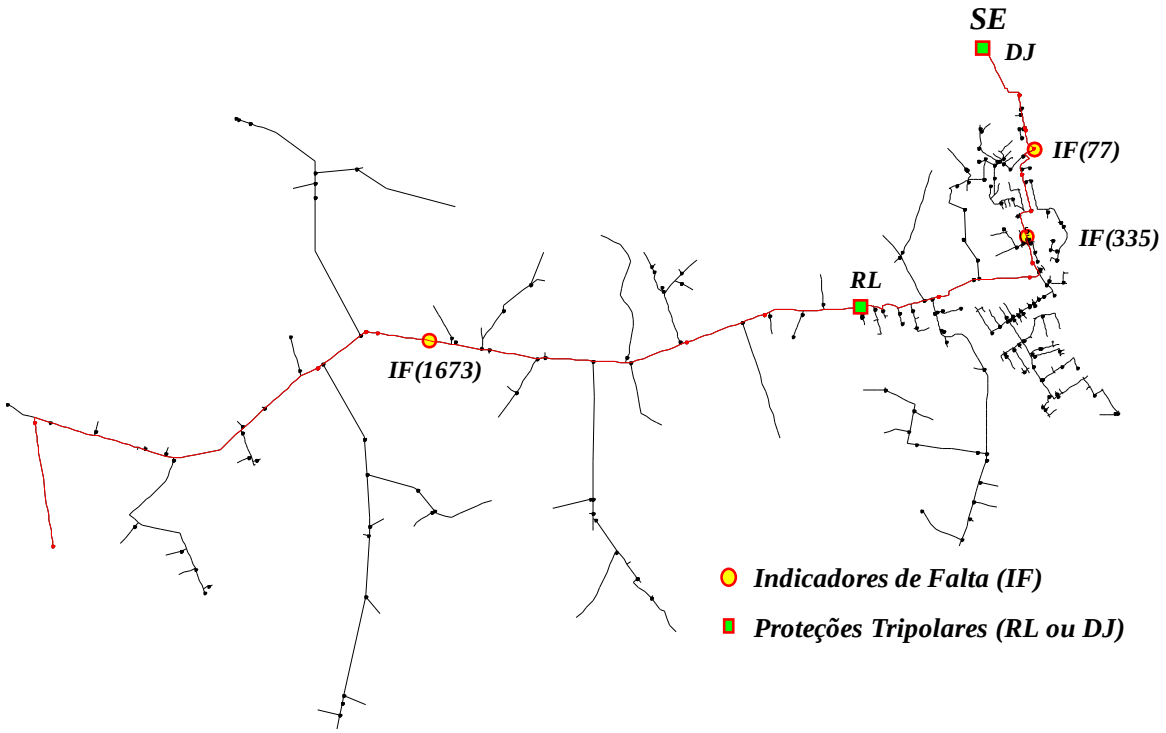

Figura 4.3 – Alocação de três IFs no tronco principal.

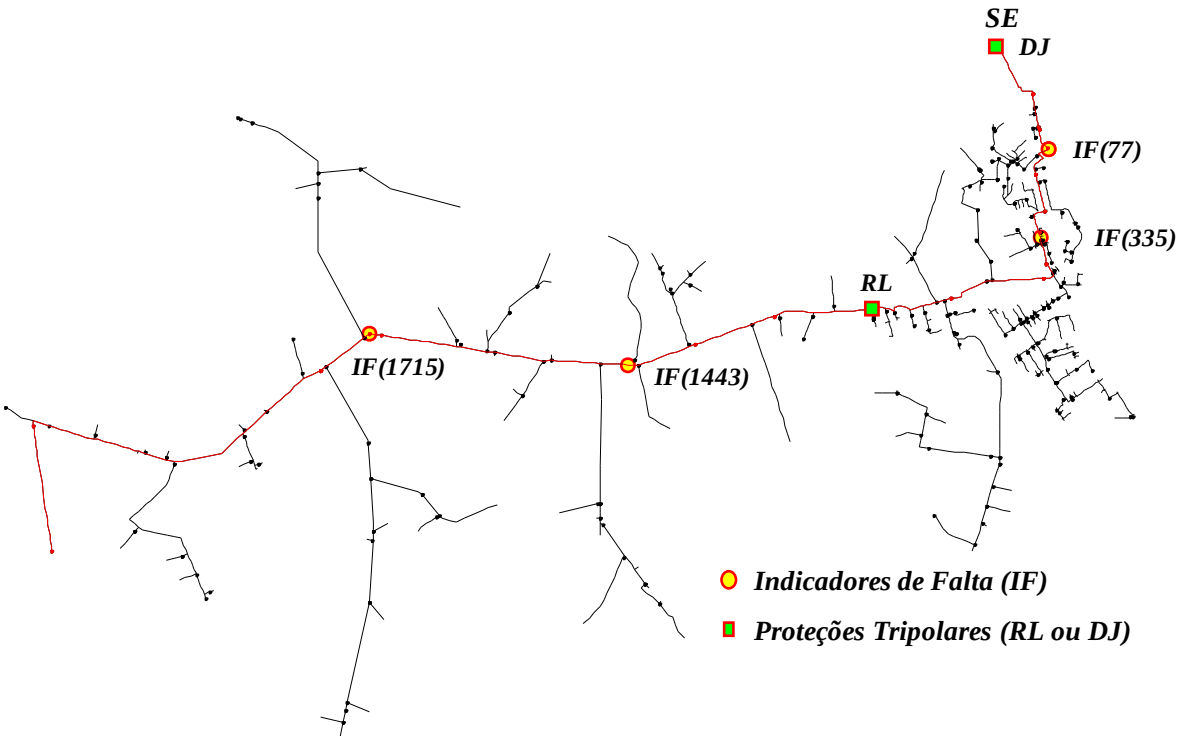

Figura 4.4 – Alocação de quatro IFs no tronco principal.

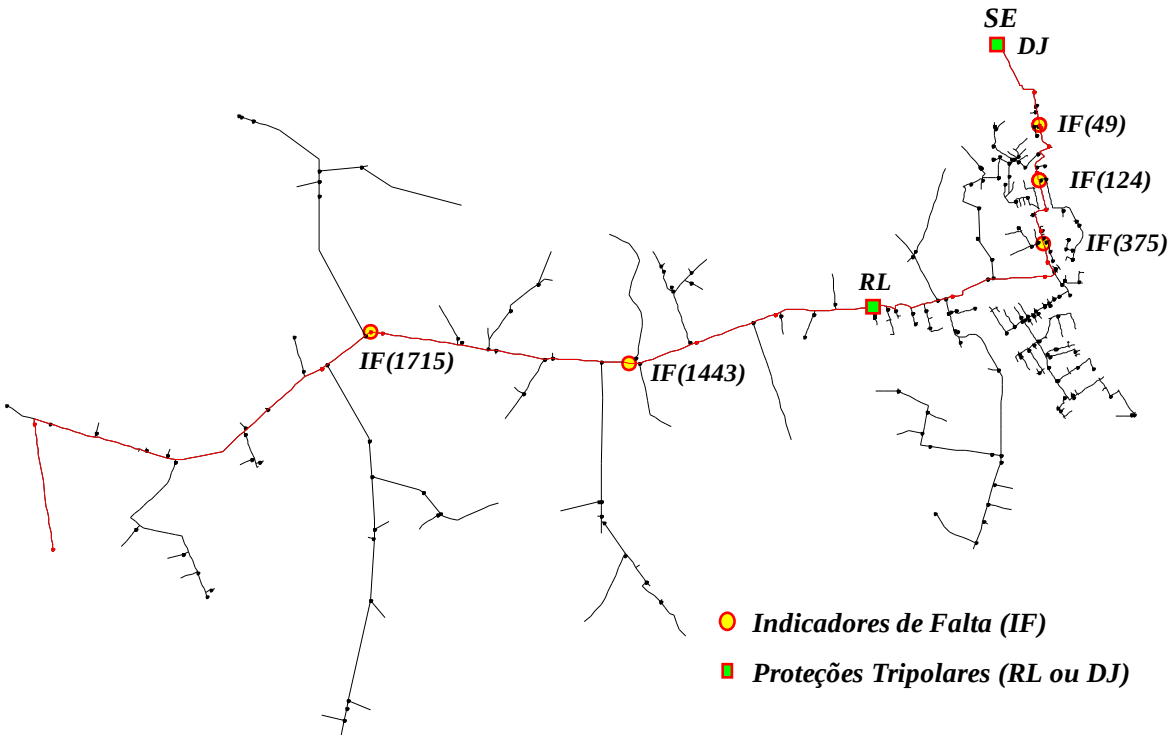

Figura 4.5 – Alocação de cinco IFs no tronco principal.

Outras configurações de instalação considerando 6, 7, 8, 9 e 10 IFs são apresentadas nas Figuras 4.6, 4.7, 4.8, 4.9 e 4.10, respectivamente.

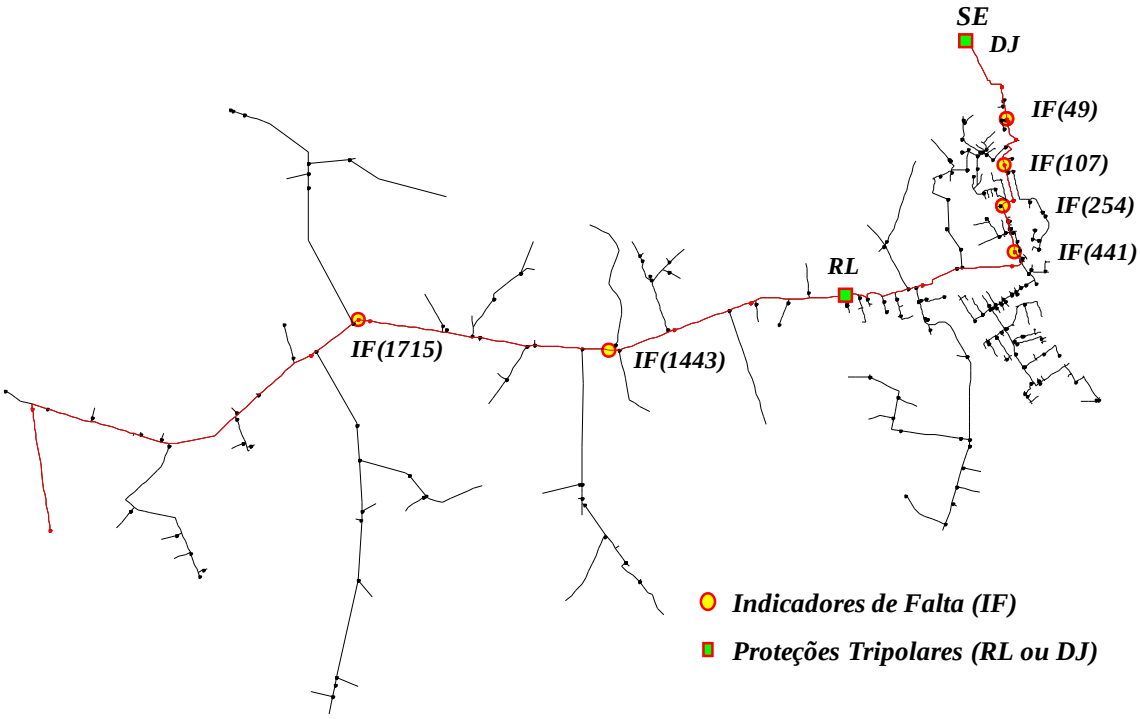

Figura 4.6 – Alocação de seis IFs no tronco principal.

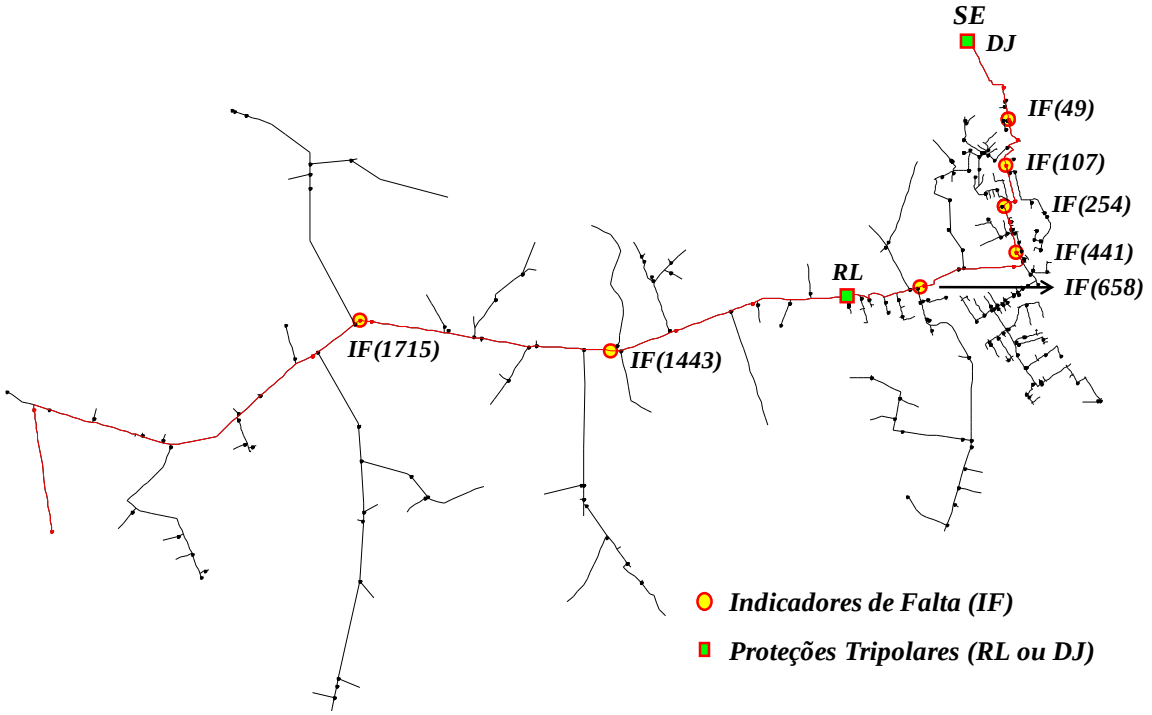

Figura 4.7 – Alocação de sete IFs no tronco principal.

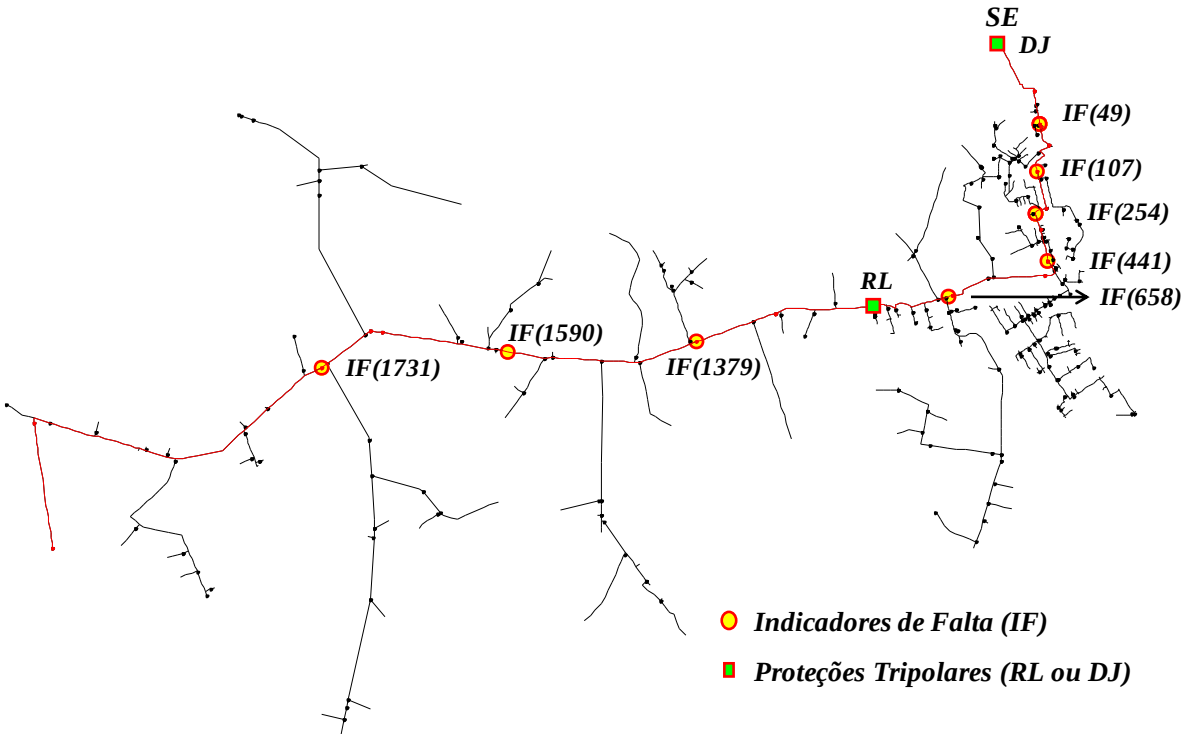

Figura 4.8 – Alocação de oito IFs no tronco principal.

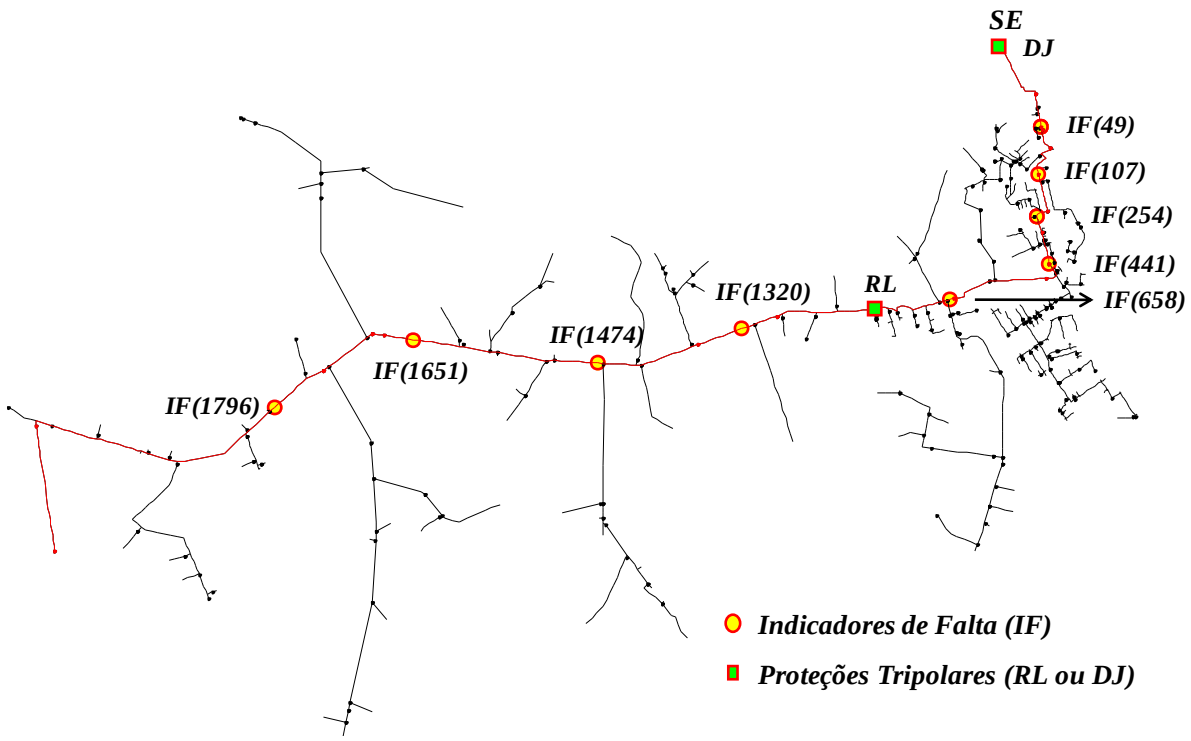

Figura 4.9 – Alocação de nove IFs no tronco principal.

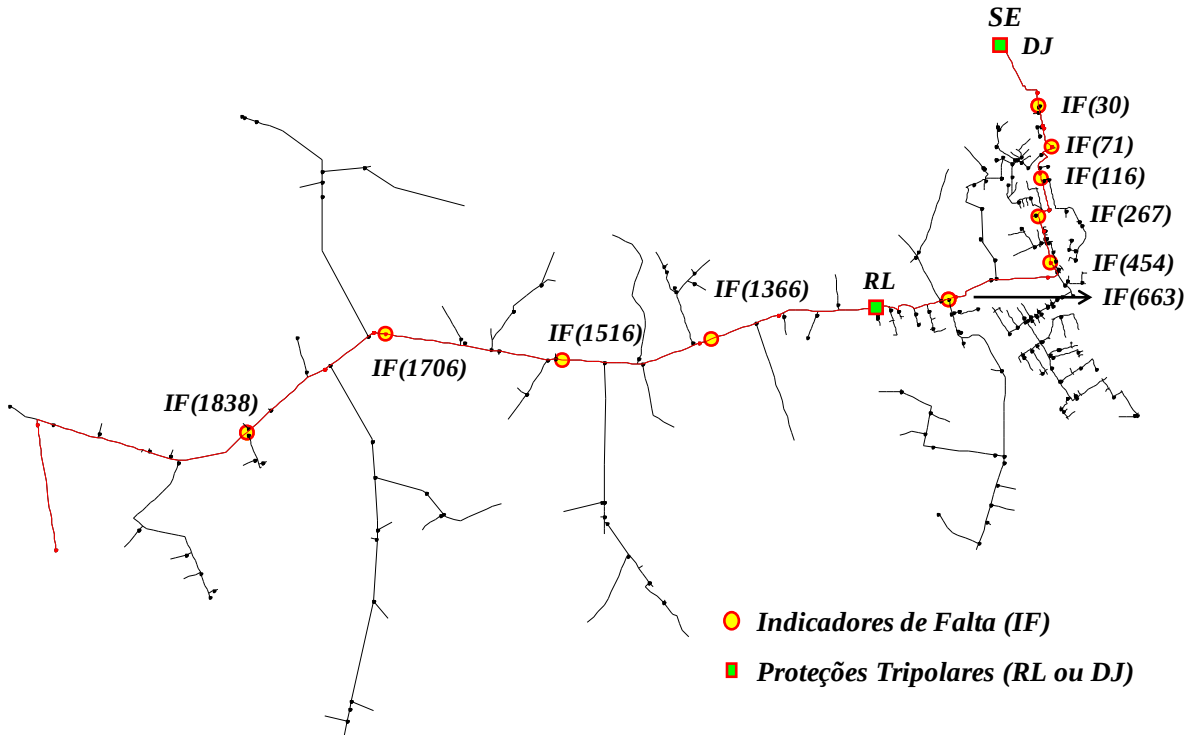

Figura 4.10 – Alocação de dez IFs no tronco principal.

Nas Figuras 4.1 a 4.10, fica evidente a eficiência da técnica de AG na distribuição dos dispositivos IFs ao longo do tronco principal. Cabe ressaltar que o algoritmo computacional encontra uma configuração eficiente de instalação de IFs, segundo uma quantidade pré-definida dos mesmos. É possível constatar que a quantidade de IFs apresenta uma mudança em todo o desempenho da resposta do AG. Assim, a inserção de um dispositivo não significa que os demais ficarão instalados na mesma posição. Isso ocorre porque, a cada configuração avaliada pela função objetivo, é calculada a distância entre os dispositivos IFs e os equipamentos de proteção. Portanto, cada configuração com um número diferente de IFs a ser instalado no alimentador principal representa uma resposta eficiente para a redução no tempo de restabelecimento do sistema em situações de desligamentos permanentes.

O valor de aptidão para cada configuração de IFs que se deseja instalar é apresentado na forma gráfica pela Figura 4.11. Quanto maior o número de IFs que se deseja instalar, menor será o valor de aptidão da configuração eficiente, pois as regiões a serem inspecionadas pelas equipes de manutenção serão menores.

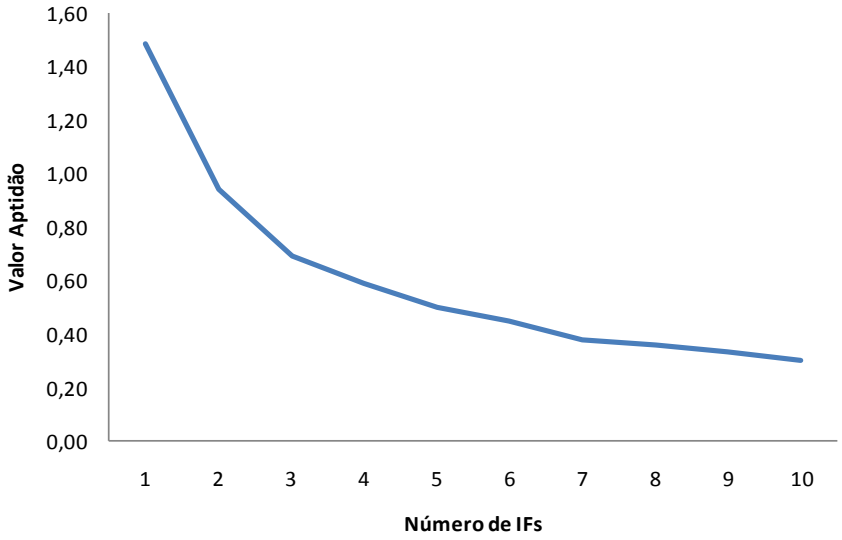

Figura 4.11 – Valor de aptidão para cada configuração de IFs.

Na Figura 4.12, é possível observar os resultados da metodologia proposta para alocação de 1 a 10 IFs ao longo do tronco principal, em função da distância da subestação. Nota-se que a maioria dos IFs sugeridos se localiza na área urbana devido à concentração de cargas e número de unidades consumidoras nesta região. É possível constatar que o aumento na quantidade de IFs, que se deseja instalar, apresenta uma mudança em todo o desempenho da resposta do AG. Assim, a inserção de um dispositivo adicional não significa que os demais ficarão instalados na mesma posição anteriormente projetada.

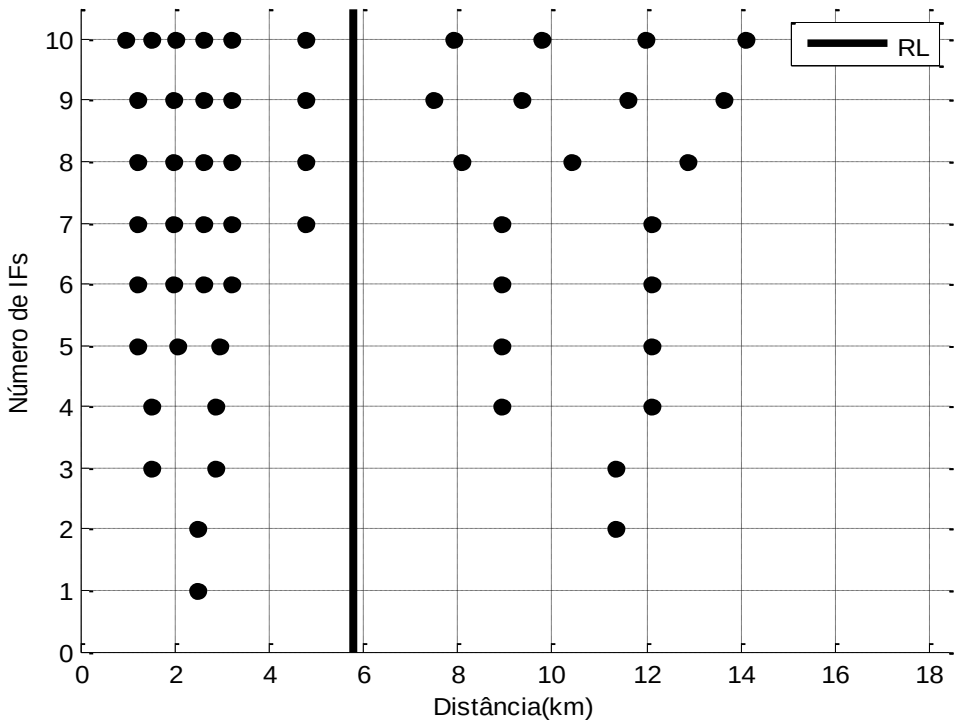

Figura 4.12 – Posicionamento dos IFs no tronco principal.

4.1.3 Comparativo entre Duas Configurações de Instalação de Indicadores de Falta

Nesta subseção, é apresentado um comparativo entre uma configuração de IFs instalados em campo definidos de forma empírica pelos técnicos da empresa ELEKTRO e a configuração sugerida pelo AG.

Segundo informações da concessionária regional, há quatro pontos com IFs instalados em campo para o alimentador A1, conforme ilustrado na Figura 4.13.

O posicionamento empregado pela concessionária e o sugerido pelo AG são apresentados na Figura 4.14.

Nota-se que a configuração existente em campo possui um IF próximo do RL e também dois IFs próximos entre si. Na configuração proposta pelo AG, sugere-se um posicionamento mais adequado quando comparado com a configuração existente, pois dois pontos são para atender aos critérios de carga e unidades consumidoras e os outros pontos são para suprir os trechos de rede com extensas distâncias na zona rural.

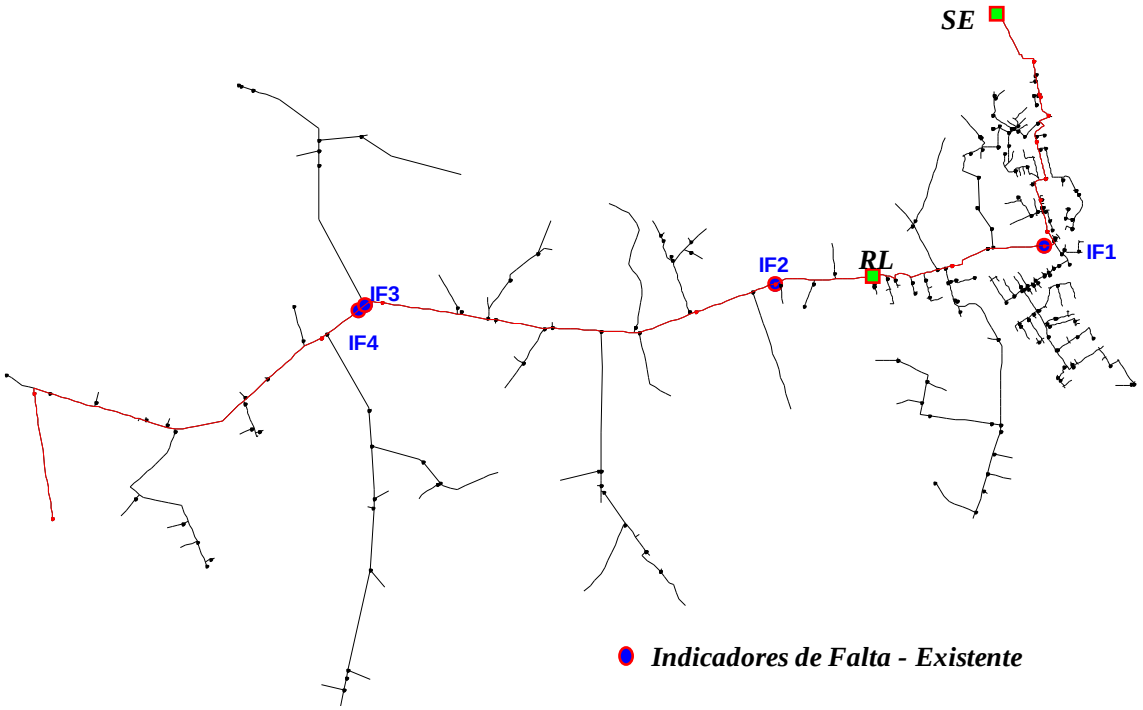

Figura 4.13 – Indicadores de Falta Existentes no alimentador A1.

