

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

MIKAEL DE FREITAS AMARAL

**ANÁLISE E SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE COORDENAÇÃO ÓTIMA
DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Ilha Solteira
2023**

MIKAEL DE FREITAS AMARAL

**ANÁLISE E SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE COORDENAÇÃO
ÓTIMA DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado
à Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira –
Unesp como parte dos requisitos para
obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Prof. Dr. Jonatas Boas Leite
Orientador

Ilha Solteira
2023

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

A485a Amaral, Mikael de Freitas.
Análise e solução do problema de coordenação ótima de dispositivos de
proteção em redes de distribuição de energia elétrica / Mikael de Freitas
Amaral. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2023
68 f. : il.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) -
Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2023

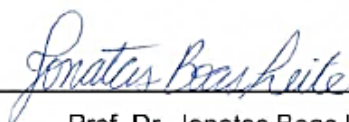
Orientador: Jonatas Boas Leite

Inclui bibliografia

1. Relés de sobrecorrente. 2. Coordenação de proteção. 3. Rede de
distribuição. 4. Sistemas elétricos. 5. Algoritmo genético. 6. Solução otimizada.

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE GRADUAÇÃO

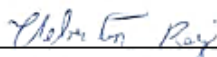
Aos trinta e um dias do mês de Janeiro do ano de dois mil e vinte e três, o discente **Mikael de Freitas Amaral**, matriculado sob o nº 162054092, tendo como banca examinadora o seu orientador, o Prof. Dr. **Jonatas Boas Leite**, o Doutorando **Cleberton Reiz** e o Mestrando **Vagner Antonio De Moraes da Cruz**, apresentou o Trabalho de Graduação intitulado "**Análise e Solução do Problema de Coordenação Ótima de Dispositivos de Proteção em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**", obtendo a nota 10,0 (DEZ) e conceito APROVADO.



Prof. Dr. Jonatas Boas Leite
- Orientador -




Mikael de Freitas Amaral
- Discente -



Doutorando Cleberton Reiz

- Membro da Banca -



Mestrando Vagner Antonio De Moraes da
Cruz

- Membro da Banca -

Resumo

Com a previsão da abertura do mercado de energia elétrica em 2026 no Brasil, as concessionárias de energia estão buscando cada vez mais a satisfação dos clientes em relação aos serviços prestados, o que significa a melhoria de indicadores como DEC e FEC, que medem respectivamente o tempo total desligamento da rede por total de clientes afetados e a frequência dos desligamentos, além de outros serviços como prazos de execução de obras, e qualidade de energia fornecida, por exemplo. Um sistema de proteção adequadamente coordenado, que garante a seletividade da proteção, não somente protege a integridade física da infraestrutura da rede contra defeitos, principalmente curto-circuito (correntes de falta), como também garante o número mínimo de clientes desligados devido a atuação da proteção no isolamento da falta, impactando diretamente nos indicadores da concessionária e conseqüentemente na satisfação do cliente.

Palavras-chave: sistemas de proteção; coordenação de proteção; relés de sobrecorrente; redes elétricas de distribuição; métodos de otimização; algoritmo genético.

Abstract

With the forecast of the opening of the electric power market in Brazil in 2026, energy concessionaires are increasingly seeking customer satisfaction regarding the services provided. This means improving indicators such as DEC and FEC, which respectively measure the total time of network outage per total affected customers and the frequency of outages, as well as other services such as project execution deadlines and quality of energy supplied. An adequately coordinated protection system, which guarantees the selectivity of protection, not only protects the physical integrity of the network infrastructure against faults, especially short circuits (fault currents), but also ensures the minimum number of customers are disconnected due to the protection's activation in fault isolation, directly impacting the concessionaire's indicators and consequently customer satisfaction.

Keywords: protection systems; protection coordination; overcurrent relay; network distribution system; optimization methods; genetic algorithm.

