

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ESAÚ FIGUEROA ESCOTO

**DIAGNÓSTICO DE ALARMES EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA USANDO UM ALGORITMO GENÉTICO ADAPTATIVO**

Ilha Solteira

2016



ESAÚ FIGUEROA ESCOTO.

**DIAGNÓSTICO DE ALARMES EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA USANDO UM ALGORITMO GENÉTICO ADAPTATIVO**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia do Campus de Ilha Solteira – UNESP como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Especialidade: Automação.

Prof. Dr. FÁBIO BERTEQUINI LEÃO
Orientador

Ilha Solteira

2016



FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

F475d Figuroa Escoto, Esaú.
Diagnóstico de alarmes em sistemas de transmissão de energia elétrica usando um algoritmo genético adaptativo / Esaú Figuroa Escoto. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2016
67 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2016

Orientador: Fabio Bertequini Leão
Inclui bibliografia

1. Algoritmo genético adaptativo. 2. Diagnóstico de faltas . 3. Proteção de sistemas elétricos.

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Diagnóstico de Alarmes em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica utilizando um Algoritmo Genético Adaptativo.

AUTOR: ESAU FIGUEROA ESCOTO

ORIENTADOR: FABIO BERTEQUINI LEÃO

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



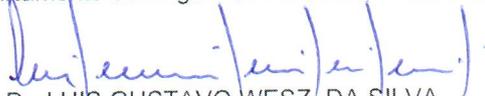
Prof. Dr. FABIO BERTEQUINI LEÃO

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Prof. Dr. JOSÉ ROBERTO SANCHES MANTOVANI

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



Prof. Dr. LUIS GUSTAVO WESZ DA SILVA

Departamento de Áreas Acadêmicas IV / Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás

Ilha Solteira, 26 de fevereiro de 2016

A minha família, minha mãe Erminda, meu Pai Saul, minha irmã Ruth.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por deixar-me percorrer um caminho iluminado de ensino e alegria.

A os meus pais Erminda Escoto e Saul Figueroa Pavón e minha irmã Ruth Nohemy por seu carinho e incondicional apoio em todos meus empreendimentos.

Ao professor Fabio Bertequini pela sua orientação, pelo apoio e pela confiança em mim depositada.

A Nerlyn Gutierrez por seu carinho e apoio incondicional.

Aos amigos que demonstraram sua amizade nos momentos mais difíceis Carlos Sabillón e Julia Rivera.

Aos companheiros do LaPSEE pela companhia durante estes anos.

A CAPES – Coordenação de aperfeiçoamento de pessoal de nível superior, pelo suporte financeiro oferecido para o desenvolvimento deste projeto.

“Instruye al niño en su camino y aun cuando fuere viejo no se apartara de el”

Proverbios 22:6

RESUMO

O problema de estimação de faltas ou diagnóstico de alarmes em sistemas de energia elétrica é identificar faltas em seções ou falhas em dispositivos através dos alarmes dos relés de proteção, disjuntores e outras informações recebidas pelo Supervisory Control and Data Acquisition System (SCADA). Este trabalho apresenta uma metodologia para resolver o problema de diagnóstico de alarmes em sistemas de energia, através de um modelo de otimização de programação binária irrestrita. Este modelo é desenvolvido com base no conjunto de coberturas mínimas que abrange a lógica e a filosofia dos projetos de proteção empregados por empresas de energia elétrica. A ideia principal é associar os alarmes dos relés de proteção relatados pelo sistema SCADA e com os estados esperados das funções de relé de proteção. Os estados esperados são modelados usando a filosofia de proteção utilizada por especialistas em empresas de energia elétrica. Um Algoritmo Genético Adaptativo (AGA) é desenvolvido para resolver o modelo de otimização de programação binária irrestrita. O AGA proposto tem a característica de usar somente dois parâmetros de controle, ou seja, o número de indivíduos na população e o número máximo de gerações. O algoritmo tem taxas de recombinação e mutação calibradas de forma dinâmica com base na saturação da população atual, tendo uma resposta imediata a possível convergência prematura para ótimos locais. A metodologia proposta para resolver o problema da localização de faltas foi implementada na linguagem de programação C++ e os testes foram feitos em um computador com processador Intel Core i7 com 2,2 GHz e 12 GB de memória RAM. O desempenho do algoritmo foi testado usando dados de um sistema elétrico real da região sul brasileira. A fim de mostrar o desempenho do AGA, os resultados do algoritmo foram comparados com um algoritmo genético clássico e um algoritmo imune. Os resultados mostraram que o AGA é superior aos algoritmos genético clássico e imune apresentando robustez e eficiência computacional. Além disso, a metodologia provou ser rápida e robusta e tem grande potencial para a localização de faltas em tempo real.

Palavras-Chaves: Algoritmo genético adaptativo. Diagnóstico de faltas. Proteção de sistemas elétricos.

ABSTRACT

The fault section estimation in electric power systems is to identify faults in sections or devices using information from protective relays, circuit breakers and other information received from Supervisory Control and Data Acquisition Systems (SCADA). This work presents a methodology to solve the fault section estimation problem in power systems, through a model based on an unconstrained binary programming optimization model. This model is developed based on the parsimonious set covering theory and the protection philosophy logic employed by electric companies. The main idea is to associate the alarms of the relay protection functions reported by the SCADA system with the expected states from the protective relay functions. The expected states are modeled using protection philosophy logic employed by experts in electric companies. An Adaptive Genetic Algorithm (AGA) is developed to solve the unconstrained binary programming optimization model. The proposed AGA has the characteristic to use only two control parameters, i.e., number of individuals in the population and maximum number of generations. The algorithm has automatic and dynamically calibrated recombination and mutation rates based on the saturation of the current population, having an immediate response to possible premature convergence to local optima. The methodology proposed to solve the problem of shortages sections location was implemented in the C++ programming language and the tests are done on a computer with Intel Core 7 Processor with 2.2 GHz and 12 GB of memory. The algorithm's performance was tested using data from the Brazilian Southern electric power system. In order to show the AGA performance, the algorithm results was compared with a classical genetic algorithm and an immune algorithm. The results have shown that AGA presents robustness and the efficiency was successfully verified. Considering the solutions of the tests, the AGA demonstrates better computational processing time, getting the right solution for every simulation. Furthermore, the method was proven to be fast and robust and has great potential for locating faults in electric power systems in real time.

Keywords: Adaptive genetic algorithm. Fault section estimation, Power system protection. Protective relaying.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Procedimento Geral de RNA para a estimativa de faltas em um sistema de energia	17
Figura 2: Sistema de teste para validar a metodologia proposta.....	18
Figura 3: Diagrama de fluxo de um Sistema Especialista.....	19
Figura 4: Estrutura geral do sistema de teste.....	20
Figura 5: Diagrama de blocos do algoritmo imunológico implementado.....	23
Figura 6: Zonas de Proteção Principal	33
Figura 7: Diagrama básico exemplificando a filosofia de proteção adotada.	36
Figura 8: Codificação proposta.....	47
Figura 9: Diagrama de blocos de AGA.....	51
Figura 10: Descrição do sistema teste, parte do sistema elétrico do sul brasileiro.....	54
Figura 11: Comportamento do AGA com os parâmetros de controle calibrados	59
Figura 12: Desempenho do AG e AGA caso 1	59
Figura 13 Comportamento de AGA, AG e AI para o caso 4	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Regras para a obtenção do primeiro e segundo termo de (7).....	43
Tabela 2: Comparação das meta-heurísticas de AGA, Algoritmo Imune e um AG.....	56
Tabela 3: 1000 Experimentos de AGA.....	61
Tabela 4: 1000 experimentos do AG.....	62
Tabela 5: 1000 experimentos de AI.....	63
Tabela 6: Diferença em tempo computacional (1000 simulações).....	64

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	12
1.2	SISTEMA SCADA	13
1.3	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO	14
1.4	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	15
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
3	MODELO MATEMÁTICO PARA O DIAGNÓSTICO DE ALARMES EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	26
3.1	INTRODUÇÃO	26
3.2	OBJETIVOS DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO	27
3.3	CONSIDERAÇÕES BÁSICAS PARA UM SISTEMA DE PROTEÇÃO	28
3.3.1	TIPOS DE FALTAS	28
3.3.2	CONSEQUÊNCIAS DAS FALTAS	28
3.3.3	CAUSAS DE FALTAS	29
3.3.4	CLASSIFICAÇÃO DAS FALTAS	29
3.4	FILOSOFIA GERAL DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO	30
3.4.1	LÓGICA DE ATUAÇÃO E FILOSOFIA DE PROTEÇÃO EMPREGADA NO TRABALHO	34
3.5	RELÉS DIFERENCIAIS (DP's)	37
3.6	RELÉS DE SOBRECORRENTE (OR's)	38
3.7	RELÉS DE DISTÂNCIA-PROTEÇÃO PRINCIPAL (MP's)	38
3.8	RELÉS DE DISTÂNCIA – PROTEÇÃO SECUNDÁRIA (BP's)	39
3.9	RELÉS DE DISTÂNCIA – PROTEÇÃO TERCIÁRIA (TP's)	39
3.10	FALHA DE DISJUNTOR (50BF)	40
3.11	MODELO DE PROGRAMAÇÃO BINÁRIA IRRESTRITO (PBI)	41
3.11.1	FUNÇÃO OBJETIVO	41
4	METODOLOGIA PROPOSTA PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA	44
4.1	INTRODUÇÃO	44
4.2	ALGORITMO GENÉTICO ADAPTATIVO	46
4.2.1	CODIFICAÇÃO	47
4.2.2	SELEÇÃO	47
4.2.3	RECOMBINAÇÃO E MUTAÇÃO	47
4.2.4	DIVERSIFICAÇÃO E AS TAXAS DE RECOMBINAÇÃO E MUTAÇÃO	48

5	TESTES E RESULTADOS.....	52
5.1	CONSIDERAÇÕES IMPORTANTES	52
5.2	ESTUDO DE CASO: SIMULAÇÃO 6.....	57
5.3	ESTUDO DE CASO: SIMULAÇÃO 7.....	58
5.4	DESEMPENHO DO AGA.....	58
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	65
6.1	CONCLUSÕES.....	65
6.2	TRABALHOS FUTUROS	65

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, o problema de estimação de seções de falta e falhas em dispositivos nos sistemas de energia elétrica é definido assim como os objetivos e contribuições do trabalho. O capítulo termina com a organização do texto.

1.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Em um sistema de energia elétrica deve-se considerar o fato de que as faltas aleatórias e inesperadas irão ocorrer, por isso é necessário fornecer-lhe os meios para tratamento. Por esta razão, os sistemas de energia elétrica devem incorporar um sistema de proteção que tem como objetivo minimizar os efeitos de diferentes tipos de defeitos que possam ocorrer, como curtos-circuitos, sobretensões e sobtensões, variações de frequência, etc.

Independentemente do ponto em que o defeito ocorra, a primeira reação do sistema de proteção é a de desligar a seção do circuito sob falta, de modo a impedir sua propagação e reduzir o tempo em que equipamentos permaneçam sobrecarregados. Uma vez que a falta e os seus efeitos foram neutralizados, continuar a fazer o necessário para restabelecer o mais rapidamente possível o sistema para a sua condição normal de operação.

Após a ocorrência de distúrbios com desligamentos definitivos, a prioridade é restaurar o sistema elétrico atingido. Para que o restabelecimento do sistema ocorra rapidamente, de modo a evitar danos aos consumidores e à concessionária, é essencial que a estimação dos eventos que produziram uma determinada sequência de alarmes ocorra de forma rápida, precisa e segura (JUNIOR, G. C.; ROLIM, J. G.; ZÜRN, 2004). Antes desta etapa é necessário:

1. Identificar (qual componente apresenta defeito), localizar (qual a localização no sistema) e diagnosticar (saber qual tipo de defeito), a partir da seleção da(s) hipótese(s) mais provável (eis) a ocorrência do defeito;
2. Efetuar manobras para isolar o componente com defeito;
3. Restaurar as partes do sistema atingidas pelo desligamento, mas que não estão sob falta;

4. Caso haja necessidade, as equipes de manutenção são deslocadas para que o equipamento sob defeito possa ser reparado (geralmente ocorre quando determinadas proteções operam desenergizando o equipamento protegido);
5. Finalmente, restaurar a(s) parte(s) onde ocorreu o defeito.

1.2 SISTEMA SCADA

Os sistemas de automação elétricos basicamente têm uma ou mais conexões para o exterior do sistema. Conexões de comunicações comuns incluem centros de operação, centros de manutenção e centros de engenharia. A maioria dos sistemas de automação conecta-se através de um sistema SCADA tradicional servindo às necessidades de operação em tempo real da subestação que é controlada através dos centros de operações por meio de uma rede de comunicação (ACKERMAN, 2006). Ou seja, o sistema SCADA básico interconecta dois ambientes distintos: a subestação e o centro de operações. Interfaces para equipamentos da subestação, fontes de conversões e comunicações completam o sistema. O ponto terminal para um sistema SCADA tradicional é uma RTU (remote terminal unit) onde ocorre a interface entre a comunicação e os equipamentos da subestação.

As RTUs recolhem informações do sistema elétrico, elas transmitem essas informações para um centro de controle/operação, onde o SCADA central apresenta-as aos operadores através de uma IHM (Interface Homem-Máquina). A IHM permite ao operador monitorar e alterar os parâmetros do sistema elétrico em tempo real através de plataformas gráficas.

A principal função do sistema SCADA ou sistema de automação é medir as atividades dos sistemas de energia, processando as medidas e relatando os dados aos centros de operação. A fonte dos dados medidos são TPs (Transformadores de Potencial) e TCs (Transformadores de Corrente).

Os valores de tensão e corrente medidos pelos TPs e TCs, respectivamente, são injetados em dispositivos conhecidos como IEDs. Estes têm recursos capazes de disponibilizar informações importantes sobre o sistema, seja ela operacional ou não operacional. O desafio das concessionárias é então determinar um padrão de integração que possa atender suas necessidades específicas.

IEDs são definidos como qualquer dispositivo incorporando um ou mais processadores com capacidade de receber ou transmitir dados/controles de/ou para uma fonte externa (medidores multifuncionais eletrônicos, relés digitais, CLPs - Controladores Lógico Programáveis etc) (MCDONALD, 2003).

1.3 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

O objetivo principal deste trabalho é propor uma metodologia capaz de ser uma ferramenta útil para os operadores dos centros de operação para a análise e interpretação de uma maneira mais rápida e eficiente os alarmes informados pelos sistemas SCADA.

O modelo matemático empregado para a resolução do problema é baseado no modelo proposto em Leão, Pereira e Mantovani (2010) e é formado por duas partes fundamentais:

1. Modelo de operação de sistema de proteção: conjunto de equações dos estados esperados das funções de proteção dos relés do sistema elétrico, baseadas na lógica de operação das funções de proteção diferencial, sobrecorrente e distância e também usando os critérios que definem a filosofia de proteção adotada.
2. Modelo de Programação Binária Irrestrita (PBI): é estabelecido através de uma função objetivo formulado com base na teoria de cobertura parcimoniosa (parsimonious set covering theory) desenvolvida por Peng e Reggia (1990) e busca a associação entre os alarmes informadas (pelo sistema SCADA) aos operadores e os estados esperados das funções de proteção dos relés formulados na primeira parte. Para resolver o modelo de PBI é proposto um Algoritmo Genético Adaptativo (AGA). O AGA possui como característica principal somente a necessidade de calibração de dois parâmetros de controle sendo o critério de parada e o número de indivíduos da população.

A metodologia proposta neste trabalho possui características próprias fundamentais e suas vantagens com respeito a outras metodologias de origem evolutiva que já existem na literatura, porém, tem muitos parâmetros que devem ser calibrados, o que fazem destas metodologias mais difíceis de utilizar.

1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

A dissertação está organizada da seguinte forma. No capítulo 2 apresenta-se uma revisão da literatura das principais metodologias desenvolvidas para a resolução do problema de localização de seções em falta em sistemas de energia elétrica. No capítulo 3 é apresentada de maneira ampla a formulação do modelo matemático para resolver o problema de estimação de seções em falta em sistemas de potência. No capítulo 4 é apresentado o algoritmo genético adaptativo proposto para a solução do modelo de programação binária irrestrita. No capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos para aplicação da metodologia em um sistema teste que forma parte do sistema de transmissão elétrica do sul do Brasil. Finalmente no capítulo 6 estão às conclusões e algumas ideias de trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos após da dissertação.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo serão apresentadas as publicações de trabalhos que expõem e descrevem o estado da arte do problema de localização de faltas em sistemas de energia elétrica.