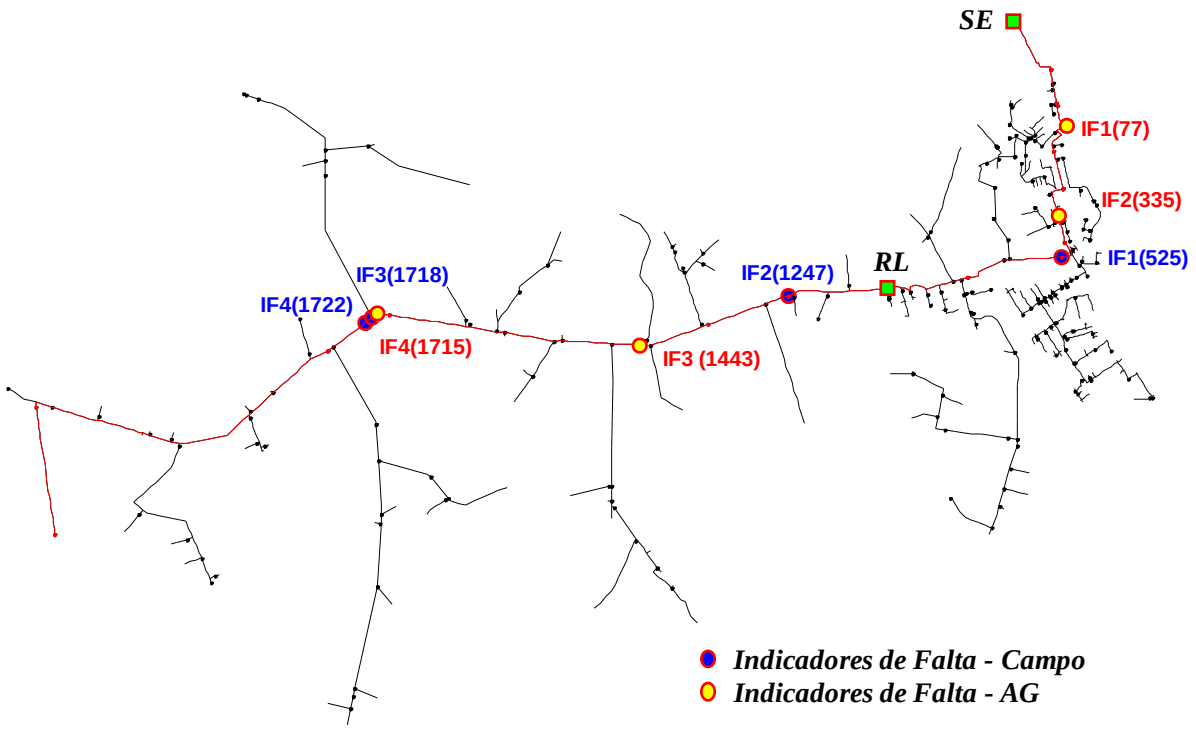

Figura 4.14 – Posicionamento proposto pelo AG e o instalado em campo.

Posteriormente, na Tabela 4.14, apresentam-se os resultados estimados do DEC e do END referente às duas configurações registradas na Figura 4.14.

4.1.4 Resultados de Alocação Considerando IFs Instalados – Alimentador A1

A metodologia desenvolvida neste trabalho também é capaz de alocar IFs adicionais, além daqueles existentes no alimentador. Como exemplo, considera-se o alimentador A1 contendo os IFs instalados em campo, conforme ilustrado pela Figura 4.13.

Para a instalação de um IF adicional, o sistema fundamentado em AG sugere a sua alocação no ponto 1,97 km da subestação, conforme ilustra a Figura 4.15.

Por meio do resultado registrado nessa Figura, é possível comprovar a eficiência do sistema proposto para alocação de IF adicionais, considerando a existência de dispositivos já

instalados no alimentador. Tal situação poderá ser expandida para outras quantidades de IFs adicionais que se deseja instalar sem depender do número de IFs instalados no alimentador.

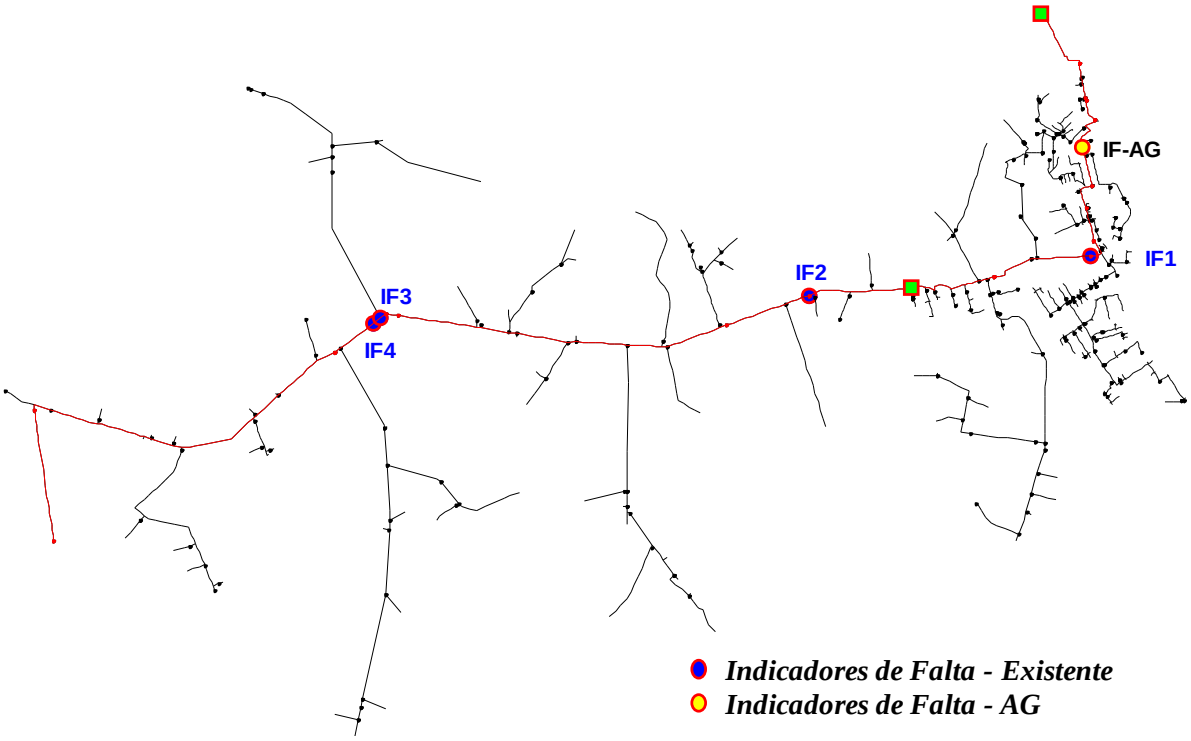

Figura 4.15 – Resultado da alocação do AG referente a um IF adicional.

4.2 Resultados Obtidos para o Alimentador A2

O segundo caso de estudo refere-se a um alimentador de distribuição operado em tensão primária de 13,8kV e 60Hz, também sob a concessão da empresa ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S/A. Tal alimentador, que é mais extenso quando comparado com o alimentador A1, pode ser conferido na Figura 4.16.

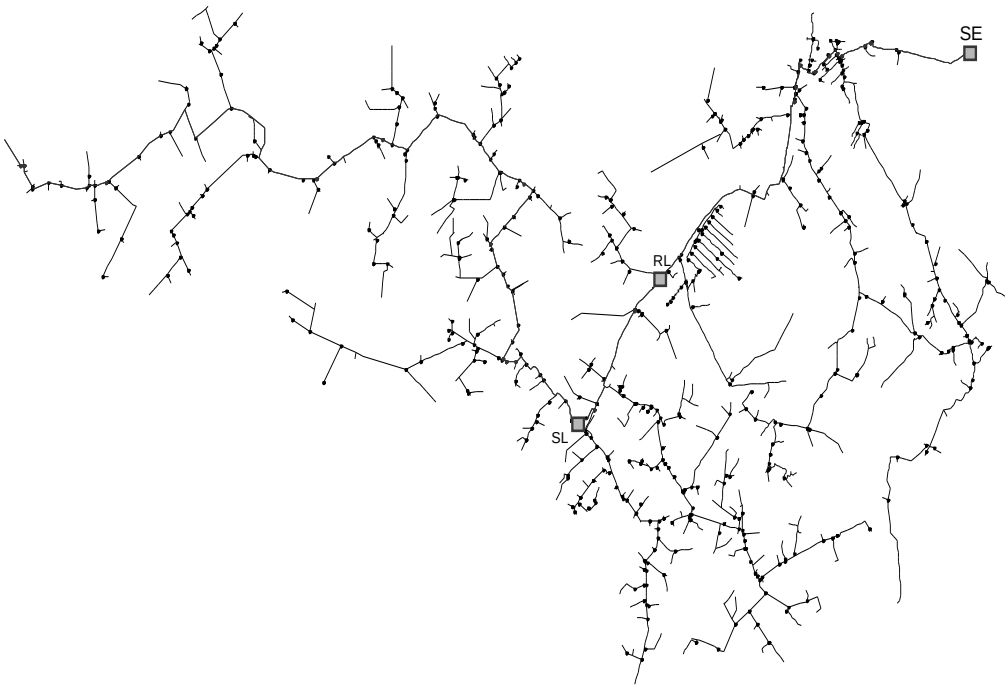

Figura 4.16 – Alimentador primário A2.

As características do alimentador A2 estão registradas na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Características do Alimentador A2.

Nível de tensão	13,8kV
Número de barras do alimentador	3704
Número de trechos primários	3703
Número de barras no tronco principal	425
Potência instalada	25,74 MVA
Número de unidades consumidoras	4105
Número de unidades consumidoras urbanos	2103
Número de unidades consumidoras rurais	2002
Número de dispositivos de proteção	3 (Disjuntor, Religador e Seccionador Automático)
Comprimento do alimentador	219,29 km
Comprimento do tronco principal	30,8 km

Aplicando-se a metodologia descrita no Capítulo 3 para o alimentador A2, tem-se o tronco principal, conforme destacado na Figura 4.17. O comportamento da carga e do número de unidades consumidoras ao longo do tronco principal pode ser conferido no Apêndice E.

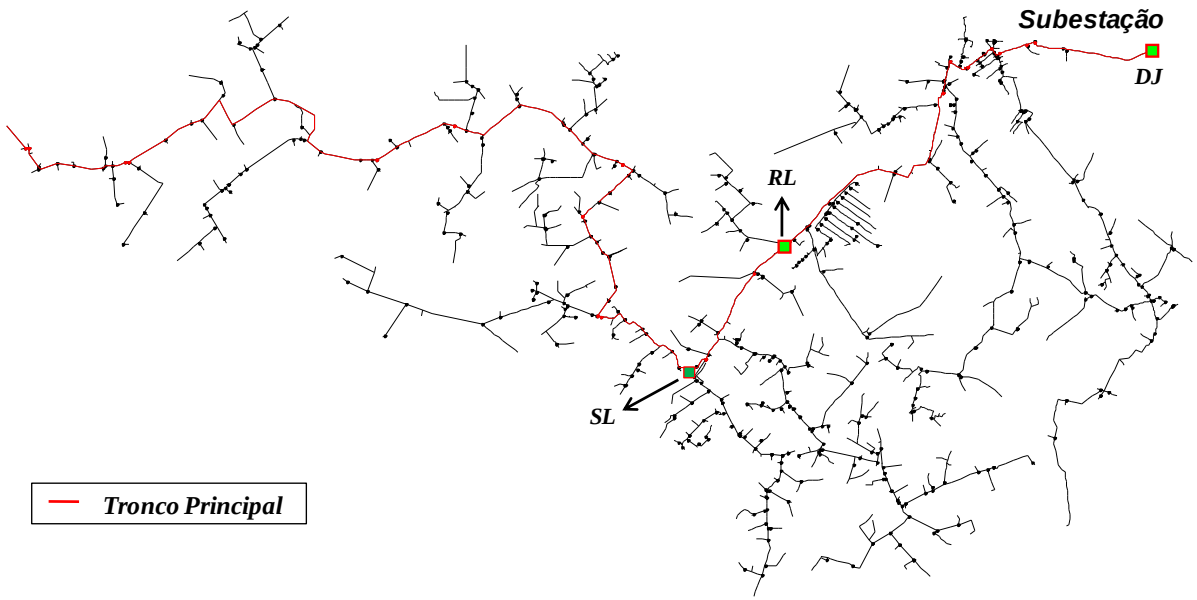

Figura 4.17 – Tronco principal do alimentador A2.

Os parâmetros iniciais empregados nos testes do AG podem ser conferidos na Tabela 4.6. Em destaque, têm-se os parâmetros que mostraram o melhor desempenho e solução após diversos testes. Tais testes contemplaram variações dos parâmetros do AG.

Tabela 4.6 – Parâmetros Genéticos Testados.

Tamanho da População	50, 100 e 150
Número de Gerações	50 a 1000
Elitismo	0,01 e 0,02
Seleção	Torneio e Roleta
Taxa de Cruzamento	0,3, 0,4 e 0,5
Taxa de Mutação	0,01, 0,02 e 0,03
Desvio Padrão	1 e 2

De forma similar ao alimentador A1, combinaram-se os parâmetros genéticos, como ilustra a Tabela 4.6, com o objetivo de encontrar os parâmetros mais adequados a cada estudo dos IFs. Os parâmetros empregados na obtenção dos resultados apresentados nesta seção estão registrados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Parâmetros genéticos adotados para o alimentador A2.

	Parâmetros Adotados			
Número de IFs	De 1 a 3	De 4 a 7	8 e 9	10
Tamanho da População	100	100	100	100
Número de Gerações	200	300	500	1000
Elitismo	0,02	0,02	0,02	0,02
Seleção	Torneio	Torneio	Torneio	Torneio
Taxa de Cruzamento	0,4	0,4	0,4	0,4
Taxa de Mutação	0,01	0,01	0,01	0,01
Desvio Padrão	2	2	2	2

Conforme observado nos testes do alimentador A1, a definição dos parâmetros empregados para o alimentador A2 exigiu estudos com a variação do número de gerações. Na Tabela 4.7, observa-se que foram necessárias 1000 gerações para se obter configurações coerentes de instalação de IFs. Tal número foi superior ao requerido pelo alimentador A1, uma vez que o alimentador A2 possui maior número de barras candidatas no tronco principal que o A1, fator este que eleva também o espaço de busca. Ressalta-se que apenas os parâmetros registrados para 10 IFs, conforme a Tabela 4.7, generalizam a obtenção de resultados de alocação para 1 a 10 IFs.

De forma similar aos resultados do alimentador A1, tem-se as configurações de instalação de 1 a 10 IFs para o alimentador A2, conforme registrado nas Figuras 4.18 a 4.27. Por meio dos resultados obtidos, comprova-se a eficiência do AG na alocação de IFs ao longo do tronco principal.

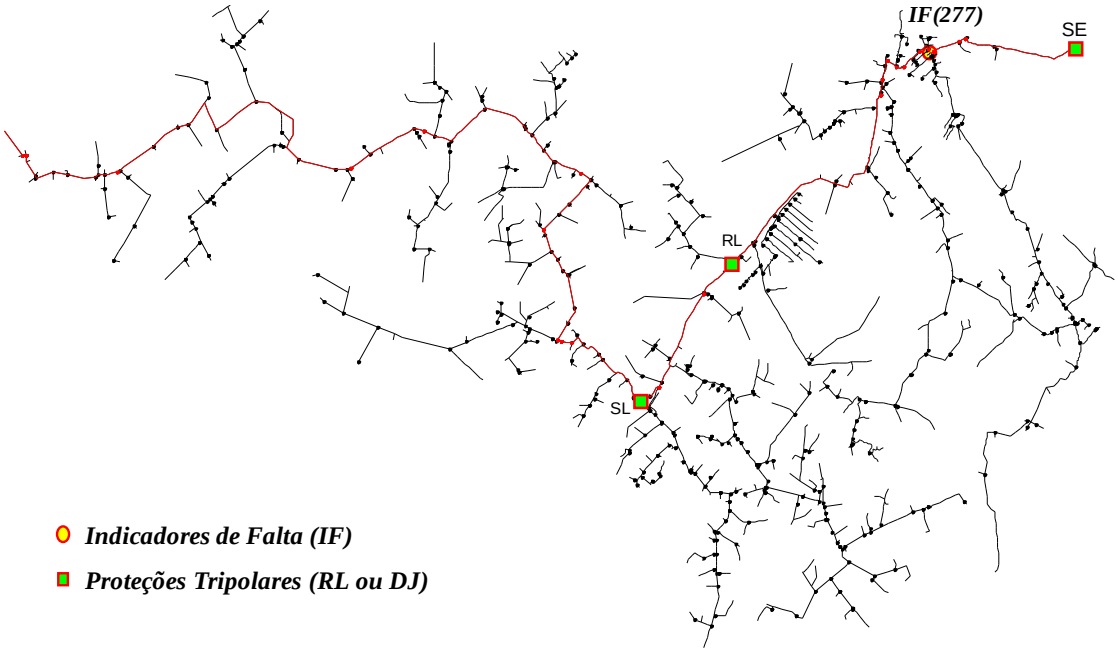

Figura 4.18 - Alocação de um IF no tronco principal do alimentador A2.

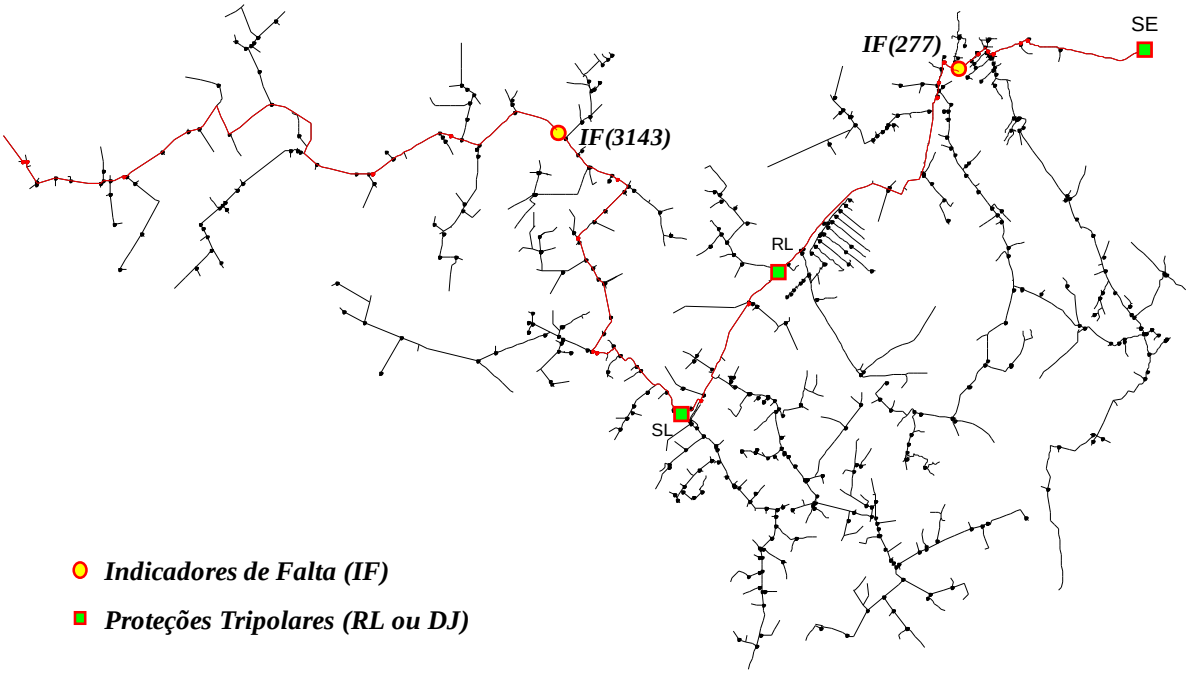

Figura 4.19 – Alocação de dois IFs no tronco principal do alimentador A2.

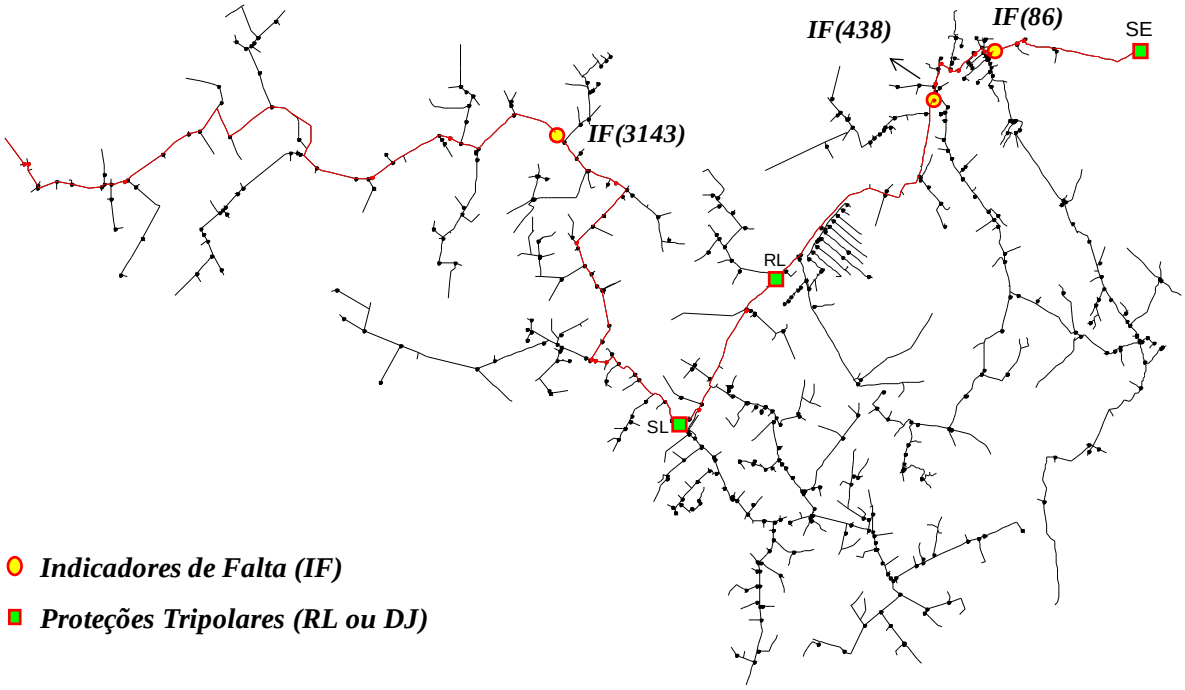

Figura 4.20 - Alocação de três IFs no tronco principal.

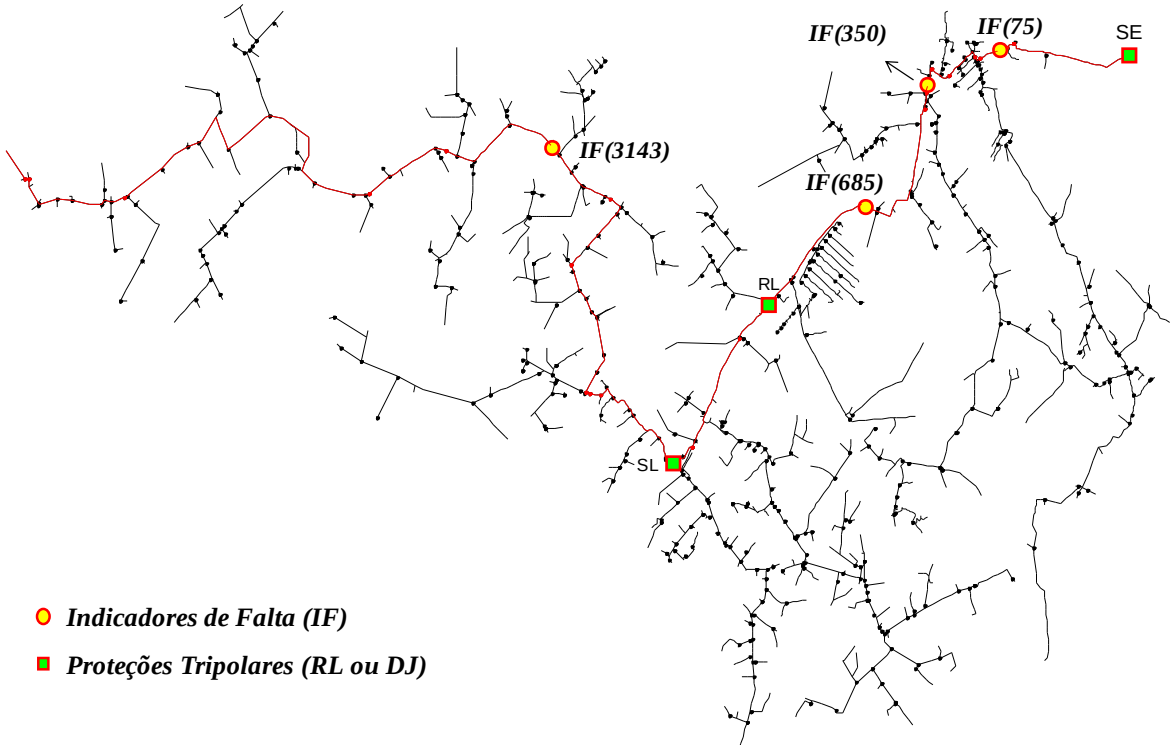

Figura 4.21 - Alocação de quatro IFs no tronco principal.

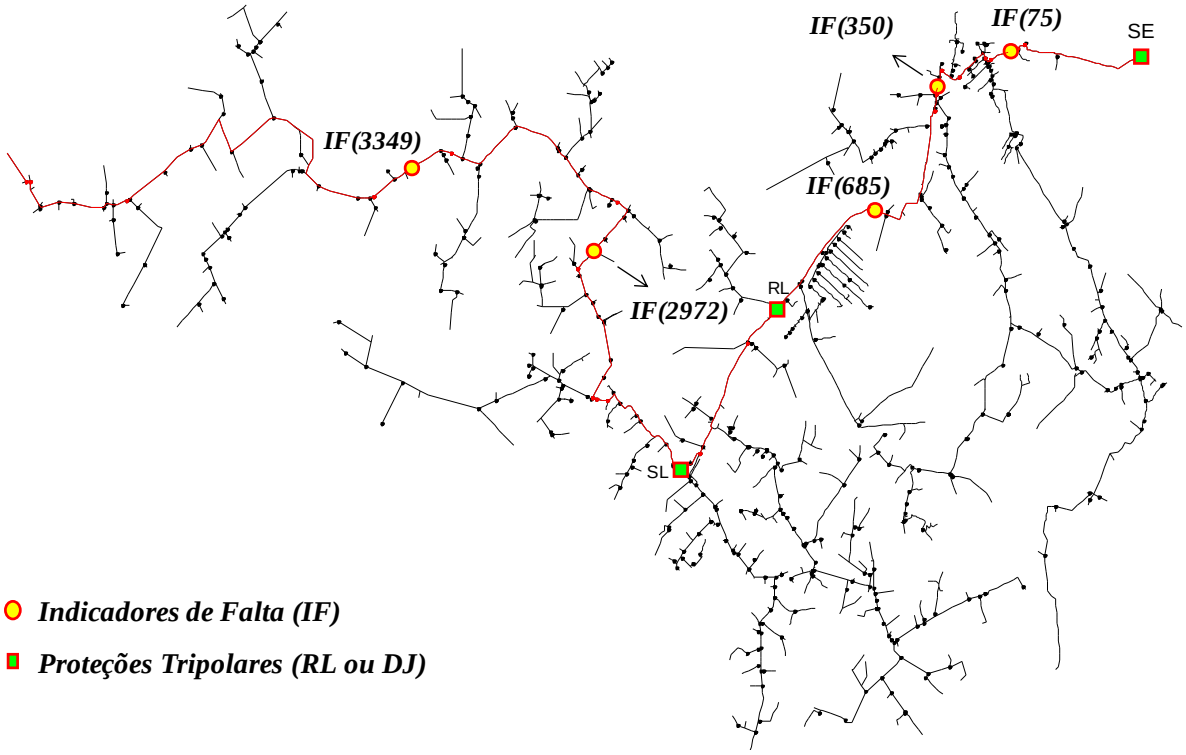

Figura 4.22 - Alocação de cinco IFs no tronco principal.

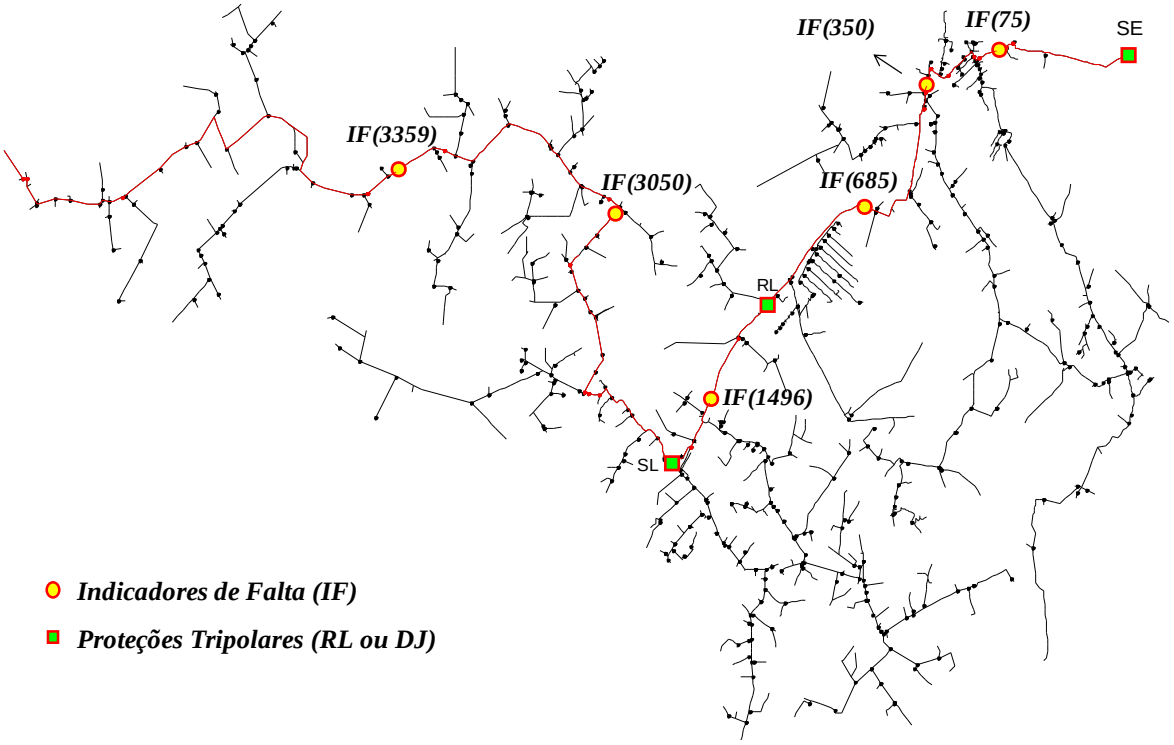

Figura 4.23 - Alocação de seis IFs no tronco principal.