Lista de Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Diagrama de ligação de um relé de sobrecorrente na rede de distribuição..... | 11 |
| Figura 2 – Ligação de um transformador de corrente na rede de distribuição..... | 13 |
| Figura 3 – Estrutura de um relé eletromecânico tipo armadura..... | 17 |
| Figura 4 – Estrutura de um relé eletromecânico tipo bobina..... | 18 |
| Figura 5 – Estrutura de um relé eletromecânico tipo disco de indução..... | 19 |
| Figura 6 – Fluxo magnético na seção do disco do relé de disco de indução..... | 19 |
| Figura 7 – Diagrama do relé numérico..... | 21 |
| Figura 8 – Gráfico da corrente pelo tempo de operação T_{op} do relé na função 50 (50N)... | 22 |
| Figura 9 – Rede elétrica composta por relés configurados na função 50 (ou 50N)..... | 23 |
| Figura 10 - Corrente pelo tempo de operação T_{op} do relé na função tempo definido..... | 25 |
| Figura 11 – Curva característica para função 51(N)..... | 27 |
| Figura 12 – Rede protegida por dois relés de sobrecorrente com função 51(N)..... | 28 |
| Figura 13 – Curvas características dos relés R_1 e R_2 em situação de coordenação..... | 28 |
| Figura 14 - Curvas características dos relés R_1 e R_2 em situação de descoordenação..... | 29 |
| Figura 15 – Intersecção das curvas características dos relés R_1 e R_2 | 30 |
| Figura 16 – Típica rede de distribuição radial..... | 32 |
| Figura 17 – Modelo de curto-circuito representado por quatro impedância..... | 35 |
| Figura 18 – Circuito equivalente da rede em curto-circuito..... | 35 |
| Figura 19 – Exemplo de Sistema de distribuição radial com falta na barra 5..... | 38 |
| Figura 20 – Algoritmo de fluxo de potência de uma rede radial de distribuição..... | 46 |
| Figura 21 – Fluxograma para solução do curto-circuito em uma rede de distribuição..... | 48 |
| Figura 22 – Curvas características de R1 (retaguarda) e R2 em coordenação..... | 52 |
| Figura 23 – Descoordenação de R1 (retaguarda) e R2 para faltas superiores a 3,2 kA..... | 52 |
| Figura 24 – Algoritmo genético para solução da coordenação dos relés..... | 55 |
| Figura 25 – Rede de distribuição de 134 barras com quatro relés de sobrecorrente..... | 57 |
| Figura 26 – Curvas características da solução ótima da Tabela 7..... | 61 |

Lista de Tabelas

| | |
|---|----|
| Tabela 1 – Tipos de curvas de relés de tempo inverso conforme padronização IEEE..... | 27 |
| Tabela 2 – Padronização CO8, CO2, IEC e UK para os relés de tempo inverso..... | 27 |
| Tabela 3 – Vetor cromossomo para uma rede de distribuição formada por N relés..... | 53 |
| Tabela 4 – Grupos de teste..... | 58 |
| Tabela 5 – Resultados do <i>fitness</i> obtidos para os grupos definidos na tabela 6..... | 59 |
| Tabela 6 – Análise estatística dos testes os grupos da tabela 6..... | 59 |
| Tabela 7 – Melhor solução obtida no grupo 14 com fitness 17,636..... | 60 |
| Tabela 8 – Intervalo de operação da solução ótima do grupo 1..... | 61 |
| Tabela 9 – Subgrupos definidos para $T_m=0,05$ | 63 |
| Tabela 10 – Subgrupos definidos para $T_m=0,05$ e $n_G=200$ | 64 |
| Tabela 11 - Subgrupos definidos para $T_m=0,05$, $n_G=200$ e $n_P=220$ | 65 |

Sumário

| | |
|---|----|
| 1. Introdução..... | 9 |
| 1.1. Causas comuns do curto-circuito..... | 9 |
| 1.2. Relés de sobrecorrente..... | 11 |
| 1.3. Transformador de corrente..... | 13 |
| 1.4. Relés de sobrecorrente eletromecânico..... | 16 |
| 1.4.1. Relés tipo armadura..... | 16 |
| 1.4.2. Relés tipo bobina..... | 17 |
| 1.4.3. Relés tipo disco de indução..... | 18 |
| 1.5. Relés de sobrecorrente numéricos e microprocessados..... | 20 |
| 2. Funções dos relés de sobrecorrente (50/51 e 50/51N)..... | 22 |
| 2.1. Função 50 e 50N..... | 22 |
| 2.2. Função 51/51N..... | 25 |
| 2.2.1. Operação em tempo definido..... | 25 |
| 2.2.2. Operação em tempo inverso (Função 51(N))..... | 26 |
| 2.3. Problema de coordenação entre relés (Função 51 e 51N)..... | 28 |
| 3. Fluxo de potência e análise de curto-circuito..... | 31 |
| 3.1. Método iterativo BFS para solução do fluxo de potência..... | 31 |
| 3.2. Análise de curto-circuito..... | 34 |
| 3.3. Método de compensação híbrido aplicado ao curto-circuito..... | 36 |
| 3.4. Solução do curto-circuito com presença de geradores na rede..... | 39 |
| 4. Metodologia de solução do problema de coordenação entre relés..... | 46 |
| 4.1. Algoritmo de solução de fluxo de potência..... | 46 |
| 4.2. Algoritmo de solução de curto-circuito..... | 47 |
| 4.3. Fundamentos de algoritmo genético..... | 49 |
| 4.4. Condição de coordenação entre relés..... | 51 |
| 4.5. Algoritmo genético para otimização da coordenação entre relés..... | 53 |
| 5. Resultados..... | 57 |
| 5.1. Análise estatísticas dos dados obtidos..... | 58 |
| 5.2. Análise da solução ótima..... | 60 |
| 6. Conclusão e trabalhos futuros..... | 63 |
| 7. Referencias..... | 67 |