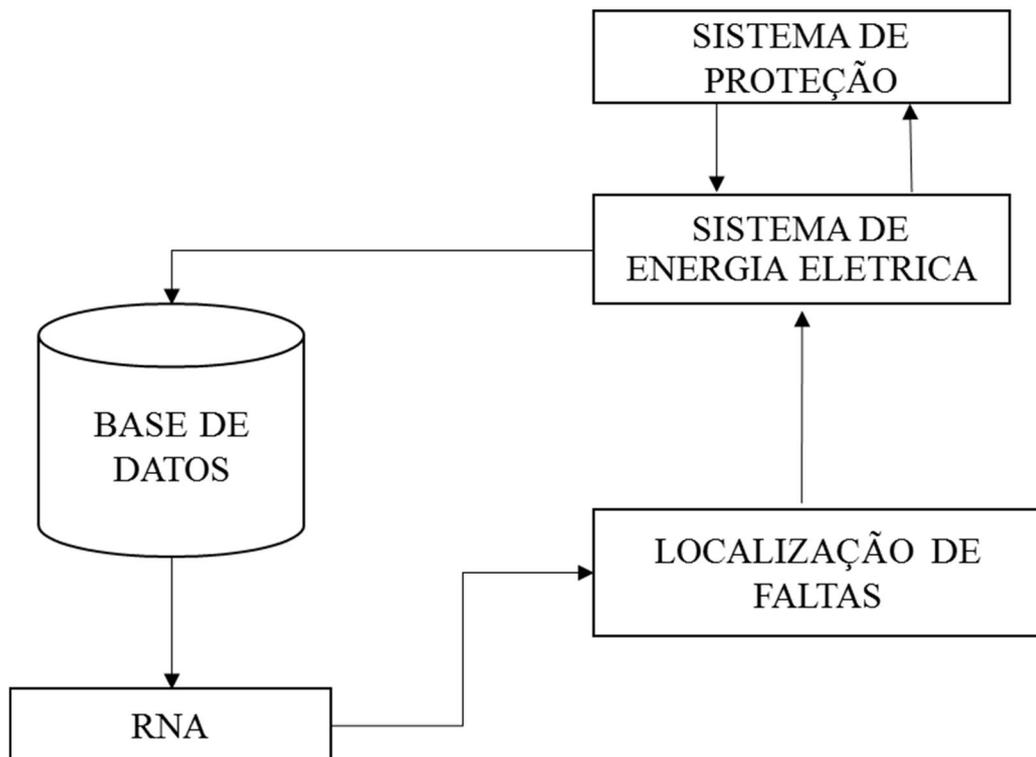
Em Wen, Chang (1998b) utilizando o método de Tabu Search (TS), faz uma aproximação integral de uma estimativa de faltas usando os estados esperados das funções de proteção dos relés, fornecendo informações do sistema que não estão disponíveis para os centros de despacho de energia. O método utiliza informações operacionais incompletas de relés de proteção e informações de disjuntores, e é capaz de lidar com as confiabilidades operacionais de relés de proteção e disjuntores. Em primeiro lugar, com base na relação lógica entre as seções em falta, a operação do relé de proteção e do disjuntor, é apresentada um modelo de programação binária para a estimação de faltas e identificação do estado de relés de proteção não observadas. O modelo desenvolvido é fundamentado na teoria “possibilistic-diagnosis” sob o conjunto de coberturas mínimas. Neste modelo, o problema da estimativa de faltas sob informações incompletas de relés de proteção é tratado de uma maneira formal e sistemática, e as confiabilidades operacionais de relés de proteção e disjuntores são consideradas, ao mesmo tempo.

Em segundo lugar, o método TS é usado para resolver este modelo de programação binária para encontrar a melhor solução de forma eficiente. Além disso, tem-se um método para a identificação das faltas em sub-redes, que incluem todas as seções defeituosas usando a informação dos disjuntores em tempo real. Resultados do teste extensivo usando um sistema de energia da literatura demonstraram a exatidão do modelo matemático desenvolvido e a eficiência do método baseado em Tabu Search para sua solução. Segundo palavras dos autores a principal contribuição desta metodologia reside no desenvolvimento de um método formal e sistemático para o problema de estimativa de seção de falta a sob informações incompletas de relés de proteção. Além disso, é proposto um novo conceito de identificação do estado para os relés de proteção não observados, e um método de identificação do estado eficiente é desenvolvido.

No trabalho de Aygen (1999) os autores afirmam que a localização de falta é importante para que o sistema de energia seja restaurado para o estado de operação normal após a seção defeituosa seja isolada. Nesse estudo, utiliza-se a abordagem via rede neural artificial (RNA) onde se propõe estimar a seção defeituosa no sistema de energia usando as informações a

partir dos relés de proteção e disjuntores. O método é aplicado a um sistema onde são considerados esquemas de proteção de linha, barras, e transformador mostrando bons resultados. O procedimento geral para o diagnóstico de faltas usado pelos autores é dado na **Figura 1**. Os estados dos relés e disjuntores são adotados como entradas para a rede neural. Se o relé está atuado, então a entrada do relé é 1. Se o relé não foi atuado, então a entrada é 0. Do mesmo modo, se o disjuntor está aberto, a entrada é 1, e se o disjuntor está fechado, a entrada é 0. A saída da rede neural depende da topologia do sistema. O vetor de saída tem dimensão igual ao número de seções protegidas. Se a falta está na seção especificada, em seguida, o vetor de saída é 1, ou 0 de outra forma. Para provar a metodologia foram criados cenários de faltas no sistema de energia para o treinamento de padrões de RNA usando a estrutura baseada em regras definidas pelos autores.

Figura 1 - Procedimento Geral de RNA para a estimativa de faltas em um sistema de energia

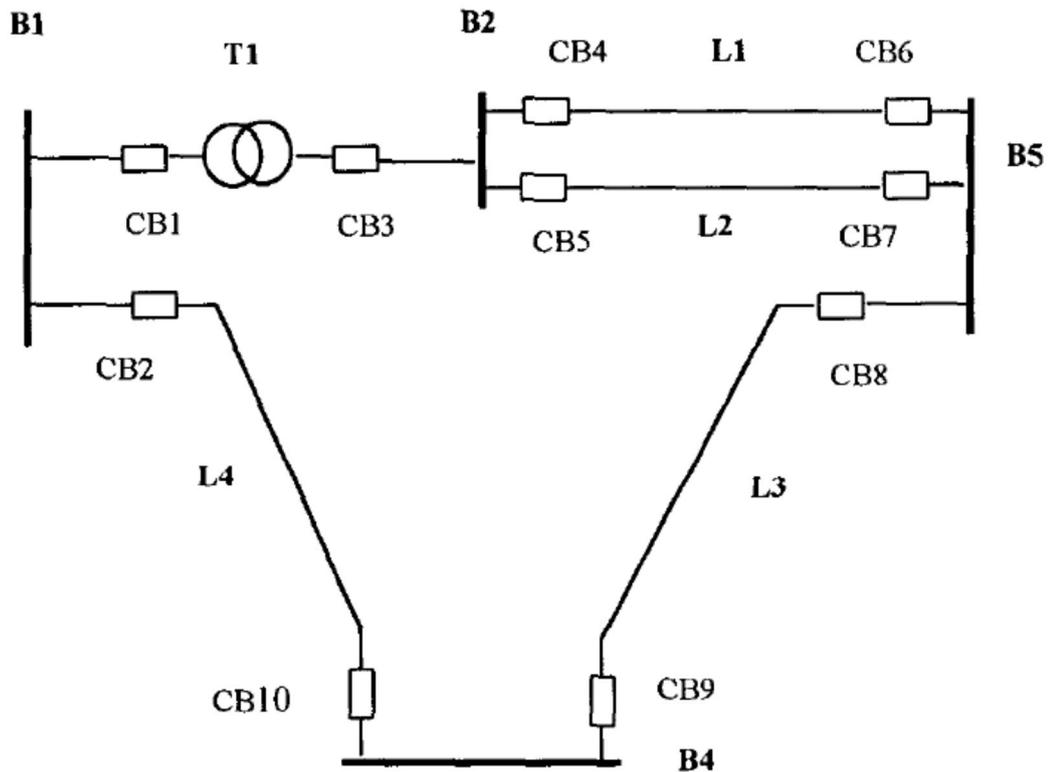


Fonte: Adaptado (AYGEN, 1999).

Ao criar cenários de falta foram consideradas apenas faltas simples. Isto porque é considerado no trabalho que a rede neural pode fazer generalização para casos de faltas múltiplas. No sistema de energia elétrica que se apresenta na **Figura 2** alguns dos cenários de

possíveis faltas no sistema são usados para gerar conjuntos padrões de formação com base na regra de base estrutura, considerando os relés atuados e circuito aberto de disjuntores. No treinamento da RNA, os resultados de saída são as seções em falta estimadas.

Figura 2 - Sistema de teste para validar a metodologia proposta

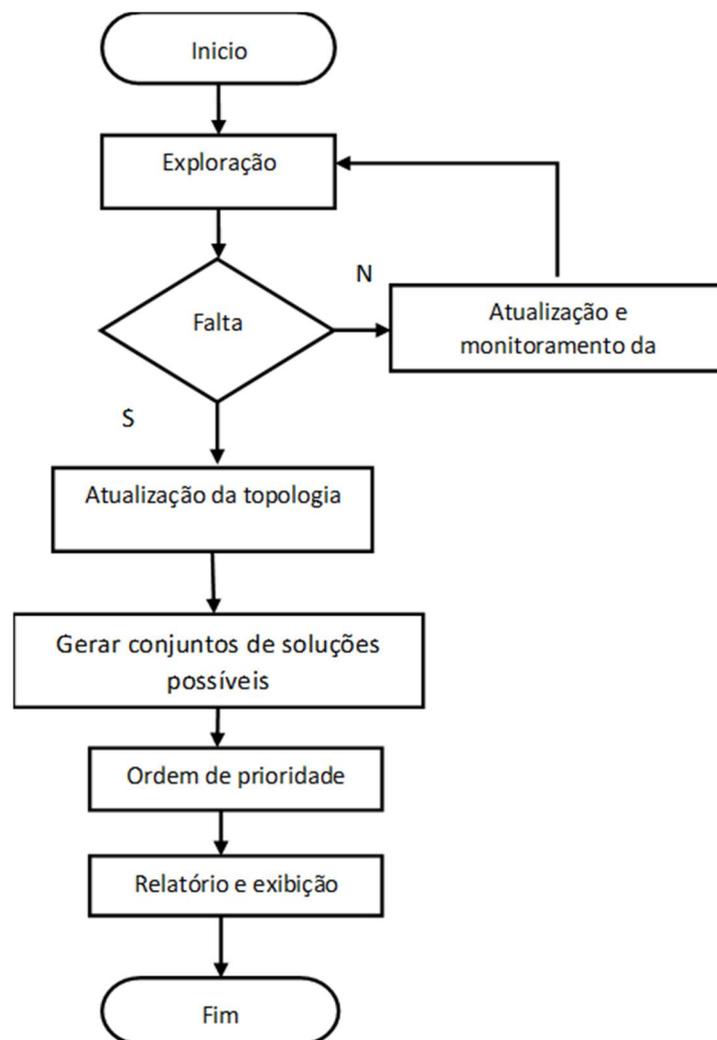


Fonte: Adaptado (AYGEN , 1999)

Seguindo a ordem cronológica, Lee, Ahn e Park (2000) apresentam um sistema especialista prático para o diagnóstico de várias falhas que podem ocorrer em subestações de distribuição de energia elétrica. O processo “Backward” de raciocínio inexato é aplicado para a estimativa da seção sob falta utilizando o conhecimento da topologia da rede, as regras de funcionamento de dispositivos de proteção, conhecimento heurístico de operadores e alarmes instantâneos. Foi testado o sistema em um centro de controle na Coréia como parte de um sistema de orientação inteligente para operadores SCADA. A **Figura 3** ilustra o diagrama de fluxo da metodologia proposta pelos autores. No estado normal, o sistema especialista principal monitora os estados de dispositivos de comutação e atualiza os dados da topologia se algumas mudanças são detectadas a partir dos dados periodicamente examinados no SCADA. Quando um conjunto de alarme é recebido do SCADA devido à alguma falta, o pré-

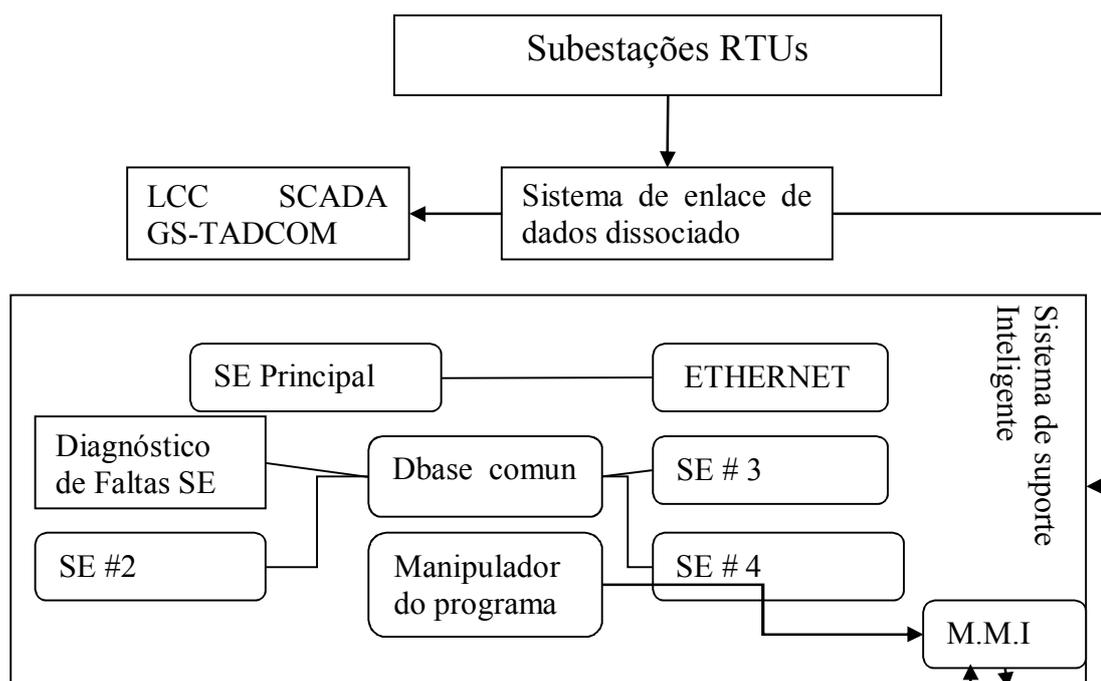
processamento é necessário porque cada um dos alarmes originais é de apenas alguns bytes de códigos digitais. O sistema principal converte os códigos para os predicados linguísticos. Como próximo passo, o sistema principal salva os estados anteriores de dispositivos como os dados de pré-falta, atualiza a topologia, e aciona o sistema de diagnóstico. Neste ponto, o sistema de diagnóstico gera as soluções possíveis, uma por uma. O método de raciocínio “Backward” é utilizado nesta fase. O próximo passo é o processo de ordem de prioridade, baseado na possibilidade de cada solução. Para a geração das hipóteses, é utilizada uma base de dados dinâmica. Finalmente, quando o relatório é gerado, o sistema especialista principal aciona o sistema especialista que ajuda na transferência das informações e estimativa de seções sob falta.

Figura 3 - Diagrama de fluxo de um Sistema Especialista



Como já foi mencionado o sistema especialista proposto foi instalado num sistema de orientação inteligente prático para os operadores SCADA. A **Figura 4** ilustra a estrutura geral do sistema de prova. Um sistema SCADA menor (GS-TADCOM 1000) compartilha os dados com o sistema de orientação inteligente usando o sistema de enlace de dados duplo. O sistema inteligente consiste de um sistema especialista principal e quatro subsistemas especialistas que são subsidiários do sistema proposto, o sistema de diagnóstico de falhas para o sistema de transmissão, e os sistemas de auxílio à restauração. O sistema tinha sido originalmente desenvolvido para fins de sistema de automação de subestações. Mas foi aplicado ao sistema SCADA como uma parte do sistema de orientação inteligente devido a sua generalidade. O sistema pode diagnosticar qualquer tipo de falta dentro de um segundo, mesmo nos casos mais complexos.

Figura 4 - Estrutura geral do sistema de teste.



Fonte: Adaptado (LEE; AHN; PARK, 2000)

Bedekar, Bhide e Kale (2009) desenvolvem uma nova abordagem neuro-genética para a localização de seções sob falta no sistema de energia elétrica. Eles propõem um procedimento para obter a função objetivo utilizando uma rede neural artificial (RNA). Depois eles empregam um algoritmo genético como método de otimização da função objetivo, esta função objetivo é utilizada para resolver o problema de localização de seções sob faltas. Como

método de treinamento da rede neural usou-se a lei do Hebb, que utiliza equações algébricas lineares, para representar objetivos, em termos de alarmes de relés e disjuntores. Isto resulta em uma única função objetivo, o que leva a uma redução do tempo necessário para processar o AG, para identificar a seção sob falta. A abordagem proposta é testada em vários sistemas testes. Os resultados mostram essa abordagem neuro-genética que pode encontrar eficientemente a solução, mesmo no caso de faltas múltiplas ou em caso de falhas de relés/disjuntores. Assim, a principal contribuição deste trabalho inclui a obtenção da função objetivo simples usando RNA e empregando a mesma para o diagnóstico de faltas utilizando como técnica de solução um Algoritmo Genético (AG).