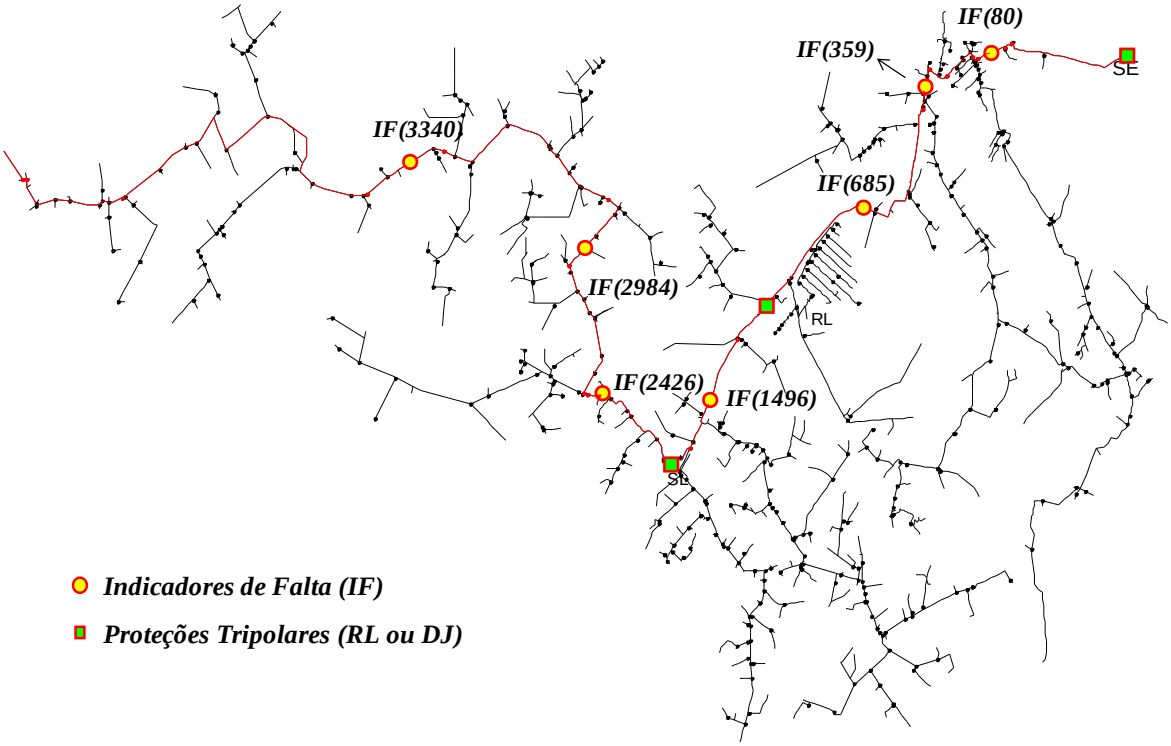

Figura 4.24 - Alocação de sete IFs no tronco principal.

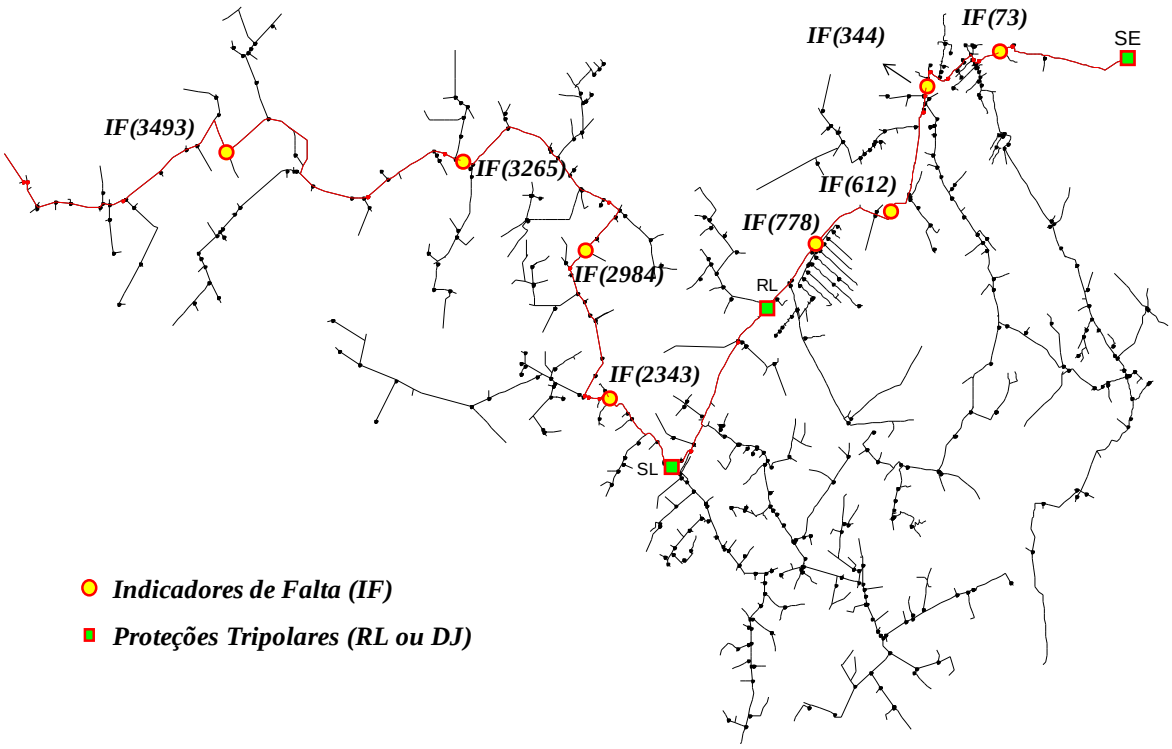

Figura 4.25 - Alocação de oito IFs no tronco principal.

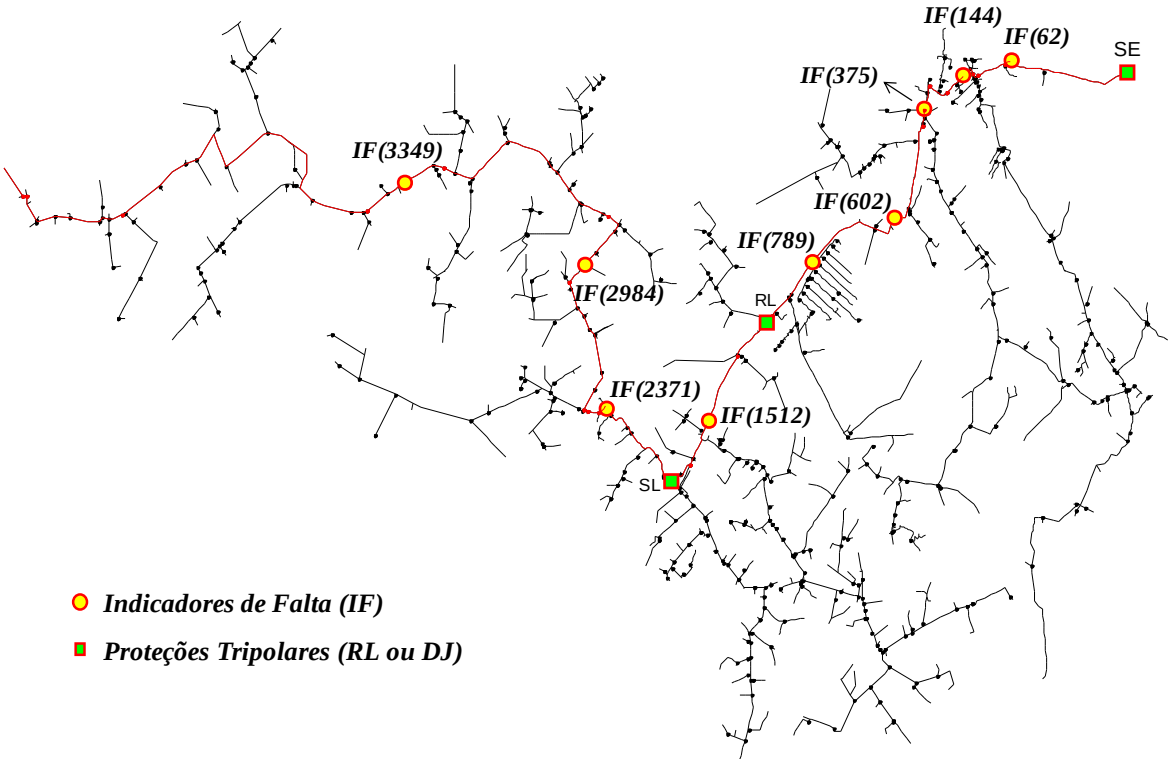

Figura 4.26 - Alocação de nove IFs no tronco principal.

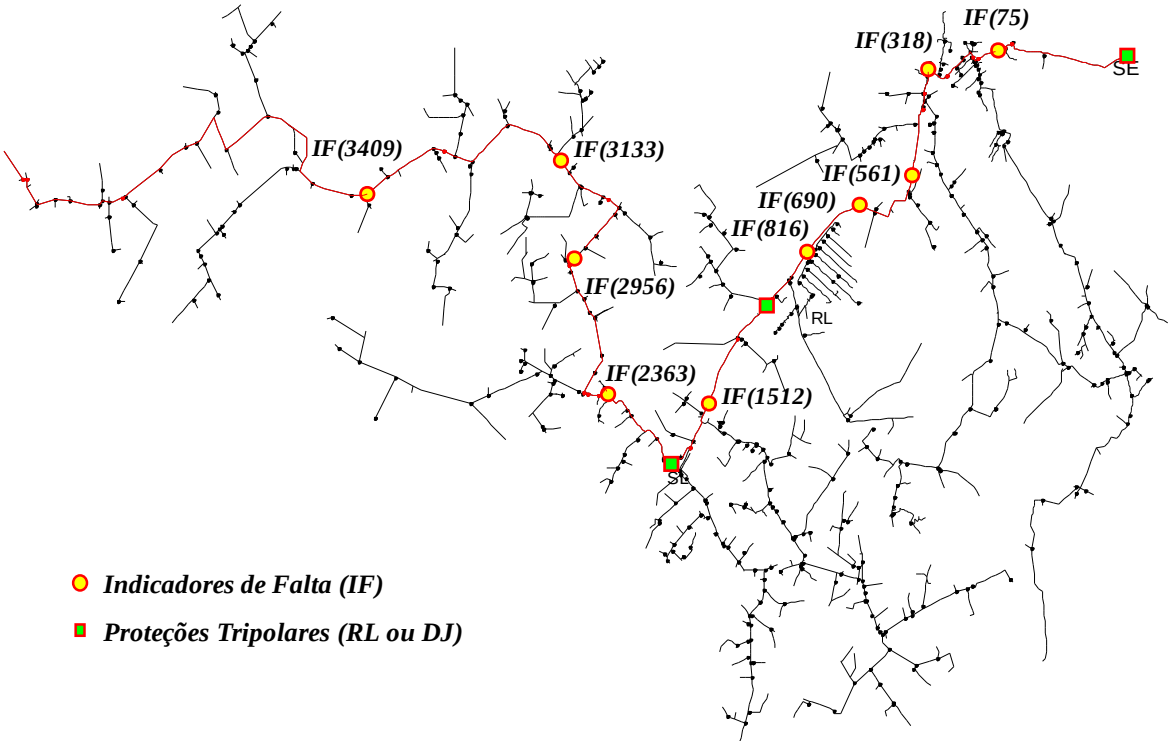

Figura 4.27 - Alocação de dez IFs no tronco principal.

A eficiência do AG desenvolvido em encontrar boas configurações de instalação de IF pode ser conferida nas Figura 4.18 a Figura 4.27. Como já mencionado nos resultados do alimentador A1, o sistema computacional encontrou configurações de instalação em pontos do tronco principal situados em área urbana – atendendo aos critérios de carga e número de unidades consumidoras – , como também em pontos situados na área rural – contemplando grandes extensões do alimentador para o caso de estudo do alimentador A2.

O valor de aptidão para cada configuração de IF que se deseja instalar é apresentado na forma gráfica pela Figura 4.28. Quanto maior o número de IFs que se deseja instalar, menor será o valor de aptidão da configuração eficiente, pois as regiões a serem inspecionadas pelas equipes de manutenção serão menores com o aumento dos IFs no alimentador.

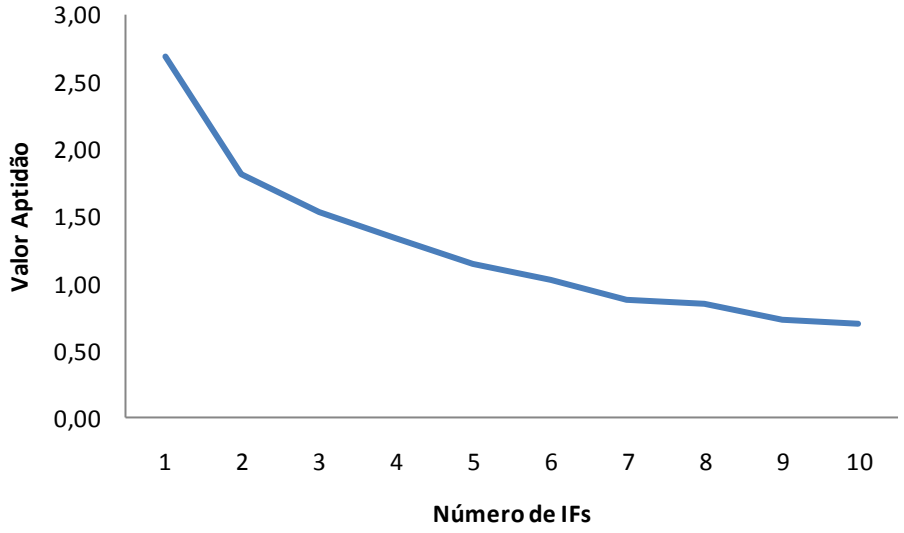

Figura 4.28 – Valor de aptidão para cada configuração de IFs.

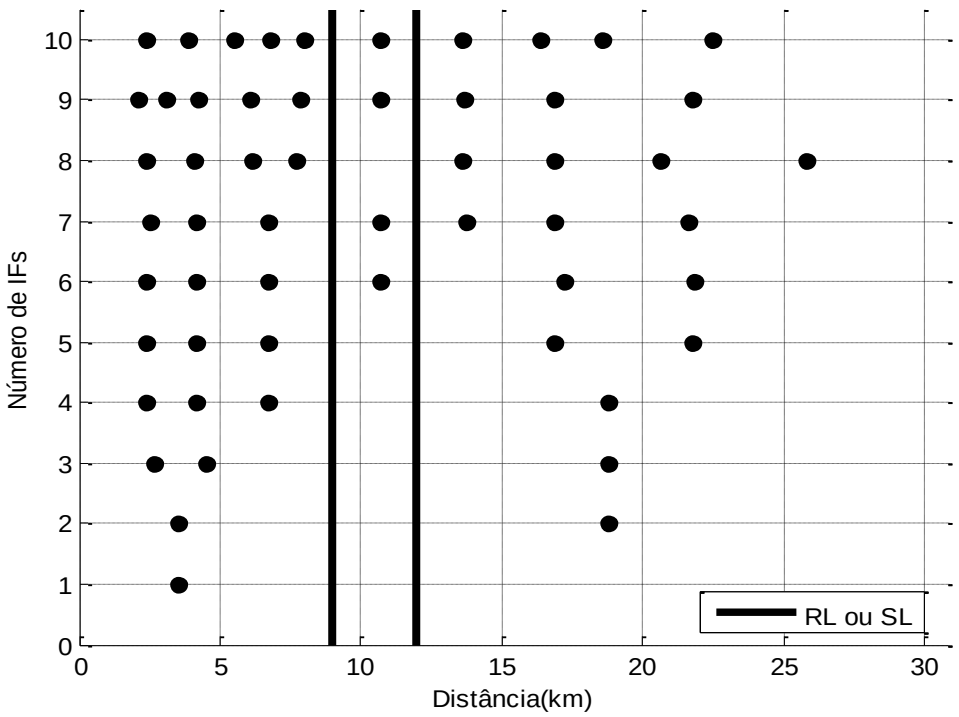

Figura 4.29 – Posicionamento dos IFs no tronco principal para o alimentador A2.

Pela Figura 4.29, é também possível observar os resultados da metodologia proposta para o posicionamento de IFs ao longo do tronco principal em função da distância da subestação. Observa-se que a maioria dos IFs sugeridos estão localizados na região do alimentador A2, situada entre a subestação e o RL, na qual os critérios de carga e concentração de unidades consumidoras são expressivos.

4.2.1 Comparativo entre Duas Configurações de Instalação de Indicadores de Falta

No alimentador A2, foram empregados seis IFs, definidos de forma empírica, conforme dados fornecidos pela distribuidora detentora da concessão deste sistema.

Nos pontos instalados em campo, observa-se a existência de dois IFs muito próximos, o que torna um deles desnecessário, conforme mostra a Figura 4.31. Seria justificável a instalação de outro IF apenas nos casos em que se deseja redundância na indicação de faltas para avaliar o desempenho de um IF já instalado, não se tratando do caso analisado neste trabalho. O AG sugere um posicionamento mais adequado quando comparado com a configuração existente, pois os critérios descritos anteriormente são avaliados.

Posteriormente, na Tabela 4.14, estão registrados os valores estimados de DEC e END para as duas configurações descritas nesta seção.

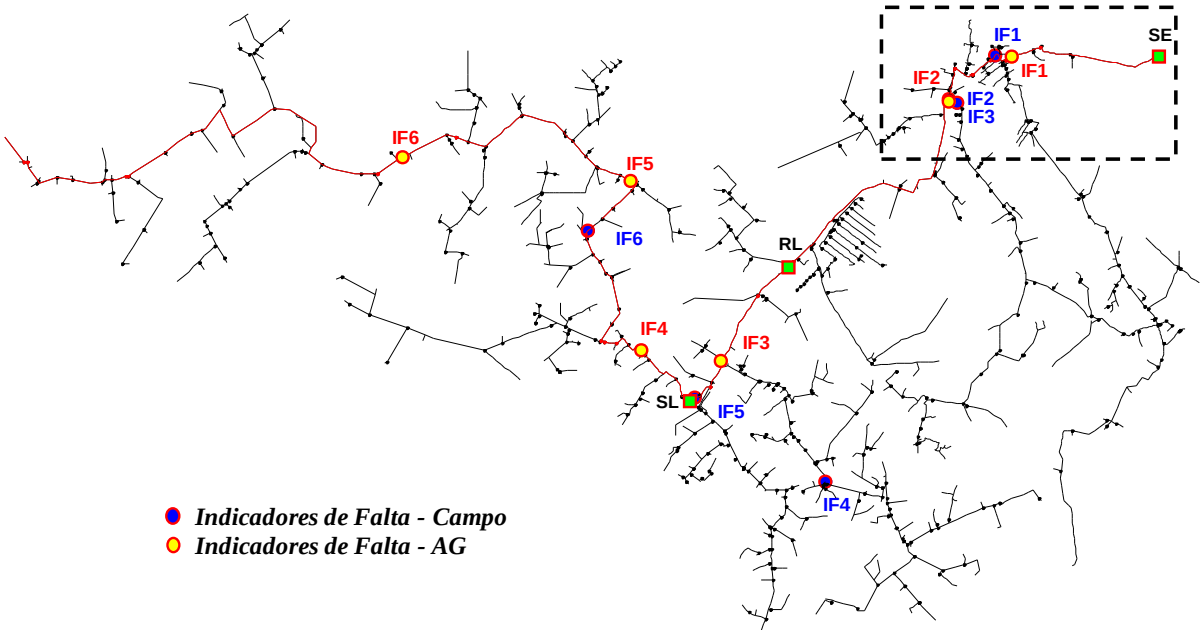

Figura 4.30 - Posicionamento proposto pelo AG e o instalado em campo.

A Figura 4.31 mostra o posicionamento dos IFs alocados próximos à subestação de forma ampliada.

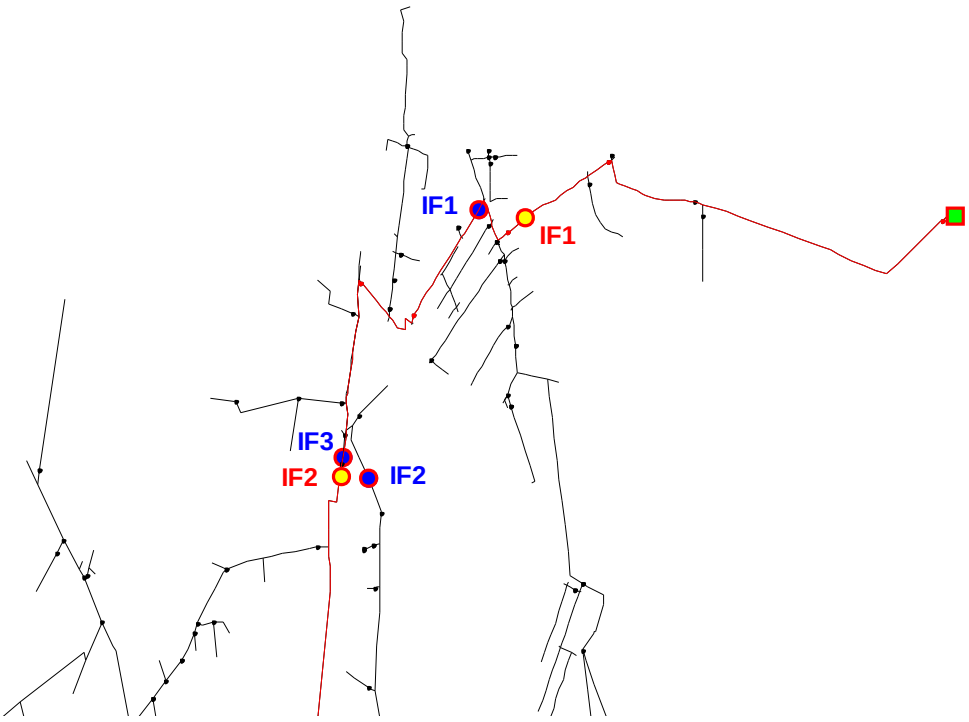

Figura 4.31 – Detalhe do posicionamento dos IFs sugeridos pelo AG e os existentes em campo.

4.3 Discussões sobre Resultados Obtidos pelo AG

Os resultados obtidos pelo AG para os alimentadores A1 e A2 descritos nas seções 4.1 e 4.2, respectivamente, representam os pontos do alimentador primário que devem receber a instalação de IFs. No entanto, é necessário avaliar a contribuição desses dispositivos para a redução da distância a ser percorrida pelas equipes de manutenção, tempo de restabelecimento, DEC e END. Após a avaliação desses parâmetros, também é necessário fazer uma avaliação financeira referente ao emprego dos IFs frente às perdas de faturamento pelo não fornecimento de energia elétrica.

4.3.1 Blocos para o Alimentador A1 e A2

Aplicando-se a metodologia descrita na subseção 3.3.1, tem-se os dados dos blocos para o alimentador A1 e A2 registrados nas Tabela 4.8 e Tabela 4.9.

Tabela 4.8 - Dados dos blocos referente ao alimentador A1.

	Barras		Distância dos blocos (km)	Número de Unidades Consumidoras	Carga (KVA)
Bloco	De	Para			
1	1	4	0,02	0	0
2	4	22	0,75	0	0
3	22	71	0,72	74	339,44
4	71	103	0,47	590	4078,28
5	103	441	1,22	514	1655,87
6	441	515	0,32	3936	7391,56
7	515	643	1,19	1	18,07
8	643	919	1,10	231	1022,88
9	919	1231	1,24	35	243,32
10	1231	1713	5,08	47	557,39
11	1713	1729	0,74	28	254,96
12	1729	1998	5,53	24	461,04

Tabela 4.9 - Dados dos blocos referente ao alimentador A2.

	Barras		Distância dos blocos (km)	Número de Unidades Consumidoras	Carga (kVA)
Bloco	De	Para			
1	1	8	0,10	0	0,00
2	8	58	2,03	0	0,00
3	58	90	0,62	182	503,27
4	90	94	0,07	0	0,00
5	94	241	0,67	1326	2453,24
6	241	305	0,39	33	453,06
7	305	438	0,61	533	4703,46
8	438	994	4,49	631	8395,88
9	994	1224	0,72	5	517,71
10	1224	1682	1,76	562	2736,40
11	1682	1827	0,50	225	2528,35
12	1827	2542	2,07	262	812,21
13	2542	2592	0,07	0	0,00
14	2592	2847	2,04	121	804,90
15	2847	3068	1,39	28	241,83
16	3068	3288	3,45	92	744,08
17	3288	3704	9,82	104	820,60

As informações de cada um dos blocos são importantes para estimação dos tempos de restabelecimento, bem como dos indicadores DEC e END, conforme será abordado nas seções seguintes.

4.3.2 Estimativas dos Tempos Envolvidos no Restabelecimento do Sistema

Nesta subseção são apresentadas as estimativas de tempo gasto pelas equipes de manutenção na localização do trecho defeituoso com a aplicação dos dispositivos IFs, considerando a metodologia descrita na subseção 3.3.2.

Inicialmente, determina-se o tempo requerido para restabelecimento do sistema de cada um dos blocos sob condição de contingência. O tempo para cada bloco é composto pelos tempos t_1 a t_6, conforme apresentado na subseção 3.3.2. Para isso, os tempos t_1, t_2, t_5 e t_6 foram assumidos como os valores médios, conforme dados fornecidos pela distribuidora detentora da concessão do alimentador estudado. Os referidos tempos são apresentados na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Valores empregados na estimação do tempo de restabelecimento.

Alimentador	$t_1 + t_2$ (horas)	$t_5 + t_6$ (horas)
A1	0,819	0,601
A2	1,103	0,699

Para o cálculo dos tempos t_3 e t_4, considerou-se a velocidade de deslocamento da equipe de manutenção como constante no valor de 30 km/h. De posse dos valores dos tempos t_1 a t_6, tem-se o tempo gasto para restabelecimento de cada bloco do tronco principal. Contudo, vale lembrar que a inserção de IFs impacta principalmente no t_3.

Considerou-se a soma dos t_1, t_2, t_3, t_4, t_5 e t_6 como o tempo necessário desde o início da ocorrência até o total restabelecimento do sistema.

Na Tabela 4.11, tem-se as estimativas dos tempos t_3 e t_4 para os alimentadores A1 e A2. Os tempos t_3 e t_4 referem-se à média dos tempos para cada bloco para uma dada configuração de instalação de IFs.

Tabela 4.11 – Tempos t_1 a t_6 referentes aos alimentadores A1 e A2.

Nº de IFs	**t_1+t_2 (h)**		**t_3 (h)**		**t_4 (h)**		**t_5+t_6 (h)**		**$\sum_{k=1}^{6} t_k$**		**Redução percentual (%)**	
	A1	**A2**	**A1**	**A2**	**A1**	**A2**	**A1**	**A2**	**A1**	**A2**	**A1**	**A2**
0	0,819	1,103	0,161	0,196	0,036	0,041	0,601	0,699	1,617	2,039	-	-
1	0,819	1,103	0,114	0,135	0,034	0,039	0,601	0,699	1,569	1,975	2,96	3,10
2	0,819	1,103	0,087	0,114	0,042	0,039	0,601	0,699	1,549	1,955	4,17	4,08
3	0,819	1,103	0,076	0,095	0,040	0,039	0,601	0,699	1,536	1,936	4,98	5,02
4	0,819	1,103	0,063	0,091	0,033	0,040	0,601	0,699	1,516	1,933	6,25	5,18
5	0,819	1,103	0,058	0,081	0,032	0,038	0,601	0,699	1,509	1,921	6,64	5,78
6	0,819	1,103	0,049	0,077	0,030	0,038	0,601	0,699	1,500	1,918	7,24	5,93
7	0,819	1,103	0,043	0,072	0,029	0,039	0,601	0,699	1,492	1,913	7,72	6,16
8	0,819	1,103	0,039	0,068	0,030	0,038	0,601	0,699	1,489	1,909	7,88	6,36
9	0,819	1,103	0,039	0,063	0,032	0,037	0,601	0,699	1,491	1,902	7,80	6,70
10	0,819	1,103	0,038	0,057	0,031	0,037	0,601	0,699	1,489	1,896	7,90	7,00

Por meio da Tabela 4.11, pode-se comprovar a redução do tempo t_3 em todas as configurações de instalação de IFs sugeridas pelo AG, quando comparadas com uma situação sem IFs. Com a presença de até 10 IFs no tronco principal, estima-se melhoria de até 8% no tempo de restabelecimento.

4.3.3 Resultados de Estimação para os Indicadores DEC e END

O uso de novas tecnologias com o intuito de modernizar a rede de distribuição e melhorar a qualidade do serviço prestado faz parte de uma estratégia das concessionárias de

distribuição de energia elétrica. Porém, isso acarreta investimentos cuja viabilidade de implantação necessita de análises de abrangência técnica e financeira. Posto isso, as próximas seções discutem não só as estimativas dos índices DEC e END com a aplicação de IFs, mas também a sua viabilidade financeira.

Nesta seção, são apresentados os aspectos relativos à aplicação da metodologia descrita na subseção 3.3.3. Para isso, alguns aspectos foram considerados, como segue:

- Os resultados de alocação dos IFs sugeridos pelo AG foram considerados como elementos formadores de bloco de carga[7], além dos religadores de distribuição, disjuntor de saída da subestação e chaves normalmente fechadas (NF) instaladas no tronco principal.
- Assumiu-se o tempo de interrupção utilizado no cálculo do DEC como o tempo despendido para o restabelecimento do sistema, conforme descrito na seção 3.3.
- A tarifa média empregada para apurar os custos financeiros apenas refere-se à tarifa residencial, pois a composição de uma tarifa média que atenda a todas as subclasses de unidades consumidoras não é trivial.
- Para o cálculo do DEC e END, considerou-se a taxa de falhas de duas falhas/km/ano e fator de falhas permanentes de 30%.

As estimativas do DEC e END, conforme expressões descritas na subseção 3.3.3, são apresentadas na Tabela 4.12.

---

[7] Bloco de carga, conforme conceituação da referência KAGAN (2009), são conjuntos de trechos do alimentador, interligados entre si, que se derivam de uma chave fechada e que não contam, entre eles, com chave fechada alguma.

Tabela 4.12 – Estimativas para cada configuração de instalação de IFs no alimentador A1.

Quantidade de IFs	DEC estimado (horas/ano)	Ganho de horas/ano	Ganho na DEC (%)	END estimado (MWh/ano)	Ganho de MWh/ano	Ganho na END (%)
Sem IF	5,95	-	-	132,06	-	-
1	5,77	0,18	2,97	130,71	1,35	1,02
2	5,71	0,24	4,01	116,09	15,96	12,09
3	5,58	0,37	6,28	114,85	17,20	13,03
4	5,56	0,39	6,59	111,05	21,01	15,91
5	5,37	0,58	9,74	109,54	22,52	17,05
6	5,35	0,60	10,11	105,64	26,42	20,00
7	5,29	0,66	11,04	105,14	26,91	20,38
8	4,88	1,06	17,89	103,31	28,74	21,77
9	4,88	1,07	18,05	100,94	31,11	23,56
10	4,87	1,08	18,09	100,11	31,95	24,19

Tabela 4.13 – Estimativas para cada configuração de instalação de IFs no alimentador A2.