1. Introdução

Dentre as diversas falhas que uma rede de distribuição elétrica pode estar submetida, uma das que apresentam maior potencial de dano para a estrutura do sistema é a corrente de curto-circuito, ou falta.

As faltas consistem em correntes de alta magnitude, devido à baixa impedância entre o ponto de alimentação e o ponto da falta. Esse efeito ocorre, pois, a falha fecha um circuito entre fases, ou entre fase e terra, formando um caminho de menor impedância na rede, de modo que a impedância total desse circuito é muito menor que a impedância total do sistema. Como a corrente sempre se concentra nos caminhos que apresentam menor impedância, a corrente será muito elevada, comparada a corrente nominal, no caminho fechado pelo defeito, conseqüentemente a baixa impedância deste circuito tende a elevar a magnitude da corrente, conforme a relação da lei de ohm, em que a corrente é inversamente proporcional a impedância.

De acordo com Gers e Holmes (2004), devido as características indutivas da rede, a variação da magnitude da corrente em uma falta não é instantânea, apresentando um comportamento transitório, em que a componente contínua da corrente tende a cair com uma taxa $e^{-\frac{R}{L}t}$, em que R e L são as resistência e indutâncias totais do circuito.

1.1. Causas comuns do curto-circuito

De acordo com Kindermann (1992), a corrente de curto-circuito sempre ocorre em pontos aleatórios do sistema elétrico, e caso não sejam eliminadas rapidamente, tem o potencial de causar sérios danos materiais na rede elétrica. Portanto, conhecer a corrente de curto-circuito no sistema é útil para atender a objetivos como:

- dimensionar a linhas de transmissão ao seu limite térmico suportável causado por um curto-circuito, garantindo a integridade das estruturas em caso de ocorrência do defeito,
- dimensionar dispositivos de proteção para a rede,
- dimensionar transformadores de correntes em relação ao nível de saturação da curva de magnetização e

- definir o tempo de operação do relé de sobrecorrente quando submetido a corrente de curto-circuito, e então efetuar a configuração dos dispositivos para que operem em coordenação.

Kindermann (1992) lista as causas típicas de curto-circuito como sendo:

1. Problema de isolação:

Curtos-circuitos do tipo fase terra são muito comuns nesses casos. Se a isolação estiver comprometida ou não for adequadamente dimensionada, as altas tensões nos condutores do sistema podem romper a resistência dielétrica do isolador, fechando o circuito entre a fase e a terra.

2. Problemas mecânicos:

Consistem em problemas causados por ação mecânica, muitas vezes por influência da natureza, como ação do vento, que pode causar o contato elétrico entre duas fases de cabos sem isolamento, queda de árvores ou galhos no sistema elétrico, podendo fechar um curto-circuito entre as três fases (curto-circuito trifásico) ou entre duas fases (curto-circuito bifásico) dependendo das condições climáticas, pois apesar do galho não ser um condutor, se estiver úmido pode permitir a condução elétrica.

3. Problemas térmicos e elétricos.

Caracterizado por altas correntes causadas por surtos de chaveamento da rede, sobretensão, sobrecargas, que por sua vez levam a sobrecorrentes, descargas atmosféricas no sistema e etc. Todos esses casos causam aquecimento nos cabos ou equipamentos a ponto de prejudicar a isolação desses, como consequência as tensões na rede podem romper o dielétrico do isolador e causar fuga de corrente para terra, por exemplo.

4. Problemas de manutenção:

Podem ocorrer devido a substituição inadequada de material, peças ou equipamentos do sistema elétrico, ou ainda a ausência de mão de obra treinada e qualificada para inspeção e/ou execução da manutenção do sistema elétrico.