Em casos reais (BEDEKAR; Bhide; KALE, 2009), há dificuldades em localizar as seções sob falta. Se houver alguma falha na operação de relés de proteção primária ou principal e/ou disjuntores, é esperado que a falta seja eliminada por proteções de retaguarda. Em tal caso, a área desenergizada pode ser muito grande e se torna difícil aos operadores identificar e localizar no sistema a seção sob falta. Se houver falta múltiplas, a situação torna-se ainda mais complicada e difícil de resolver. Na prática os operadores devem, antes de se realizar a localização de falta, considerar as seguintes hipóteses:

1. Todos os relés e disjuntores estão em seus estados finais na situação pós-falta. Portanto, os estados atuado/não atuado e aberto/fechado de relés e disjuntores, respectivamente, podem ser representados por valores binários, e pode ser considerado como dados de alarmes para identificar e localizar a seção faltosa.
2. Nenhum relé opera por si só, sem uma falta em sua zona de proteção e nenhum disjuntor abre por si só, sem o relé associado enviar o sinal de trip.
3. As operações de relé ou disjuntor podem falhar, e o relé e/ou disjuntor sob falta deve (m) ser identificado (s) pelo operador.

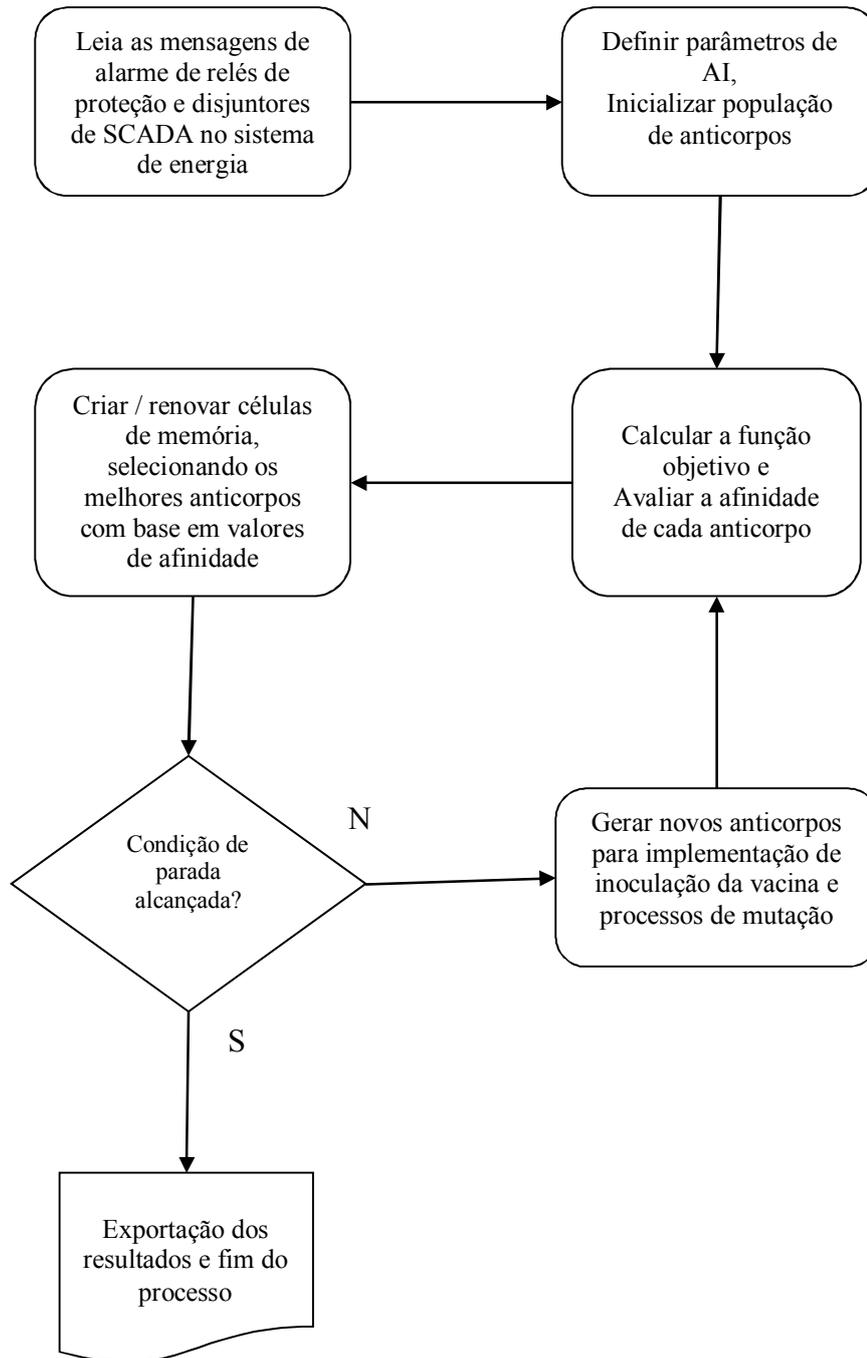
Em Huang e Liu (2011) um algoritmo imunológico foi proposto para resolver o problema de estimação de seção sob falta. Simulando as relações entre anticorpos e antígeno em um sistema imunológico, basicamente o método propõe adicionar uma vacina no processo de inoculação na expectativa de melhorar ainda mais o desempenho computacional e com isso fazer uma localização de falta mais rápida.

Fundamentalmente o método está baseado no sistema imune onde o agente patogênico externo invade o corpo, e assim os linfócitos produzirão os anticorpos tais como células B e T, com o objetivo de eliminar os antígenos das células, assim evitando que o corpo seja infectado. Enquanto isso, algumas células B se tornarão células de memória para efetivamente eliminar qualquer antígeno similar futuro. Imitando esta interação entre anticorpos e antígeno, o algoritmo imunológico é formulado para resolver problemas de otimização em engenharia, em que o antígeno representa uma função objetivo, juntamente com suas restrições correspondentes e o anticorpo representa a solução para o problema.

A **Figura 5** descreve os principais blocos do algoritmo imunológico (AI) que são: o modelo imune onde uma população de anticorpos N é formada em primeiro lugar, que incluem genes M para cada anticorpo. O conjunto completo de anticorpo pode ser representado por uma matriz. A segunda parte do bloco é a extração de vacina e inoculação. No algoritmo imunológico, o reconhecimento de modelo, bem como características de memória são utilizados simultaneamente.

Nomeadamente, um antígeno pode ser reconhecido por um anticorpo durante o processo de iteração, enquanto a população de anticorpos deve ser mantida suficientemente diversa para garantir uma convergência adequada. No trabalho de Huang e Liu (2011), a extração de vacinas e processos de inoculação empregam as mensagens características de melhores soluções para renovar a população de anticorpos. A característica de mensagem pode ser extraída a partir do alelo de anticorpo com um padrão semelhante em células de memória; daí a exploração no espaço decisão pode ser adicionalmente melhorada.

Figura 5 - Diagrama de blocos do algoritmo imunológico implementado.



Fonte: Adaptado (HUANG; LIU, 2011)

Oliveira (2013) sugere uma nova metodologia para localização de faltas em sistemas de energia elétrica com base em um modelo de programação binária inteira (PBI). A principal motivação para o trabalho é o desenvolvimento de uma ferramenta para o processamento dos alarmes reportados ao centro de controle do sistema, para apoiar as decisões do operador depois de perturbações, a fim de aumentar a confiabilidade do serviço e reduzir o tempo de

restabelecimento da energia. O modelo PBI classifica os alarmes informados pelo sistema SCADA para estimar a seção sob falta e também para identificar os dispositivos de proteção que falharam. A metodologia proposta para a localização de faltas utiliza, uma análise de dois níveis para tratar o grande número de alarmes e reduzir o tempo de diagnóstico. Para isso, primeiro é desenvolvida uma heurística construtiva usando informações de esquemas de proteção para classificar as falhas nos equipamentos. Depois fazem uma análise que envolve a formulação de um modelo de programação binária inteira (PBI), a fim de identificar a operação incorreta dos dispositivos de proteção e estimar a localização da falta. Um sistema de energia teórico foi usado para obter alguns resultados preliminares. No entanto, o sistema teste não considera sistemas de proteção mais complexos.

Em Huang (2013) é apresentado um algoritmo de otimização aproximado que simula o crescimento de plantas e o comportamento da colônia de abelhas para resolver o problema de estimação da seção sob falta em um sistema de energia elétrica. Esta abordagem é proposta porque a capacidade de busca local da técnica de otimização baseada em colônia de abelhas é altamente dependente de decisões de parâmetros. Uma seleção de parâmetros inadequado pode afetar a eficiência computacional. Este artigo, portanto, adicionou o algoritmo de simulação de crescimento de plantas para melhorar a otimização de acasalamento das abelhas para que o trabalho de realização de parametrização possa ser reduzido, enquanto a busca global possa ser melhorada. A fim de validar a eficácia deste método são utilizados sistemas testes e sistemas reais.

Ren, Gao e Li (2013) propõem uma técnica de solução baseada no algoritmo Harmony Search (HS). Este é um dos novos algoritmos heurísticos de otimização introduzido pela primeira vez (segundo o autor) para resolver o problema de localização de faltas em sistemas de energia elétrica. O algoritmo HS foi desenvolvido em uma analogia com o processo de improvisação onde os músicos sempre tentam melhorar sua técnica em tocar o instrumento para obter uma melhor harmonia. O tom de cada instrumento musical determina a qualidade certa da harmonia, assim como a função objetivo atribuída ao conjunto de variáveis. O algoritmo HS tem sido aplicado com sucesso a vários problemas de otimização. O procedimento de otimização do algoritmo HS é o seguinte:

- Inicializar o problema de otimização e os parâmetros do algoritmo.
- Inicializar a memória harmônica.

- Improvisar uma nova memória harmônica.
- Atualizar a memória harmônica.
- Verificar o critério de parada. Caso contrário, repita o processo.

Neste capítulo foram apresentadas as revisões bibliográficas de alguns trabalhos desenvolvidos, descrevendo cada uma deles. A partir da revisão bibliográfica pode-se concluir que a estimação de seções sob falta deve ser executada em tempo adequado de modo que a restauração do sistema seja rápida após a eliminação da falta. Também se precisa de um diagnóstico muito confiável de modo a auxiliar os operadores dos centros de controle modernos a identificar e localizar corretamente as seções sob falta com base nos alarmes informados pelo sistema SCADA.

3 MODELO MATEMÁTICO PARA O DIAGNÓSTICO DE ALARMES EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentado o desenvolvimento do modelo matemático para o diagnóstico de alarmes em sistemas de energia elétrica.

O modelo matemático para o diagnóstico de alarmes é constituído por duas partes: (1) modelo matemático do funcionamento do sistema de proteção que considera o conhecimento do operador em relação a lógica de atuação da proteção e a filosofia de proteção empregada no sistema que deve proteger. Trata-se de um conjunto de equações dos estados esperados das funções de proteção dos relés que consideram a filosofia de proteção usada por especialistas no projeto de proteção, referente a seletividade e coordenação; (2) modelo de programação binária irrestrita baseado na minimização de uma função objetivo que leva em consideração a teoria do conjunto de coberturas mínimas (LEÃO; PEREIRA; MANTOVANI, 2010).

Para fornecer energia elétrica dentro dos padrões de qualidade e segurança, um sistema de transmissão de energia elétrica deve dispor de sistemas altamente confiáveis que permitem a redução do tempo para se executar as funções de proteções, causadas por descargas atmosféricas, falhas nos equipamentos, curtos-circuitos, entre outras.

Os modernos sistemas de controle e supervisão, que compõem os sistemas de proteção de uma subestação, têm dispositivos tecnológicos avançados, eles não estão livres de sofrerem danos pela natureza, causando as falhas. O equipamento de proteção em um sistema de energia tem como finalidades não somente evitar danos permanentes aos equipamentos, mas também, reduzir o tempo de interrupção do fornecimento de energia causado por faltas (SOUZA, 2008).

O modelo matemático de operação do sistema de proteção para este trabalho, representa o comportamento das funções de proteção de cada relé alocado na rede por meio do equacionamento matemático dos estados esperados das funções de proteção. Essas equações são desenvolvidas de maneira genérica e estritamente matemática e levam em consideração os alarmes informados pelo SCADA do sistema de proteção quando ocorre uma falta, sendo como atuado (1) ou não atuado (0) de cada função de proteção e sendo os estados das seções: linhas de transmissão, barramentos e transformadores, como em falta (1) ou normal (0).

O modelo matemático representa o modelo aplicado em sistemas de transmissão de energia elétrica considera o equacionamento dos estados esperados das funções de proteção dos relés do sistema. Estas funções de proteção são definidas como atuadas (1) quando a função de proteção é atuada devido a uma corrente de falta em sua zona de proteção. Ou (0) quando, é não atuada. Também são considerados os estados de operação dos disjuntores do sistema (aberto (1) ou fechado (0)). As seções do sistema, são modeladas como os transformadores, linhas de transmissão e barras.

A função objetivo baseada em um modelo de programação binária irrestrita tem duas características que denotam sua importância: (1) usa os conceitos dos conjuntos de cobertura parcimoniosa detalhado em (LEÃO, 2011) que criam possíveis soluções que apresentam as seções com a maior probabilidade de estar sob falta; (2) ela associa os alarmes informados pelo sistema SCADA com os estados esperados das funções de proteção e disjuntores alocados no sistema elétrico.

3.2 OBJETIVOS DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO

Segundo Ramirez (2005) os objetivos gerais de um sistema de proteção resumem-se como segue:

- Proteger eficazmente as pessoas e equipamentos.
- Reduzir a influência das faltas nas linhas e equipamentos.
- Monitorar o sistema de energia durante 100% do tempo.
- Detectar condições de falta monitorando continuamente variáveis do sistema de energia elétrica, ou seja, tensão, corrente, potência e impedância.

A principal função de um sistema de proteção é essencialmente assegurar a desconexão de todo elemento do sistema elétrico ou parte dele submetido a qualquer anormalidade que o faça operar fora dos limites planejados. Existe também uma função secundária, que é para fornecer as informações necessárias aos operadores responsáveis dos centros de controle do sistema elétrico, de modo a facilitar a identificação dos defeitos e por tanto sua recuperação.

Independentemente da seção em que ocorre a falta, a primeira reação do sistema de proteção é a de desligar a seção em falta, para impedir a propagação do defeito e reduzir o tempo ao qual o equipamento está sob falta. Quando essas consequências dão origem a condições inaceitáveis para alguns elementos, o sistema de proteção deve agir de forma a desligar o circuito ou equipamento afetado.

Uma vez que a falta e seus efeitos foram neutralizados, procede-se para executar as ações necessárias para restaurar o sistema tão rapidamente quanto possível para as suas condições iniciais de operação.

A função secundária de relés de proteção e disjuntores no sistema elétrico pode ser atribuída a indicar o local e o tipo de falta que ocorreu. Estes dados não só ajudam na reparação do sistema, mas também em comparação com as observações humanas e os registros automáticos, proporcionam um meio para analisar a eficácia de prevenção de falhas e as características de atenuação incluindo o próprio sistema de proteção.

3.3 CONSIDERAÇÕES BÁSICAS PARA UM SISTEMA DE PROTEÇÃO

3.3.1 Tipos de faltas

Define-se falta como qualquer alteração imprevista nas entradas operacionais de um sistema de energia elétrica. Também pode ser chamada de perturbação e pode ser causada por condições inerentes a operação do sistema de energia (curtos-circuitos, sobrecargas e flutuações de tensão); e devido a ações externas ao sistema de energia (queda de raio, objetos estranhos sobre a rede, condições ambientais, vandalismo). De maneira geral as perturbações no sistema de causa externa evoluem para condições inerentes às faltas causadas no sistema, como é o caso dos curtos-circuitos causados devido a um objeto ter tocado o cabo.

3.3.2 Consequências das faltas

Ao alterar as condições de funcionamento de um sistema elétrico apresentam-se consequências não desejadas que alterem o equilíbrio esperado, elas são as seguintes:

- Correntes de curto-circuito causam superaquecimento e queima de condutores e equipamentos associados;
- Flutuações graves de tensão;
- Desequilíbrios que causam mal funcionamento de equipamentos;
- Flutuações de energia;
- Instabilidade do sistema de energia;
- Falta de energia prolongada causando desde simples desconforto até grandes perdas econômicas, dependendo se esta falta é residencial, comercial ou industrial;
- Danos graves para os equipamentos e pessoas;
- O aparecimento de tensões perigosas em diferentes pontos do sistema.