Quantidade de IFs	DEC estimado (horas/ano)	Ganho de horas/ano	Ganho na DEC (%)	END estimado (MWh/ano)	Ganho de MWh/ano	Ganho na END (%)
Sem IF	16,59	-	-	188,88	-	-
1	16,21	0,385	2,32	184,75	4,13	2,19
2	15,60	0,986	5,94	177,97	10,91	5,78
3	15,49	1,104	6,65	176,72	12,17	6,44
4	15,21	1,376	8,29	171,01	17,87	9,46
5	14,98	1,608	9,69	168,38	20,50	10,86
6	14,92	1,675	10,09	167,65	21,23	11,24
7	14,89	1,700	10,25	167,37	21,52	11,39
8	14,87	1,725	10,40	167,57	21,32	11,29
9	14,70	1,894	11,42	164,98	23,90	12,65
10	14,45	2,144	12,92	162,22	26,67	14,12

Pode-se comprovar, pela Tabela 4.12 e pela Tabela 4.13, que a inserção dos IFs reduz tanto a DEC quanto a energia não fornecida aos consumidores devido ao desligamento não-programado. Observa-se que o aumento no número de IFs também proporciona maiores ganhos, tanto em redução de tempo de interrupção como em energia não fornecida.

Outra situação estudada refere-se à comparação entre a configuração de campo em que os pontos de instalação de IFs foram escolhidos de forma empírica pela equipe técnica da concessionária em questão e a configuração obtida pelo AG. Ambas foram estudadas do

ponto de vista dos indicadores DEC e END estimados. Os resultados estão registrados na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 – Comparação de Indicadores DEC e END.

	Alimentador A1 - 4 IFs		**Alimentador A2 - 6 IFs**	
	DEC estimado (h/ano)	**END estimado (MWh/ano)**	**DEC estimado (h/ano)**	**END estimado (MWh/ano)**
Em campo	5,62	114,64	15,81	170,39
AG	5,56	111,05	14,92	167,65

Verifica-se que a configuração obtida pelo AG é superior à configuração definida de forma empírica pela distribuidora detentora da concessão dos alimentadores estudados neste trabalho. Os ganhos são mais expressivos no alimentador A2.

4.3.4 Resultados Referentes à Análise Financeira

Para avaliação do investimento, é necessário apurar o custo inicial do projeto. A Tabela 4.15 apresenta os custos referentes ao emprego de um IF nos sistemas de distribuição, segundo informações fornecidas pela empresa que administra o alimentador foco desta pesquisa.

Tabela 4.15 – Custo do IF em Reais (R$).

Custos	**R$**
Novo IF monofásico (Cabo) (VN_{IF})	1000,00
Instalação e Estudos de Engenharia	150,00
Manutenção	50,00
Vida Útil	8 anos

Por meio dos custos apresentados na Tabela 4.15 aplicados na expressão (3.16), obtém-se o valor do investimento inicial, em Reais (R$), referente à instalação de um dispositivo IF. Considerando o valor da tarifa média residencial homologada pela ANEEL em

2010 - R$ 0,33859/kWh - e os valores de END da Tabela 4.15, tem-se a estimativa do custo de interrupção (ANEEL, 2008). Apesar de existirem outras tarifas de energia elétrica (distintas por classe de consumo e classe de tensão), a média da classe residencial é aceita como base de referência para se apurar os fluxos de caixa, por ser a classe predominante em número no Brasil. As despesas com a interrupção agregam uma parcela de dispêndio financeiro para o restabelecimento, a qual compreende custos da equipe de manutenção e centros de operação, que pode ser economizada parcialmente. Essa potencial redução de custos foi desprezada em vista da inviabilidade de mensuração. Entretanto, quaisquer estimativas que fossem consideradas poderiam enriquecer a qualidade do resultado econômico-financeiro no tocante à aplicação dos IFs.

A análise detalhada da aplicação dos IFs, como qualquer outro investimento, requer a construção de fluxos de caixa, visando à aplicação de métodos de análise de investimentos como, por exemplo, VPL, TIR e *payback* descontado, conforme apresentado na subseção 3.3.4. A Figura 4.32 ilustra os fluxos em termos inflacionados advindos do emprego de um IF no alimentador A2.

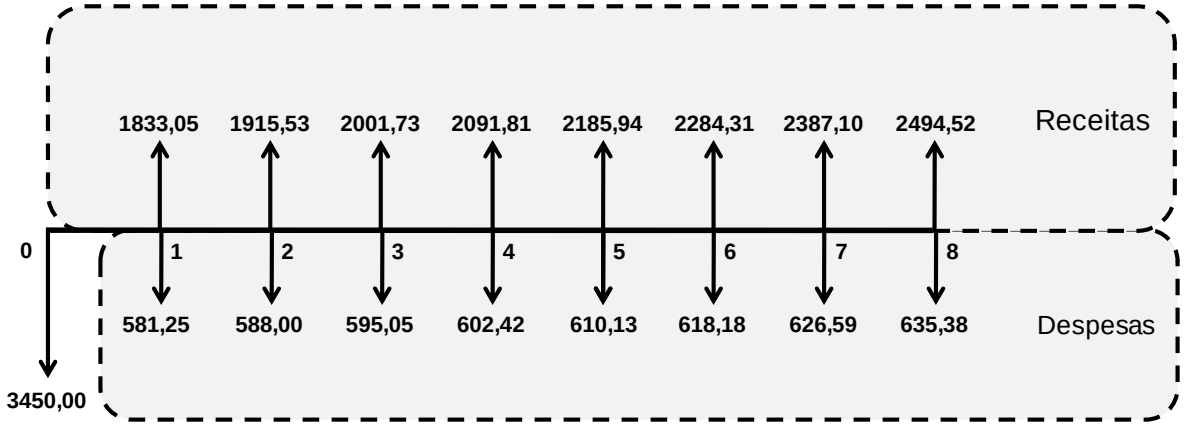

Figura 4.32 – Fluxos inflacionados referentes ao emprego de um IF no alimentador A2.

Considerando o mesmo raciocínio exposto na definição dos fluxos anuais apresentados na Figura 4.32, é possível expandi-los para outras configurações de IFs.

Uma vez constituídos os fluxos de caixa para cada configuração de IFs, é possível determinar o VPL deflacionado e descontado pelo custo de capital próprio associado a cada uma. A Figura 4.33 ilustra os VPLs para as configurações de instalação de 1 a 10 IFs, obtidas para os casos do alimentador A1 e A2. O VPL do alimentador A2 tem um comportamento positivo para todas as configurações de posicionamento de IFs sugeridas pelo AG. No alimentador A1, verifica-se a mesma situação, excetuando-se a configuração com um IF que tem VPL negativo.

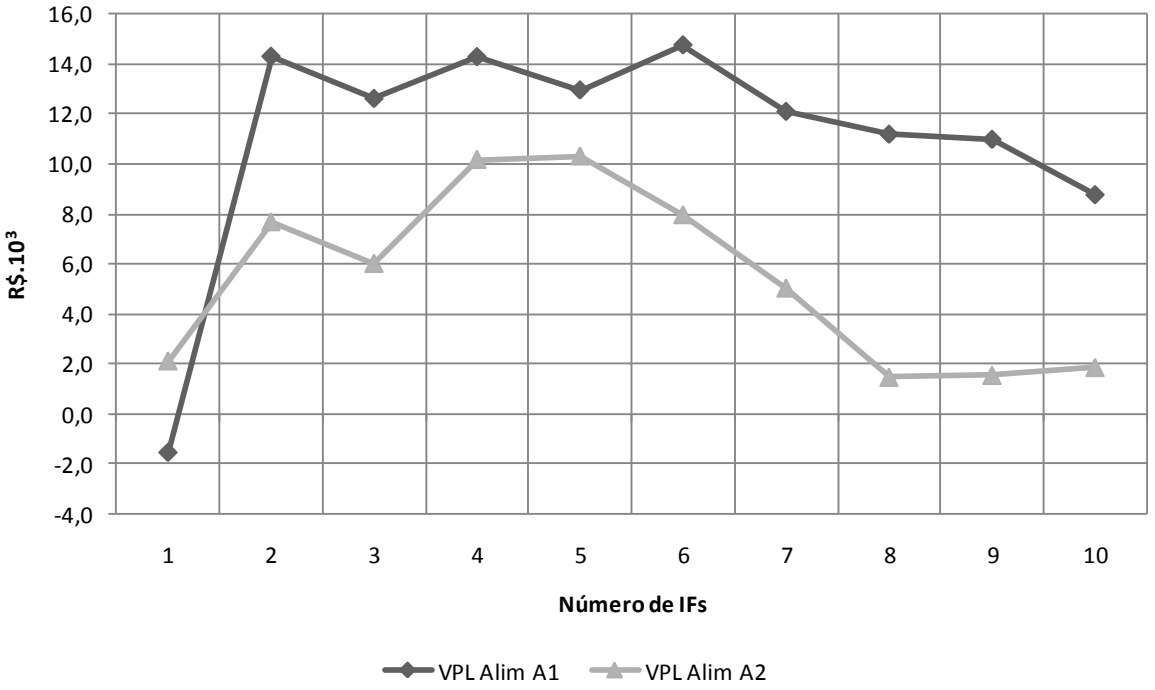

Figura 4.33 – VPL deflacionado e descontado pelo custo de capital próprio para as configurações de instalação de 1 a 10 IFs.

No alimentador A1, observa-se que a configuração com um IF tem um custo inicial mais elevado do que os fluxos trazidos a valor presente. Portanto, esta opção não se mostra adequada para investimento.

Em geral, há necessidade de se verificar a taxa de retorno do capital investido. Todavia, a TIR deve ser maior que o custo de capital e o retorno de ativos livres de risco. No caso específico das concessionárias de distribuição brasileiras, o custo do capital ponderado e próprio está fixado em 9,95% e 13,75% reais, respectivamente, como descrito na Resolução ANEEL nº 338/2008 (REN 338, 2008). Para o retorno de ativos livres de risco, considerou-se a Selic projetada que consta do Sistema de Expectativas de Mercado do Relatório Focus do Banco Central do Brasil, que é o melhor parâmetro de remuneração futura de ativos livres de risco por estar relacionada aos títulos públicos (Letra Financeira do Tesouro - LFT). Portanto, a comparação da TIR com o custo de capital (WACC e próprio) e com ativos livres de risco, todos em termos reais, torna-se necessária para verificação das perspectivas de retorno do investimento.

A Figura 4.34 ilustra os valores da TIR para as configurações de instalação de IFs comparados com o WACC, o custo de capital próprio e a Selic, todos em termos reais.

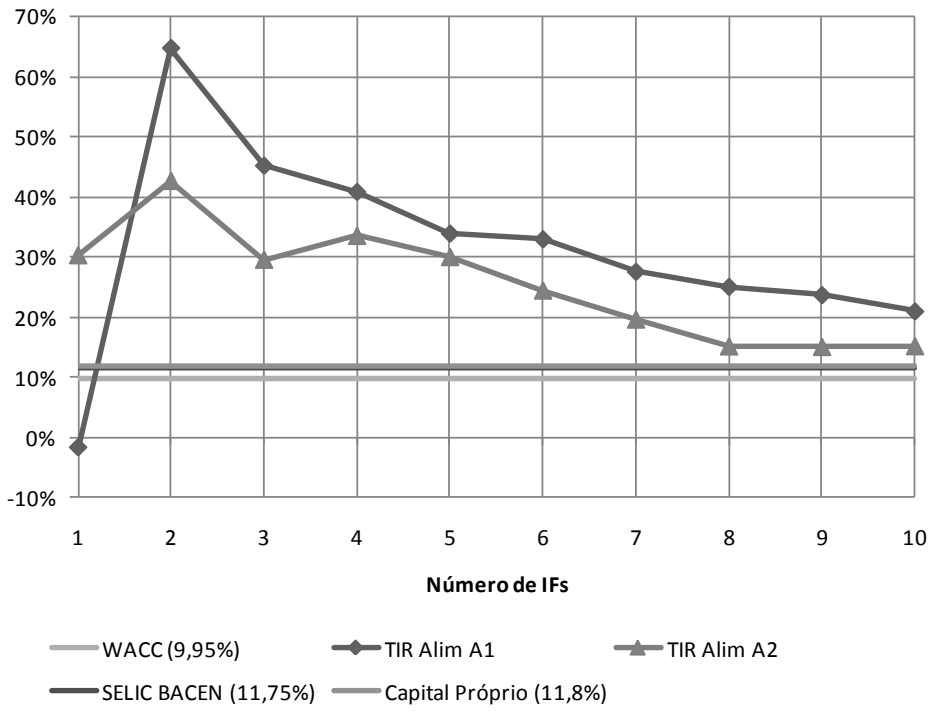

Figura 4.34 – Taxa de retorno em termos reais para os alimentadores A1 e A2.

Em resumo, a aplicação dos IFs deve proporcionar uma TIR acima do custo do capital e dos ativos livres de risco, ou seja, o investimento em IFs só se torna viável financeiramente caso o percentual de retorno atribuído aos IFs resulte em ganhos superiores ao retorno regulatório e às taxas de juros dos investimentos livres de risco oferecidos pelo Tesouro Nacional.

No caso do alimentador A1, verifica-se que a TIR em termos reais obtida para a configuração contendo um IF é inferior quando comparada com as taxas WACC, custo de capital próprio e Selic. Neste caso, investir em ativos elegíveis para a base de remuneração regulatória ou em LFTs é mais atrativo do que empregar IFs no sistema de distribuição. Por outro lado, isso poderá ocasionar descumprimento das metas de qualidade do fornecimento de energia elétrica reguladas pela ANEEL, o que pode prejudicar a imagem da distribuidora perante a sociedade (Poder Concedente, Órgão Regulador, usuários do serviço e investidores). Caso tais situações também fossem ponderadas no cálculo da TIR, a decisão de investir em IFs seria favorecida.

No alimentador A2, verifica-se eficiência em todas as configurações de instalação de IFs na análise da TIR. Qualquer decisão da distribuidora quanto à quantidade de IFs a ser instalada proporcionará retorno financeiro do investimento.

Comparando-se os resultados obtidos para os alimentadores A1 e A2, verifica-se que o alimentador A2 possui impacto de END mais expressivo para as suas unidades consumidoras na ocorrência de um desligamento. Portanto, quanto maior for o tempo de interrupção, maiores serão os prejuízos causados por este evento.

Após a análise do investimento por meio do VPL e da TIR, calcula-se o tempo de retorno do investimento, que é um parâmetro importante a ser contemplado na análise de

investimento. Para esta análise, considerou-se oito anos o tempo de vida útil do dispositivo IF o que representa também o tempo limite para a recuperação do investimento.

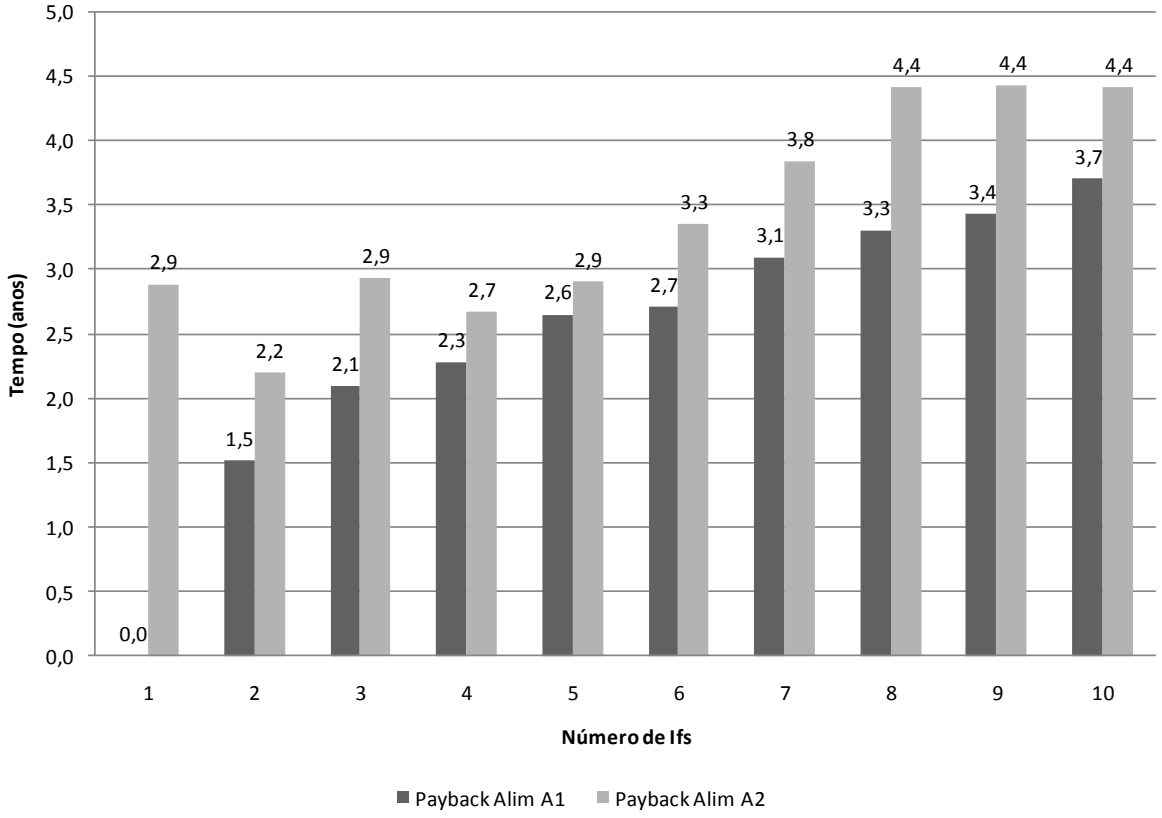

Figura 4.35 – Tempo necessário para recuperar o investimento - Alimentadores A1 e A2.

Por meio da Figura 4.35, verifica-se o tempo necessário para se recuperar o investimento atribuído a cada quantidade de IFs. Os resultados advindos do método *payback* descontado demonstram que o investimento aplicado em IFs é recuperável em todas as configurações analisadas, exceto para a configuração de instalação de um IF no alimentador A1.

4.3.5 Análises Gerais

Diante das análises acima, pode-se constatar a total coerência da resposta do sistema proposto de alocação de IFs fundamentado na técnica de AG. Os resultados fornecidos pelo sistema inteligente foram gerados de forma automática e sem grande consumo de mão de obra especialista no estudo de cada alimentador. Tendo em vista sistemas com muitos alimentadores e grandes extensões como, por exemplo, os encontrados no Brasil, ficam evidentes os benefícios da ferramenta inteligente, de forma geral, na busca das melhores pontos para a instalação de IFs, uma vez que os resultados são obtidos de forma automática.

Por meio da análise das investigações realizadas neste projeto de pesquisa, foram observadas restrições quanto à instalação de IFs em alguns pontos do alimentador de distribuição como segue:

- Regiões de difícil acesso como, por exemplo, áreas pantanosas, montanhosas, vegetação, propriedades particulares, etc;
- Pontos com proximidade de chaves de manobra para facilitar o isolamento do trecho defeituoso;
- Locais em que não há proximidade de equipamentos de proteção com função de indicação de falta como, por exemplo, disjuntores, religadores de distribuição e seccionadores automáticos.

As duas primeiras restrições podem ser contornadas com a instalação de IFs em pontos próximos aos sugeridos pelo AG, conforme conveniência das equipes de instalação dos supracitados dispositivos.

Adicionalmente, destaca-se que a metodologia desenvolvida possibilita averiguar a necessidade de realocação de IFs quando esses foram instalados por critérios empíricos ou em situações em que ocorreram alterações topológicas na rede elétrica. Na primeira situação, basta executar o AG configurado para alocar o mesmo número de IFs já instalado. Os pontos sugeridos pelo AG podem ser confrontados com os pontos definidos de forma empírica. Por conveniência, o usuário pode optar pela realocação, caso os pontos obtidos pelo AG sejam diferentes dos já instalados no alimentador. Para a segunda situação, uma nova execução do AG pode identificar que a configuração atual de IFs não é mais a eficiente, uma vez que o alimentador passou por alterações topológicas e/ou de carregamento.

Por fim, a avaliação do investimento torna-se importante, já que o emprego do IF só se justifica se o seu retorno for superior ao seu custo inicial. Caso contrário, não vale a pena o emprego do IF. Em outras palavras, o retorno esperado da aplicação do IF deve refletir na redução do DEC e das perdas de faturamento da concessionária. Sendo assim, garante-se o cumprimento das metas de qualidade da energia, reguladas pela ANEEL, e também investimentos coerentes com o planejamento estratégico das concessionárias de distribuição de energia elétrica e em conformidade com as diretrizes regulatórias.

5. CONCLUSÕES GERAIS E TRABALHOS FUTUROS

Neste capítulo são apresentadas as conclusões gerais advindas deste trabalho de pesquisa e também sugestões de trabalhos futuros sobre o assunto.

5.1 Conclusões Gerais

As investigações para a elaboração de uma eficiente estratégia de alocação de IFs em alimentadores de distribuição foram apresentadas neste trabalho, tendo como fundamentos a base de dados reais de dois alimentadores de distribuição de uma concessionária brasileira de distribuição de energia elétrica.

Os estudos foram motivados pela necessidade, por parte das empresas distribuidoras, de possuir uma metodologia de alocação eficiente de dispositivos IFs que pudesse ser automatizada e utilizada de forma genérica em qualquer alimentador.

Face ao exposto, empregou-se uma metodologia para se encontrar o tronco principal, primeiramente estudada para o sistema radial do IEEE de 13 barras e posteriormente em sistemas reais de distribuição. Para ambos os sistemas elétricos, a metodologia proposta encontrou o caminho referente ao tronco principal do alimentador, ou seja, o caminho mais distante do alimentador, considerando como ponto de partida a subestação até a barra terminal mais distante.

Quanto aos objetivos principais da metodologia de alocação de IFs desenvolvida, estes foram alcançados, tendo em vista que os resultados obtidos foram extremamente coerentes com a pertinência das variáveis delineadas nas seções anteriores, uma vez que sempre foram empregadas informações reais dos alimentadores foco do estudo.

Diversas configurações pré-definidas de acordo com o número de IFs que se deseja instalar foram estudadas com o sistema computacional fundamentado em AG. Os resultados obtidos pelo sistema de alocação genética mostraram-se adequados aos critérios definidos anteriormente, pois, além de encontrar os pontos no tronco principal que maximizam a quantidade de carga e clientes, este avalia também a distância entre os dispositivos empregados no restabelecimento de energia. Em síntese, o AG proposto é capaz de encontrar a melhor configuração de IFs a serem instalados no alimentador, conforme o número de equipamentos que se deseja instalar ou a disponibilidade dos recursos financeiros para a aquisição de IFs. Cabe ressaltar que a metodologia computacional aplicada neste trabalho pode ser utilizada para alocar qualquer tipo de IF utilizado em redes aéreas (IF de cabo ou de poste). Além disso, o sistema apresentou resultados eficientes para uma base de dados reais, encorajando a sua aplicabilidade no setor produtivo em larga escala.

Ressalta-se que a estimação dos indicadores de qualidade, bem como os custos financeiros, não foram considerados na modelagem matemática da função objetivo, pois variáveis como a taxa de falhas e o fator de falhas permanentes, ambos empregados na estimação do DEC e do END são valores extraídos da literatura. Na modelagem matemática apresentada neste trabalho, optou-se apenas por empregar variáveis conhecidas do sistema de distribuição. Apesar da taxa de falhas e fator de falhas permanentes não serem obtidos dos sistemas elétricos estudados nesta pesquisa, verificou-se que o emprego de valores médios

advindos da literatura apresentou boa representatividade para análise dos indicadores e dos custos que se almejava.

Como mencionado ao longo deste trabalho, destacam-se os valores estimados do DEC e do END. Ainda, verificou-se que a instalação de IFs em pontos adequados direciona a equipe de manutenção a identificar de forma mais rápida o local da falta permanente e, conseqüentemente, o restabelecimento mais rápido do sistema e a melhoria da qualidade no fornecimento de energia elétrica.

Os resultados registrados no capítulo anterior permitem ao projetista comparar os ganhos entre configurações de instalação com diferentes quantidades de IFs e ponderar o benefício obtido de cada configuração em contrapartida ao investimento necessário. O sistema desenvolvido também possibilita averiguar a necessidade de realocação de IFs quando esses eram instalados por critérios empíricos ou em situações em que ocorreriam alterações topológicas na rede elétrica.

Adicionalmente, em áreas de concessão de grandes proporções e inúmeros alimentadores de distribuição, ficam evidentes os benefícios deste trabalho na busca de melhores posições para a instalação de IFs, pois os resultados são obtidos de forma automática, permitindo reduzir imensamente a quantidade de horas de engenharia necessárias para alocação de IFs.

Cabe ressaltar que as configurações aqui obtidas não atendem a todos os critérios reais que envolvem a instalação dos IFs, visto que há obstáculos naturais que impossibilitam atender plenamente o posicionamento sugerido pelo AG. No entanto, o emprego de AG mostrou-se bem apropriado na obtenção de configurações eficientes de instalação de IFs para a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras de energia elétrica.

5.2 Futuras Linhas de Pesquisa

Como sugestões de trabalhos futuros ressaltam-se:

- Expandir a metodologia de alocação de IFs de forma a contemplar todas as barras que compõem o tronco principal bem como as barras pertencentes aos circuitos ramais que antecedem a proteção por elos-fusíveis. Dessa forma, é possível avaliar as zonas de proteção de todo alimentador primário de distribuição, tornando mais eficiente tanto o processo de alocação de IFs quanto a atuação das proteções envolvidas.
- Avaliar o impacto da geração distribuída no desempenho dos IFs.
- Estimar os indicadores de desempenho como, por exemplo, DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC, por meio de dados históricos de ocorrências de desligamentos, considerando a ausência e presença dos IFs.
- Considerar, nas barras candidatas ao posicionamento de IFs, a situação com relação ao seu acesso visual. Tal fato é importante, pois alguns pontos candidatos à instalação de IFs podem se situar em áreas de difícil acesso como pântanos, florestas, áreas privadas, etc.
- Reposicionar os IFs considerando as chaves de socorro de todos alimentadores envolvidos no processo de restabelecimento.
- Estudar a aplicação de IFs dentro do contexto de *Smart Grid*.
- Implementar a metodologia em uma linguagem comercial como, por exemplo, C++, Java ou outros.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, M. C.; COSTA, F. F.; XAVIER DE SOUZA, S.; SANTANA, F.; "Optimal Placement of Faulted Circuit Indicators in Power Distribution Systems", **Electric Power System Research**, v. 81, pp.699-706, 2011.

ANDRADE, F. J.; SANTOS, J. C.; MÔNACO, D. R.; FERREIRA, A. A.; CAMARGO, J.; "Redução no Tempo Médio de Atendimento a Ocorrências Emergenciais Aplicando o Sinalizador de Faltas", **VIII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica**, Anais da Conferência, Blumenau-SC, 2009.

ANGERER, F, "OH and UG fault indication via radio networks", In: **2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition**, vol. 2, pp. 991-992, 2001.

ANGERER, F.M., "New developments in Faulted Circuit Indicators help utilities reduce cost and improve service" In: **IEEE Rural Electric Power Conference 2008**, pp. B4-B4-3, April 2008.

BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, **Resolução ANEEL nº 395/2009**, de 15 de dezembro de 2009, Aprova a Revisão 1 dos Procedimento de Distribuição -

PRODIST e dá outras providências. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm Acessado em: 05 fev. 2010.

BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, **Resolução ANEEL nº 424/2010**, de 17 de dezembro de 2010, Aprova a Revisão 2 dos Módulos 1, 2, 3, 5, 6 e 8 dos Procedimento de Distribuição - PRODIST e dá outras providências. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm Acessado em: 07 fev. 2011.

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 14 fev. 1995.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 08 jul. 1995.

BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Tarifas Residenciais Vigentes**, 2010. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493&idPerfil=2.

BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, **Resolução Normativa ANEEL nº 338/2008**. – Estabelece metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do 2º ciclo de Revisão Tarifária. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm Acessado em: 23 set. 2009.

BRASIL, Banco Central do Brasil, **Sistema de Metas para a Inflação**, 2011. Disponível em: http://www.bcb.gov.br/?SISMETAS. Acessado em: 14 fev. 2011.

BRASIL, Banco Central do Brasil, **Selic - Mercado de títulos públicos**, 2011. Disponível em: http://www.bcb.gov.br/?SELIC. Acessado em: 14 fev. 2011.

BAKER, G.; STEINER, J.P.; ROCKWELL, D, Performance of on-line fault distance monitor for distribution cable circuits, **2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition**, vol. 2, pp. 979-981, 2001.

BALDWIN, T., RENOVICH, F., SAUNDERS, L. F., LUBKEMAN, D., Fault Locating in Ungrounded and High-Resistance Grounded Systems, **IEEE Transactions on Industry Applications**, vol. 37, nº 4, pp. 1152-1159, 2001.

BALDWIN, T., RENOVICH, F., SAUNDERS, L. F., Directional Ground-Fault Indicator for High-Resistance Grounded Systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, vol. 39, nº 2, pp. 325-332, 2003.

BJERKAN, E. Efficient fault management using remote fault indicators. In: **CIRED - The 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution**, Prague, 2009, p.1-4.

BARANOVSKIS, D.; ROZENKRONS, J.; Integration of the universal earth-fault indicator in to the distribution network SCADA system, **Power Tech, 2005 IEEE**, Russia 27-30 June, 2005, pp. 1-5.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - **O Setor Elétrico Brasileiro**. Disponível em : http://www.ccee.org.br. Acessado em: 18 jul. 2008.

CHO, N.; HÁ, B. The results of the field test in distribution automation system for the Korea Utility, **Proceedings of Power System Technology - POWERCON '98**, vol.1, pp. 48-52, 1998.

CHOI, T.; KOH, I.S; KIM, B.H.; SONG, W.S.; JANG, W.S., PC-based remote control and fault location system for distribution line. **1999 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**, vol. 2, 1999, pp. 1085-1090.

CONG, D.P.; RAISON, B.; ROGNON, J.-P.; BONNOIT, S.; MANJAL, B., Optimization of fault indicators placement with dispersed generation insertion. **2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting**, 2005, pp. 1530-1537.

DIAS, E. B., **Avaliação de indicadores de continuidade e seu impacto no planejamento de sistemas de distribuição**. 139f, 2002, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY H. W. **Electrical Power Systems Quality**. Second Edition, McGraw Hill, 2003. 528p.

DZAFIC, I.; MOHAPATRA, P.; NEISIUS, H. T.; Composite fault location for Distribution Management Systems, **IPEC, 2010 Conference Proceeding**, 2010.

EKWUE, A. O.; MCQUEEN, J. F. Developments of artificial intelligence techniques for voltage control, **IEE Colloquium on Artificial Intelligence Applications in Power Systems, 1995**. p. 2/1-2/6.