Também existem outros fatores de naturezas diversas que podem causar falta no sistema, como por exemplo atos de vandalismo, queimadas que podem afetar a estrutura

do sistema elétrico, inundações, desmoronamento do terreno onde a rede se encontra etc.

1.2. Relés de sobrecorrente

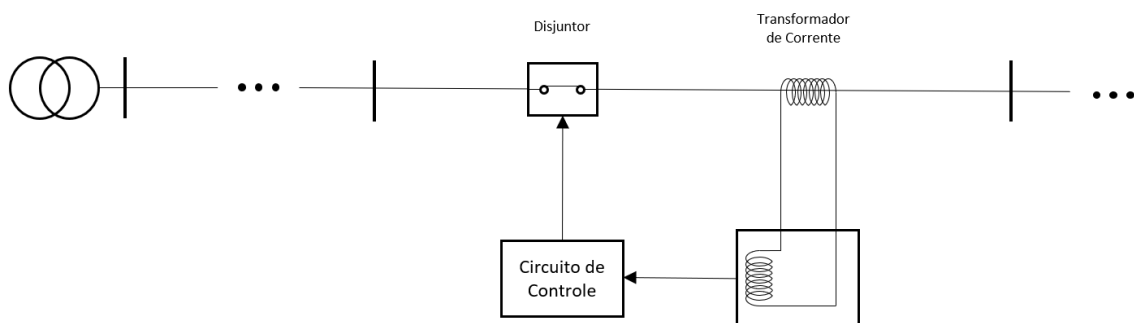
Gers e Homes (2004) afirmam que estimativas dos valores das correntes de falta podem ser empregadas para identificar a presença da falta e acionar os dispositivos de proteção. Os tipos de equipamento de proteção mais usados em instalações elétricas são:

- disjuntores termomagnéticos,
- disjuntores de caixa moldada (MCCBs – *Moulded-Case Circuit Breaker*),
- fusíveis e
- relés de sobrecorrente.

Para proteção de redes de distribuição, os relés de sobrecorrente, aliados a fusíveis, são amplamente usados, pois esses dispositivos não só protegem o sistema, isolando as faltas, como também podem operar de modo coordenado, garantindo a seletividade na proteção.

O relé atua no sistema elétrico monitorando a corrente, de modo que se a intensidade dessa atingir níveis de curto-circuito, o relé envia um comando de acionamento para uma chave conectada em série na rede, abrindo-a e isolando a falta. A figura 1 a seguir apresenta o diagrama de ligação de um relé de sobrecorrente na rede elétrica de distribuição.

Figura 1 – Diagrama de ligação de um relé de sobrecorrente na rede de distribuição



Fonte: Elaborado pelo autor

Como as correntes na rede elétrica apresentam altas magnitudes, estas não podem alimentar diretamente o circuito de controle do relé, portanto o relé monitora a corrente na rede mediante um transformador de corrente, ou TC, conforme podemos observar na figura 1. As relações de transformação do TC são mais bem discutidas na seção 2.3.

Conforme ilustrado na figura 1, o TC se comunica com o circuito de controle do relé, esse pode ser do tipo eletromecânico ou microprocessado, que por sua vez atua em uma chave, ou disjuntor, conectada em série na rede, abrindo-a caso a intensidade da corrente no sistema aumente para níveis de corrente de curto-circuito, configuradas no próprio relé, de modo a isolar o defeito.

Gers e Holmes (2004) classificam os tipos de relés conforme a construção e função. Em relação a construção, temos os seguintes tipos de relés:

- eletromecânico,
- estado sólido,
- microprocessado,
- numérico e
- não elétrico.

Os relés do tipo não elétricos podem ser do tipo térmico ou de pressão, por exemplo.

Em relação a função, os relés podem ser do tipo:

- sobrecorrente,
- sobrecorrente direcional,
- distância,
- sobretensão,
- diferencial e
- etc.