3.3.3 Causas de faltas

As causas mais comuns de faltas nos sistemas elétricos são:

1. Sobretensão devido a descargas atmosféricas;
2. Quebra de condutores, isoladores e estruturas de apoio devido aos ventos, terremotos, gelo, árvores, automóveis, equipamentos de escavação, vandalismo, etc, causando curto-circuito na rede;
3. Danos no isolamento causado por roedores, aves, cobras, etc, o que pode ter como consequência curtos-circuitos.

3.3.4 Classificação das faltas

As faltas são classificadas quanto a duração em temporárias ou permanentes. As faltas temporárias são aquelas em que havendo a operação de um equipamento de proteção, a causa do defeito desaparece e, por tanto, o sistema funciona normalmente depois de religado. As

causas mais comuns de faltas temporárias são: descargas atmosféricas, contatos momentâneos entre condutores, abertura de arco elétrico e materiais sem isolamento adequada. Por outro lado, as faltas permanentes são aquelas em que é necessária a intervenção do homem para que se corrija o defeito causador da interrupção antes de se religar o equipamento operado. Eventualmente, uma falta do tipo transitória ou temporária pode evoluir para uma falta do tipo permanente caso não haja uma operação adequada dos equipamentos de proteção.

3.4 FILOSOFIA GERAL DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO

A proteção de sistemas de energia é considerada uma arte e uma ciência, baseado em princípios científicos e de engenharia. O procedimento básico do projeto de qualquer sistema de proteção é: 1) calcular as correntes de falta/curto-circuito inerentes ao sistema elétrico que se deseja proteger; 2) as correntes calculadas são confrontadas com as características nominais dos equipamentos do sistema elétrico considerando o tempo de atuação da proteção e 3) a partir da condição anterior, determina-se a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção.

Também são consideradas outras técnicas que não são bem definidas como as regras para especificar as zonas de proteção, localização de equipamentos de proteção e os tipos de proteção de acordo com sua localização. Outras considerações que são características de cada sistema de alimentação tal como localização e da natureza das cargas e as condições ambientais do circuito a ser protegido devem ser levadas em conta na concepção do sistema de proteção. Para que o sistema de proteção cumpra adequadamente com a sua finalidade ele deve:

- Isolar a menor parte possível do sistema no caso de alguma falta, ou isolar o curto-circuito tão próximo quanto possível de sua origem;
- Efetuar o isolamento do curto-circuito em um tempo mínimo a fim de reduzir os danos aos condutores e equipamentos.

Para alcançar os objetivos para os quais a proteção é projetada ela deve apresentar as seguintes características (ANDERSON, 1999):

- **Seletividade:** a proteção deve somente isolar a parte do sistema atingida pelo defeito/falta, mantendo a continuidade do serviço das demais partes do sistema. A seletividade determina a coordenação da proteção. Esta pode ser definida como o ato ou efeito de dispor dois ou mais equipamentos de proteção em série segundo certa ordem, de forma a atuarem em uma sequência de operação preestabelecida. O objetivo da coordenação, então, é evitar que faltas transitórias causem a operação de dispositivos de proteção que não tenham religamentos automáticos e que, no caso de defeitos permanentes, a menor quantidade possível do sistema fique desligada. O estudo da coordenação e da seletividade é feito pela superposição das curvas características tempo versus corrente dos diversos equipamentos em um gráfico bi-log, com o objetivo de definir as temporizações mais adequadas para cada equipamento.

- **Rapidez e velocidade:** capacidade de resposta dentro do menor tempo possível de modo a:
 - Assegurar a continuidade do suprimento e a manutenção de condições normais de operação nas partes não afetadas do sistema;
 - Auxiliar na manutenção da estabilidade do sistema pela remoção do distúrbio antes que este se espalhe e conduza a uma perda de sincronismo e, conseqüentemente, ao colapso do sistema de potência;
 - Evitar ou reduzir a extensão dos danos ao sistema dado que a energia liberada durante uma falta é proporcional ao quadrado da corrente e à duração da falta.

- **Sensibilidade:** capacidade do sistema de proteção de identificar uma condição anormal que excede um valor limite ou de pickup para a qual inicia uma ação de proteção quando as grandezas amostradas excedem o valor limite. A sensibilidade refere-se ao nível mínimo de operação - corrente, tensão, potência, etc. - de relés ou de esquemas de proteção. É a capacidade de resposta dentro de uma faixa esperada de ajuste, ou seja, é a capacidade da proteção responder às anormalidades nas condições de operação, e aos curtos-circuitos para os quais foi projetada.

- **Confiabilidade:** probabilidade de um componente, equipamento ou sistema funcionar corretamente quando sua atuação for requerida. A confiabilidade tem dois aspectos:
 - **Confiança:** é a certeza de uma operação correta mediante a ocorrência de uma falta – o relé deve operar na presença das faltas que estão dentro da zona de proteção; é o grau de certeza de não omissão de disparo;
 - **Segurança:** é o grau de certeza de não haver operação indesejada - o relé não deve operar desnecessariamente para faltas fora da zona de proteção ou na ausência de faltas no sistema. Segurança é a probabilidade de uma função ser executada quando desejada.

O sistema de proteção deve ser seguro, ou seja, em caso de defeito ou condição anormal, a proteção nunca deve falhar ou realizar uma operação indevida. A operação incorreta ou intempestiva de um dispositivo pode ser atribuída ao: projeto incorreto do sistema de proteção, ajuste incorreto do relé, testes incorretos com os relés, instalação incorreta ou degradação em serviço.

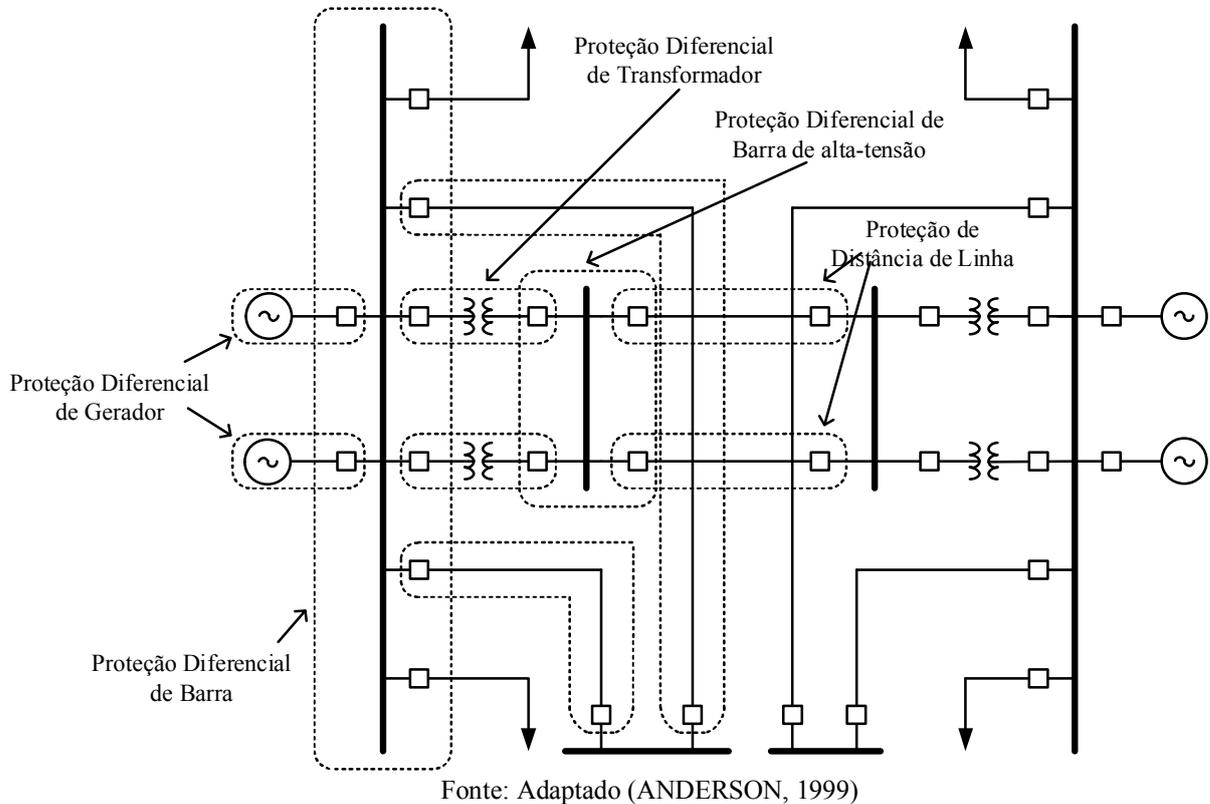
Se um sistema de proteção, é submetido a correntes anormais, se deve ter como característica, que faça atuar seus dispositivos de proteção de maneira a desenergizar somente a parte do circuito afetado.

Cada dispositivo de proteção deve ter um alcance de atuação, chamada simplesmente zona de proteção. Para um projeto de um sistema de proteção seguro, implica um sistema que apresente uma proteção principal e uma segunda proteção, ou proteção de retaguarda (*backup*) no caso de falha da proteção principal. Na **Figura 6** ilustram-se as zonas de proteção principal de um sistema de potência.

A zona de proteção principal é responsável pela proteção de primeira linha e corresponde ao elemento de proteção para o qual é definida uma zona de responsabilidade dentro de limites predefinidos. Deste modo, caso ocorra uma falta em uma determinada seção, o relé responsável pela zona principal será o primeiro a diagnosticar a corrente de curto-circuito e tentar eliminar a falta, devendo atuar em um tempo previamente ajustado. Caso a proteção principal falhe, ou seja, o relé falhe e/ou o disjuntor falhe em abrir, corresponde à

proteção secundária ou de retaguarda atuar em um intervalo de tempo definido no projeto de coordenação.

Figura 6 - Zonas de Proteção Principal



Economia: o sistema de proteção deve ter sua implantação viável economicamente, evitando-se um número excessivo de dispositivos de proteção, além disso, deverá atender às necessidades do sistema elétrico de potência na forma mais simples e segura possível, para otimizar os recursos financeiros disponíveis.

Do descrito acima, resulta que a proteção por meio de relés e disjuntores, tem duas funções:

1. Função principal: que é a de promover uma rápida retirada de serviço de um elemento do sistema quando esse sofre um curto-circuito, ou quando ele começa a operar de modo anormal que possa causar danos ou, de outro modo, interferir com a correta operação do resto do sistema.

2. Função secundária: promover a indicação da localização e do tipo de defeito, visando menor tempo possível de reparação.

Dentro dessa ideia geral, os chamados princípios fundamentais do releamento compreendem o releamento primário (proteção principal), o releamento de retaguarda (proteção secundária) e o releamento de proteção terciária (modelo de 3 zonas de proteção). O releamento primário é aquele em que uma zona de proteção separada é estabelecida ao redor de cada elemento do sistema, pelo que disjuntores são colocados na conexão de cada dois elementos do circuito. O releamento de retaguarda, cuja finalidade é a de atuar na manutenção do releamento primário ou falha deste, só é usado por motivos econômicos para determinados elementos do circuito e somente contra curto-circuito. No entanto, sua previsão deve-se à probabilidade de ocorrer falhas, seja na corrente ou tensão fornecida ao relé, na fonte de corrente de acionamento do disjuntor, no circuito de disparo ou no mecanismo do disjuntor ou no próprio relé, entre outros. O releamento terciário têm a finalidade de atuar se o releamento secundário não atuou, portanto é um modelo de proteção mais idealizado porém menos atraente economicamente.

Com base na filosofia dos dispositivos mencionada anteriormente e levando-se em consideração a lógica de proteção e as inter-relações físicas dos dispositivos de proteção e controle, modelam-se as equações lógicas para os relés diferenciais (DP's), relés de sobrecorrente (OR's), relés de distância - proteção primária (MP's), proteção secundária (BP's), proteção terciária (TP's) e relés de falha de falha do disjuntor (50BF). Nas subseções a seguir apresentam-se estes modelos, que relacionam possíveis defeitos que podem ocorrer num sistema elétrico de potência.

3.4.1 Lógica de atuação e filosofia de proteção empregada no trabalho.

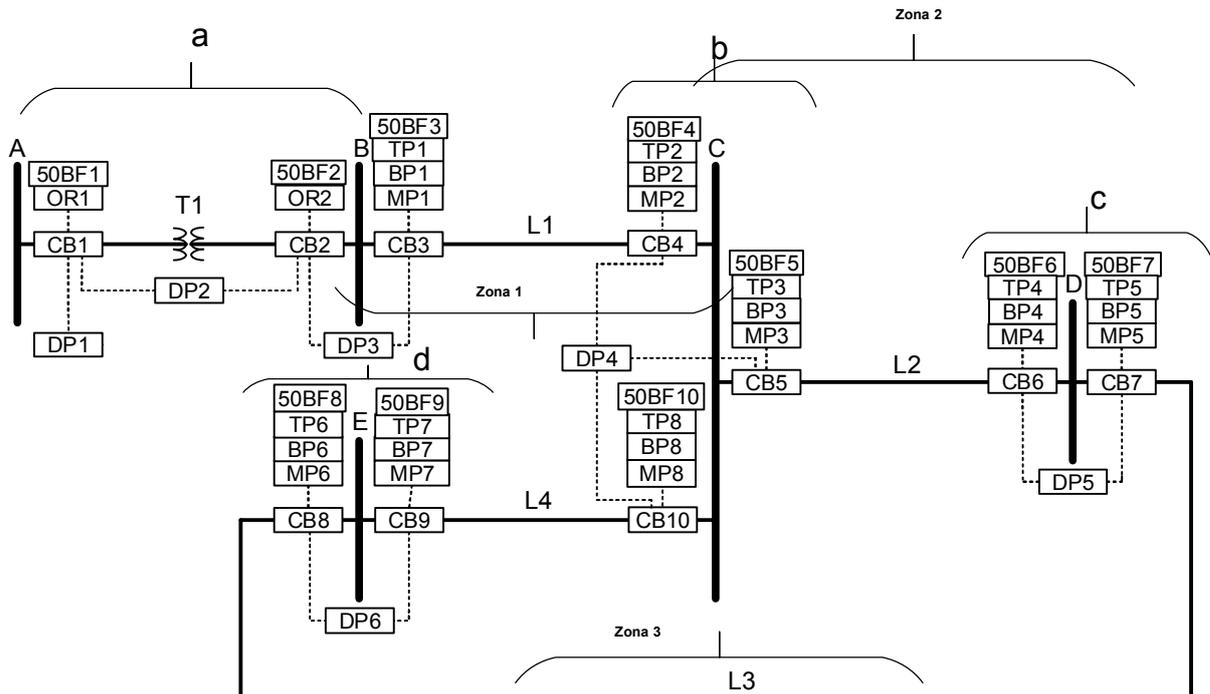
Como já foi mencionado o modelo matemático da operação do sistema de proteção é um conjunto de equações dos estados esperados das funções de proteção do relé, onde cada uma das equações deste conjunto modela matematicamente a operação lógica das funções de proteção do relé (diferencial, distância, sobrecorrente) alocadas nas subestações de energia elétrica. Este conjunto de equações é gerado de uma única equação genérica considerando: a) a topologia do sistema de energia elétrica; b) os alarmes dos relés e os estados dos disjuntores informados pelo sistema SCADA c) filosofia de proteção adotada pela companhia elétrica. A

Figura 7, a lógica de funcionamento e a filosofia de proteção utilizada neste trabalho é mostrada.

Neste trabalho empregou-se a função diferencial (DP) como a proteção principal das barras e dos transformadores, além disso, usou-se a função de sobrecorrente (OR), como proteção de retaguarda de transformadores e das barras. Foi considerado um modelo de proteção de 3 zonas utilizando funções de distância. Para a zona 1 ou proteção principal (MP) ela atinge cerca de 100 % da longitude da linha; para a zona 2 ou proteção de retaguarda (BP) ela atinge aproximadamente 150-200 % da longitude da linha onde o relé de proteção está alocado. Para a zona 3, ou terciária (TP), o relé de distância deve alcançar 150-200% da linha protegida onde o relé está instalado mais cerca de 100% da linha mais longa adjacente. Além disso, a zona 2 também protege as barras no terminal oposto do ponto da alocação do relé. Também, considerou-se que as funções de distância são direcionais e não têm zona inversa, ou seja, elas protegem somente a seção do circuito como das linhas adjacentes, da barra onde o relé está alocado.

A Figura 7 ilustra um sistema de energia elétrica usado para estabelecer a filosofia empregada para o desenvolvimento do modelo matemático. O sistema de energia elétrica compreende 4 subestações a, b, c e d. Cada subestação têm uma fonte DC (corrente contínua) fornecendo o serviço auxiliar de energia ao sistema de proteção. Se uma fonte DC não funciona, não haverá alarmes de qualquer função de proteção do relé associado a essa subestação. Considera-se como uma seção à parte de um circuito entre dois disjuntores (CB). Por exemplo, a seção L2 está entre os disjuntores CB5 e CB6 e a barra C está entre os disjuntores CB4, CB5 e CB10. Outras seções podem ser definidas assim analogamente.