FALAGHI, H.; HAGHIFAM, M.R.; OSOULI TABRIZI, M.R., Fault indicators effects on distribution reliability indices, **18th International Conference on Electricity Distribution – CIRED2005**, pp. 1-4, 2005.

GANGEL, M.W., SCHULTZ, N.R., SIMPSOM J.W.; Predicting Underground Distribution System Availability. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Sys**tems, vol. PAS-89, 1970, pp. 268-274.

GANIM, A. **Setor Elétrico Brasileiro: Aspectos Regulamentares e Tributários**. 2ª ed., Rio de Janeiro: Editora Canal Energia, 2009.

GOLDBERG, D. E. **Genetic Algorithms in search, optimization, and machine learnin.** Ed. Addison-Wesley Publishing Company, INC, 1953.

HAUPT, L. R., HAUPT, S. E., **Practical Genetic Algorithms**, Editora Wiley, 2ª Ed. New Jersey, 2004.

HO, C. Y., LEE, T., LIN, C. H., Optimal Placement of Fault Indicators Using the Immune Algorithm. In: **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 26, no. 1, pp. 38-45, 2011.

HODGSON, S., The use GSM and web based SCADA for monitoring Fault Passage Indicators, **2010 IEEE PES - Transmission and Distribution Conference and Exposition**, 2010.

IEEE Std. 495. **IEEE Guide for Testing Faulted Circuit Indicators**, New York, pp. 1 – 17, 2007.

KAGAN, N.; DE OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução a Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 1ª ed. São Paulo: Ed. Edgard Blucher, 2005, p. 328.

KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; SCHMIDT, H. P. **Estimação de Indicadores de Qualidade de Energia Elétrica**. 1ª ed. São Paulo: Ed. Edgard Blucher Ltda, 2009, p. 11-77.

KERSTING, W.H.; Radial distribution test feeders, **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 6, issue 3, pp. 975–985, 1991.

KRAJNAK, D.J, Faulted circuit indicators and system reliability. In: **2000 Rural Electric Power Conference**, 2000, pp. A4/1 - A4/4.

LEHTONEN, M., MATSINEN, A.; ANTILA, E.; KURU, J., An advanced model for automatic fault management in distribution networks. In: **2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**, vol. 3, pp. 1900-1904, 2000.

LIMA, J. W. M.; NORONHA, J. C. C.; FERREIRA, T. G. L.; SANTOS, P. E. S.; FILHO, J. M.; Análise de Investimentos em Distribuição Utilizando Opções Reais no Novo Ambiente do Setor Elétrico Brasileiro. **III Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica - CITENEL**, 5 e 6 dezembro de 2005, Anais, Santa Catarina, 2005, p. 1225-1264.

MOREIRA, A. C.; DA SILVA, J. RAIMUNDO; A qualidade do Serviço no Fornecimento de energia Elétrica na Análise de Investimentos. In: V **Seminário Técnico das Empresas de Energia de São Paulo**, 1993, Anais, São Paulo, 1993, p 13-24.

MUENCH, F.J.; WRIGHT, G.A.; Fault Indicators: Types, Strengths & Applications, **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, vol. PAS-103, pp. 3688-3693, 1982.

NORTROLL, **User Guide, Linetroll 110Eμ, Programmable Fault Current Indicator for Overhead Lines**. Disponível em: http://www.nsp-oy.com/pdf/linetroll110e_u_eng.pdf. Acessado em: 16 ago. 2010.

PREGELJ, A.; BEGOVIC, M.; ROHATGI, A.; Recloser allocation for improved reliability of DG-enhanced distribution networks, **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 21, Issue 3, pp. 1442-1449 Ago. 2006.

RAJKUMAR, N.; VEKARA T.; ALANDER, J. T., **A Review of Applications of Genetic Algorithms to Power Systems**. Elsevier Science. Oct. 2003.

SANTOS, J. C., NOGUEIRA, A. L. T., CAMARGO, J., SILVEIRA, M. M., ANDRADE, F. J., Sinalizador Luminoso Monofásico de Faltas para Redes Aéreas de Distribuição de Energia Elétrica até 69kV. In: **VII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica**, Anais da Conferência, Santos-SP, 2007.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**, CRC Press, 2004. ISBN 0-8493-1791-6.

SILVA, L. G. W., PEREIRA, R. A. F., MANTOVANI, J. R. S., Allocation of protective devices in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms, **Electric Power Systems Research**, vol. 69, Issue 1, pp. 77-84, April 2004.

SMALLWOOD, C.; LATTNER, M.; GARDNER, T.; Expansion of distribution automation with communicating faulted circuit indicators, **Rural Electric Power Conference** (REPC), 2011.

SOUZA, D. M. B. S., ASSIS A. F., SILVA, I. N., USIDA, W. F. Efficient Fuzzy Approach for Allocating Fault Indicators in Power Distribution Lines. In: **IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America**, Aug. 2008 IEEE/PES 13-15 pp. 882-887 – 6, 2008.

SOUZA, D. M. B. S., ASSIS A. F. Optimal allocation of fault indicator devices in power systems using fuzzy inference. In: **Proceedings of the Eighth IASTED International Conference - POWER AND ENERGY SYSTEMS** (EuroPES 2008), June 23-25, Corfu, Greece, pp. 351–356, 2008.

SOUZA, D. M. B. S., SILVA, I.N., ZIOLKOWSKI, FLAUZINO, R. A. Efficient Allocation of Fault Indicators in Distribution Circuits Using Fuzzy Logic. In: **PES - Power & Energy Society General Meeting**, Calgary, Canada, 2009, pp. 1-6.

SOUZA, D. M. B. S. **Abordagem baseada em Lógica Fuzzy para a Alocação de Indicadores de Faltas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 97f, 2009, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009.

SPERANDIO, M., NETO, E. A. C. A., SICA, E. T., TREVISAN, F., COELHO, J., RAMOS, R. AUTOMATA: Software para Alocação de Chaves Automáticas em Redes de Distribuição. In: **VII SIMPASE – Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos**, Salvador, 2007, pp. 1-9.

TANNLUND, P.; BJORKMAN, G; An advanced distribution automation system experience from application development and project implementation, P**roceedings of Power System Technology - PowerCon 200**0, vol.1, pp. 127-132, 2000.

TANG, Y.; WANG, H.F.; AGGARWAL, R.K.; JOHNS, A.T, Fault indicators in transmission and distribution systems, **Proceedings of Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies**, pp. 238-243, 2000.

THOMAS, H., KALMUCK, J., Reset Characteristics of Automatic Resetting Type Fault Indicators on Three-Phase URD Systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, vol. PAS-101, 1982, pp. 2439-2442.

USIDA, W. F., Alocação de Dispositivos Indicadores de Faltas em Alimentadores Primários Usando Algoritmos Genéticos. Anais do **XVIII Congresso Brasileiro de Automática – CBA 2010**, Bonito-MS, 2010, pp. 1244-1251.

ZHANG, H.F.; PAN, Z.C.; SANG, Z.Z, Fault locating in ungrounded and compensated systems. In: **Eighth IEE International Conference**, Developments in Power System Protection, vol. 2, pp. 469-472, 2004.

APÊNDICE A – Dados dos Sistemas Elétricos

Os dados apresentados neste apêndice referem-se às informações de carga, número de unidades consumidoras, proteção e comprimento do trecho primário referente aos troncos principais do alimentador A1 e A2 estudados. Os dados de barras e de linhas para o alimentador A1 são apresentados pelas Tabelas A.1 e A.2, respectivamente, e os dados para o alimentador A2 são ilustrados nas Tabelas A.3 e A.4.

Tabela A.1 – Dados de Barra.

Número de Barra	Carga (MVA)	Número de Unidades Consumidoras	Proteção Tripolar
1	16,02	5480	Disjuntor
2	16,02	5480	-
3	16,02	5480	-
4	16,02	5480	-
5	16,02	5480	-
6	16,02	5480	-
7	16,02	5480	-
8	16,02	5480	-
9	16,02	5480	-
10	16,02	5480	-
11	16,02	5480	-
12	16,02	5480	-
13	16,02	5480	-
14	16,02	5480	-
15	16,02	5480	-
16	16,02	5480	-
17	16,02	5480	-
18	16,02	5480	-
19	16,02	5480	-
20	16,02	5480	-
21	16,02	5480	-
22	16,02	5480	-
23	16,02	5480	-
24	16,02	5480	-
25	16,02	5480	-
26	16,02	5480	-
27	16,02	5480	-
28	16,02	5480	-
29	16,02	5480	-
30	16,02	5480	-
32	16,02	5479	-
35	15,98	5476	-
36	15,98	5476	-

Tabela A.2 – Dados de Linha

De	Para	Comprimento (m)
1	2	16.74
2	3	2.00
3	4	5.08
4	5	1.16
5	6	2.00
6	7	11.03
7	8	49.52
8	9	46.23
9	10	67.00
10	11	63.41
11	12	63.40
12	13	63.29
13	14	65.79
14	15	70.34
15	16	31.12
16	17	20.34
17	18	23.09
18	19	18.11
19	20	29.80
20	21	56.07
21	22	73.19
22	23	26.55
23	24	2.00
24	25	2.83
25	26	28.02
26	27	37.05
27	28	32.02
28	29	34.53
29	30	30.69
30	32	6.65
32	35	25.74
35	36	31.97
36	37	11.10

37	15,98	5476	-
38	15,82	5444	-
41	15,82	5444	-
44	15,82	5444	-
46	15,82	5444	-
47	15,82	5444	-
49	15,82	5444	-
51	15,68	5406	-
54	15,68	5406	-
56	15,68	5406	-
58	15,68	5406	-
60	15,68	5406	-
61	15,68	5406	-
66	15,68	5406	-
67	15,68	5406	-
69	15,68	5406	-
71	15,68	5406	-
73	15,68	5406	-
75	15,68	5406	-
77	15,68	5406	-
79	15,68	5406	-
80	15,68	5406	-
81	15,68	5406	-
82	11,90	4845	-
84	11,90	4845	-
87	11,90	4845	-
88	11,90	4845	-
90	11,90	4845	-
93	11,83	4823	-
94	11,83	4823	-
97	11,83	4823	-
98	11,61	4816	-
103	11,61	4816	-
107	11,61	4816	-
110	11,61	4816	-
113	11,61	4816	-
116	11,61	4816	-
120	11,61	4816	-
124	11,61	4816	-
132	11,13	4689	-
135	11,13	4689	-
142	11,13	4689	-
150	11,08	4673	-
162	11,08	4673	-
167	11,08	4673	-
177	11,08	4673	-
186	11,08	4673	-
195	11,08	4673	-
203	11,08	4673	-
209	11,08	4673	-
218	11,08	4673	-
227	11,08	4673	-
232	11,08	4673	-
240	11,08	4673	-
248	11,08	4673	-

37	38	23.71
38	41	30.55
41	44	32.42
44	46	32.02
46	47	34.53
47	49	14.32
49	51	19.90
51	54	2.15
54	56	30.59
56	58	32.76
58	60	34.99
60	61	27.95
61	66	28.37
66	67	24.50
67	69	45.50
69	71	31.62
71	73	2.43
73	75	2.00
75	77	26.93
77	79	34.40
79	80	94.29
80	81	3.52
81	82	2.02
82	84	28.37
84	87	47.10
87	88	33.65
88	90	35.38
90	93	36.80
93	94	29.00
94	97	34.01
97	98	30.81
98	103	31.05
103	107	5.39
107	110	2.00
110	113	23.73
113	116	32.02
116	120	29.83
120	124	13.42
124	132	21.21
132	135	35.17
135	142	35.17
142	150	34.21
150	162	35.17
162	167	37.11
167	177	33.24
177	186	32.98
186	195	34.21
195	203	30.08
203	209	23.17
209	218	7.74
218	227	39.85
227	232	37.34
232	240	39.56
240	248	24.47
248	254	21.41

254	11,08	4673	-
267	11,04	4664	-
274	11,04	4664	-
281	11,04	4664	-
293	10,95	4633	-
303	10,95	4633	-
311	10,95	4633	-
317	10,95	4633	-
327	10,81	4586	-
335	10,81	4586	-
343	10,81	4586	-
354	10,65	4523	-
362	10,65	4523	-
375	9,95	4302	-
388	9,95	4302	-
396	9,95	4302	-
408	9,95	4302	-
420	9,95	4302	-
430	9,95	4302	-
441	9,95	4302	-
447	9,95	4302	-
454	9,95	4302	-
463	9,95	4302	-
473	9,87	4273	-
480	9,87	4273	-
488	9,42	3951	-
500	2,56	366	-
515	2,56	366	-
525	2,56	366	-
537	2,56	366	-
549	2,56	366	-
559	2,56	366	-
572	2,56	366	-
581	2,56	366	-
589	2,56	366	-
594	2,56	366	-
601	2,56	366	-
607	2,56	366	-
614	2,54	365	-
620	2,54	365	-
625	2,54	365	-
629	2,54	365	-
633	2,54	365	-
639	2,54	365	-
643	2,54	365	-
647	2,54	365	-
653	2,54	365	-
658	2,54	365	-
663	2,54	365	-
672	2,02	280	-
677	2,02	268	-
681	2,02	268	-
685	1,90	262	-
689	1,90	262	-
695	1,90	262	-

254	267	10.04
267	274	30.60
274	281	40.27
281	293	42.21
293	303	38.22
303	311	33.24
311	317	10.43
317	327	29.83
327	335	37.11
335	343	27.83
343	354	9.54
354	362	39.05
362	375	20.62
375	388	27.89
388	396	51.73
396	408	34.86
408	420	35.95
420	430	33.95
430	441	34.34
441	447	1.40
447	454	2.00
454	463	38.32
463	473	37.42
473	480	52.41
480	488	46.32
488	500	56.01
500	515	83.58
515	525	3.91
525	537	1.95
537	549	78.94
549	559	76.83
559	572	59.72
572	581	94.90
581	589	88.63
589	594	55.57
594	601	159.71
601	607	68.12
607	614	75.58
614	620	76.16
620	625	81.02
625	629	99.40
629	633	49.50
633	639	64.94
639	643	59.68
643	647	1.54
647	653	2.00
653	658	58.06
658	663	27.78
663	672	31.48
672	677	27.58
677	681	48.64
681	685	44.73
685	689	31.62
689	695	26.71
695	701	28.39

701	1,86	253	-
709	1,86	253	-
719	1,71	200	-
728	1,71	200	-
736	1,71	200	-
745	1,71	200	-
756	1,63	171	-
767	1,63	171	-
775	1,63	171	-
786	1,63	171	-
800	1,63	171	-
814	1,63	171	-
827	1,63	171	-
838	1,56	148	-
852	1,56	148	-
867	1,56	148	-
877	1,52	134	-
889	1,52	134	-
898	1,52	134	-
907	1,52	134	-
919	1,52	134	Religador
940	1,52	134	-
949	1,52	134	-
960	1,52	134	-
975	1,52	134	-
979	1,52	134	-
996	1,52	134	-
1009	1,38	111	-
1019	1,38	111	-
1023	1,38	111	-
1032	1,38	111	-
1048	1,38	111	-
1071	1,38	111	-
1089	1,35	110	-
1102	1,35	110	-
1107	1,35	110	-
1131	1,30	100	-
1143	1,30	100	-
1160	1,30	100	-
1181	1,30	100	-
1199	1,30	100	-
1215	1,30	100	-
1231	1,27	99	-
1235	1,27	99	-
1247	1,27	99	-
1255	1,27	99	-
1267	1,27	99	-
1280	1,27	99	-
1291	1,27	99	-
1310	1,26	98	-
1320	1,26	98	-
1329	1,26	98	-
1330	1,26	98	-
1343	1,26	98	-
1360	1,26	98	-

701	709	30.01
709	719	30.24
719	728	32.01
728	736	60.88
736	745	49.48
745	756	16.28
756	767	36.40
767	775	68.25
775	786	30.02
786	800	29.12
800	814	30.08
814	827	34.93
827	838	67.05
838	852	34.21
852	867	15.30
867	877	34.21
877	889	62.13
889	898	39.22
898	907	47.07
907	919	25.46
919	940	2.41
940	949	1.90
949	960	11.06
960	975	1.75
975	979	2.24
979	996	7.31
996	1009	28.98
1009	1019	126.61
1019	1023	75.12
1023	1032	76.22
1032	1048	75.67
1048	1071	77.34
1071	1089	81.79
1089	1102	83.80
1102	1107	84.61
1107	1131	70.95
1131	1143	71.29
1143	1160	70.70
1160	1181	72.35
1181	1199	71.79
1199	1215	77.01
1215	1231	70.69
1231	1235	1.00
1235	1247	2.00
1247	1255	72.51
1255	1267	73.35
1267	1280	73.85
1280	1291	75.04
1291	1310	82.79
1310	1320	81.13
1320	1329	80.56
1329	1330	81.93
1330	1343	80.84
1343	1360	78.97
1360	1366	81.13

1366	1,26	98	-
1372	1,25	95	-
1379	1,25	95	-
1385	1,25	95	-
1390	1,25	95	-
1398	1,13	90	-
1404	1,13	90	-
1409	1,13	90	-
1417	1,13	90	-
1421	1,13	90	-
1424	1,13	90	-
1428	1,13	90	-
1431	1,13	90	-
1437	1,11	89	-
1443	1,08	88	-
1447	1,08	88	-
1451	1,08	88	-
1456	1,08	88	-
1464	1,08	88	-
1468	1,08	88	-
1474	0,92	71	-
1479	0,92	71	-
1488	0,92	71	-
1495	0,92	71	-
1500	0,92	71	-
1508	0,92	71	-
1516	0,92	71	-
1525	0,92	71	-
1537	0,89	68	-
1549	0,83	64	-
1551	0,83	64	-
1565	0,83	64	-
1575	0,83	64	-
1583	0,83	64	-
1590	0,83	64	-
1598	0,83	64	-
1610	0,83	64	-
1616	0,82	61	-
1619	0,74	54	-
1626	0,74	54	-
1634	0,74	54	-
1645	0,74	54	-
1648	0,73	53	-
1651	0,72	52	-
1658	0,72	52	-
1665	0,72	52	-
1673	0,72	52	-
1679	0,72	52	-
1684	0,72	52	-
1687	0,72	52	-
1691	0,72	52	-
1695	0,72	52	-
1699	0,72	52	-
1701	0,72	52	-
1703	0,72	52	-

1366	1372	80.56
1372	1379	77.37
1379	1385	4.59
1385	1390	76.68
1390	1398	81.56
1398	1404	81.58
1404	1409	81.79
1409	1417	83.62
1417	1421	81.58
1421	1424	81.79
1424	1428	83.62
1428	1431	82.34
1431	1437	66.10
1437	1443	65.54
1443	1447	66.00
1447	1451	66.00
1451	1456	65.01
1456	1464	66.00
1464	1468	65.80
1468	1474	76.62
1474	1479	72.98
1479	1488	75.37
1488	1495	76.67
1495	1500	76.00
1500	1508	74.88
1508	1516	75.33
1516	1525	73.52
1525	1537	100.50
1537	1549	75.70
1549	1551	76.69
1551	1565	76.53
1565	1575	75.42
1575	1583	75.86
1583	1590	76.53
1590	1598	76.53
1598	1610	80.83
1610	1616	85.67
1616	1619	85.47
1619	1626	84.04
1626	1634	83.21
1634	1645	81.84
1645	1648	49.09
1648	1651	62.79
1651	1658	73.65
1658	1665	72.42
1665	1673	69.97
1673	1679	68.75
1679	1684	71.04
1684	1687	72.60
1687	1691	71.20
1691	1695	71.04
1695	1699	72.80
1699	1701	69.81
1701	1703	71.38
1703	1706	73.28

1706	0,72	52	-
1708	0,72	52	-
1711	0,72	52	-
1713	0,72	52	-
1714	0,72	52	-
1715	0,72	52	-
1716	0,72	52	-
1717	0,63	48	-
1719	0,63	48	-
1721	0,63	48	-
1723	0,63	48	-
1726	0,63	48	-
1729	0,46	24	-
1731	0,46	24	-
1735	0,46	24	-
1737	0,46	24	-
1743	0,46	24	-
1750	0,46	23	-
1757	0,46	23	-
1764	0,46	23	-
1771	0,46	23	-
1779	0,46	23	-
1787	0,46	23	-
1796	0,46	23	-
1806	0,46	23	-
1812	0,41	22	-
1818	0,41	22	-
1829	0,41	22	-
1836	0,40	21	-
1841	0,28	12	-
1844	0,28	12	-
1849	0,28	12	-
1851	0,28	12	-
1853	0,28	12	-
1855	0,28	12	-
1857	0,28	12	-
1859	0,28	12	-
1861	0,28	12	-
1863	0,28	12	-
1865	0,28	12	-
1868	0,27	9	-
1871	0,14	6	-
1880	0,14	6	-
1886	0,05	5	-
1891	0,05	5	-
1895	0,00	2	-
1899	0,00	2	-
1901	0,00	2	-
1904	0,00	2	-
1905	0,00	2	-
1907	0,00	2	-
1909	0,00	2	-
1911	0,00	2	-
1914	0,00	1	-
1916	0,00	1	-

1706	1708	3.00
1708	1711	70.38
1711	1713	74.82
1713	1714	3.07
1714	1715	2.00
1715	1716	74.37
1716	1717	114.59
1717	1719	117.20
1719	1721	117.20
1721	1723	117.07
1723	1726	121.49
1726	1729	76.86
1729	1731	1.00
1731	1735	1.80
1735	1737	109.51
1737	1743	115.09
1743	1750	77.76
1750	1757	75.64
1757	1764	75.56
1764	1771	75.10
1771	1779	75.56
1779	1787	76.12
1787	1796	75.56
1796	1806	78.33
1806	1812	113.71
1812	1818	112.70
1818	1829	113.30
1829	1836	50.00
1836	1841	84.79
1841	1844	88.03
1844	1849	89.33
1849	1851	85.04
1851	1853	81.64
1853	1855	81.83
1855	1857	83.66
1857	1859	84.33
1859	1861	84.49
1861	1863	81.99
1863	1865	82.60
1865	1868	111.09
1868	1871	170.38
1871	1880	105.00
1880	1886	41.38
1886	1891	40.26
1891	1895	41.41
1895	1899	76.83
1899	1901	78.70
1901	1904	74.58
1904	1905	76.46
1905	1907	82.01
1907	1909	76.46
1909	1911	63.81
1911	1914	86.91
1914	1916	82.67
1916	1920	81.43

1920	0,00	1	-
1922	0,00	1	-
1925	0,00	1	-
1927	0,00	1	-
1930	0,00	1	-
1933	0,00	1	-
1937	0,00	1	-
1941	0,00	1	-
1944	0,00	1	-
1948	0,00	1	-
1951	0,00	1	-
1954	0,00	1	-
1957	0,00	1	-
1960	0,00	1	-
1962	0,00	1	-
1965	0,00	1	-
1968	0,00	1	-
1971	0,00	1	-
1974	0,00	1	-
1977	0,00	1	-
1981	0,00	1	-
1984	0,00	1	-
1987	0,00	1	-
1989	0,00	1	-
1991	0,00	1	-
1994	0,00	1	-
1995	0,00	1	-
1998	0,00	0	-

1920	1922	79.97
1922	1925	80.48
1925	1927	80.48
1927	1930	80.92
1930	1933	89.40
1933	1937	103.89
1937	1941	48.20
1941	1944	2.92
1944	1948	2.00
1948	1951	57.54
1951	1954	62.36
1954	1957	62.36
1957	1960	63.32
1960	1962	62.61
1962	1965	61.64
1965	1968	318.09
1968	1971	189.68
1971	1974	125.97
1974	1977	58.23
1977	1981	71.08
1981	1984	63.84
1984	1987	65.93
1987	1989	63.36
1989	1991	70.74
1991	1994	59.15
1994	1995	63.52
1995	1998	2.07
-	-	-

Tabela A.3 – Dados de Barra.

Número de Barra	Carga (MVA)	Número de Unidades Consumidoras	Proteção Tripolar
1	25,74	4105	Disjuntor
2	25,74	4105	-
3	25,74	4105	-
4	25,74	4105	-
5	25,74	4105	-
6	25,74	4105	-
7	25,74	4105	-
8	25,74	4105	-
10	25,74	4105	-
11	25,74	4105	-
12	25,74	4105	-
13	25,74	4105	-
14	25,74	4105	-
15	25,74	4105	-
16	25,74	4105	-
17	25,74	4105	-
18	25,74	4105	-
19	25,74	4105	-
20	25,74	4105	-
21	25,74	4105	-
22	25,74	4105	-
23	25,74	4105	-
24	25,74	4105	-
25	25,74	4105	-
26	25,74	4105	-
27	25,74	4105	-
28	25,74	4105	-
29	25,74	4105	-
30	25,74	4105	-
31	25,74	4105	-
33	25,74	4105	-
35	25,74	4105	-
38	25,74	4105	-
40	25,74	4105	-
42	25,74	4105	-
43	25,74	4105	-
44	25,74	4105	-
45	25,74	4105	-
46	25,74	4105	-
47	25,74	4105	-
48	25,74	4105	-
49	25,74	4105	-
50	25,74	4105	-
51	25,74	4105	-
52	25,74	4105	-
53	25,74	4105	-
54	25,74	4105	-
55	25,74	4105	-
56	25,74	4105	-
58	25,74	4105	-

Tabela A.4 – Dados de Linha

De	Para	Comprimento (m)
1	2	17,20
2	3	2,43
3	4	8,93
4	5	2,00
5	6	0,87
6	7	9,80
7	8	54,31
8	10	0,09
10	11	2,05
11	12	2,45
12	13	51,40
13	14	64,88
14	15	85,87
15	16	81,39
16	17	68,88
17	18	62,17
18	19	65,31
19	20	74,53
20	21	75,71
21	22	55,54
22	23	49,82
23	24	134,28
24	25	95,86
25	26	85,22
26	27	100,04
27	28	76,12
28	29	64,94
29	30	65,12
30	31	68,90
31	33	23,77
33	35	30,64
35	38	26,87
38	40	1,90
40	42	24,02
42	43	2,00
43	44	2,00
44	45	32,02
45	46	95,93
46	47	27,02
47	48	96,28
48	49	36,01
49	50	29,02
50	51	32,02
51	52	54,08
52	53	21,44
53	54	28,75
54	55	22,87
55	56	28,36
56	58	26,48
58	60	48,27

60	25,74	4105	-
62	25,74	4105	-
63	25,74	4105	-
64	25,58	4067	-
65	25,58	4067	-
66	25,58	4067	-
68	25,56	4063	-
71	25,43	4012	-
73	25,43	4012	-
75	25,43	4012	-
76	25,43	4012	-
79	25,35	3986	-
80	25,35	3986	-
83	25,35	3986	-
85	25,35	3986	-
86	25,35	3986	-
89	25,35	3986	-
90	25,23	3923	-
91	25,23	3923	-
92	25,23	3923	-
93	25,23	3923	-
94	25,23	3923	-
95	23,61	3088	-
100	23,61	3088	-
102	23,61	3088	-
104	23,10	2755	-
109	23,10	2755	-
113	23,10	2755	-
118	22,78	2597	-
126	22,78	2597	-
132	22,78	2597	-
137	22,78	2597	-
144	22,78	2597	-
152	22,78	2597	-
158	22,78	2597	-
168	22,78	2597	-
178	22,78	2597	-
188	22,78	2597	-
197	22,78	2597	-
210	22,78	2597	-
219	22,78	2597	-
225	22,78	2597	-
232	22,78	2597	-
241	22,78	2597	-
248	22,78	2597	-
260	22,78	2597	-
265	22,78	2597	-
277	22,78	2597	-
278	22,78	2597	-
281	22,78	2597	-
284	22,78	2597	-
287	22,70	2588	-
292	22,33	2564	-
296	22,33	2564	-
299	22,33	2564	-

60	62	25,50
62	63	24,19
63	64	24,04
64	65	22,14
65	66	22,14
66	68	20,12
68	71	17,48
71	73	15,23
73	75	2,36
75	76	2,37
76	79	1,76
79	80	28,19
80	83	38,28
83	85	35,11
85	86	26,08
86	89	12,51
89	90	10,02
90	91	23,56
91	92	2,54
92	93	37,19
93	94	2,10
94	95	43,44
95	100	28,65
100	102	36,40
102	104	36,41
104	109	30,04
109	113	36,89
113	118	36,69
118	126	41,23
126	132	32,56
132	137	35,14
137	144	30,81
144	152	33,45
152	158	82,22
158	168	24,70
168	178	34,93
178	188	35,90
188	197	31,78
197	210	73,41
210	219	2,76
219	225	2,66
225	232	30,43
232	241	31,90
241	248	24,75
248	260	10,57
260	265	5,44
265	277	2,86
277	278	2,10
278	281	28,02
281	284	4,40
284	287	13,04
287	292	1,96
292	296	18,03
296	299	12,81
299	305	29,41

305	22,33	2564	-
308	22,33	2564	-
313	22,33	2564	-
318	22,33	2564	-
321	22,33	2564	-
328	22,33	2564	-
336	22,33	2564	-
344	22,33	2564	-
350	22,33	2564	-
359	22,33	2564	-
366	22,33	2564	-
375	22,33	2564	-
382	22,33	2564	-
388	22,33	2564	-
395	22,33	2564	-
408	22,33	2564	-
415	17,62	2031	-
426	17,62	2031	-
428	17,62	2031	-
438	17,62	2031	-
447	17,62	2031	-
456	17,62	2031	-
462	17,62	2031	-
468	14,08	2015	-
473	14,08	2015	-
478	14,08	2015	-
484	13,95	2015	-
493	12,69	1992	-
499	12,69	1992	-
507	12,69	1992	-
513	12,69	1992	-
524	12,69	1992	-
539	12,64	1990	-
546	12,64	1990	-
553	12,64	1990	-
561	12,64	1990	-
562	12,64	1990	-
574	12,64	1990	-
582	12,64	1990	-
586	12,64	1990	-
594	12,52	1985	-
602	12,52	1985	-
612	12,52	1985	-
625	12,46	1984	-
631	12,46	1984	-
640	12,46	1984	-
655	12,39	1981	-
672	12,39	1981	-
685	12,39	1981	-
690	12,39	1981	-
709	12,39	1980	-
717	12,39	1980	-
726	12,39	1980	-
732	12,39	1980	-
745	12,39	1980	-

305	308	17,76
308	313	14,21
313	318	34,13
318	321	2,50
321	328	37,09
328	336	14,76
336	344	23,02
344	350	2,08
350	359	22,14
359	366	30,61
366	375	10,82
375	382	13,60
382	388	6,08
388	395	2,58
395	408	19,24
408	415	22,20
415	426	20,27
426	428	9,43
428	438	33,02
438	447	29,83
447	456	31,78
456	462	104,48
462	468	1,94
468	473	38,60
473	478	33,84
478	484	35,47
484	493	22,68
493	499	14,32
499	507	31,78
507	513	39,05
513	524	35,47
524	539	31,06
539	546	30,23
546	553	18,87
553	561	22,47
561	562	36,24
562	574	9,06
574	582	34,83
582	586	33,29
586	594	32,70
594	602	28,43
602	612	36,24
612	625	35,69
625	631	30,87
631	640	33,60
640	655	16,40
655	672	18,11
672	685	36,24
685	690	13,60
690	709	10,63
709	717	26,02
717	726	18,44
726	732	9,22
732	745	19,21
745	753	25,50