Figura 7 - Diagrama básico exemplificando a filosofia de proteção adotada.



Legenda

A, B, ..., E	Barras
L1, L2, ..., L4	Linhas de Transmissão
T1	Transformador de Potência
DP1, DP2, ..., DP6	Relés Diferenciais
OR1, OR2	Relés de Sobrecorrente
MP1, MP2, ..., MP8	Zona de Proteção Primária - Relés de Distância
BP1, BP2, ..., BP8	Zona de Proteção Secundária - Relés de Distância
TP1, TP2, ..., TP8	Zona de Proteção Terciária - Relés de Distância
50BF1, 50BF2, ..., 50BF10	Função de falha do disjuntor
CB1, CB2, ..., CB10	Disjuntores

Fonte: Adaptado (LEÃO; PEREIRA; MANTOVANI, 2010)

Se ocorrer uma falta na linha 1 do sistema de energia elétrica da Figura 7, primeiro atuará a função de proteção primária ou principal. Por exemplo, as funções MP1 e MP2 devem enviar sinal de *trip* para os disjuntores CB3 e CB4 abrirem respectivamente, se e somente se, as fontes DC da subestação a e da subestação b não falharem. A segunda zona de proteção, a função de retaguarda da linha L1 são as funções BP1, BP2, BP4 e BP7 e essas funções enviam sinal de *trip* aos disjuntores quando a proteção primária não atua, isto é, se as respectivas fontes DC das subestações b, c e d não falhem. A terceira zona de proteção, a função terciária TP da linha L1 é composta pelas funções TP2, TP4, TP5, TP6 e TP7. Eles enviam um sinal de *trip* aos disjuntores quando a função de proteção primária e secundária

não atuo e as fontes DC das subestações a, b, c e d não falhem. A terceira zona inclui a barra e terceira linha adjacente. Além disso, no sistema da Figura 7 apresenta-se a função de proteção de falha do disjuntor 50BF, cuja função principal é atuar se a função principal (MP), a função de retaguarda (BP) e a função terciária (TP) atuam e os disjuntores não abrirem e assim enviar um sinal de *trip* aos disjuntores mais próximos para que estes abram e isolem a falta.

3.5 RELÉS DIFERENCIAIS (DP's)

Caso haja uma falta em qualquer barra ou transformador do sistema de energia elétrica os relés diferenciais deverão ser sensibilizados por essa falta e atuar de forma a isolar o defeito de maneira a desenergizar os equipamentos ou seções de barras que eles estão protegendo. Assim de (LEÃO; PEREIRA; MANTOVANI, 2010) e (LEÃO; PEREIRA; MANTOVANI, 2014) tem-se:

$$DP_j(S, b) = S_i \times (1 - b_k) \quad (1)$$

$$i = 1, \dots, nst \quad j = 1, \dots, ndp \quad k = 1, \dots, nb$$

Onde:

$DP_j(S, b)$: Estados esperados dos relés diferenciais localizados nas barras do sistema. $DP_j(S, b) = 0$ corresponde ao relé diferencial não acionado e $DP_j(S, b) = 1$ ao relé acionado (envio de sinal/comando para os respectivos disjuntores abrirem);

S_i : Número de seções defeituosas que são protegidas por relés diferenciais (barras e transformadores);

b_k : Estados esperados das baterias (controle) localizadas nas barras do sistema. $b_k=0$ corresponde à bateria normal e $b_k=1$ corresponde à falha na bateria;

ndp : Número total de relés diferenciais do sistema;

nst : Número de seções do sistema;

nb : Número total de baterias existentes no sistema.

3.6 RELÉS DE SOBRECORRENTE (OR's)

Neste trabalho, os relés de sobrecorrente foram empregados para proteção secundária (retaguarda) de barras e transformadores. Assim, levando-se em consideração que esse dispositivo atuará quando houver uma falha na proteção principal das barras e/ou transformadores adjacentes à seção em que o relé de sobrecorrente está instalado, tem-se:

$$OR_m(S, DP, C, b) = MAX \{ S_i \times (1 - DP_j), S_i \times (1 - C_t) \} \times (1 - b_k) \quad (2)$$

$$m=1, \dots, nor \quad i=1, \dots, nst \quad j=1, \dots, ndp \quad t=1, \dots, ncb \quad k=1, \dots, nb$$

Onde:

$OR_m(S, DP, C, b)$: Estados esperados dos relés de sobrecorrente $OR_m(S, DP, C, b) = 0$ corresponde ao relé não acionado e $OR_m(S, DP, C, b) = 1$ corresponde ao relé acionado;

C_t : Estados atuais dos alarmes informados dos disjuntores $C_t = 0$ disjuntor fechado (não atuado) e $C_t = 1$ disjuntor aberto (atuado);

ncb : Número de disjuntores do sistema;

nor : Número de relés de sobrecorrente do sistema;

Max : Extrai o maior valor dos termos entre colchetes;

3.7 RELÉS DE DISTÂNCIA-PROTEÇÃO PRINCIPAL (MP's)

Os relés de distância foram equacionados considerando-se separadamente três zonas de atuação. Na zona primária de atuação ou proteção primária considerou-se que o dispositivo protege 100% da linha a qual está conectado. Assim para este zoneamento tem-se:

$$MP_l(S, b) = S_i \times (1 - b_k) \quad (3)$$

$$i = 1, \dots, nst \quad l = 1, \dots, nmp \quad k = 1, \dots, nb$$

Onde:

$MP_l(S, b)$: Estados esperados dos relés de proteção primária. $MP_l(S, b) = 0$

corresponde ao relé de proteção primária não acionado e $MP_l(S, b) = 1$ ao relé de proteção acionado.

nmp : Número de relés de proteção primária no sistema.

3.8 RELÉS DE DISTÂNCIA – PROTEÇÃO SECUNDÁRIA (BP's)

Para a zona secundária, considerou-se que o relé de distância possui um alcance de aproximadamente 150-200 % da longitude da linha onde o relé de proteção está alocado. Além disso, é obvio que o dispositivo somente irá atuar se a proteção principal das seções as quais ele protege falharem e também se todos os disjuntores entre a seção protegida e o ponto de alocação do relé estiverem fechados. Portanto tem-se:

$$BP_r(S, MP, C, b) = MAX \left\{ S_i \times \left[1 - ONE \left(\sum_{\Omega l} C_t \right) \right], S_i \times (1 - MP_l) \right\} \times (1 - b_k) \quad (4)$$

$r=1, \dots, nz \quad i=1, \dots, nst \quad t=1, \dots, ncb \quad l=1, \dots, nmp \quad k=1, \dots, nb$

$BP_r(S, MP, C, b)$: Estados esperados dos relés de proteção secundária. $BP_r(S, MP, C, b) = 0$ corresponde ao relé não acionado e $BP_r(S, MP, C, b) = 1$ ao relé de proteção secundária acionado.

nz : Número de relés de proteção secundária no sistema;

Ωl : Conjunto de disjuntores entre a seção protegida e o relé;

$ONE(X)$: Se x for igual ou maior que 1, então $ONE(x) = 1$, se não $ONE(x) = 0$.

3.9 RELÉS DE DISTÂNCIA – PROTEÇÃO TERCIÁRIA (TP's)

Para a terceira zona o relé de distância terá um alcance de 150-200% da linha protegida onde o relé está instalado mais cerca de 100% da linha mais longa adjacente. Além disso, só irá atuar se a proteção primária e secundária das seções que ela protege falharem e se todos os disjuntores entre a seção que ele protege estiverem fechados. Logo se tem a seguinte equação para a terceira zona:

- Termo_i*: Termo referente à seção *i*, do estado esperado da função que protege a seção *i*;
- ΩS*: Conjunto das seções protegidas pelo relé;

3.11 MODELO DE PROGRAMAÇÃO BINÁRIA IRRESTRITO (PBI)

3.11.1 Função Objetivo

Conforme os autores Wen e Chang (1998a), a teoria de cobertura parcimoniosa aplicada ao diagnóstico de faltas em sistemas de potência utilizando o critério de parcimônia de minimalidade estabelece que uma hipótese plausível ou explicação para um conjunto de alarmes informados é obtida quando:

1. A solução deve ser uma cobertura dos alarmes informados dos relés, ou seja, o estado esperado dos dispositivos e componentes do sistema relacionados com a solução mínima deve cobrir os alarmes informados nos relatórios de operação do sistema elétrico.
2. Os estados esperados dos relés que correspondem a uma solução mínima devem ser consistentes com os alarmes informados desses dispositivos tanto quanto possível de maneira a assegurar um diagnóstico correto para o defeito considerado;
3. A solução deve conter um número mínimo necessário de seções com falta para localizar, por exemplo, um defeito complexo no sistema elétrico.

Baseado nas três condições estabelecidas pela teoria de cobertura parcimoniosa é proposto o modelo de programação binária irrestrito dado por (WEN; CHANG, 1998a):

$$\text{Min } E(S, b) = k_1 \times (|\nabla R_a|) + k_2 \times (|\Delta R_a|) + k_3 \times |S_i| + |b_k| \quad (7)$$

$$a = 1, \dots, nr \quad i = 1, \dots, nst \quad k = 1, \dots, nb$$

Sendo:

R_a	: Vetor que contém os alarmes informados de todos os relés do sistema, sendo $R_a = 0$ corresponde ao rele não acionado e $R_a = 1$ ao rele acionado;
nr	: Número de relés de proteção no sistema;

$|\nabla R_a|, |\Delta R_a|, |S_i|, |b_k|$: Número de elementos não nulos dos vetores $\nabla R_a, \Delta R_a, S_i, b_k$

O vetor ΔR_a é definido:

$$\Delta R_a = R_a - R_a(S, b) \quad (8)$$

$$a = 1, \dots, nr$$

O vetor $R_a(S, b)$ contém os estados esperados de todos os relés do sistema. Assim pode-se escrever as seguintes equações:

$$R_a(S, b) = DP_j(S, b) \quad a = 1, \dots, ndp \quad j = 1, \dots, ndp \quad (9)$$

$$R_a(S, b) = OR_m(S, DP, C, b) \quad a = ndp + 1, \dots, ndp + nor \quad m = 1, \dots, nor \quad (10)$$

$$R_a(S, b) = MP_l(S, b) \quad a = ndp + nor + 1, \dots, ndp + nor + nmp \quad l = 1, \dots, nmp \quad (11)$$

$$R_a(S, b) = BP_r(S, MP, C, b) \quad a = ndp + nor + nmp + 1, \dots, ndp + nor + nmp + nz \quad r = 1, \dots, nz \quad (12)$$

$$R_a(S, b) = TP_t(S, MP, BP, C, b) \quad a = ndp + nor + nmp + nz + 1, \dots, ndp + nor + nmp + nz + nt \quad t = 1, \dots, nt \quad (13)$$

$$50BF_d(S, MP, BP, TP, C, b) \quad a = ndp + nor + nmp + nz + nt + 1, \dots, ndp + nor + nmp + nz + ncb \quad d = 1, \dots, ncb \quad (14)$$

O termo $|\nabla R_a|$ na função objetivo reflete se uma solução é ou não uma cobertura dos alarmes informados. Se sim, $|\nabla R_a| = 0$ caso contrário $|\nabla R_a|$ reflete a proximidade de uma solução para uma cobertura dos alarmes informados. Desta forma os termos $|\nabla R_a|$ e $|\Delta R_a|$ de (7) são obtido da **Tabela 1**.

O módulo $|\Delta R_a|$ reflete a inconsistência entre os alarmes informados (R_a) e os estados esperados dos relés $R_a(S, b)$. Quanto menor o valor de $|\Delta R_a|$ mais consistentes são os estados esperados e os alarmes informados. Eles são completamente consistentes quando $|\Delta R_a| = 0$.

O último termo que é multiplicado por k_3 , representa o número total de seções com falta e falhas na bateria (controle) e seu valor será sempre não nulo quando houver qualquer defeito no sistema elétrico.

Tabela 1 - Regras para a obtenção do primeiro e segundo termo de (7)

R_a	$R_a(S, b)$	$ \nabla R_a $	$ \Delta R_a $
0	0	0	0
0	1	0	1
1	0	1	1
1	1	0	0

Fonte: Adaptado (LEÃO; PEREIRA; MANTOVANI, 2010).

As constantes k_1 , k_2 e k_3 são números inteiros, e são atribuídos a elas valores de modo a se satisfazer $k_1 > k_2 > k_3$. Para o presente trabalho usou-se $k_1=1000$, $k_2=10$, $k_3=1$. Como se trata de um problema de minimização escolhe-se $k_1=1000$, modo a descartar-se que qualquer solução que não cubra os alarmes informados; se a solução não cobre os alarmes informados o valor de este seria bem alto. Usou-se $k_2=10$ a modo a descartar que qualquer solução que seja inconsistente com os alarmes informados, pois está constante está relacionada ao segundo termo de (7). $k_3 = 1$, e o menor valor das três constantes, pois está relacionada ao terceiro termo de (7) que representa o número total de seções com falta e falhas na bateria. Por tanto, a melhor solução é aquela onde o primeiro e segundo termo de (7) são 0.

4 METODOLOGIA PROPOSTA PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA

Nesta seção descreve-se o Algoritmo Genético Adaptativo (AGA) proposto para resolver o problema de localização de faltas em sistemas de transmissão de energia elétrica através da minimização da função objetivo apresentada no capítulo 3.

4.1 INTRODUÇÃO

A meta-heurística é considerada como a evolução dos algoritmos heurísticos. As meta-heurísticas representam um conjunto de técnicas de otimização que estão adaptadas para lidar com problemas complexos que geralmente apresentam a característica de explosão combinatória. Considerando um problema com um conjunto de soluções muito grande, a ideia fundamental da meta-heurística é visitar apenas um conjunto reduzido destas soluções dentro do espaço de busca. Uma meta-heurística é uma estratégia que especifica a forma em que deve ser realizada uma busca inteligente de uma solução otimizada do problema. Assim, a diferença entre as meta-heurísticas é a estratégia usada por cada uma delas com o objetivo de ter uma técnica de otimização capaz de sair de soluções ótimas locais percorrendo de forma eficiente o espaço de busca. (ROMERO; MANTOVANI, 2004)

Para executar o processo de busca, toda meta-heurística deve especificar:

1. Como vai ser representada uma solução do problema ou um elemento do espaço de busca;
2. A forma de avaliar a função objetivo;
3. A vizinhança para uma solução ou elemento;
4. Como vai ser feita a transição de uma proposta de solução para outra;
5. Se no processo de busca as soluções infactíveis podem ser inclusas ou não, com o objetivo de atingir a solução factível mais próxima da solução factível global.

O Algoritmo Genético é uma meta-heurística que foi formulada usando os mecanismos da evolução e da genética natural proposta na década de 70 por Holland (MICHALEWICZ, 1994). A evolução das espécies está determinada por um processo de seleção que leva aos indivíduos geneticamente melhor adaptados à sobrevivência, o conceito de geneticamente

melhor adaptado tem um valor relativo porque depende do fator problemático no meio ambiente. A população geneticamente melhor qualificada tem a maior possibilidade de chegar à fase adulta assim poder gerar descendentes transmitindo suas características genéticas na nova população.

Como ideia fundamental o algoritmo genético usa uma população de indivíduos, que nos problemas combinatórios constituem um conjunto de configurações. Nessas configurações tem-se que representar adequadamente uma solução do problema. A representação mais popular é a codificação binária onde, são simulados os operadores genéticos de recombinação e mutação. Também, encontra-se uma forma adequada para avaliar a função objetivo (as melhores configurações são aquelas que apresentam função objetivo de melhor qualidade). No AG deve-se encontrar uma estratégia de seleção das configurações com direito a participar nas novas configurações da nova população, deve existir um mecanismo que permita implementar o operador genético de recombinação, um mecanismo para implementar a mutação e, além disso, especificar o tamanho da população ou seja o número de configurações em cada geração.

Operações de um algoritmo genético básico:

1. Gerar a população inicial após escolher o tipo de codificação;
2. Calcular a função objetivo de cada configuração da população armazenar e atualizar a incumbente;
3. Realizar a recombinação;
4. Realizar a mutação e termina de gerar a população da nova geração;
5. Se o critério de parada não foi satisfeito volta ao passo 2.