753	12,39	1980	-
760	12,39	1980	-
769	12,39	1980	-
778	12,39	1980	-
789	12,39	1980	-
797	12,39	1980	-
807	9,71	1446	-
816	9,71	1446	-
823	9,71	1446	-
830	9,71	1446	-
835	9,71	1446	-
843	9,71	1446	-
852	9,71	1446	-
861	9,71	1446	-
877	9,71	1446	-
880	9,71	1446	-
892	9,47	1414	-
906	9,47	1414	-
921	9,47	1414	-
936	9,45	1411	-
954	9,45	1411	-
976	9,45	1411	-
994	9,23	1400	Religador
1013	9,23	1400	-
1040	9,23	1400	-
1059	9,23	1400	-
1076	9,23	1400	-
1083	9,23	1400	-
1103	9,21	1399	-
1122	9,21	1399	-
1145	9,21	1399	-
1160	9,21	1399	-
1177	9,21	1399	-
1195	9,21	1399	-
1204	9,21	1399	-
1224	8,71	1395	-
1246	8,71	1395	-
1267	8,71	1395	-
1290	8,71	1395	-
1308	8,71	1395	-
1325	8,71	1395	-
1351	8,71	1395	-
1370	8,71	1395	-
1388	8,71	1395	-
1407	8,71	1395	-
1423	8,71	1395	-
1442	8,71	1395	-
1462	8,71	1395	-
1479	8,71	1395	-
1496	8,71	1395	-
1512	8,69	1394	-
1523	8,69	1394	-
1533	8,69	1394	-
1545	9,05	1394	-
1557	8,95	1384	-

753	760	11,18
760	769	31,40
769	778	17,46
778	789	1,00
789	797	14,42
797	807	30,07
807	816	34,83
816	823	27,02
823	830	26,31
830	835	37,48
835	843	16,40
843	852	36,62
852	861	21,26
861	877	37,58
877	880	31,24
880	892	27,02
892	906	35,47
906	921	35,61
921	936	35,47
936	954	3,20
954	976	30,00
976	994	30,57
994	1013	28,43
1013	1040	1,00
1040	1059	36,24
1059	1076	7,53
1076	1083	65,44
1083	1103	14,14
1103	1122	17,03
1122	1145	36,40
1145	1160	2,73
1160	1177	2,00
1177	1195	26,32
1195	1204	37,16
1204	1224	22,67
1224	1246	35,61
1246	1267	20,00
1267	1290	9,22
1290	1308	19,21
1308	1325	13,08
1325	1351	17,80
1351	1370	17,69
1370	1388	31,67
1388	1407	40,80
1407	1423	8,60
1423	1442	2,42
1442	1462	28,48
1462	1479	33,42
1479	1496	32,65
1496	1512	22,02
1512	1523	2,52
1523	1533	1,00
1533	1545	36,24
1545	1557	32,80
1557	1570	1,80

1570	8,87	1370	-
1583	8,87	1370	-
1597	6,05	842	-
1610	6,05	842	-
1624	6,05	842	-
1638	6,05	842	-
1653	6,05	842	-
1669	5,97	833	-
1682	5,97	833	-
1696	3,45	611	-
1707	3,45	611	-
1725	3,45	611	-
1753	3,45	611	-
1776	3,45	611	-
1795	3,44	608	-
1806	3,44	608	-
1827	3,44	608	Seccionalizador
1837	3,44	608	-
1849	3,44	608	-
1862	3,44	608	-
1871	3,44	608	-
1882	3,44	608	-
1901	3,44	608	-
1903	3,41	593	-
1926	3,41	593	-
1930	3,41	593	-
1942	3,41	593	-
1955	3,41	593	-
1968	3,41	593	-
1980	3,41	593	-
1989	3,41	593	-
1998	3,40	592	-
2009	3,40	592	-
2020	3,40	592	-
2035	3,40	592	-
2048	3,40	592	-
2066	3,40	592	-
2073	3,16	545	-
2084	3,16	545	-
2107	3,16	545	-
2121	3,02	518	-
2136	3,02	518	-
2159	3,01	514	-
2174	2,99	508	-
2186	2,99	508	-
2204	2,94	483	-
2225	2,94	483	-
2246	2,94	483	-
2266	2,92	477	-
2281	2,92	477	-
2296	2,92	477	-
2313	2,92	477	-
2325	2,92	477	-
2329	2,92	477	-
2343	2,78	435	-

1570	1583	2,24
1583	1597	31,24
1597	1610	39,05
1610	1624	30,61
1624	1638	2,00
1638	1653	37,01
1653	1669	3,05
1669	1682	31,84
1682	1696	37,80
1696	1707	33,30
1707	1725	32,65
1725	1753	44,18
1753	1776	37,44
1776	1795	23,02
1795	1806	29,15
1806	1827	31,89
1827	1837	34,41
1837	1849	54,83
1849	1862	47,51
1862	1871	31,24
1871	1882	35,06
1882	1901	30,94
1901	1903	36,75
1903	1926	34,67
1926	1930	33,60
1930	1942	35,02
1942	1955	31,24
1955	1968	27,01
1968	1980	37,80
1980	1989	30,05
1989	1998	20,52
1998	2009	1,00
2009	2020	30,49
2020	2035	87,57
2035	2048	34,66
2048	2066	31,40
2066	2073	27,20
2073	2084	1,00
2084	2107	32,81
2107	2121	28,64
2121	2136	5,83
2136	2159	36,77
2159	2174	32,20
2174	2186	2,00
2186	2204	62,39
2204	2225	51,42
2225	2246	37,03
2246	2266	10,00
2266	2281	18,68
2281	2296	34,80
2296	2313	16,28
2313	2325	37,34
2325	2329	63,79
2329	2343	0,43
2343	2363	7,62

2363	2,78	435	-
2371	2,78	435	-
2387	2,78	435	-
2406	2,77	433	-
2426	2,77	433	-
2447	2,77	433	-
2467	2,66	350	-
2484	2,66	350	-
2497	2,64	347	-
2508	2,64	347	-
2540	2,64	347	-
2542	2,63	346	-
2557	2,63	346	-
2578	2,63	346	-
2592	2,63	346	-
2611	2,10	265	-
2625	2,10	265	-
2639	2,10	265	-
2647	2,10	265	-
2662	2,09	264	-
2672	2,08	263	-
2684	2,08	263	-
2697	2,05	257	-
2711	2,01	255	-
2727	2,01	254	-
2759	1,99	252	-
2773	1,98	251	-
2820	1,86	227	-
2822	1,85	226	-
2847	1,83	225	-
2873	1,79	221	-
2895	1,79	221	-
2918	1,79	221	-
2939	1,79	221	-
2956	1,79	221	-
2972	1,79	221	-
2984	1,79	221	-
2997	1,79	221	-
3008	1,79	221	-
3019	1,77	217	-
3028	1,77	217	-
3038	1,77	217	-
3045	1,77	217	-
3050	1,77	217	-
3056	1,77	216	-
3062	1,59	197	-
3068	1,59	197	-
3073	1,59	197	-
3076	1,59	197	-
3078	1,59	197	-
3080	1,56	195	-
3083	1,56	195	-
3087	1,56	195	-
3091	1,56	195	-
3095	1,55	194	-

2363	2371	37,16
2371	2387	7,28
2387	2406	35,00
2406	2426	63,35
2426	2447	1,41
2447	2467	43,42
2467	2484	31,32
2484	2497	37,52
2497	2508	64,03
2508	2540	49,37
2540	2542	59,36
2542	2557	60,42
2557	2578	36,36
2578	2592	53,54
2592	2611	60,64
2611	2625	21,95
2625	2639	53,54
2639	2647	68,88
2647	2662	22,74
2662	2672	12,37
2672	2684	23,85
2684	2697	82,57
2697	2711	53,00
2711	2727	1,00
2727	2759	31,91
2759	2773	74,38
2773	2820	23,54
2820	2822	32,76
2822	2847	2,00
2847	2873	70,60
2873	2895	35,17
2895	2918	27,71
2918	2939	1,88
2939	2956	97,11
2956	2972	0,00
2972	2984	0,00
2984	2997	2,31
2997	3008	1,40
3008	3019	27,50
3019	3028	28,13
3028	3038	30,41
3038	3045	2,02
3045	3050	2,33
3050	3056	30,81
3056	3062	9,22
3062	3068	92,11
3068	3073	16,03
3073	3076	24,74
3076	3078	14,42
3078	3080	42,68
3080	3083	43,77
3083	3087	2,04
3087	3091	50,22
3091	3095	1,95
3095	3099	2,47

3099	1,54	193	-
3104	1,44	170	-
3110	1,44	170	-
3115	1,44	170	-
3122	1,41	169	-
3128	1,41	169	-
3133	1,41	169	-
3136	1,41	169	-
3140	1,18	133	-
3143	1,18	133	-
3146	1,15	132	-
3150	1,13	131	-
3157	1,13	131	-
3163	1,13	131	-
3167	1,13	131	-
3172	1,13	131	-
3178	1,13	131	-
3182	1,05	126	-
3187	1,05	125	-
3195	1,05	125	-
3207	1,05	125	-
3216	1,05	125	-
3226	1,05	125	-
3234	1,05	125	-
3241	1,05	125	-
3248	1,05	125	-
3253	1,05	125	-
3259	0,95	111	-
3265	0,95	111	-
3271	0,95	111	-
3278	0,95	111	-
3283	0,84	105	-
3288	0,84	105	-
3293	0,84	105	-
3298	0,84	105	-
3302	0,84	105	-
3307	0,84	105	-
3314	0,79	98	-
3323	0,79	98	-
3331	0,79	98	-
3340	0,79	98	-
3349	0,79	98	-
3359	0,79	98	-
3369	0,77	97	-
3376	0,77	97	-
3385	0,77	97	-
3392	0,77	97	-
3401	0,77	97	-
3409	0,77	97	-
3417	0,77	97	-
3421	0,77	97	-
3425	0,74	90	-
3428	0,74	90	-
3430	0,73	89	-
3435	0,73	89	-

3099	3104	30,23
3104	3110	63,52
3110	3115	23,19
3115	3122	2,00
3122	3128	47,07
3128	3133	1,59
3133	3136	23,95
3136	3140	33,84
3140	3143	10,63
3143	3146	47,10
3146	3150	32,45
3150	3157	20,25
3157	3163	29,73
3163	3167	2,61
3167	3172	32,76
3172	3178	84,51
3178	3182	66,71
3182	3187	60,73
3187	3195	1,00
3195	3207	12,08
3207	3216	38,28
3216	3226	2,00
3226	3234	40,10
3234	3241	24,49
3241	3248	32,98
3248	3253	22,86
3253	3259	11,31
3259	3265	24,33
3265	3271	29,68
3271	3278	23,32
3278	3283	2,00
3283	3288	81,97
3288	3293	26,64
3293	3298	43,31
3298	3302	16,97
3302	3307	34,71
3307	3314	33,84
3314	3323	116,91
3323	3331	122,07
3331	3340	63,12
3340	3349	38,64
3349	3359	8,06
3359	3369	71,06
3369	3376	32,76
3376	3385	34,67
3385	3392	154,36
3392	3401	117,88
3401	3409	19,70
3409	3417	12,11
3417	3421	25,96
3421	3425	32,98
3425	3428	28,84
3428	3430	28,84
3430	3435	39,66
3435	3439	125,00

3439	0,73	89	-
3443	0,73	89	-
3445	0,71	87	-
3449	0,59	71	-
3454	0,56	64	-
3460	0,54	56	-
3464	0,54	56	-
3469	0,50	51	-
3474	0,50	51	-
3479	0,39	39	-
3483	0,37	37	-
3487	0,37	37	-
3493	0,37	37	-
3500	0,37	37	-
3508	0,37	37	-
3519	0,37	37	-
3529	0,32	31	-
3539	0,32	31	-
3550	0,31	30	-
3560	0,31	29	-
3571	0,31	29	-
3580	0,27	24	-
3589	0,27	24	-
3599	0,21	19	-
3607	0,21	19	-
3614	0,21	19	-
3621	0,21	19	-
3627	0,21	19	-
3631	0,21	19	-
3635	0,21	19	-
3642	0,17	16	-
3649	0,15	14	-
3657	0,13	13	-
3664	0,13	13	-
3670	0,11	11	-
3675	0,11	10	-
3681	0,09	9	-
3686	0,08	5	-
3691	0,07	4	-
3695	0,04	3	-
3699	0,04	3	-
3700	0,04	3	-
3701	0,02	1	-
3703	0,02	1	-

3439	3443	12,58
3443	3445	33,73
3445	3449	30,23
3449	3454	136,04
3454	3460	31,62
3460	3464	39,66
3464	3469	15,20
3469	3474	29,61
3474	3479	32,45
3479	3483	33,29
3483	3487	32,45
3487	3493	146,78
3493	3500	10,25
3500	3508	36,15
3508	3519	30,64
3519	3529	21,32
3529	3539	38,83
3539	3550	32,20
3550	3560	33,02
3560	3571	124,30
3571	3580	1,94
3580	3589	30,59
3589	3599	33,29
3599	3607	29,82
3607	3614	37,44
3614	3621	2,00
3621	3627	46,12
3627	3631	34,67
3631	3635	214,17
3635	3642	30,41
3642	3649	39,47
3649	3657	37,44
3657	3664	29,36
3664	3670	20,76
3670	3675	10,60
3675	3681	31,91
3681	3686	104,17
3686	3691	41,23
3691	3695	42,43
3695	3699	35,60
3699	3700	33,02
3700	3701	77,50
3701	3703	28,64
3703	3704	18,32

APÊNDICE B – Algoritmos Genéticos

Este apêndice mostra os principais aspectos e as características dos Algoritmos Genéticos (AG) que são utilizados como ferramenta de busca e otimização para solução de diversos tipos de problemas.

A busca e a otimização possuem vários componentes, entre eles: o espaço de busca, no qual são consideradas todas as possibilidades de solução de um determinado problema, e a função de custo, que é uma forma de avaliar os elementos do espaço de busca. Existem diversos métodos de busca e funções de avaliação. As técnicas tradicionais de busca ou otimização iniciam o seu processo com um único candidato que, iterativamente, é manipulado utilizando algumas heurísticas, normalmente estáticas, diretamente associadas ao problema a ser solucionado. Normalmente, esses processos heurísticos têm simulação computacional muito complexa, além de não serem suficientemente robustos. Com isso, os Algoritmos Genéticos (AGs) vêm recebendo atenção denotando robustez na busca estocástica aplicada a problemas de otimização, com evidências da sua aplicação em diversos problemas. Além disso, os AGs diferem das técnicas tradicionais de busca e otimização nos seguintes aspectos:

- Trabalham com codificação do conjunto de parâmetros e não com os próprios parâmetros;
- Utiliza uma população e não um único ponto;
- Usa informações de custo ou recompensa ou não derivadas ou outro conhecimento auxiliar;
- Utiliza regras de transição probabilísticas e não determinísticas.

Como já afirmado, os AGs têm se mostrado muito eficientes na busca de soluções ótimas ou quase ótimas em uma grande variedade de problemas, pois não impõem muitas das limitações encontradas nos métodos de busca tradicionais.

Além de seguir uma estratégia de gerar e testar soluções muito elegantes por serem baseados na evolução biológica, é capaz identificar e explorar aspectos do ambiente em que o problema está inserido e convergir globalmente para soluções ótimas ou aproximadamente ótimas.

Charles Darwin, no ano de 1859, enunciou a seguinte frase referente à Teoria da Seleção Natural: “Quanto melhor um indivíduo se adaptar ao seu meio ambiente, maior será sua chance de sobreviver e gerar descendentes férteis.”. Essa teoria se aproxima do mecanismo ligado aos AGs.

Os AGs são uma classe de procedimentos com um conjunto de passos distintos e bem especificados, no qual cada um destes passos possui muitas possíveis variações. Inicialmente, é gerada uma população formada por um conjunto aleatório de indivíduos que podem ser vistos como possíveis soluções do problema.

Durante o processo evolutivo, a população é avaliada: para cada indivíduo é dada uma nota (índice), refletindo sua habilidade de adaptação a determinado ambiente. Uma porcentagem dos mais adaptados é mantida, enquanto os outros são descartados (darwinismo). Os membros mantidos pela seleção podem sofrer modificações em suas características fundamentais, por meio de mutações e cruzamentos (crossover) ou recombinação genética, gerando descendentes para a próxima geração. Esse processo, chamado de reprodução, é repetido até que uma solução satisfatória seja encontrada (REZENDE, 2005).

Aspectos Gerais dos Algoritmos Genéticos

Como já apresentado, o AGs são algoritmos de otimização global, baseados nos mecanismos de seleção natural e genética. Estes empregam uma estratégia de busca paralela e estruturada, embora aleatória, direcionada à busca de pontos de “alta aptidão”, ou seja, pontos nos quais a função a ser minimizada ou maximizada tem valores relativamente baixos ou altos. Apesar de aleatórios, os AGs não são buscas aleatórias não direcionadas, pois exploram informações históricas para encontrar novos pontos de busca onde são esperados os melhores resultados.

Isso é feito por meio de processos iterativos, nos quais cada iteração é chamada de geração. Durante cada geração, os princípios de seleção e reprodução são aplicados a uma população de candidatos que pode variar, dependendo da complexidade do problema e dos recursos computacionais disponíveis. Por meio da seleção, são determinados quais indivíduos conseguirão se reproduzir, gerando um número determinado de descendentes para a próxima geração, com uma probabilidade determinada pelo seu índice de aptidão. Em outras palavras, os indivíduos com maior valor de adaptação relativa têm maiores chances de se reproduzir. O fluxograma da Figura B.1 apresenta o ciclo de execução de um AG.

Durante esse processo, os melhores indivíduos, assim como alguns dados estatísticos, podem ser coletados e armazenados para avaliação. Cada uma das fases desse ciclo e quais os critérios de parada utilizados para a saída do laço de repetição serão explicados posteriormente.

Os AGs têm a capacidade de resolver problemas complexos de uma maneira elegante. Além disso, eles não são limitados por suposições sobre o espaço de busca, relativas à continuidade, existência de derivadas, etc. Geralmente, buscas em problemas reais são

repletas de descontinuidades, ruídos e outros problemas. Métodos que dependam fortemente de restrições de continuidade e existência de derivadas são adequados apenas para problemas em um domínio limitado.

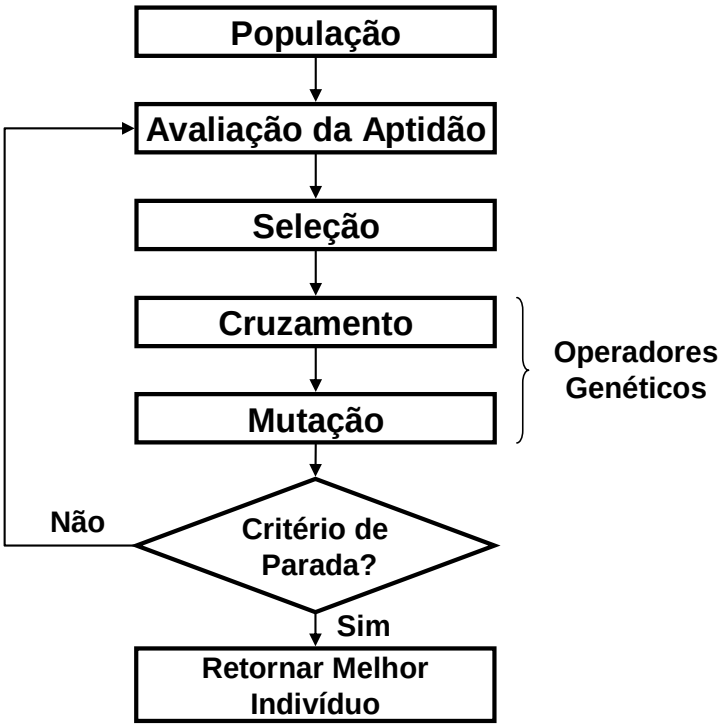

Figura B.1 – Fluxograma de Execução do AG.

O AG processa populações de indivíduos ou cromossomos. O cromossomo é uma estrutura de dados, geralmente vetores ou cadeias de valores binários, que representa uma possível solução do problema a ser otimizado. Em geral, o cromossomo representa o conjunto de parâmetros da função-objetivo cuja resposta será maximizada ou minimizada. O conjunto de todas as configurações que o cromossomo pode assumir forma o seu espaço de busca. Se o cromossomo representa *n* parâmetros de uma função, então o espaço de busca é um espaço de *n* dimensões. A maioria das representações são genotípicas, utilizam vetores de tamanho finito em um alfabeto também finito.

Normalmente, o genótipo de um indivíduo é representado por um vetor binário, em que cada elemento de um vetor denota a presença (1) ou ausência (0) de uma determinada característica. Os elementos podem ser combinados formando as características reais do indivíduo, ou seja, o seu fenótipo. Teoricamente, essa representação é independente do problema, pois uma vez encontrada a representação em vetores binários, as operações padrão podem ser utilizadas, facilitando o seu emprego em diferentes classes de problemas.

A representação binária é historicamente importante, uma vez que foi utilizada em Holland, em 1992. Além disso, ela ainda é a representação mais popular, por ser de fácil utilização e manipulação, e simples de analisar teoricamente. Contudo, se um problema tem parâmetros contínuos e o usuário deseja trabalhar com maior precisão, provavelmente acabará utilizando longos cromossomos para representar soluções, necessitando de uma grande quantidade de memória. Outro aspecto a ser observado é a não-uniformidade dos operadores. Por exemplo, se o valor real de um gene for codificado por um vetor binário, a mutação nos primeiros valores binários do gene afetará mais a aptidão do cromossomo que a mutação nos seus últimos valores.

A representação de um cromossomo usando números reais é mais naturalmente compreendida pelo ser humano e requer menos memória que aquela usando uma cadeia de bits.

A utilização de representações em níveis de abstração mais altos tem sido investigada e, por serem mais fenotípicas, facilitariam seu uso em determinados ambientes, nos quais essa transformação “fenótipo-genótipo” é muito complexa. Nesse caso, precisam ser criados os operadores específicos para utilizar essas representações.

Nas próximas seções, serão discutidos os principais métodos de Seleção Natural, os Operadores Genéticos e, por fim, os Parâmetros Genéticos.

Seleção

Basicamente, o funcionamento dos AGs consiste no critério de seleção, de modo que, depois de muitas gerações, o conjunto inicial de indivíduos gere indivíduos mais aptos. O AG inicia com uma população de *N* cromossomos. Quando não existe nenhum conhecimento prévio sobre a região do espaço de busca onde se encontra a solução do problema, os cromossomos são gerados aleatoriamente. Se houver um conhecimento prioritário sobre a região em que está localizada a solução, ou seja, forem conhecidas soluções aceitáveis que podem estar próximas às soluções ótimas, os cromossomos iniciais podem ser definidos de forma determinística.

Para que o processo de seleção privilegie os indivíduos mais aptos, a cada cromossomo da população é atribuído um valor dado por uma função denominada função aptidão. Tal função recebe como entrada os valores do gene do cromossomo e fornece como resultado a sua aptidão. A aptidão pode ser vista como uma nota que mede quão boa é a solução codificada por um indivíduo, e é baseada no valor da função objetivo. Esta função é específica para cada tipo de problema.

Para alguns métodos de seleção, é desejável que o valor de aptidão de cada individuo seja menor que 1 e que a soma de todos os valores de aptidão seja igual a 1. Para isso, para cada indivíduo é calculada a aptidão relativa, que é obtida dividindo o valor de sua aptidão pela soma dos valores de aptidão de todos os indivíduos da população.

Uma função objetivo, também conhecida como função custo, é geralmente uma expressão matemática que mede o quanto uma solução está próxima ou distante da solução desejada. Normalmente, ela tem restrições que devem ser satisfeitas pela solução. Alguns problemas de otimização procuram maximizar o valor da função objetivo, isto é, encontrar

soluções que produzam o maior valor possível para a função objetivo. Por exemplo, definir o número máximo de caixas que podem ser colocadas dentro de um caminhão. Outros problemas procuram minimizar o valor da função custo, como por exemplo, encontrar a solução mais barata. Há ainda funções que procuram satisfazer mais de um objetivo, encontradas em problemas de otimização multiobjetivo.

Atribui-se um valor de aptidão a cada indivíduo da população. O processo de seleção escolhe um subconjunto de indivíduos da população atual, gerando uma população intermediária. Existem diversos métodos de seleção. A maioria deles favorece indivíduos com maiores graus de aptidão, embora não exclusivamente, a fim de manter a diversidade da população. Nesta seção, serão apresentados três métodos de seleção: Método da Roleta, Método do Torneio e Método da Amostragem Universal Estocástica. Para facilitar a compreensão e a diferença entre os métodos, considera-se uma população com cinco indivíduos de genótipo, aptidão e aptidão relativa ilustrados na Tabela B.1. As informações dessa tabela serão utilizadas para entendimento dos três métodos.

Tabela B.1 – Valor de aptidão de indivíduos de uma população.

Indivíduo	**Aptidão**	**Aptidão Relativa**
1	1	0,025
2	3	0,075
3	4	0,100
4	6	0,150
5	7	0,175
6	9	0,225
7	10	0,250

Método da Roleta

É o método mais simples e também o mais usado. Os indivíduos de uma geração (ou população) são selecionados para a próxima geração utilizando uma roleta, semelhante à utilizada em jogo de cassino. Cada indivíduo da população é nela representado por uma fatia proporcional ao seu índice de aptidão. Assim, os indivíduos com maiores aptidões ocupam fatias maiores da roleta e os indivíduos com aptidão mais baixa recebem fatias menores.

A Figura B.2 mostra uma roleta a partir de valores de aptidão dos indivíduos de uma população. Para a seleção dos indivíduos, a roleta é girada um determinado número de vezes, definido pelo tamanho da população. A cada giro da roleta, um indivíduo apontado pela agulha é selecionado.

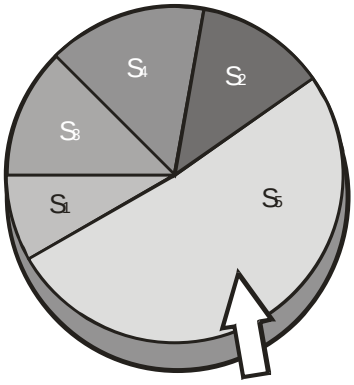

Figura B.2 – Método da Roleta.

Método do Torneio

Nesse método, *n* indivíduos da população são selecionados aleatoriamente, com a mesma probabilidade. O cromossomo com maior aptidão dentre estes n cromossomos é selecionado para a população intermediária. O processo se repete até que a população

intermediária seja preenchida. Geralmente, o valor utilizado para *n* é 3. O uso do método de seleção por Torneio para *n* = 3 é ilustrado na Figura B.3.

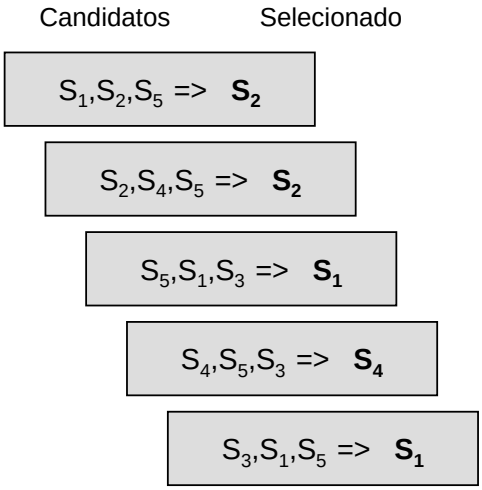

Figura B.3 – Método do Torneio.

Método da Amostragem Universal

Esse método é uma variação do método da Roleta em que, em vez de uma única agulha, *n* agulhas igualmente espaçadas são utilizadas. O *n* depende do número de indivíduos a serem selecionados para a próxima geração. Assim, ao invés de girar *n* vezes a roleta, gira-se apenas uma vez, exibindo menos variância que as repetidas chamadas do método da roleta. Tal método é ilustrado na Figura B.4.

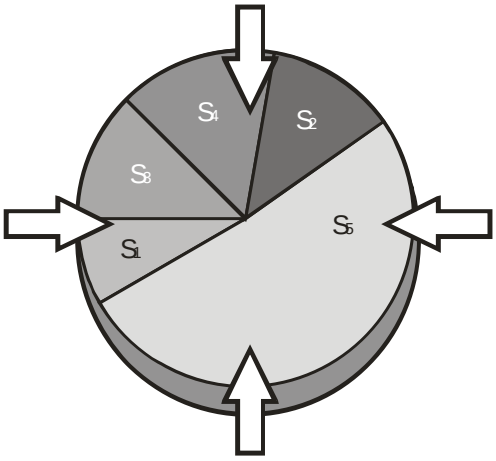

Figura B.4 – Método da Amostragem Universal Estocástica.

Operadores Genéticos

Um conjunto de operadores é necessário para que, dada uma população, seja possível gerar populações sucessivas que melhorem sua aptidão com o tempo. Estes operadores são: cruzamento (*crossover*) e mutação. Eles são utilizados para assegurar que a nova geração seja totalmente nova, mas possua, de alguma forma, características de seus pais. Os operadores são necessários para que a população se diversifique e mantenha características de adaptação adquiridas pelas gerações anteriores. Para prevenir que os melhores indivíduos não desapareçam da população pela manipulação dos operadores genéticos, aqueles podem ser automaticamente colocados na próxima geração, por meio de uma política elitista.

O princípio básico dos operadores genéticos é transformar a população por meio de sucessivas gerações, estendendo a busca até chegar a um resultado satisfatório.

O cruzamento é o operador responsável pela recombinação de características dos pais durante a reprodução, permitindo que as próximas gerações herdem essas características. Esse operador é considerado o operador genético predominante, por isso é aplicado com

probabilidade dada pela taxa de cruzamento que deve ser maior que a taxa de mutação. Há vários tipos de cruzamento para a codificação binária. Os mais utilizados são:

- Cruzamento de Um-ponto: Um ponto de cruzamento é escolhido e, a partir dele, as informações genéticas dos pais serão trocadas. As informações anteriores a este ponto em um dos pais são ligadas às informações posteriores a este ponto no outro pai, como ilustrado na Figura B.5.

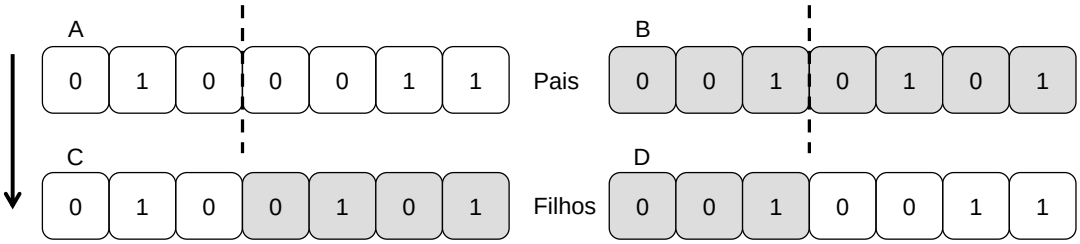

Figura B.5 – Exemplo de cruzamento de um ponto.