Deve-se observar também que o algoritmo genético imita de forma grosseira a evolução e a genética natural. Nesse contexto apareceu a proposta dos algoritmos evolutivos. A diferença fundamental é que o AG modifica o problema original para que seja enquadrado na sua lógica (realiza a codificação binária de representação, faz o mapeamento do espaço de soluções originais e da representação binária, e geralmente codifica e decodifica as soluções). Por outro lado, um programa evolutivo, mantém a estrutura de um problema e

modifica o algoritmo genético para que seja enquadrado na estrutura do problema.(ROMERO, R, MANTOVANI, 2004)

4.2 ALGORITMO GENÉTICO ADAPTATIVO

Uma boa metodologia para a localização de faltas deve ter fundamentalmente robustez, eficiência e pequeno tempo computacional de modo a realizar o diagnóstico de faltas o mais rápido possível e com confiabilidade ao operador. O objetivo é que o operador, a partir do resultado da metodologia, possa restabelecer o sistema sem provocar defeitos nos equipamentos nem perdas econômicas para a companhia elétrica. Como abordado na revisão de literatura, existe um grande desafio em pesquisa para desenvolver uma metodologia que cumpra os objetivos fundamentais citados e possa ser aplicada para a localização de faltas em sistemas de energia elétrica.

Outras metodologias, como algoritmo genético clássico e algoritmo imune foram propostas anteriormente para resolver a localização de faltas em sistemas de transmissão de energia elétrica. (LEÃO; DA SILVA; MANTOVANI, 2005; LEÃO; PEREIRA; MANTOVANI, 2010). Os métodos tiveram bons resultados, mas sua maior desvantagem é a quantidade de parâmetros necessários para serem calibrados, além disso, devido os parâmetros serem calibrados através de tentativas e erros, para sistemas de grande porte juntamente com o expressivo número de parâmetros, tornam o processo de calibração trabalhoso e pode não garantir a generalidade do algoritmo para qualquer conjunto de alarmes.

Nas seguintes seções se apresenta cada uma das características do algoritmo genético adaptativo que executa a localização de seções em falta através da minimização do modelo de programação binária irrestrito apresentado no capítulo 3.

A contribuição desta metodologia é que o algoritmo necessita somente de dois parâmetros de controle para serem calibrados: quantidade de indivíduos da população e número máximo de gerações que no caso é usado como critério de parada.

4.2.1 Codificação

Na **Figura 8** a representação do cromossomo (indivíduo da população) é definida como um vetor binário com todas as seções do sistema (barras, linhas, transformadores) e as baterias (controle) de maneira que a dimensão do vetor binário seja igual ao número total de seções mais o número total de baterias no sistema elétrico ($nst+nb$). Para esta codificação cada gene do indivíduo da população representa o estado de cada seção do sistema, e se o gene é 1 então a seção está sob falta e 0 está em condições normais.

Figura 8 - Codificação proposta



Fonte: Dados do próprio autor.

A geração da população inicial é aleatória e desta forma se considera que a princípio pode existir uma falta em qualquer parte do sistema, sendo que o AGA deve convergir para a solução mínima.

4.2.2 Seleção

A seleção empregada é por torneio, onde são realizados n jogos, sendo n o tamanho da população. Em cada jogo são selecionadas aleatoriamente duas configurações diferentes e é escolhida aquela com o menor valor dado pela função objetivo. Após n jogos o processo de seleção é terminado. Foi escolhida esta técnica de seleção porque ela apresenta um menor esforço computacional em relação à outras técnicas disponíveis na literatura.

4.2.3 Recombinação e mutação

O conjunto das melhores configurações obtido pela etapa de seleção é utilizado nos processos de recombinação e mutação do AGA.

O tipo de recombinação utilizado no algoritmo é a recombinação simples (single point crossing over). A recombinação é o processo através dos quais dois cromossomos (A e B) trocam os genes, como descrito a seguir:

1. Escolhem-se duas configurações candidatas à recombinação;
2. Gera-se um número aleatório no intervalo [0-1];
3. Se número aleatório < taxa de recombinação, efetua-se a recombinação. Caso contrário, passam-se as duas configurações para a fase de mutação.

O processo de mutação utilizado para o AGA é do tipo ponto único. Nesta forma de realizar a mutação, se escolhe aleatoriamente e se modifica de 0 a 1 ou vice-versa um elemento de determinada configuração. A mutação usada neste AG pode ser resumida como:

1. Escolhe-se de forma aleatória uma configuração da população gerada;
2. Gera-se um número aleatório do intervalo [0-1];
3. Se o número aleatório < taxa de mutação, efetua-se a mutação. É escolhido um elemento da configuração, de forma aleatória e o estado do elemento é mudado. Senão, os estados da configuração original são mantidos.

4.2.4 Diversificação e as taxas de recombinação e mutação

A aplicação de algoritmos genéticos a problemas de minimização utilizando-se uma população inicial gerada aleatoriamente apresenta como evidência o fato de que no início do processo evolutivo a população apresenta diversidade elevada e as funções objetivos mínima e média possuem maiores valores quando comparados aos valores apresentados nas gerações finais. Desta forma, é natural que no início do processo evolutivo deva-se ter uma quantidade maior de indivíduos recombinados (maior taxa de recombinação) de forma a acelerar a convergência da população para indivíduos melhores. A exploração por ótimos locais é tomada como um processo secundário visto que as soluções iniciais possuem qualidade ruim. Desta forma, deve-se ter uma menor quantidade de indivíduos sob mutação (menor taxa de mutação). Devido à recombinação apresentar característica agressiva (troca de pedaços de cromossomos) ela deve ser diminuída com o aumento dos ciclos geracionais. Desta forma os

indivíduos que possuam boa qualidade não perdem o material genético através do processo de recombinação.

Enquanto a recombinação deve ser reduzida, na fase final do processo evolutivo, a mutação deve ser aumentada de modo que os indivíduos de melhor qualidade sofram pequenas e menos agressivas modificações para que possam evoluir sem perder suas principais qualidades adquiridas. Este mecanismo equivale à exploração de regiões em torno de ótimos locais com objetivo de encontrar ótimos globais.

No processo de exploração de regiões em busca de soluções ótimas globais um algoritmo genético clássico pode apresentar atração para ótimos locais, causada pela seleção dos melhores indivíduos submetidos à recombinação e mutação. Quando é alcançado um ótimo local por um indivíduo em particular, ele permanecerá como a melhor solução por um determinado número de gerações seguintes, contribuindo em várias recombinações e distribuindo seus genes a todos os outros indivíduos. As soluções de qualidade inferior são gradualmente eliminadas pelo processo de seleção. Melhorias nas soluções não são mais possíveis quando a diversidade na população cai a níveis muito baixos, isto ocasiona a convergência prematura por uma má exploração do espaço de busca.

Desde que a evidência de saturação da população pode ser usada para identificar a ocorrência de convergência prematura, uma estratégia eficiente baseada na diversidade da população pode ser empregada. O mecanismo é baseado no uso da taxa de diversidade da população para controlar dinamicamente o processo evolucionário do algoritmo. A taxa de diversificação é dada por:

$$Div_{(q)} = \left(1 - \frac{C_{eq}}{np}\right) \times 100 \quad (15)$$

Sendo:

$Div_{(q)}$: Taxa de diversificação calculada;

C_{eq} : Número máximo calculado de configurações iguais;

q : Contador do número de gerações do AGA;

np : Tamanho da população;

A estratégia consiste em determinar a diversidade percentual da população (percentual máximo de indivíduos diferentes em relação à população) em cada geração do algoritmo usando a equação (15). A partir desse parâmetro as taxas de recombinação e mutação são automática e dinamicamente calibradas baseadas na saturação da população da geração corrente. As equações das taxas de recombinação e mutação propostas são definidas como:

$$tr_{(q)} = \left(\frac{Div_{(q)}}{100} \right) \times e^{\left(\frac{Div_{(q)}}{100} - 1 \right)} \quad (16)$$

$$tm_{(q)} = \left(1 - \frac{Div_{(q)}}{100} \right) \times e^{\frac{-Div_{(q)}}{100}} \quad (17)$$

Sendo:

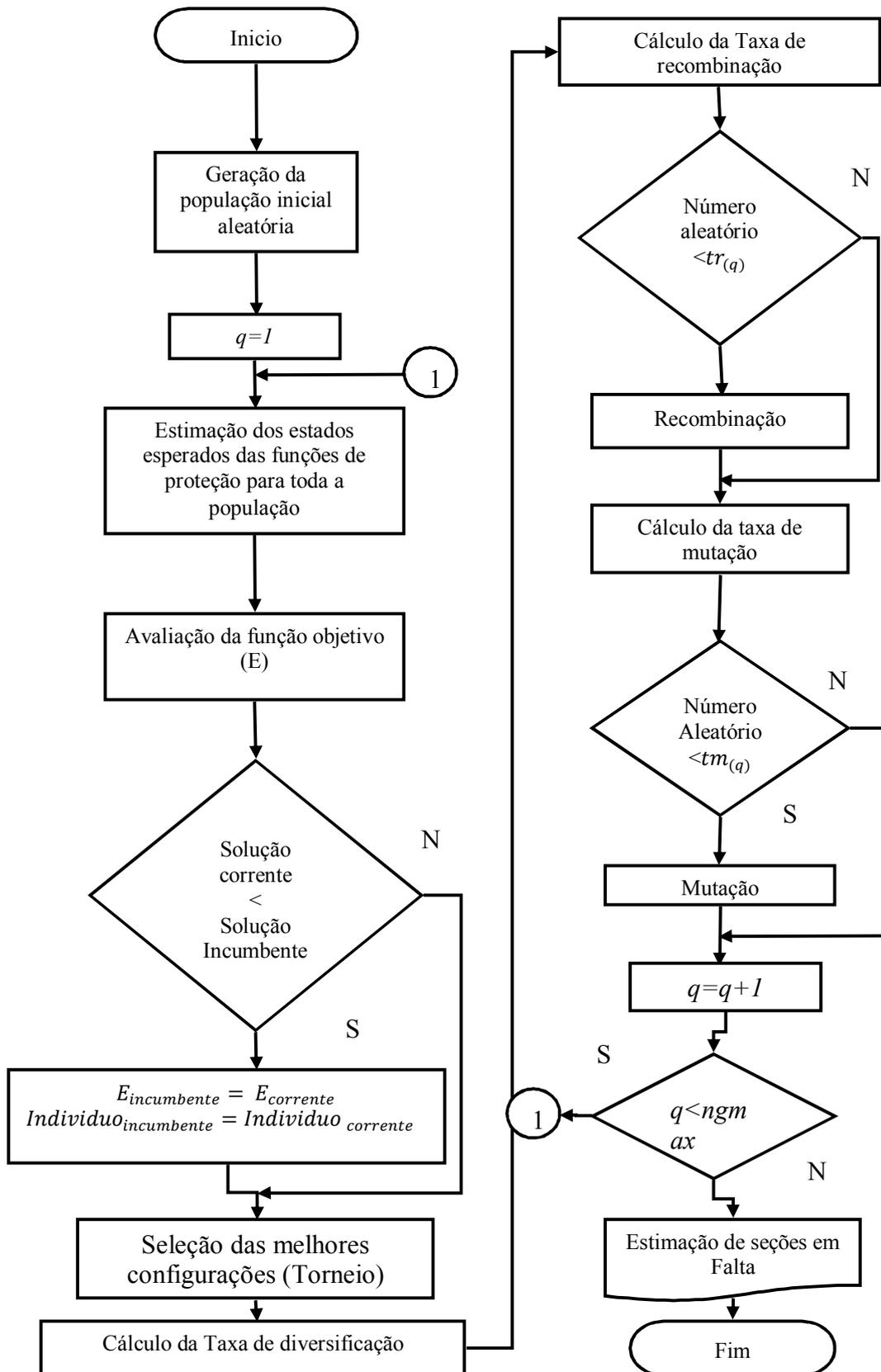
$tr_{(q)}$: Taxa de recombinação variável;

$tm_{(q)}$: Taxa de mutação variável;

Na **Figura 9** apresenta-se o diagrama de blocos do AGA proposto, onde a função objetivo tem que ser avaliada para cada um dos indivíduos que compõe a população.

Como já foi exposto, uma característica desta metodologia é que as taxas de recombinação e mutação são calculadas e atualizadas automaticamente, onde os únicos parâmetros de controle são o número de indivíduos da população e o número de gerações máximas que foi empregado como critério de parada.

Figura 9 - Diagrama de blocos de AGA



Fonte: Adaptado (LEÃO, 2011)

5 TESTES E RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os resultados dos testes realizados com a metodologia proposta, aplicada a parte do sistema sul brasileiro. Neste capítulo busca-se apresentar as principais características e contribuições da metodologia proposta, bem como realizar um estudo comparativo considerando duas meta-heurísticas já aplicadas ao problema. Apresentam-se os resultados do AGA aplicado ao problema de estimação de seções sob falta, e são logo comparados com um algoritmo Genético (AG) e um Algoritmo Imune (AI) (LEÃO; PEREIRA; MANTOVANI, 2010).

5.1 CONSIDERAÇÕES IMPORTANTES

A metodologia proposta para a solução de localização de falta em sistemas de transmissão de energia elétrica é implementada em linguagem de programação C++ e as simulações são executadas usando um computador Intel Core i7, 2.2 GHZ e 12 GB de memória RAM.

O sistema teste utilizado, ilustrado na **Figura 10**, é parte do sistema elétrico de transmissão do sul do Brasil com número de relés (nr) =153, número de disjuntores $ncb=55$ e número de seções (nst) =43. O sistema teste é empregado para avaliar o desempenho do AGA e diversos testes são realizados comparando a eficiência computacional do AGA com um AG clássico e o AI apresentados em (LEÃO; PEREIRA; MANTOVANI, 2010). Os parâmetros de controle do AGA, tamanho de população e número de gerações máximas, são calibrados de forma que a metodologia seja capaz de estimar corretamente as seções sob falta para cada um dos dezoito cenários utilizados. Tal como com qualquer algoritmo genético, é fundamental e imperativo a calibração dos parâmetros de controle do AGA, cuja calibração é realizada por meio de testes exaustivos com a finalidade de assegurar a eficiência e a robustez computacional para todos os testes. Os parâmetros calibrados para a função objetivo são $k_1=1000$, $k_2=10$, $k_3=1$ e os parâmetros de controle do AGA são número de população (np) =100 e número máximo de gerações ($ngmax$) =80. Os parâmetros são obtidos através de muitos testes, tentativas e erros, usando como critério que o algoritmo tenha o menor tempo de processamento e também sejam garantidas para todos os testes realizados robustez e eficiência nas soluções apresentadas.

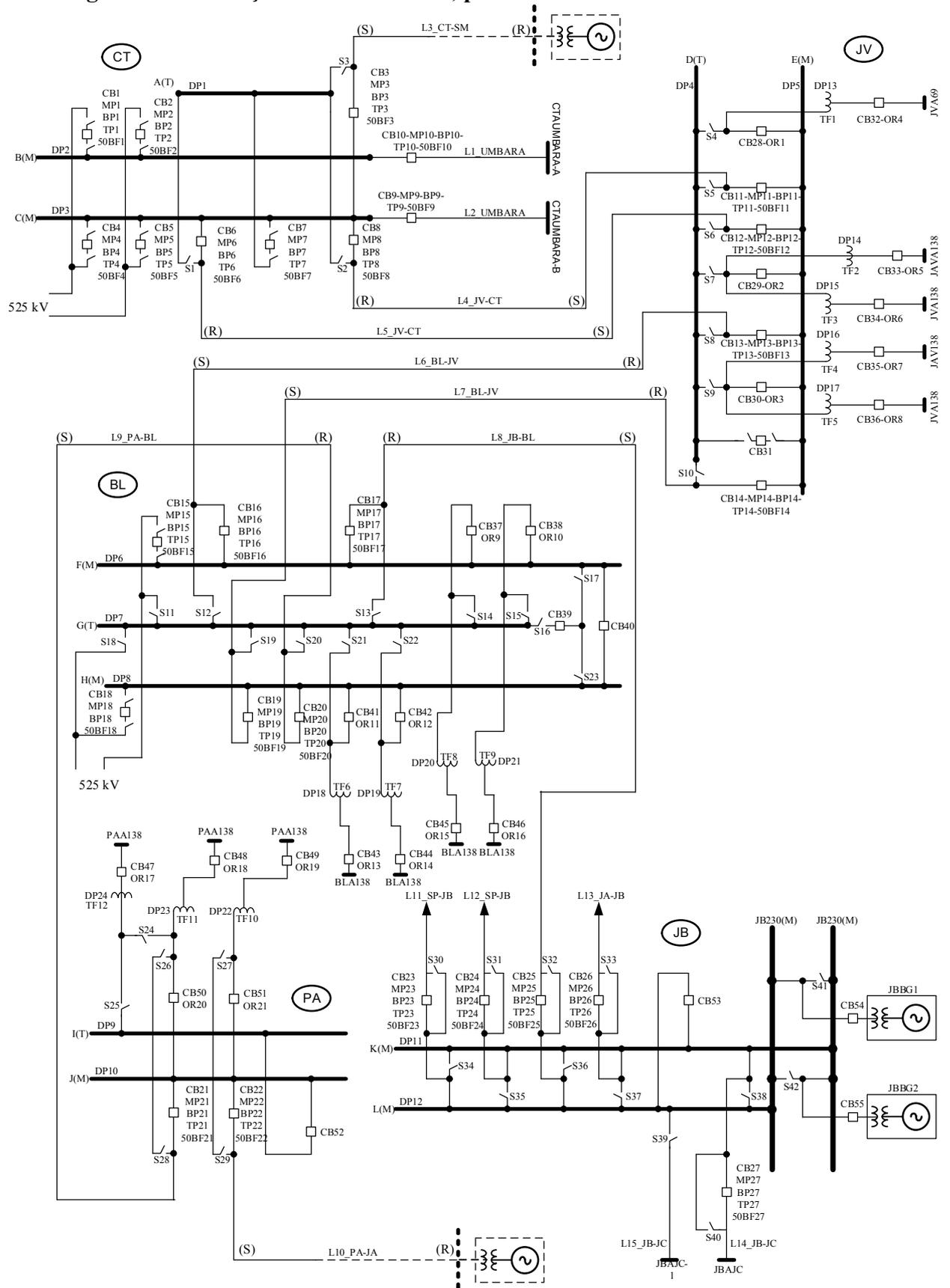
O AG clássico foi testado com os parâmetros calibrados: número de população=200, número de gerações máximas = 100, taxa de diversificação=25, Taxa de recombinação=0,3, Taxa de mutação =0,03 e taxa de elevação de mutação = 0,5. Foram feitas simulações para dezoito casos e os resultados obtidos são mostrados na **Tabela 2**.