- Cruzamentos Multipontos: É uma generalização da idéia de troca de material genético através de pontos em que vários pontos de cruzamento podem ser utilizados. O funcionamento deste operador é mostrado na Figura B.6.

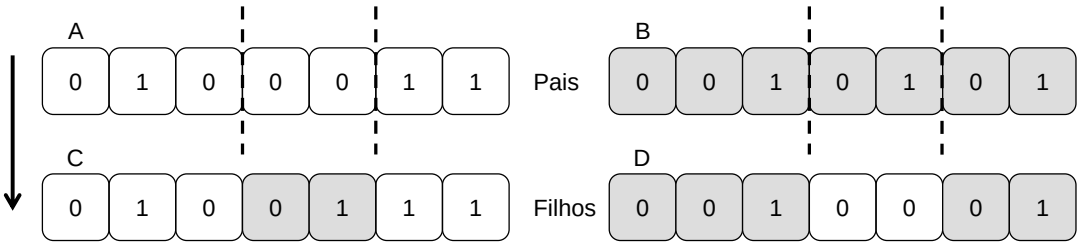

Figura B.6 – Exemplo de cruzamento de dois pontos.

- Cruzamento Uniforme: Não utiliza pontos de cruzamento, mas determina, por meio de uma máscara, quais os genes de cada cromossomo que cada filho herdará. Um exemplo da troca de informações provocada por este operador pode ser visto na Figura B.7. Um valor 1 na máscara indica que o gene

correspondente do pai A será herdado pelo filho C, e o gene correspondente do pai B será herdado pelo filho D. Para um valor igual a 0 na máscara, ocorre o inverso.

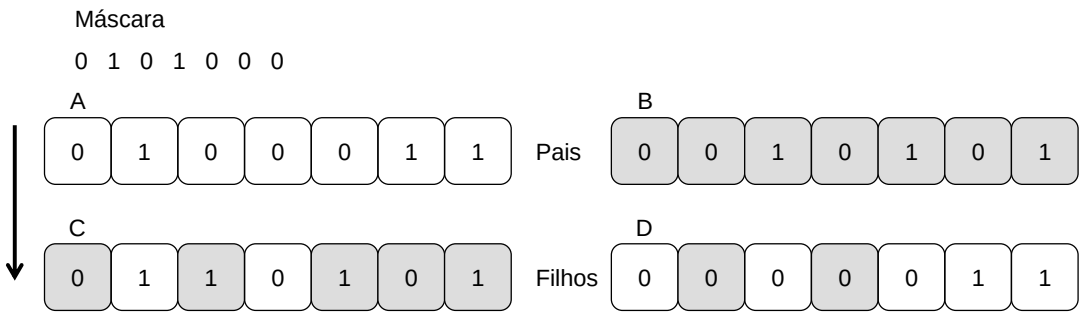

Figura B.7 – Exemplo de cruzamento uniforme.

Para uma representação por meio de números reais, emprega-se a técnica proposta em HAUPT (2004), conforme ilustra a equação B.1. Cabe ressaltar que esse tipo de cruzamento foi empregado neste trabalho.

$$Individuo_{novo} = \alpha . (Individuo_{pai}) + (1-\alpha).(Individuo_{mãe}) \tag{B.1}$$

Onde α representa um número aleatório no intervalo [0,1].

Com relação ao operador genético por mutação, cita-se a sua importância na introdução e manutenção da diversidade genética da população, alterando arbitrariamente um ou mais componentes de uma estrutura escolhida, fornecendo meios para introdução de novos elementos na população. Deste modo, a mutação assegura que a probabilidade de chegar a qualquer ponto do espaço de busca nunca será zero, além de contornar o problema de mínimos locais, pois este mecanismo altera levemente a direção da busca.

O operador de mutação é aplicado aos indivíduos com uma probabilidade dada pela taxa de mutação. Geralmente, utiliza-se uma taxa de mutação pequena, pois é um operador

genético secundário. Na Figura B.8, tem-se um exemplo de mutação para representação cromossômica binária dos indivíduos.

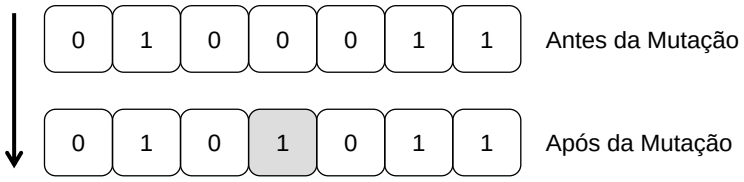

Figura B.8 – Exemplo de Mutação.

Se a representação for por meio de números reais, aplica-se a mutação por meio do método descrito por HAUPT (2004) e apresentada pela equação B.2. Esse operador foi empregado neste trabalho.

$$Gene_i^{novo} = Gene_i^{atual} + \sigma \,.\, N(0,1) \tag{B.2}$$

Onde *i* representa o gene que irá sofrer a mutação; σ representa o desvio padrão de uma distribuição normal; *N* a distribuição normal com média 0 e variância igual a 1.

Parâmetros Genéticos

O desempenho de um AG é influenciado pela definição dos parâmetros a serem utilizados. Portanto, é importante analisar como os parâmetros podem ser utilizados diante das necessidades dos problemas e dos recursos disponíveis. Os parâmetros são:

- **Tamanho da População**: O tamanho afeta o desempenho global e a eficiência dos AGs. Em uma população pequena, o desempenho pode cair, pois ela fornece uma pequena cobertura do espaço de busca do problema. Uma grande população geralmente fornece uma cobertura representativa do domínio do

problema, além de prevenir convergências prematuras para soluções locais em vez de globais. No entanto, para trabalhar com grandes populações, são necessários mais recursos computacionais ou que o algoritmo trabalhe por um período de tempo muito maior.

- **Taxa de Cruzamento**: Quanto maior for essa taxa, mais rapidamente novas estruturas serão introduzidas na população. Mas, se for muito alta, estruturas com boas aptidões poderão ser retiradas mais rapidamente que a capacidade da seleção em criar melhores estruturas. Se a taxa for muito baixa, a busca pode estagnar.

- **Taxa de Mutação**: Uma baixa taxa de mutação previne que a busca fique estagnada em sub-regiões do espaço de busca. Além disso, possibilita que qualquer ponto do espaço de busca seja atingido. Com uma taxa muito alta, a busca torna- se essencialmente aleatória.

- **Intervalo de Geração**: Controla a porcentagem da população que será substituída para a próxima geração. Com um intervalo grande, a maior parte da população será substituída e isso pode levar à perda de estruturas de alta aptidão. Com um intervalo pequeno, o algoritmo pode se tornar muito lento.

- **Critério de Parada**: Diferentes critérios podem ser adotados para terminar a execução de um AG, como por exemplo, após um dado número de gerações, quando a aptidão média ou do melhor indivíduo não melhorar mais ou quando as aptidões dos indivíduos de uma população se tornarem muitos parecidas. Ao conhecer a resposta máxima da função objetivo, é possível utilizar este valor como critério de parada.

Referências Bibliográficas

CHIPPERFIELD, A., FLEMING, P., et al. “Genetic Algorithm Toolbox for use with Matlab”, university of Sheffield, 1994.

HAUPT, L. R., HAUPT, S. E., “Practical Genetic Algorithms”, Editora Wiley, 2ª Ed. New Jersey, 2004.

LINDEN, R., “Algoritmos Genéticos – Uma importante ferramenta da Inteligência Computacional”, Ed. Brasport, 2ª edição, Rio de Janeiro - RJ.

REZENDE, S.O. “Sistemas Inteligentes: Fundamentos e Aplicações”, Editora Manole, 2ª Ed., Barueri-SP, pp. 225-248, 2005.

APÊNDICE C – Métodos de Avaliação de Investimentos

Chama-se investimento a toda aplicação de recursos financeiros visando ganhos. Tal aplicação pode ser no mercado financeiro, execução de projetos, entre outras. Algumas aplicações podem ou não produzir retorno ao investidor (HAZZAN, 2007). Portanto, para verificar se o recurso aplicado em alguns projetos de engenharia para a área de distribuição de energia elétrica produz ganhos, é necessário a realização de estudos de análise de investimento. Tendo isso em vista, este apêndice apresenta os principais métodos geralmente empregados para tal finalidade. São abordados os seguintes métodos:

- valor presente líquido (VPL)
- taxa interna de retorno (TIR)
- *pay-back*

Valor Presente Líquido

Este método tem como objetivo calcular o impacto dos eventos futuros associados a uma alternativa de investimento. Em outras palavras, este mede o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo de sua vida útil (SAMANEZ, 2007). Os fluxos estimados podem ser positivos ou negativos, de acordo com as entradas ou saídas de caixa (vide exemplo da Figura C.1). Normalmente, o fluxo de caixa inicial, ou seja, no momento zero é representado pelo valor do investimento. Os demais fluxos de caixa indicam os valores das receitas deduzidos das despesas como, por exemplo, tributos e custos de operativos.

A expressão que define o VPL pode ser expressa como:

$$VPL = I + \frac{FC_{t=1}}{(1+i)^1} + \frac{FC_{t=2}}{(1+i)^2} + \frac{FC_{t=3}}{(1+i)^3} + ... + \frac{FC_{t=n}}{(1+i)^n} = \sum_{t=0}^{n} \frac{FC_t}{(1+i)^t} \qquad \text{(C.1)}$$

Em que:

VPL é o valor presente líquido;

I representa o investimento inicial;

i é a taxa de juros, e;

n representa a quantidade de tempo (geralmente em anos) que o dinheiro foi investido no projeto.

Caso o VPL seja negativo, o retorno do investimento será menor que o investimento inicial. Caso este seja positivo, o valor obtido pagará o investimento inicial, o que o torna viável.

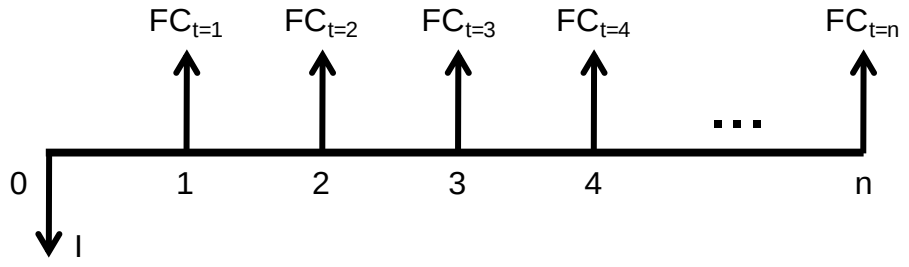

Figura C.1 – Fluxo de caixa de um investimento convencional simples.

Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é conhecida como a taxa de desconto do fluxo de caixa. Esta é uma técnica de avaliação de alternativas de investimento com uma taxa de juros

implícita em uma série de pagamentos e recebimentos, que tem a função de descontar um valor futuro ou aplicar o fator de juros sobre um valor presente, conforme o caso, para trazer ou levar cada valor do fluxo de caixa para uma determinada data. Geralmente, adota-se a data de início da operação – momento zero – como a data de referência para a comparação dos fluxos de caixa.

O critério de decisão, quando a TIR é usada para tal fim, é o seguinte:

- Se a TIR for maior que o custo de capital (taxa mínima de atratividade), aceita-se o projeto. Em outras palavras, o investimento só deve ser aceito caso a TIR seja maior que a taxa que o investidor conseguiria auferir como retorno se aplicasse o mesmo dinheiro em outro destino como, por exemplo, o mercado financeiro.
- Caso for menor, rejeita-se o projeto. Esse critério garante que a empresa esteja obtendo, pelo menos, uma taxa mínima de retorno no mercado financeiro em títulos públicos de renda fixa.

Entre duas alternativas econômicas com TIR diferentes, a decisão deve-se embasar na que apresentar maior taxa, pois este representa o investimento que proporciona o maior retorno. Isso comprova que a TIR é uma das técnicas mais usadas para a avaliação de alternativas de investimentos.

O cálculo da TIR é dado pela seguinte equação:

$$0 = FC_{t=0} + \frac{FC_{t=1}}{(1+TIR)^1} + \frac{FC_{t=2}}{(1+TIR)^2} + \frac{FC_{t=3}}{(1+TIR)^3} + \ldots + \frac{FC_{t=n}}{(1+TIR)^n} \qquad \text{(C.2)}$$

Em que:

FC_n representa o valor do fluxo no período n;

TIR é a taxa interna de retorno, e;

n representa o prazo.

Tabela B.1 - Critérios de decisão do VPL e TIR.

VPL	TIR	Decisão
VPL > 0	TIR > *i*	Aceita-se o projeto
VPL = 0	TIR = *i*	Indiferente
VPL < 0	TIR < *i*	Recusa-se o projeto

i = custo do capital

Payback

O método de *payback* é empregado para saber o tempo de retorno do investimento. Em outras palavras, este método corresponde ao tempo necessário para que os fluxos de caixa positivos recuperem os fluxos de caixa negativos. O cálculo é obtido a partir dos fluxos de caixa nominal. A decisão de realização do projeto é tomada com base em algum período limite. O período de recuperação do investimento deve ser inferior a esse limite. Este método de análise de investimentos é muito utilizado, mas possui limitação uma vez que não leva em consideração o custo de capital, ou seja, o custo do dinheiro no tempo. Mas, para contornar esta situação, existe uma evolução dessa técnica chamada *Payback* Descontado. De forma similar ao *payback* convencional, calcula-se o tempo de retorno do capital investido só que a partir do valor presente dos fluxos de caixa (DA SILVA, 2005).

Referências Bibliográficas

DA SILVA, A. L. C.; Matemática Financeira Aplicada, 1ª ed., São Paulo, Editora Atlas, 2005.

HAZZAN, S.; POMPEO, J. N.; Matemática Financeira, 6ª ed., São Paulo, Editora Saraiva, 2007.

SAMANEZ, C. P.; Matemática Financeira: Aplicações à análise de investimentos, 4ª ed., São Paulo, Pearson Prentice Hall, 2007.

Nota Técnica nº 262/2010-SRE/ANEEL, ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF, 2010. Acessado em: 16 dez. 2010. Disponível em: http://www.aneel.gov.br.

Audiência Pública nº 040/2010, ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Nota Técnica nº 262/2010-SRE/ANEEL, Brasília, DF, 2010. Acessado em: 16 dez. 2010. Disponível em: http://www.aneel.gov.br.

APÊNDICE D – Agrupamentos por Combinação Simples

A combinação simples é um tipo de agrupamento no estudo sobre análise combinatória. Os agrupamentos formados com os elementos de um conjunto serão considerados combinações simples se os elementos dos agrupamentos se diferenciarem apenas pela sua natureza.

Considere o conjunto A ={1,2,3,4} formado por quatro pontos do alimentador de distribuição. Quantas combinações para a instalação de três equipamentos podem ser obtidos?

Esse é um problema de análise combinatória, pois formam-se agrupamentos. Nesse caso, o objetivo do agrupamento é verificar quantas configurações são possíveis de serem obtidas para a instalação de três equipamentos utilizando quatro pontos.

Em algumas situações, os dois agrupamentos ocorrem: 123 e 231. Essas são configurações formadas com os mesmos pontos, mas em ordens diferentes que tornam elas iguais. Portanto, os agrupamentos formados nesse exercício são combinações.

As combinações simples podem ser consideradas um tipo particular de arranjo simples, pois os agrupamentos formados nos arranjos são diferenciados pela ordem e pela natureza dos seus elementos. A combinação simples são esses arranjos diferenciados apenas pela natureza de seus elementos.

Considerando o exemplo acima, todas as possibilidades de agrupamentos formados com os quatro pontos são apresentados na Tabela D.1

Tabela D.1 - Número de combinações possíveis.

123	213	312	412
124	214	314	413
132	231	321	421
134	**234**	324	423
142	241	341	431
143	243	342	432

Percebe-se que há vários agrupamentos que se diferem pela ordem de seus elementos. Esses representam a mesma configuração. Por isso, se considerar esse exemplo como sendo uma combinação simples, a quantidade de combinações simples que os quatro pontos, tomados três a três irá formar, resultará em quatro configurações. Isso ocorre porque os seus agrupamentos se diferem pela natureza de seus elementos e não pela ordem.

Para encontrar essa quantidade de agrupamentos formados em uma combinação simples, emprega-se a seguinte fórmula:

$$C_{m,p} = \frac{m!}{p!(m-p)!} \tag{D.1}$$

Em que:

C é número de combinações;

m é a quantidade de elementos de um conjunto; e

p é um número natural menor ou igual a *n*, que representa a quantidade de elementos que irão forma agrupamentos.

APÊNDICE E – Comportamento das variáveis para o alimentador A2

Neste apêndice, são ilustrados o comportamento da carga e do número de unidades consumidoras para o alimentador A2.

De forma similar ao adotado para o alimentador A1, as cargas ligadas nos circuitos ramais do alimentador de distribuição foram agrupadas por ramal como uma carga equivalente conectada ao tronco principal. Assim, o comportamento da carga ao longo do tronco principal pode ser conferido pela Fig. E1.

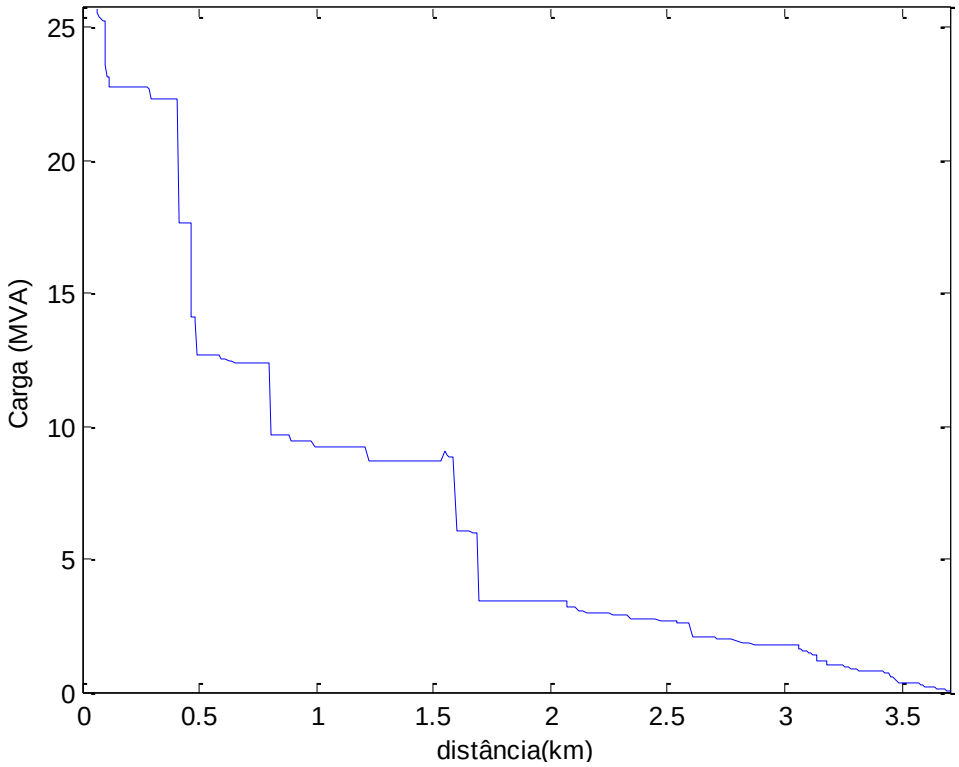

Figura E1 - Comportamento da carga ao longo do tronco principal - Alimentador A2.

Da mesma forma, considerou-se o valor acumulado de unidades consumidoras conectadas a cada circuito ramal e atribuído este montante de consumidores ao ponto no qual

o circuito ramal está conectado no tronco principal. O comportamento do número de unidades consumidoras pode ser conferido pela Fig. E2.

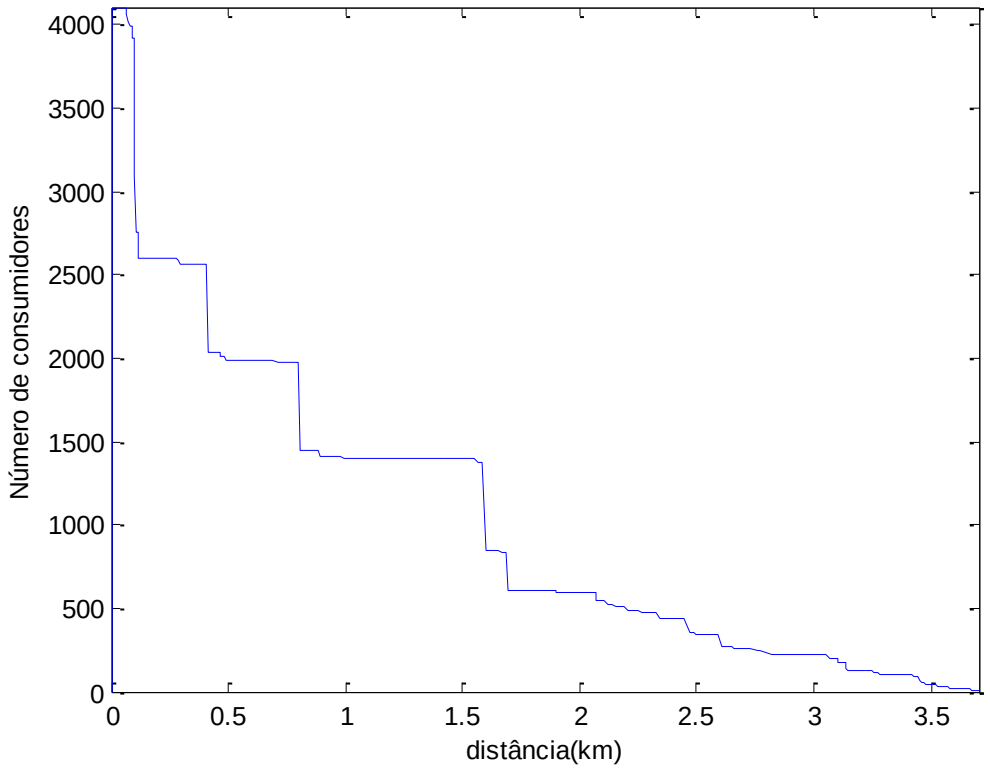

Figura E2 – Comportamento do número de unidades consumidoras ao longo do tronco principal - Alimentador A2.

APÊNDICE F – Memória de Cálculo da Análise de Investimentos

Os resultados de análise segundo os métodos de análise de investimentos são tratados neste apêndice. Inicialmente, os conceitos mais importantes para a análise pretendida neste trabalho:

- Perda de Receita Líquida Evitada: é calculada conforme expressão a seguir:

$$Perda\ de\ Receita_{evitada} = \left(END_{n_IFs} - END_{SemIF}\right) * (TarifaMédia_{residencial} + TarifaMédia_{CompraEnergia})$$

onde END_{n_IFs} representa o END estimada para uma configuração de instalação sugerida pelo AG com *n* IFs; END_{sem_IF} representa o END estimada sem a presença de IF no alimentador estudado; *TarifaMédia_residencial* é o valor da tarifa média residencial, homologada pela ANEEL em 2010; e $TarifaMédia_{CompraEnergia}$ representa a tarifa média praticada pelas Distribuidoras na aquisição de energia no mercado por meio de contratos bilaterais, leilões, CCEAR, etc.

- Despesas de Manutenção: refere-se às despesas despendidas pelas equipes de manutenção para a inspeção da bateria e da sinalização dos IFs.
- Despesas de Depreciação: representa o valor de aquisição do dispositivo IF dividido pela vida útil do equipamento.

- *Earnings before interest and taxes (EBIT)*: refere-se a valor de receita antes da dedução de tributos. Para o caso estudado, a receita representa a perda de

receita líquida evitada devido ao emprego de IFs deduzido das despesas de manutenção e depreciação

- Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CS): considerou-se o percentual de 34% da Receita Federal.
- *Net Operating Profit Less Adjusted Taxes* (*NOPLAT*): representa o valor do EBIT deduzido do IR e CS.
- Fluxo de caixa bruto: representa o valor de receita auferida deduzido dos custos de manutenção, IR e CS.

As memórias de cálculo empregadas nas análises de investimentos empregadas neste trabalho são apresentadas no que segue. Os fluxos financeiros, como também os resultados de VPL, TIR e Payback para cada configuração de IFs são expressos nas tabelas a seguir.

Para a configuração de instalação com 1 Indicador de Falta - Alimentador A1.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líquida Evitada		596,79	623,64	651,71	681,03	711,68	743,70	777,17	812,14
Despesas de Manutenção		(150,00)	(156,75)	(163,80)	(171,17)	(178,88)	(186,93)	(195,34)	(204,13)
Despesas de Depreciação		(431,25)	(431,25)	(431,25)	(431,25)	(431,25)	(431,25)	(431,25)	(431,25)
EBIT		15,54	35,64	56,65	78,61	101,55	125,53	150,58	176,76
IR e CS sobre EBIT		(5,28)	(12,12)	(19,26)	(26,73)	(34,53)	(42,68)	(51,20)	(60,10)
NOPLAT		10,25	23,52	37,39	51,88	67,02	82,85	99,38	116,66
(-) Depreciação		431,25	431,25	431,25	431,25	431,25	431,25	431,25	431,25
Fluxo de Caixa Bruto		441,50	454,77	468,64	483,13	498,27	514,10	530,63	547,91
Investimento	(3.450,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(3.450,00)	441,50	454,77	468,64	483,13	498,27	514,10	530,63	547,91
Índice Acumulado de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
Fluxo de Caixa Livre Deflacionado	(3.450,00)	422,49	416,45	410,67	405,13	399,84	394,77	389,92	385,29
TIR Real	**-1,50%**								
Pay-back Real (anos)	**1,47**								
Índice Acumulado de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
Fluxo de Caixa Livre Descontado	(3.450,00)	371,42	321,85	279,02	241,99	209,96	182,24	158,24	137,46
VPL @ 13,75% Real	**(1.547,82)**								

Para a configuração de instalação de 2 Indicadores de Falta - Alimentador A1.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		7.081,28	7.399,94	7.732,94	8.080,92	8.444,56	8.824,57	9.221,67	9.636,65
Despesas de Manutenção		(300,00)	(313,50)	(327,61)	(342,35)	(357,76)	(373,85)	(390,68)	(408,26)
Despesas de Depreciação		(862,50)	(862,50)	(862,50)	(862,50)	(862,50)	(862,50)	(862,50)	(862,50)
EBIT		5.918,78	6.223,94	6.542,83	6.876,07	7.224,31	7.588,21	7.968,49	8.365,89
IR e CS sobre EBIT		(2.012,39)	(2.116,14)	(2.224,56)	(2.337,86)	(2.456,26)	(2.579,99)	(2.709,29)	(2.844,40)
NOPLAT		3.906,40	4.107,80	4.318,27	4.538,21	4.768,04	5.008,22	5.259,21	5.521,49
(-) Depreciação		862,50	862,50	862,50	862,50	862,50	862,50	862,50	862,50
Fluxo de Caixa Bruto		4.768,90	4.970,30	5.180,77	5.400,71	5.630,54	5.870,72	6.121,71	6.383,99
Investimento	(6.900,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(6.900,00)	4.768,90	4.970,30	5.180,77	5.400,71	5.630,54	5.870,72	6.121,71	6.383,99
Índice Acum. de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
F. Caixa Livre Deflacionado	(6.900,00)	4.563,54	4.551,45	4.539,89	4.528,82	4.518,23	4.508,10	4.498,40	4.489,12
TIR Real	**64,69%**								
Pay-back Real (anos)	**1,51**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(6.900,00)	4.011,90	3.517,61	3.084,54	2.705,08	2.372,53	2.081,06	1.825,57	1.601,59
VPL @ 13,75% Real	**14.299,88**								

Para a configuração de instalação de 3 Indicadores de Falta - Alimentador A1.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		7.630,64	7.974,02	8.332,85	8.707,83	9.099,69	9.509,17	9.937,08	10.384,25
Despesas de Manutenção		(450,00)	(470,25)	(491,41)	(513,52)	(536,63)	(560,78)	(586,02)	(612,39)
Despesas de Depreciação		(1.293,75)	(1.293,75)	(1.293,75)	(1.293,75)	(1.293,75)	(1.293,75)	(1.293,75)	(1.293,75)
EBIT		5.886,89	6.210,02	6.547,69	6.900,56	7.269,30	7.654,64	8.057,32	8.478,11
IR e CS sobre EBIT		(2.001,54)	(2.111,41)	(2.226,22)	(2.346,19)	(2.471,56)	(2.602,58)	(2.739,49)	(2.882,56)
NOPLAT		3.885,35	4.098,62	4.321,48	4.554,37	4.797,74	5.052,06	5.317,83	5.595,56
(-) Depreciação		1.293,75	1.293,75	1.293,75	1.293,75	1.293,75	1.293,75	1.293,75	1.293,75
Fluxo de Caixa Bruto		5.179,10	5.392,37	5.615,23	5.848,12	6.091,49	6.345,81	6.611,58	6.889,31
Investimento	(10.350,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(10.350,00)	5.179,10	5.392,37	5.615,23	5.848,12	6.091,49	6.345,81	6.611,58	6.889,31
Índice Acum. de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
F. Caixa Livre Deflacionado	(10.350,00)	4.956,08	4.937,95	4.920,60	4.904,01	4.888,12	4.872,92	4.858,38	4.844,46
TIR Real	**45,18%**								
Pay-back Real (anos)	**2,09**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(10.350,00)	4.356,99	3.816,31	3.343,21	2.929,18	2.566,76	2.249,47	1.971,66	1.728,36
VPL @ 13,75% Real	**12.611,94**								

Para a configuração de instalação de 4 Indicadores de Falta - Alimentador A1.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		9.317,66	9.736,96	10.175,12	10.633,00	11.111,48	11.611,50	12.134,02	12.680,05
Despesas de Manutenção		(600,00)	(627,00)	(655,22)	(684,70)	(715,51)	(747,71)	(781,36)	(816,52)
Despesas de Depreciação		(1.725,00)	(1.725,00)	(1.725,00)	(1.725,00)	(1.725,00)	(1.725,00)	(1.725,00)	(1.725,00)
EBIT		6.992,66	7.384,96	7.794,90	8.223,30	8.670,97	9.138,79	9.627,66	10.138,53
IR e CS sobre EBIT		(2.377,50)	(2.510,89)	(2.650,27)	(2.795,92)	(2.948,13)	(3.107,19)	(3.273,41)	(3.447,10)
NOPLAT		4.615,16	4.874,07	5.144,64	5.427,38	5.722,84	6.031,60	6.354,26	6.691,43
(-) Depreciação		1.725,00	1.725,00	1.725,00	1.725,00	1.725,00	1.725,00	1.725,00	1.725,00
Fluxo de Caixa Bruto		6.340,16	6.599,07	6.869,64	7.152,38	7.447,84	7.756,60	8.079,26	8.416,43
Investimento	(13.800,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(13.800,00)	6.340,16	6.599,07	6.869,64	7.152,38	7.447,84	7.756,60	8.079,26	8.416,43
Índice Acum. de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
F. Caixa Livre Deflacionado	(13.800,00)	6.067,14	6.042,97	6.019,84	5.997,71	5.976,53	5.956,26	5.936,87	5.918,31
TIR Real	**40,83%**								
Pay-back Real (anos)	**2,28**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(13.800,00)	5.333,75	4.670,33	4.090,07	3.582,45	3.138,28	2.749,57	2.409,34	2.111,48
VPL @ 13,75% Real	**14.285,26**								