O algoritmo Imune (AI) foi testado para este sistema, com os parâmetros melhores, número de população=100, número de gerações máximas=50, maturação de pontos=1, número de anticorpos que serão clonados =1, Número do conjunto de anticorpos de memória=10, quantidade de Anticorpos que serão renovados dentre os piores=20, Constante de amortecimento da taxa de mutação =80, e as constantes $K1 = 1000$, $K2=10$, $K3= 1$ que são parte da função objetivo.

As três metodologias foram calibradas, ou seja, chegaram a atingir ou obter seus parâmetros que, forneceram um diagnóstico correto e as menores soluções encontradas, através de muitas tentativas e erros. Já calibradas, estas metodologias obtêm seu melhor rendimento.

Neste trabalho se realizou para cada uma das metodologias, 1000 experimentos para cada simulação de falta, para demonstrar que a metodologia proposta é melhor do que AG clássico e algoritmo imune. Pois não somente foram obtidas as melhores soluções corretas, também os melhores tempos computacionais, portanto o AGA não só é apenas o mais rápido, mas ele é confiável.

Figura 10 - Descrição do sistema teste, parte do sistema elétrico do sul brasileiro.



Fonte: Adaptado (LEÃO; PEREIRA; MANTOVANI, 2010)

Na Tabela 2 mostra um quadro comparativo dos algoritmos AGA, AI e AG clássico, na primeira coluna apresentam-se os dezoito cenários de falta com que foram testados cada uma das meta-heurísticas. Na segunda e terceira coluna estão os alarmes informados pelo sistema SCADA que são os dados de entrada. Na segunda coluna estão as funções de proteção dos relés que atuaram sendo: DP: função diferencial, OR: função de sobrecorrente, MP: função proteção principal, BP: função de proteção de zona secundária, TP: função de proteção de zona terciária. Na quarta coluna estão enumeradas as soluções possíveis para cada um dos cenários de falta sendo, o número 1 a solução mínima obtida problema e as seguintes são soluções subótimas que tem a menor probabilidade de ocorrer, mas são parte do diagnóstico de solução do problema. Da coluna 5 até a coluna 11 se apresentam os dados de saída fornecidos pela metodologia proposta para resolver o problema de diagnóstico de alarmes em sistemas de transmissão. A quinta coluna da tabela contém a(s) barra(s) (A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L), que estão sob falta. Na sexta coluna estão a(s) linha (s) de transmissão L1 até L14 do sistema da Figura 10 que podem apresentar faltas. Na sétima coluna estão os transformadores (TF1, TF2, TF3, TF4, TF5, TF6, TF7, TF8, TF9, TF10, TF11) sob falta, na oitava contém, fonte (s) de DC localizadas nas subestações CT, JV, BL, PA e JB que podem estar sob falha. Na nona coluna estão os CB (disjuntores) do sistema que podem estar sob falha. Na coluna dez está Emin que é o valor da função objetivo da minimização do modelo matemático apresentado no capítulo 3. As colunas onze, doze e treze contêm o tempo (em 10^{-2} segundos) de execução do AG clássico, Algoritmo Imune e o AGA proposto, para cada um dos cenários.

As soluções encontradas com menor valor em base a sua função objetivo (1) (quarta coluna) da Tabela 2 são obtidas pelos 3 algoritmos (AGA, IA e AG). Estas são as soluções com menor valor de função objetivo para cada cenário de falta. Os casos 5 e 6 apresentam soluções subótimas que somente o AGA e AI conseguiram encontrar. As soluções que tem o símbolo (*) são soluções que somente se encontraram com o AGA e são soluções subótimas factíveis e por tanto para o problema. Estas soluções subótimas obtidas pelo AGA demonstram a superioridade desta metodologia ao ser comparada com AI e AG clássico.

Cada uma das metodologias que foram comparadas chegou a estimar a solução ótima do problema, mas, nos problemas com soluções subótimas o AGA teve um melhor desempenho obtendo novas soluções subótimas que as outras metodologias não foram capazes de encontrar, o que faz do AGA uma valiosa ferramenta.

Tabela 2 - Comparação das meta-heurísticas de AGA, Algoritmo Imune e um AG.

c a s o	Entradas das alarmes do Sistema SCADA		Localização de faltas usando metodologia proposta						Tempo x10-2 segundos			
	Funções	CB(s)	Solução	Barra	Linha	Transformador	Fonte DC	CB Faltas	U E	A G A	A I	A G
1	DP3	6	1	C	-	-	JV,BL,JB	3,8,9	14	2	4	3
2	DP3,BP11,BP12	6,9,11,12	1	C	L5		BL,JB	3,8	44	2	4	3
3	BP11,BP12	6,9,11,12	1	C	L5	-	CT,BL,JB	6,9	15	2	4	3
			2		L4,L5	-	CT,JB	6,9	24	2	4	-
			3		L3,L5	-	CT,BL,JB	6,9	25	2	4	-
4	DP5,DP13,BP8,BP19,OR2,OR5	8,12,13,19	1	E	-	TF1,TF2	PA	11,14,29	24	2	4	5
5	MP8,MP11,BP6,BP16,BP19,OR1,OR2,OR3,OR4	6,8,11,16,19,28,29,30,32	1	E	L4	TF1	PA	-	54	2	5	6
			2	-	L4,L7	TF1,TF3,TF4	JB	-	116	2	5	-
			3	-	L4,L6	TF1,TF3,TF5	PA	-	116	2	5	-
			4		L4,L7	TF1,TF3,TF5	JB	-	116	2	5	-
			*5		L4,L6	TF1,TF2,TF4	PA	-	116	2	-	-
			*6	E	L4,L7	TF1,TF2	JB	-	96	2	-	-
			*7	E	L4	TF1,TF3,TF4	PA	-	105	2	-	-
			*8	E	L4	TF1,TF3	PA	-	105	2	-	-
6	DP8,MP14,BP16,BP19,BP21,BP25,OR1,OR2,OR3,OR9,OR10.	16,19,21,25,28,29,30,37,38,41,42	1	E,H	L7	-	CT	14,20,40	84	3	5	6
			2	H	L7	TF1,TF2,TF4	CT	14,20,40	126	4	5	-
			3	H	L7	TF1,TF3,TF4	CT	14,20,40	126	4	5	-
			*4	E,H	L7	TF1,TF3	CT	14,20,40	110	3	-	-
			*5	E,H	L7	TF1,TF2	CT	14,20,40	110	2	-	-
7	DP6,DP11,DP18,DP20,MP20,MP27,BP14,BP20,BP21	14,16,17,21,24,26,27,37,38,40,41,43,53	1	F,K	L9,L14	TF6,TF8	CT	20,45	67	3	5	6
8	DP22,MP22,MP27,BP1,BP21,BP25,OR9,OR10,OR11,OR12	21,22,25,37,38,41,42,49,51	1	H	L10	TF10	CT,JV	-	35	3	5	6
			2	F	L10	TF10	CT,JV	-	55	3	5	-
9	DP10,DP22,BP21,BP25,OR9,OR10,OR11,OR12	20,52	1	J	L9,L10	TF10	CT,JV	21,22,49,50,51	106	3	5	6
10	DP13,MP6,MP9,BP6,BP9,BP12,BP16,BP19,OR2,OR5	9,16,19,28,29,32,33	1	-	L2,L5	TF1,TF2	PA,JB	6,12	1086	3	5	6
11	DP3,BP19	8	1	C,E	L9	-	JV,PA,JB	3,6,9,19,20	116	2	3	5
12	DP3,DP5,DP14,BP20	6	1	C,E	L10	TF2	PA,JB	3,8,11,12,13,14,20,28,29,30,33	166	2	3	5
13	MP17,BP13,MP11,	8	1	C	L4,L8	-	CT,JB	11,13,17	114	2	3	5
14	TP6,TP12,TP17,MP26,BP16,MP13	-	1	-	L6,L8	-	PA	13,16,26	244	2	3	5
15	MP8,MP11,BP6,BP16,BP19,OR1,OR2,OR3,OR4	6,8,11,16,19,28,29,30,32	1	E,L	L6	-	CT,PA	12,13,14,,23,25,26,29,53	1165	2	3	5
16	TP13,BP16,TP17,DP12	13	1	L	L6,L8	-	CT,PA	16,23,25,53	135	2	3	5
17	TP6,BP14,TP20,OR20	6	1	I	L9	-	-	14, 50	132	2	3	5
18	BP6,TP19,OR11,OR12,MP20,MP21	-	1	K	L6,L9	TF10	PA	6,8,13,17,24,26,27,53	204	2	3	5

Fonte: Elaboração do próprio autor.

5.2 Estudo de caso: simulação 6

Para este caso foram encontradas 5 soluções diferentes que estão apresentadas na **Tabela 2**: encontrou-se uma melhor solução e 4 soluções subótimas. Das 4 soluções subótimas encontradas, 2 foram encontradas somente pelo AGA e tratam-se de soluções para o problema. As soluções subótimas apresentam menores probabilidades de ocorrerem, entretanto podem ajudar os operadores a resolverem situações complexas e, portanto, estas soluções devem ser verificadas. Observa-se na Tabela 2 que as duas soluções 2 e 3 obtidas pelo AGA e AI possuem em comum a barra H, a linha L7 e a falha na bateria da subestação CT. Também se verifica que a solução 3 possui o mesmo valor que a solução 2, sendo, juntamente com a solução 2 as melhores soluções subótimas para o teste 6.

Tendo como base o sistema teste e a filosofia de proteção adotada, a solução 1 é considerada a melhor solução, porque sua análise permite estabelecer que é a mais confiável e segura para representar o estado esperado dos alarmes informados pelo sistema SCADA. Também é a solução que apresenta a menor quantidade de seções sob falta, o que está de acordo com o critério de parcimônia. A seguir é feita a análise detalhada da solução 1: a atuação da função diferencial DP8 é devido uma falta na barra H. O DP8 envia um sinal para os disjuntores CB19, CB20, CB40, CB41 e CB42. Devido os disjuntores CB20 e não abriu pode-se concluir que há falha nesses equipamentos. Devido a falha no disjuntor CB20, a função de proteção de retaguarda do barramento H, ou seja, BP21, atua enviando sinal de *trip* para o disjuntor CB21. Além disso, as funções de sobrecorrente OR9, OR10 e de distância de retaguarda BP25 enviam sinal de *trip* para os disjuntores CB37, CB38 e CB25, respectivamente, a fim de isolar a falta na barra H. A função de distância MP14 atua devido à falta na linha L7 enviando sinal de *trip* para o disjuntor CB14. Devido o disjuntor CB14 não abrir conclui-se que existe uma falha neste equipamento. Devido a não abertura de CB14 a função de proteção de retaguarda da linha L7, BP16 atua, enviando *trip* ao disjuntor CB16 que por sua vez abre corretamente. Observa-se também que nenhuma das funções de retaguarda da linha L7 situadas na subestação CT atuaram, quando deveriam, e, portanto, há uma falha na bateria (controle) daquela subestação, conforme apresentado nos resultados. Uma vez que as funções de proteção OR1, OR2 e OR3 são as proteções de retaguarda do barramento E, os transformadores TF1 (OR1), TF2-TF3 (OR2), TF4-TF5 (OR3), e a proteção principal destas seções (DP5, DP13, DP14, DP15, DP16, DP17, respectivamente) não atuam é difícil apontar com precisão qual destas seções estão sob falta. A partir do ponto de vista de

um operador é razoável supor que o barramento E apresenta mais probabilidade de estar sob falta do que os transformadores TF1-TF5 devido a atuação simultânea das funções de sobrecorrente OR1-OR3. Assim, a barra E é diagnosticada sob falta na solução 1. A função BP16 está associada tanto à barra E (CB14 falha) e a linha L7 (falha CB14 e CB13).

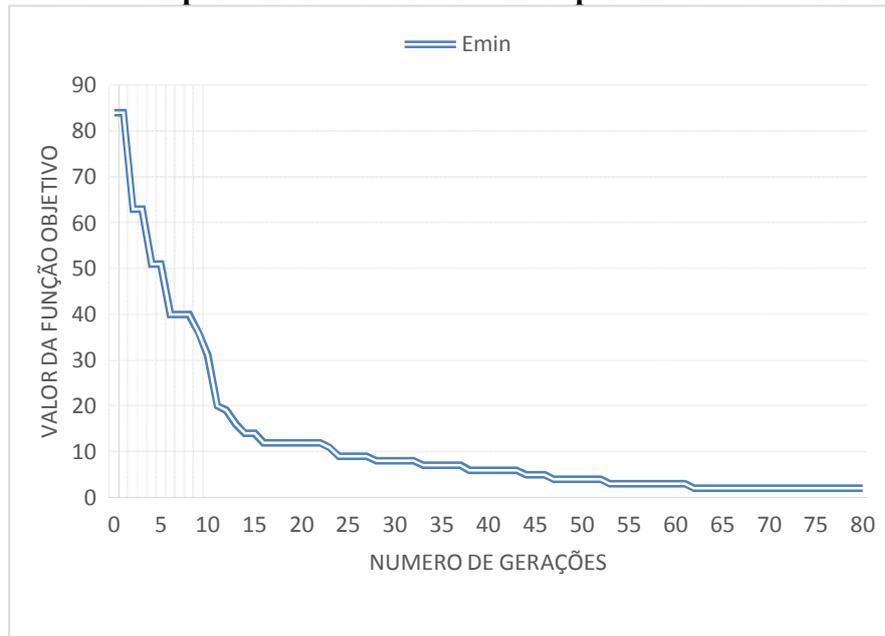
5.3 Estudo de caso: simulação 7

Tendo adotada a filosofia da proteção mencionada no capítulo 3, tem-se um diagnóstico correto para o caso da simulação 7 do sistema de energia elétrica da Figura 10 segundo a seguinte explicação: devido atuação de DP6, há falta na barra F. Além disso DP6 envia um sinal de *trip* aos disjuntores CB16, CB17, CB37, CB38 e CB40 com o objetivo de isolar a falta. Logo, DP11 atua devido que existe uma falta na barra K e envia um sinal de *trip* para que abrirem os disjuntores CB24, CB26, CB27 e CB53. Além disso, a função principal MP27 atua devido que existe falta na linha L14 e esta função envia um sinal de *trip* ao disjuntor CB27 para isolar a falta. As funções DP18 e DP20 atuam porque há uma falta nos transformadores TF6 e TF8 respectivamente. DP18 atua para que os disjuntores CB41 e CB43 abram. Também atua DP20, portanto os disjuntores CB37 e CB45 abrem. Como CB45 não abriu, é possível uma falta nesse disjuntor. A função MP20 atua e faz com que o disjuntor CB20 abra para isolar a falta na linha L9. Pois o disjuntor CB20 não abriu, então, BP20 e BP14 atuaram. Também BP21 atua para abrir o disjuntor CB21 para isolar a falta na linha L14. Baseada nesta explicação pode-se concluir com certeza que existem faltas: na barra F e K; linhas L9 e L14; transformadores TF6 e TF8 e nos disjuntores CB20 e CB45.

5.4 Desempenho do AGA

Como foi ressaltado anteriormente o AGA tem dois parâmetros de controle: número de população e número de gerações máximas, e, além disso, suas taxas de recombinação e mutação são atualizáveis automaticamente, fazendo com que o processo para a convergência à solução mínima encontrada seja muito rápido, isto pode ser verificado na **Figura 11**, quando o valor da função objetivo vai variando conforme o número de gerações e demonstra como o AGA chega rapidamente ao valor da solução ótima da função objetivo.

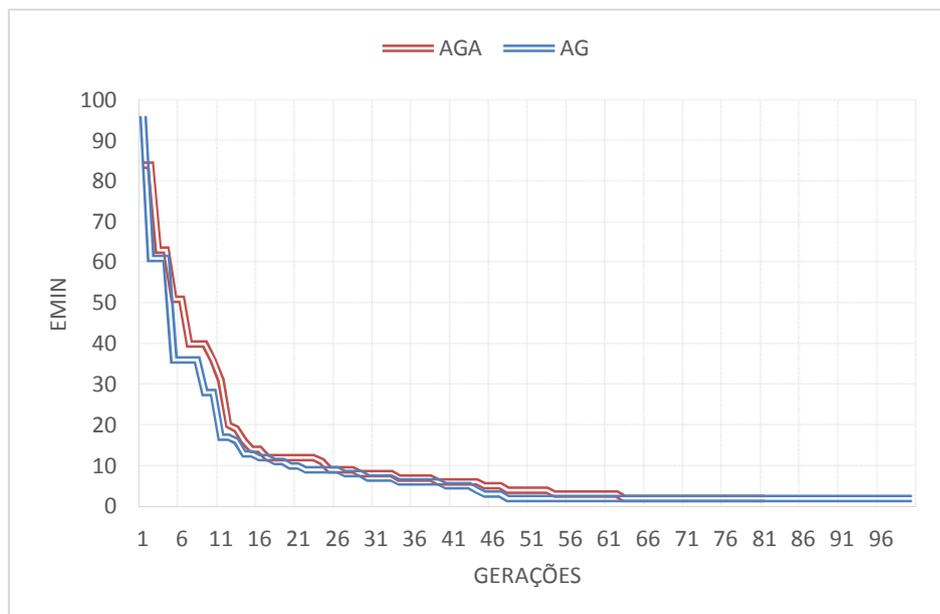
Figura 11 - Comportamento do AGA com os parâmetros de controle calibrados



Fonte: Elaboração do próprio autor.

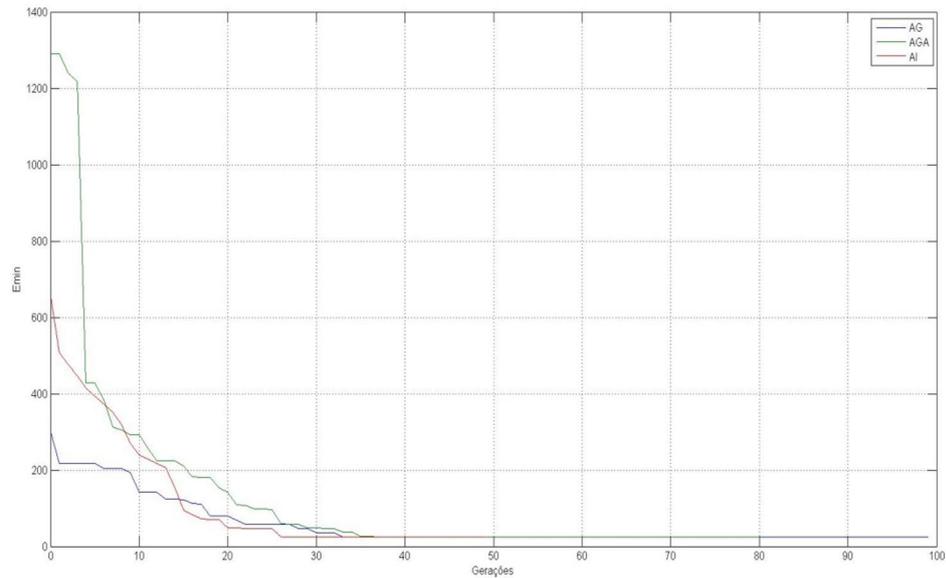
O AGA é um algoritmo do tipo evolutivo, mas pelos testes realizados demonstrou ser melhor que o AG clássico, pois este tinha muito mais parâmetros para calibrar e obter o valor mínimo da função objetivo. Na **Figura 12**, onde são mostrados o desempenho do AGA e AG para o caso 1.

Figura 12 - Desempenho do AG e AGA caso 1



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 13 - Comportamento de AGA, AG e AI para o caso 4



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na **Figura 13** se ilustra o comportamento do AGA, AG e AI para o caso de estudo 4 , onde o AG realizou o diagnóstico em 5×10^2 seg., o AG demorou 4×10^2 seg., e o AGA demorou 2×10^2 seg. em realizar o diagnóstico de faltas, por tanto O AGA foi mais rápido que as outras metodologias porem o AI convergiu em menos iterações segundo a **Figura 13**. Isto acontece devido a que o AI têm mais operadores ,que precisam de mais tempo para fornecer o diagnóstico.

Para validar o desempenho superior do AGA em relação às outras meta-heurísticas foram executadas 1000 simulações com a metodologia proposta. Na Tabela 3 na primeira coluna estão cada um dos dezoito cenários de falta que foram testados neste trabalho. Na segunda coluna estão a porcentagem que o AGA obteve a solução ótima e o diagnóstico de faltas correto. Na terceira coluna estão a porcentagem de vezes que o AGA obteve as soluções subótimas (que também são parte do diagnóstico, só que tem menos probabilidade de ocorrer) e diagnóstico correto. Na quarta coluna estão o tempo em minutos que demorou o AGA em realizar os 1000 experimentos.

Para os casos 1, 2,3,4,7,9 e até 18 que não têm soluções subótimas, as vezes que o AGA encontrou a solução ótima foi de 100 %, ou seja, nenhuma vez forneceu um diagnóstico errado.

Para o caso 3 que tem uma solução mínima encontrada e duas soluções subótimas, tem uma porcentagem de ocorrência de cada uma de quase 50 %. Para os casos 5 e 6, que têm muitas soluções subótimas, pode-se verificar que elas têm uma probabilidade baixa de ocorrer, e uma probabilidade alta de que o AGA encontre mais vezes a solução mínima.

Tabela 3 - 1000 Experimentos de AGA

Teste	AGA		
	% Diagnóstico solução mínima	% diagnóstico soluções subótima	Tempo de processamento 1000 simulações (min)
1	100	-	0,296767
2	100	-	0,30325
3	54,8	45,2	0,333183
4	100	-	0,42133
5	91,8	8,2	0,788667
6	84,9	15,1	0,705283
7	100	-	0,857883
8	78,8	20,2	0,82485
9	100	-	0,82458
10	100	-	0,84941
11	100	-	0,333017
12	100	-	0,321967
13	100	-	0,3224
14	100	-	0,32705
15	100	-	0,344183
16	100	-	0,32384
17	100	-	0,34545
18	100	-	0,36375

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Da mesma forma que foi efetuado com o AGA, foram feitos 1000 experimentos com o AG clássico com os parâmetros calibrados descritos na primeira parte deste capítulo. Na Tabela 4 a primeira coluna mostra cada um dos cenários de falta que foram testados neste trabalho. Na segunda coluna estão a porcentagem de vezes que o AG obteve a solução ótima de cada teste. Na terceira coluna apresenta-se a quantidade de vezes que o AG obteve as soluções subótimas e com diagnóstico correto. Na quarta coluna estão as vezes que o algoritmo obteve soluções erradas, ou seja, um diagnóstico incorreto. Na quinta coluna está o tempo em minutos que demorou o AG em fazer os 1000 experimentos.

Para os casos 3 ,4, 5, 6 e 8, dos 1000 experimentos, AG obteve uma porcentagem de soluções erradas de 10, 4, 1.8 e 1 %, mostrando que a metodologia proposta é melhor que o AG. No caso 8 que tem solução subótimas, ela tem uma probabilidade de ocorrência de 14 %.

Para cada um dos cenários de falta o AG obteve um tempo de processamento dos 1000 experimentos maior que o AGA.

Tabela 4 - 1000 experimentos do AG

Teste	% Diagnóstico solução mínima	% diagnóstico soluções subótima	% soluções erradas	Tempo de processamento 1000 simulações (min)
1	100	-	-	0,299117
2	100	-	-	0,338517
3	90	-	10	0,34151
4	96	-	4	2,40443
5	98.2	-	1,8	2,85308
6	99	-	1	3,29225
7	100	-	-	3,40185
8	99	-	1	1,0877
9	100	-	-	1,05315
10	100	-	-	1,1045
11	100	-	-	0,790967
12	100	-	-	0,868767
13	100	-	-	0,85717
14	100	-	-	0,966633
15	100	-	-	0,86545
16	100	-	-	0,865
17	100	-	-	0,96095
18	100	-	-	0,99945

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Da mesma forma que foi efetuado com o AGA e AG foram feitos 1000 experimentos com o AI, com os parâmetros calibrados descritos na primeira parte deste capítulo. Na **Tabela 5** onde a primeira coluna mostra cada um dos cenários de falta que foram testados neste trabalho. Na segunda coluna estão a porcentagem de vezes que o AI obteve a solução ótima de cada teste. Na terceira coluna expõe a quantidade de vezes que o AG obteve soluções subótimas e com diagnóstico correto. Na quarta coluna está o tempo em minutos que demorou o AG em fazer as 1000 simulações.

Tabela 5 - 1000 experimentos de AI

AI			
Teste	% Diagnóstico solução ótima	% diagnóstico soluções subótima	Tempo de processamento 1000 simulações (min)
1	100	-	1,64068
2	100	-	1,54255
3	51	49	1,35002
4	100	-	1,16227
5	91	8	0,813517
6	84,6	15,4	0,857417
7	100	-	0,885767
8	78	22	0,838767
9	100	-	0,83885
10	100	-	0,859917
11	100	-	0,475333
12	100	-	0,487383
13	100	-	0,4863
14	100	-	0,507217
15	100	-	0,50845
16	100	-	0,515767
17	100	-	0,533917
18	100	-	0,499067

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Dos dados obtidos na Tabela 5, verifica-se que o AI não obteve soluções incorretas e têm porcentagem de soluções ótimas semelhantes ao AGA, porém, o tempo de processamento das 1000 simulações gasto pelo AI é maior que o AGA.

Logo das Tabelas 3, 4, 5, tem-se um resumo apresentado na **Tabela 6** que expõe uma comparação de tempo de processamento das 1000 simulações entre AGA, AG e AI. Na primeira coluna estão os casos dos cenários de falta testados neste trabalho. Na segunda coluna tem-se a diferença em tempo computacional obtida entre AGA e AG. Na terceira coluna tem-se a diferença no tempo computacional obtida entre o AGA e AI.

Os resultados obtidos e colocados na Tabela 6 asseguram que o AGA tem os melhores tempos computacionais que o AG e AI, portanto a metodologia proposta é, a mais rápida e, além disso, muito confiável.

Tabela 6 - Diferença em tempo computacional (1000 simulações)

Teste	AGA- AG	AGA-AI
1	-0,00235	-1,343913
2	-0,035267	-1,2393
3	-0,008327	-1,016837
4	-1,9831	-0,74094
5	-2,064413	-0,02485
6	-2,586967	-0,152134
7	-2,543967	-0,027884
8	-0,26285	-0,013917
9	-0,22857	-0,01427
10	-0,25509	-0,010507
11	-0,45795	-0,142316
12	-0,5468	-0,165416
13	-0,53477	-0,1639
14	-0,639583	-0,180167
15	-0,521267	-0,164267
16	-0,54116	-0,191927
17	-0,6155	-0,188467
18	-0,6357	-0,135317

Fonte: Elaboração do próprio autor.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÕES

Pode-se concluir que devido ao AGA possuir como característica principal somente a necessidade de calibração de dois parâmetros de controle sendo o critério de parada e o número de indivíduos da população, é uma metodologia muito poderosa que pode ser uma ferramenta muito importante para os operadores dos modernos centros de controle.

O resultado obtido em tempo computacional deste trabalho proposto oferece a possibilidade que esta metodologia seja implementada e ser de grande ajuda para o monitoramento mais preciso das redes de sistemas de energia elétrica.

A metodologia proposta encontrou um menor esforço computacional e um diagnóstico mais completo para os cenários de falta testados neste trabalho. Portanto o AGA é um algoritmo robusto computacionalmente e eficiente.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Para provar seu desempenho, rapidez e robustez computacional é necessário testar o AGA com um maior número de casos de falta de modo a abranger diversas situações que podem ocorrer no sistema elétrico. Para isso pode-se propor como trabalho futuro o desenvolvimento de um gerador automático de alarmes. Com este gerador poder-se-ia criar uma infinidade de casos de falta de maneira rápida e coerente.

Outra linha de pesquisa que pode ser abordada é o desenvolvimento de outras metaheurísticas para comparar os resultados obtidos neste trabalho. Por exemplo, desenvolver uma técnica baseada em Busca Harmônica para verificar e comparar os resultados obtidos nesta metodologia.

Por fim, com o objetivo de criar um algoritmo mais eficiente e rápido pode-se implementar uma melhoria de busca local para o AGA e comparar os resultados com o AGA implementado neste trabalho.

REFERÊNCIAS

ACKERMAN, W. J. Fundamentals of automation systems & current trends in substations. **IEEE Power Engineering Society**, São Paulo, v.1, n.1, p. 15, 2006.

ANDERSON, P. M. **Power system protection**. New York, NY: IEEE: Wiley-Interscience, 1999.

AYGEN, Z. E. et al. Fault section estimation in electrical power systems using artificial neural network approach. In: IEEE TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE, 1999, New Orleans. **Anais...** New Orleans: IEEE, 1999. v. 2. p. 466–469.

BEDEKAR, P. P.; BHIDE, S. R.; KALE, V. S. Fault section estimation in power system using neuro-genetic approach. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEMS, ICPS '09, Kharagpur. **Anais...** Kharagpur: IEEE, 2009. p. 25–30.

DE LIMA OLIVEIRA, A. et al. Binary integer programming applied to fault section estimation in power systems. In: POWER ENGINEERING CONFERENCE, 2013, Dublin. **Anais...** Dublin: IEEE, 2013. p. 1-6.

HUANG, S. J. et al. Application of enhanced honey-bee mating optimization algorithm to fault section estimation in power systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 28, n. 3, p. 1944–1951, jul. 2013.

HUANG, S.; LIU, X. **Fault section estimation in power systems using enhanced immune algorithm**. In: IEEE/PES POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION, 2011, Phoenix. **Anais...** Piscataway: IEEE, 2011. p. 1-6. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5772495>>

JUNIOR, G. C.; ROLIM, J. G.; ZÜRN, H. H. Application of neural-network modules to electric power system fault section estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v.19, n.3, p.1034-1041, 2004.

LEÃO, F. B. **Metodologia para análise e interpretação de alarmes em tempo real de sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2011. 345 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2011.

LEÃO, F. B.; DA SILVA, L. G. W.; MANTOVANI, J. R. S. Algoritmo genético dedicado à busca da solução do problema de localização de defeitos em componentes de sistemas de energia elétrica. In: Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 37., 2005, Gramado, Rs. **Anais...** Gramado: SOBRAPO, 2005. p. 1237-1247.

LEÃO, F. B.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Fault section estimation in electric power systems using an optimization immune algorithm. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 80, n. 11, p. 1341–1352, 2010.

LEÃO, F. B.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Fast fault section estimation in distribution control centers using adaptive genetic algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 63, p. 787–805, dez. 2014.

LEE, H. J.; AHN, B. S.; PARK, Y. M. A fault diagnosis expert system for distribution substations. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 15, n. 1, p. 92–97, 2000.

MCDONALD, J. D. **Electric power substations engineering**. Boca Raton: CRC Press, 2003.

MICHALEWICZ, Z. **Genetic algorithms + data structure = evolution programs**. New York: Springer-Verlag, 1994.

PENG, Y.; REGGIA, J. A. **Abductive inference models for diagnostic problem-solving**. New York: Springer New York, 1990.

RAMIREZ, S. **Protección de sistemas eléctricos**. Barcelona: CEAC, 2005.

REN, P.; GAO, L.; LI, N. Optimal estimation for fault section in power system based on harmony search algorithm. In: CHINESE CONTROL AND DECISION CONFERENCE, CCDC 2013, 25., Guiyang. **Anais...** Guiyang: IEEE, 2013. p. 4538–4541.

ROMERO, R, MANTOVANI, J. R. Introdução a metaheurísticas. In: CONGRESSO TEMÁTICO DE DINÂMICA E CONTROLE DA SBMAC, 3., 2004, Ilha Solteira, **Anais...** Ilha Solteira: Unesp, 2004.

SOUZA, F. A. D. **Detecção de falhas em sistema de distribuição de energia elétrica usando dispositivos programáveis**. 2008. 119 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2008.

WEN, F.; CHANG, C. S. A new approach to fault diagnosis in electrical distribution networks using a genetic algorithm. **Artificial Intelligence in Engineering**, Kidlington, v. 12, n. 1-2, p. 69–80, jan. 1998a.

WEN, F. S.; CHANG, C. S. Possibilistic-diagnosis theory for fault-section estimation and state identification of unobserved protective relays using tabu-search method. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, Stevenage, v. 145, n. 6, p. 722, 1998b.