Para a configuração de instalação de 5 Indicadores de Falta - Alimentador A1.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		9.987,92	10.437,37	10.907,05	11.397,87	11.910,78	12.446,76	13.006,86	13.592,17
Despesas de Manutenção		(750,00)	(783,75)	(819,02)	(855,87)	(894,39)	(934,64)	(976,70)	(1.020,65)
Despesas de Depreciação		(2.156,25)	(2.156,25)	(2.156,25)	(2.156,25)	(2.156,25)	(2.156,25)	(2.156,25)	(2.156,25)
EBIT		7.081,67	7.497,37	7.931,78	8.385,75	8.860,14	9.355,87	9.873,92	10.415,28
IR e CS sobre EBIT		(2.407,77)	(2.549,11)	(2.696,81)	(2.851,15)	(3.012,45)	(3.181,00)	(3.357,13)	(3.541,19)
NOPLAT		4.673,90	4.948,27	5.234,98	5.534,59	5.847,69	6.174,88	6.516,79	6.874,08
(-) Depreciação		2.156,25	2.156,25	2.156,25	2.156,25	2.156,25	2.156,25	2.156,25	2.156,25
Fluxo de Caixa Bruto		6.830,15	7.104,52	7.391,23	7.690,84	8.003,94	8.331,13	8.673,04	9.030,33
Investimento	(17.250,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(17.250,00)	6.830,15	7.104,52	7.391,23	7.690,84	8.003,94	8.331,13	8.673,04	9.030,33
Índice Acum. de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
F. Caixa Livre Deflacionado	(17.250,00)	6.536,03	6.505,82	6.476,91	6.449,24	6.422,77	6.397,44	6.373,19	6.350,00
TIR Real	**33,92%**								
Pay-back Real (anos)	**2,65**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(17.250,00)	5.745,96	5.028,04	4.400,62	3.852,15	3.372,60	2.953,23	2.586,41	2.265,49
VPL @ 13,75% Real	**12.954,50**								

Para a configuração de instalação de 6 Indicadores de Falta - Alimentador A1.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		11.718,55	12.245,89	12.796,95	13.372,81	13.974,59	14.603,45	15.260,60	15.947,33
Despesas de Manutenção		(900,00)	(940,50)	(982,82)	(1.027,05)	(1.073,27)	(1.121,56)	(1.172,03)	(1.224,78)
Despesas de Depreciação		(2.587,50)	(2.587,50)	(2.587,50)	(2.587,50)	(2.587,50)	(2.587,50)	(2.587,50)	(2.587,50)
EBIT		8.231,05	8.717,89	9.226,63	9.758,27	10.313,82	10.894,38	11.501,07	12.135,05
IR e CS sobre EBIT		(2.798,56)	(2.964,08)	(3.137,05)	(3.317,81)	(3.506,70)	(3.704,09)	(3.910,36)	(4.125,92)
NOPLAT		5.432,49	5.753,81	6.089,58	6.440,46	6.807,12	7.190,29	7.590,71	8.009,14
(-) Depreciação		2.587,50	2.587,50	2.587,50	2.587,50	2.587,50	2.587,50	2.587,50	2.587,50
Fluxo de Caixa Bruto		8.019,99	8.341,31	8.677,08	9.027,96	9.394,62	9.777,79	10.178,21	10.596,64
Investimento	(20.700,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(20.700,00)	8.019,99	8.341,31	8.677,08	9.027,96	9.394,62	9.777,79	10.178,21	10.596,64
Índice Acum. de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
F. Caixa Livre Deflacionado	(20.700,00)	7.674,64	7.638,38	7.603,69	7.570,49	7.538,73	7.508,33	7.479,24	7.451,40
TIR Real	**32,97%**								
Pay-back Real (anos)	**2,71**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(20.700,00)	6.746,93	5.903,35	5.166,19	4.521,88	3.958,59	3.466,05	3.035,27	2.658,44
VPL @ 13,75% Real	**14.756,70**								

Para a configuração de instalação de 7 Indicadores de Falta - Alimentador A1.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		11.938,18	12.475,40	13.036,79	13.623,44	14.236,50	14.877,14	15.546,61	16.246,21
Despesas de Manutenção		(1.050,00)	(1.097,25)	(1.146,63)	(1.198,22)	(1.252,14)	(1.308,49)	(1.367,37)	(1.428,90)
Despesas de Depreciação		(3.018,75)	(3.018,75)	(3.018,75)	(3.018,75)	(3.018,75)	(3.018,75)	(3.018,75)	(3.018,75)
EBIT		7.869,43	8.359,40	8.871,41	9.406,47	9.965,60	10.549,90	11.160,49	11.798,55
IR e CS sobre EBIT		(2.675,61)	(2.842,19)	(3.016,28)	(3.198,20)	(3.388,31)	(3.586,97)	(3.794,57)	(4.011,51)
NOPLAT		5.193,82	5.517,20	5.855,13	6.208,27	6.577,30	6.962,93	7.365,92	7.787,05
(-) Depreciação		3.018,75	3.018,75	3.018,75	3.018,75	3.018,75	3.018,75	3.018,75	3.018,75
Fluxo de Caixa Bruto		8.212,57	8.535,95	8.873,88	9.227,02	9.596,05	9.981,68	10.384,67	10.805,80
Investimento	(24.150,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(24.150,00)	8.212,57	8.535,95	8.873,88	9.227,02	9.596,05	9.981,68	10.384,67	10.805,80
Índice Acum. de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
F. Caixa Livre Deflacionado	(24.150,00)	7.858,92	7.816,63	7.776,15	7.737,42	7.700,36	7.664,89	7.630,95	7.598,48
TIR Real	**27,58%**								
Pay-back Real (anos)	**3,09**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(24.150,00)	6.908,94	6.041,11	5.283,36	4.621,58	4.043,47	3.538,32	3.096,84	2.710,91
VPL @ 13,75% Real	**12.094,54**								

Para a configuração de instalação de 8 Indicadores de Falta - Alimentador A1.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		12.750,07	13.323,82	13.923,39	14.549,95	15.204,70	15.888,91	16.603,91	17.351,08
Despesas de Manutenção		(1.200,00)	(1.254,00)	(1.310,43)	(1.369,40)	(1.431,02)	(1.495,42)	(1.562,71)	(1.633,03)
Despesas de Depreciação		(3.450,00)	(3.450,00)	(3.450,00)	(3.450,00)	(3.450,00)	(3.450,00)	(3.450,00)	(3.450,00)
EBIT		8.100,07	8.619,82	9.162,96	9.730,55	10.323,67	10.943,49	11.591,20	12.268,05
IR e CS sobre EBIT		(2.754,02)	(2.930,74)	(3.115,41)	(3.308,39)	(3.510,05)	(3.720,79)	(3.941,01)	(4.171,14)
NOPLAT		5.346,05	5.689,08	6.047,56	6.422,16	6.813,62	7.222,70	7.650,19	8.096,91
(-) Depreciação		3.450,00	3.450,00	3.450,00	3.450,00	3.450,00	3.450,00	3.450,00	3.450,00
Fluxo de Caixa Bruto		8.796,05	9.139,08	9.497,56	9.872,16	10.263,62	10.672,70	11.100,19	11.546,91
Investimento	(27.600,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(27.600,00)	8.796,05	9.139,08	9.497,56	9.872,16	10.263,62	10.672,70	11.100,19	11.546,91
Índice Acum. de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
F. Caixa Livre Deflacionado	(27.600,00)	8.417,27	8.368,93	8.322,68	8.278,41	8.236,06	8.195,52	8.156,73	8.119,62
TIR Real	**25,08%**								
Pay-back Real (anos)	**3,30**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(27.600,00)	7.399,80	6.467,96	5.654,69	4.944,72	4.324,76	3.783,28	3.310,22	2.896,84
VPL @ 13,75% Real	**11.182,26**								

Para a configuração de instalação de 9 Indicadores de Falta - Alimentador A1.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		13.801,05	14.422,10	15.071,09	15.749,29	16.458,01	17.198,62	17.972,55	18.781,32
Despesas de Manutenção		(1.350,00)	(1.410,75)	(1.474,23)	(1.540,57)	(1.609,90)	(1.682,35)	(1.758,05)	(1.837,16)
Despesas de Depreciação		(3.881,25)	(3.881,25)	(3.881,25)	(3.881,25)	(3.881,25)	(3.881,25)	(3.881,25)	(3.881,25)
EBIT		8.569,80	9.130,10	9.715,61	10.327,46	10.966,86	11.635,02	12.333,25	13.062,91
IR e CS sobre EBIT		(2.913,73)	(3.104,23)	(3.303,31)	(3.511,34)	(3.728,73)	(3.955,91)	(4.193,31)	(4.441,39)
NOPLAT		5.656,07	6.025,86	6.412,30	6.816,13	7.238,13	7.679,11	8.139,95	8.621,52
(-) Depreciação		3.881,25	3.881,25	3.881,25	3.881,25	3.881,25	3.881,25	3.881,25	3.881,25
Fluxo de Caixa Bruto		9.537,32	9.907,11	10.293,55	10.697,38	11.119,38	11.560,36	12.021,20	12.502,77
Investimento	(31.050,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(31.050,00)	9.537,32	9.907,11	10.293,55	10.697,38	11.119,38	11.560,36	12.021,20	12.502,77
Índice Acum. de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
F. Caixa Livre Deflacionado	(31.050,00)	9.126,62	9.072,24	9.020,20	8.970,41	8.922,75	8.877,15	8.833,52	8.791,76
TIR Real	**23,71%**								
Pay-back Real (anos)	**3,43**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(31.050,00)	8.023,40	7.011,51	6.128,61	5.358,05	4.685,35	4.097,94	3.584,87	3.136,64
VPL @ 13,75% Real	**10.976,37**								

Para a configuração de instalação de 10 Indicadores de Falta - Alimentador A1.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		14.171,68	14.809,40	15.475,82	16.172,24	16.899,99	17.660,49	18.455,21	19.285,69
Despesas de Manutenção		(1.500,00)	(1.567,50)	(1.638,04)	(1.711,75)	(1.788,78)	(1.869,27)	(1.953,39)	(2.041,29)
Despesas de Depreciação		(4.312,50)	(4.312,50)	(4.312,50)	(4.312,50)	(4.312,50)	(4.312,50)	(4.312,50)	(4.312,50)
EBIT		8.359,18	8.929,40	9.525,29	10.147,99	10.798,71	11.478,71	12.189,32	12.931,90
IR e CS sobre EBIT		(2.842,12)	(3.036,00)	(3.238,60)	(3.450,32)	(3.671,56)	(3.902,76)	(4.144,37)	(4.396,85)
NOPLAT		5.517,06	5.893,40	6.286,69	6.697,67	7.127,15	7.575,95	8.044,95	8.535,05
(-) Depreciação		4.312,50	4.312,50	4.312,50	4.312,50	4.312,50	4.312,50	4.312,50	4.312,50
Fluxo de Caixa Bruto		9.829,56	10.205,90	10.599,19	11.010,17	11.439,65	11.888,45	12.357,45	12.847,55
Investimento	(34.500,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(34.500,00)	9.829,56	10.205,90	10.599,19	11.010,17	11.439,65	11.888,45	12.357,45	12.847,55
Índice Acum. de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
F. Caixa Livre Deflacionado	(34.500,00)	9.406,27	9.345,85	9.288,03	9.232,70	9.179,76	9.129,09	9.080,61	9.034,21
TIR Real	**21,01%**								
Pay-back Real (anos)	**3,70**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(34.500,00)	8.269,25	7.222,97	6.310,58	5.514,72	4.820,30	4.214,24	3.685,15	3.223,14
VPL @ 13,75% Real	**8.760,35**								

Para a configuração de instalação de 1 Indicador de Falta - Alimentador A2.

Fluxo de Caixa	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8
Perda de Receita Líquida Evitada		1.833,05	1.915,53	2.001,73	2.091,81	2.185,94	2.284,31	2.387,10	2.494,52
Despesas de Manutenção		(150,00)	(156,75)	(163,80)	(171,17)	(178,88)	(186,93)	(195,34)	(204,13)
Despesas de Depreciação		(431,25)	(431,25)	(431,25)	(431,25)	(431,25)	(431,25)	(431,25)	(431,25)
EBIT		1.251,80	1.327,53	1.406,68	1.489,39	1.575,81	1.666,13	1.760,51	1.859,14
IR e CS sobre EBIT		(425,61)	(451,36)	(478,27)	(506,39)	(535,78)	(566,49)	(598,57)	(632,11)
NOPLAT		826,19	876,17	928,41	982,99	1.040,04	1.099,65	1.161,94	1.227,04
(-) Depreciação		431,25	431,25	431,25	431,25	431,25	431,25	431,25	431,25
Fluxo de Caixa Bruto		1.257,44	1.307,42	1.359,66	1.414,24	1.471,29	1.530,90	1.593,19	1.658,29
Investimento	(3.450,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(3.450,00)	1.257,44	1.307,42	1.359,66	1.414,24	1.471,29	1.530,90	1.593,19	1.658,29
Índice Acumulado de Inflação	1,000	1,045	1,092	1,141	1,193	1,246	1,302	1,361	1,422
Fluxo de Caixa Livre Deflacionado	(3.450,00)	1.203,29	1.197,25	1.191,46	1.185,93	1.180,64	1.175,57	1.170,72	1.166,08
TIR Real	**30,38%**								
Pay-back Real (anos)	**2,88**								
Índice Acumulado de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
Fluxo de Caixa Livre Descontado	(3.450,00)	1.057,84	925,30	809,52	708,36	619,95	542,68	475,11	416,02
VPL @ 13,75% Real	**2.104,77**								

Para a configuração de instalação de 2 Indicadores de Falta - Alimentador A2.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		4.841,04	5.058,88	5.286,53	5.524,43	5.773,03	6.032,81	6.304,29	6.587,98
Despesas de Manutenção		(300,00)	(313,50)	(327,61)	(342,35)	(357,76)	(373,85)	(390,68)	(408,26)
Despesas de Depreciação		(862,50)	(862,50)	(862,50)	(862,50)	(862,50)	(862,50)	(862,50)	(862,50)
EBIT		3.678,54	3.882,88	4.096,43	4.319,58	4.552,77	4.796,46	5.051,11	5.317,22
IR e CS sobre EBIT		(1.250,70)	(1.320,18)	(1.392,78)	(1.468,66)	(1.547,94)	(1.630,80)	(1.717,38)	(1.807,86)
NOPLAT		2.427,83	2.562,70	2.703,64	2.850,92	3.004,83	3.165,66	3.333,73	3.509,37
(-) Depreciação		862,50	862,50	862,50	862,50	862,50	862,50	862,50	862,50
Fluxo de Caixa Bruto		3.290,33	3.425,20	3.566,14	3.713,42	3.867,33	4.028,16	4.196,23	4.371,87
Investimento	(6.900,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(6.900,00)	3.290,33	3.425,20	3.566,14	3.713,42	3.867,33	4.028,16	4.196,23	4.371,87
Índice Acum. de Inflação	1,000	1,045	1,092	1,141	1,193	1,246	1,302	1,361	1,422
F. Caixa Livre Deflacionado	(6.900,00)	3.148,65	3.136,56	3.125,00	3.113,93	3.103,34	3.093,21	3.083,51	3.074,23
TIR Real	**42,69%**								
Pay-back Real (anos)	**2,20**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(6.900,00)	2.768,04	2.424,10	2.123,22	1.859,96	1.629,57	1.427,91	1.251,37	1.096,79
VPL @ 13,75% Real	**7.680,97**								

Para a configuração de instalação de 3 Indicadores de Falta - Alimentador A2.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		5.397,53	5.640,42	5.894,24	6.159,48	6.436,66	6.726,31	7.028,99	7.345,30
Despesas de Manutenção		(450,00)	(470,25)	(491,41)	(513,52)	(536,63)	(560,78)	(586,02)	(612,39)
Despesas de Depreciação		(1.293,75)	(1.293,75)	(1.293,75)	(1.293,75)	(1.293,75)	(1.293,75)	(1.293,75)	(1.293,75)
EBIT		3.653,78	3.876,42	4.109,08	4.352,21	4.606,28	4.871,78	5.149,23	5.439,16
IR e CS sobre EBIT		(1.242,29)	(1.317,98)	(1.397,09)	(1.479,75)	(1.566,13)	(1.656,40)	(1.750,74)	(1.849,31)
NOPLAT		2.411,50	2.558,44	2.711,99	2.872,46	3.040,14	3.215,37	3.398,49	3.589,85
(-) Depreciação		1.293,75	1.293,75	1.293,75	1.293,75	1.293,75	1.293,75	1.293,75	1.293,75
Fluxo de Caixa Bruto		3.705,25	3.852,19	4.005,74	4.166,21	4.333,89	4.509,12	4.692,24	4.883,60
Investimento	(10.350,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(10.350,00)	3.705,25	3.852,19	4.005,74	4.166,21	4.333,89	4.509,12	4.692,24	4.883,60
Índice Acum. de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
F. Caixa Livre Deflacionado	(10.350,00)	3.545,69	3.527,57	3.510,22	3.493,62	3.477,74	3.462,54	3.447,99	3.434,07
TIR Real	**29,65%**								
Pay-back Real (anos)	**2,93**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(10.350,00)	3.117,09	2.726,29	2.384,95	2.086,75	1.826,16	1.598,40	1.399,29	1.225,18
VPL @ 13,75% Real	**6.014,11**								

Para a configuração de instalação de 4 Indicadores de Falta - Alimentador A2.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		7.927,69	8.284,44	8.657,24	9.046,81	9.453,92	9.879,35	10.323,92	10.788,49
Despesas de Manutenção		(600,00)	(627,00)	(655,22)	(684,70)	(715,51)	(747,71)	(781,36)	(816,52)
Despesas de Depreciação		(1.725,00)	(1.725,00)	(1.725,00)	(1.725,00)	(1.725,00)	(1.725,00)	(1.725,00)	(1.725,00)
EBIT		5.602,69	5.932,44	6.277,02	6.637,11	7.013,41	7.406,64	7.817,56	8.246,98
IR e CS sobre EBIT		(1.904,92)	(2.017,03)	(2.134,19)	(2.256,62)	(2.384,56)	(2.518,26)	(2.657,97)	(2.803,97)
NOPLAT		3.697,78	3.915,41	4.142,84	4.380,50	4.628,85	4.888,38	5.159,59	5.443,01
(-) Depreciação		1.725,00	1.725,00	1.725,00	1.725,00	1.725,00	1.725,00	1.725,00	1.725,00
Fluxo de Caixa Bruto		5.422,78	5.640,41	5.867,84	6.105,50	6.353,85	6.613,38	6.884,59	7.168,01
Investimento	(13.800,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(13.800,00)	5.422,78	5.640,41	5.867,84	6.105,50	6.353,85	6.613,38	6.884,59	7.168,01
Índice Acum. de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
F. Caixa Livre Deflacionado	(13.800,00)	5.189,26	5.165,09	5.141,96	5.119,83	5.098,65	5.078,39	5.058,99	5.040,43
TIR Real	**33,58%**								
Pay-back Real (anos)	**2,67**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(13.800,00)	4.561,99	3.991,86	3.493,61	3.058,09	2.677,31	2.344,32	2.053,07	1.798,28
VPL @ 13,75% Real	**10.178,53**								

Para a configuração de instalação de 5 Indicadores de Falta - Alimentador A2.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		9.095,09	9.504,37	9.932,07	10.379,01	10.846,07	11.334,14	11.844,18	12.377,17
Despesas de Manutenção		(750,00)	(783,75)	(819,02)	(855,87)	(894,39)	(934,64)	(976,70)	(1.020,65)
Despesas de Depreciação		(2.156,25)	(2.156,25)	(2.156,25)	(2.156,25)	(2.156,25)	(2.156,25)	(2.156,25)	(2.156,25)
EBIT		6.188,84	6.564,37	6.956,80	7.366,89	7.795,43	8.243,26	8.711,23	9.200,27
IR e CS sobre EBIT		(2.104,21)	(2.231,89)	(2.365,31)	(2.504,74)	(2.650,45)	(2.802,71)	(2.961,82)	(3.128,09)
NOPLAT		4.084,64	4.332,49	4.591,49	4.862,15	5.144,98	5.440,55	5.749,41	6.072,18
(-) Depreciação		2.156,25	2.156,25	2.156,25	2.156,25	2.156,25	2.156,25	2.156,25	2.156,25
Fluxo de Caixa Bruto		6.240,89	6.488,74	6.747,74	7.018,40	7.301,23	7.596,80	7.905,66	8.228,43
Investimento	(17.250,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(17.250,00)	6.240,89	6.488,74	6.747,74	7.018,40	7.301,23	7.596,80	7.905,66	8.228,43
Índice Acum. de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
F. Caixa Livre Deflacionado	(17.250,00)	5.972,14	5.941,93	5.913,02	5.885,36	5.858,88	5.833,55	5.809,31	5.786,11
TIR Real	**30,08%**								
Pay-back Real (anos)	**2,90**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(17.250,00)	5.250,23	4.592,24	4.017,49	3.515,34	3.076,51	2.692,93	2.357,57	2.064,31
VPL @ 13,75% Real	**10.316,62**								

Para a configuração de instalação de 6 Indicadores de Falta - Alimentador A2.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		9.419,57	9.843,46	10.286,41	10.749,30	11.233,02	11.738,50	12.266,74	12.818,74
Despesas de Manutenção		(900,00)	(940,50)	(982,82)	(1.027,05)	(1.073,27)	(1.121,56)	(1.172,03)	(1.224,78)
Despesas de Depreciação		(2.587,50)	(2.587,50)	(2.587,50)	(2.587,50)	(2.587,50)	(2.587,50)	(2.587,50)	(2.587,50)
EBIT		5.932,07	6.315,46	6.716,09	7.134,75	7.572,25	8.029,44	8.507,20	9.006,46
IR e CS sobre EBIT		(2.016,91)	(2.147,25)	(2.283,47)	(2.425,82)	(2.574,57)	(2.730,01)	(2.892,45)	(3.062,20)
NOPLAT		3.915,17	4.168,20	4.432,62	4.708,94	4.997,69	5.299,43	5.614,75	5.944,27
(-) Depreciação		2.587,50	2.587,50	2.587,50	2.587,50	2.587,50	2.587,50	2.587,50	2.587,50
Fluxo de Caixa Bruto		6.502,67	6.755,70	7.020,12	7.296,44	7.585,19	7.886,93	8.202,25	8.531,77
Investimento	(20.700,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(20.700,00)	6.502,67	6.755,70	7.020,12	7.296,44	7.585,19	7.886,93	8.202,25	8.531,77
Índice Acum. de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
F. Caixa Livre Deflacionado	(20.700,00)	6.222,65	6.186,40	6.151,71	6.118,51	6.086,74	6.056,34	6.027,25	5.999,41
TIR Real	**24,54%**								
Pay-back Real (anos)	**3,35**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(20.700,00)	5.470,46	4.781,18	4.179,66	3.654,60	3.196,15	2.795,77	2.446,02	2.140,41
VPL @ 13,75% Real	**7.964,26**								

Para a configuração de instalação com 7 Indicadores de Falta - Alimentador A2.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		9.545,15	9.974,68	10.423,54	10.892,60	11.382,77	11.894,99	12.430,27	12.989,63
Despesas de Manutenção		(1.050,00)	(1.097,25)	(1.146,63)	(1.198,22)	(1.252,14)	(1.308,49)	(1.367,37)	(1.428,90)
Despesas de Depreciação		(3.018,75)	(3.018,75)	(3.018,75)	(3.018,75)	(3.018,75)	(3.018,75)	(3.018,75)	(3.018,75)
EBIT		5.476,40	5.858,68	6.258,17	6.675,63	7.111,88	7.567,75	8.044,15	8.541,98
IR e CS sobre EBIT		(1.861,98)	(1.991,95)	(2.127,78)	(2.269,71)	(2.418,04)	(2.573,04)	(2.735,01)	(2.904,27)
NOPLAT		3.614,42	3.866,73	4.130,39	4.405,91	4.693,84	4.994,72	5.309,14	5.637,70
(-) Depreciação		3.018,75	3.018,75	3.018,75	3.018,75	3.018,75	3.018,75	3.018,75	3.018,75
Fluxo de Caixa Bruto		6.633,17	6.885,48	7.149,14	7.424,66	7.712,59	8.013,47	8.327,89	8.656,45
Investimento	(24.150,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(24.150,00)	6.633,17	6.885,48	7.149,14	7.424,66	7.712,59	8.013,47	8.327,89	8.656,45
Índice Acum. de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
F. Caixa Livre Deflacionado	(24.150,00)	6.347,54	6.305,24	6.264,77	6.226,04	6.188,97	6.153,51	6.119,57	6.087,09
TIR Real	**19,74%**								
Pay-back Real (anos)	**3,84**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(24.150,00)	5.580,25	4.873,03	4.256,48	3.718,83	3.249,84	2.840,63	2.483,48	2.171,69
VPL @ 13,75% Real	**5.024,23**								

Para a configuração de instalação com 8 Indicadores de Falta - Alimentador A2.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		9.455,36	9.880,85	10.325,49	10.790,14	11.275,69	11.783,10	12.313,34	12.867,44
Despesas de Manutenção		(1.200,00)	(1.254,00)	(1.310,43)	(1.369,40)	(1.431,02)	(1.495,42)	(1.562,71)	(1.633,03)
Despesas de Depreciação		(3.450,00)	(3.450,00)	(3.450,00)	(3.450,00)	(3.450,00)	(3.450,00)	(3.450,00)	(3.450,00)
EBIT		4.805,36	5.176,85	5.565,06	5.970,74	6.394,67	6.837,68	7.300,63	7.784,41
IR e CS sobre EBIT		(1.633,82)	(1.760,13)	(1.892,12)	(2.030,05)	(2.174,19)	(2.324,81)	(2.482,21)	(2.646,70)
NOPLAT		3.171,54	3.416,72	3.672,94	3.940,69	4.220,48	4.512,87	4.818,41	5.137,71
(-) Depreciação		3.450,00	3.450,00	3.450,00	3.450,00	3.450,00	3.450,00	3.450,00	3.450,00
Fluxo de Caixa Bruto		6.621,54	6.866,72	7.122,94	7.390,69	7.670,48	7.962,87	8.268,41	8.587,71
Investimento	(27.600,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(27.600,00)	6.621,54	6.866,72	7.122,94	7.390,69	7.670,48	7.962,87	8.268,41	8.587,71
Índice Acum. de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
F. Caixa Livre Deflacionado	(27.600,00)	6.336,40	6.288,06	6.241,81	6.197,55	6.155,19	6.114,65	6.075,87	6.038,75
TIR Real	**15,30%**								
Pay-back Real (anos)	**4,41**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(27.600,00)	5.570,46	4.859,75	4.240,88	3.701,81	3.232,10	2.822,69	2.465,75	2.154,45
VPL @ 13,75% Real	**1.447,89**								

Para a configuração de instalação com 9 Indicadores de Falta - Alimentador A2.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		10.601,92	11.079,01	11.577,56	12.098,55	12.642,99	13.211,92	13.806,46	14.427,75
Despesas de Manutenção		(1.350,00)	(1.410,75)	(1.474,23)	(1.540,57)	(1.609,90)	(1.682,35)	(1.758,05)	(1.837,16)
Despesas de Depreciação		(3.881,25)	(3.881,25)	(3.881,25)	(3.881,25)	(3.881,25)	(3.881,25)	(3.881,25)	(3.881,25)
EBIT		5.370,67	5.787,01	6.222,08	6.676,73	7.151,84	7.648,33	8.167,16	8.709,34
IR e CS sobre EBIT		(1.826,03)	(1.967,58)	(2.115,51)	(2.270,09)	(2.431,62)	(2.600,43)	(2.776,83)	(2.961,17)
NOPLAT		3.544,64	3.819,42	4.106,57	4.406,64	4.720,21	5.047,90	5.390,32	5.748,16
(-) Depreciação		3.881,25	3.881,25	3.881,25	3.881,25	3.881,25	3.881,25	3.881,25	3.881,25
Fluxo de Caixa Bruto		7.425,89	7.700,67	7.987,82	8.287,89	8.601,46	8.929,15	9.271,57	9.629,41
Investimento	(31.050,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(31.050,00)	7.425,89	7.700,67	7.987,82	8.287,89	8.601,46	8.929,15	9.271,57	9.629,41
Índice Acum. de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
F. Caixa Livre Deflacionado	(31.050,00)	7.106,12	7.051,74	6.999,70	6.949,90	6.902,25	6.856,65	6.813,02	6.771,26
TIR Real	**15,21%**								
Pay-back Real (anos)	**4,43**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(31.050,00)	6.247,14	5.449,96	4.755,82	4.151,20	3.624,38	3.165,22	2.764,90	2.415,78
VPL @ 13,75% Real	**1.524,40**								

Para a configuração de instalação com 10 Indicadores de Falta - Alimentador A2.

Fluxo de Caixa	**Ano 0**	**Ano 1**	**Ano 2**	**Ano 3**	**Ano 4**	**Ano 5**	**Ano 6**	**Ano 7**	**Ano 8**
Perda de Receita Líq. Evitada		11.828,92	12.361,22	12.917,47	13.498,76	14.106,20	14.740,98	15.404,33	16.097,52
Despesas de Manutenção		(1.500,00)	(1.567,50)	(1.638,04)	(1.711,75)	(1.788,78)	(1.869,27)	(1.953,39)	(2.041,29)
Despesas de Depreciação		(4.312,50)	(4.312,50)	(4.312,50)	(4.312,50)	(4.312,50)	(4.312,50)	(4.312,50)	(4.312,50)
EBIT		6.016,42	6.481,22	6.966,94	7.474,51	8.004,93	8.559,21	9.138,44	9.743,73
IR e CS sobre EBIT		(2.045,58)	(2.203,61)	(2.368,76)	(2.541,33)	(2.721,67)	(2.910,13)	(3.107,07)	(3.312,87)
NOPLAT		3.970,84	4.277,60	4.598,18	4.933,18	5.283,25	5.649,08	6.031,37	6.430,86
(-) Depreciação		4.312,50	4.312,50	4.312,50	4.312,50	4.312,50	4.312,50	4.312,50	4.312,50
Fluxo de Caixa Bruto		8.283,34	8.590,10	8.910,68	9.245,68	9.595,75	9.961,58	10.343,87	10.743,36
Investimento	(34.500,00)								
Fluxo de Caixa Livre	(34.500,00)	8.283,34	8.590,10	8.910,68	9.245,68	9.595,75	9.961,58	10.343,87	10.743,36
Índice Acum. de Inflação	1,00	1,05	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42
F. Caixa Livre Deflacionado	(34.500,00)	7.926,64	7.866,22	7.808,40	7.753,07	7.700,12	7.649,45	7.600,97	7.554,57
TIR Real	**15,33%**								
Pay-back Real (anos)	**4,41**								
Índice Acum. de Desconto	1,0000	1,1375	1,2939	1,4718	1,6742	1,9044	2,1662	2,4641	2,8029
F. Caixa Livre Descontado	(34.500,00)	6.968,47	6.079,43	5.305,27	4.630,93	4.043,34	3.531,20	3.084,67	2.695,25
VPL @ 13,75% Real	**1.838,56**								