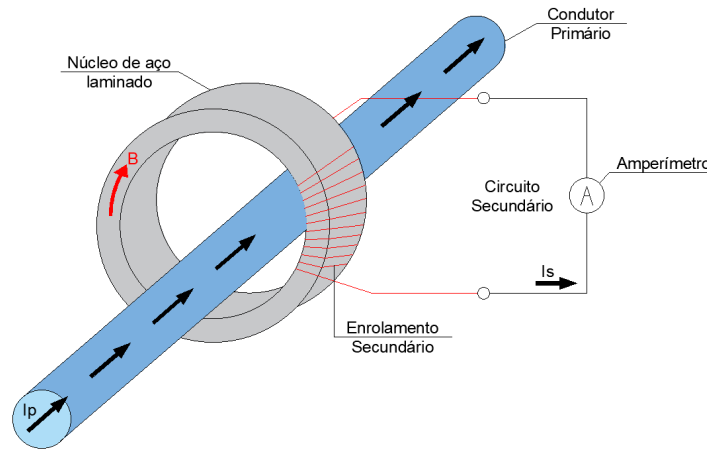
Neste trabalho será estudado os relés do tipo eletromecânico, estado sólido, ou microprocessado ou numérico, com a função de proteção de sobrecorrente.

1.3. Transformador de corrente

O TC destina-se a reproduzir de maneira proporcional a corrente de seu circuito primário no secundário, mantendo o seu fasor e normalizando seu valor nominal, apresentando uma magnitude reduzida em relação a corrente no circuito primário, sendo, portanto, um equipamento muito útil para instrumentos de medição e proteção na rede.

A bobina do TC é conectada em série com a carga, conforme exemplificado na figura 2.

Figura 2 – Ligação de um transformador de corrente na rede de distribuição



Fonte: EA Engenheiros Associados

Como podemos observar na figura 2, a corrente I_p no primário do TC, que alimenta a carga na rede, induz um campo magnético que se manifesta como um fluxo magnético Φ no núcleo do TC, conforme descrito pela 3ª lei de Maxwell-Ampère do eletromagnetismo a seguir.

A 3ª lei de Maxwell-Ampère descreve a relação entre o campo magnético \vec{B} e a corrente \vec{J} (E campo elétrico \vec{E} variante no tempo) que o induz. Portanto, uma corrente elétrica variante \vec{J} , e seu campo elétrico \vec{E} variante no tempo, induzem um campo magnético \vec{B} . Se $\vec{\nabla} \times \vec{B} \neq 0$, então o campo magnético é um campo vetorial não conservativo, isto é, a integral de linha entre dois pontos em \vec{B} dependem do caminho de

integração, e apresenta um comportamento de rotação, pois suas componentes em x, y e z tendem a apresentar variação nas direções ortogonais.

$$\vec{\nabla}_x \vec{B} = \mu_0 \left(\vec{J} + \varepsilon_0 \frac{\partial \vec{E}}{\partial t} \right) \quad (1)$$

Considerando a simetria da natureza, também é possível observar que a 3ª lei de Maxwell-Ampère afirma que um campo magnético, cujo rotacional não é nulo, tende a induzir um campo elétrico variante no tempo e conseqüentemente uma corrente elétrica, se houver cargas livres imersas nesse campo.

Assim, o fluxo magnético Φ , através do núcleo do TC, atravessa a seção da bobina do circuito secundário do transformador. O fluxo magnético é definido como a integral de linha do campo magnético através da superfície S do núcleo, conforme a equação 2 a seguir.

$$\Phi = \oint_S \vec{B} \cdot \hat{n} dS \quad (2)$$

Em que \hat{n} é o versor normal da superfície de integração. Conforme a lei de Faraday, um fluxo magnético variante no tempo através de uma superfície limitada por um circuito, induz uma força eletromotriz (fem) ε no mesmo, manifestando-se como uma corrente e campo elétrico com sentido contrário ao do fluxo magnético, conforme a equação 3. O campo \vec{E} induzido apresenta um comportamento de rotação, se $\vec{\nabla}_x \vec{E} \neq 0$, conforme descrito na 4ª lei de Maxwell-Faraday na equação 4.

$$\varepsilon = - \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad (3)$$

$$\vec{\nabla}_x \vec{E} = - \frac{\partial \vec{B}}{\partial t} \quad (4)$$

Portanto, a corrente no circuito primário induz corrente no circuito secundário do TC, mediante as relações de indução corrente-fluxo magnético.

Se a fem induzida em uma única espira é descrita pela equação 3, então a fem total, ou V , para uma bobina formada por N espiras é dada pela equação 5.

$$V = -N \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad (5)$$

Analogamente, se o primário e secundário do TC forem constituídos por bobinas com N_1 e N_2 espiras, então a tensão no primário e secundário são respectivamente V_1 e V_2 , conforme as equações 6.

$$\begin{aligned} V_1 &= -N_1 \frac{\partial \phi}{\partial t} \\ V_2 &= -N_2 \frac{\partial \phi}{\partial t} \end{aligned} \quad (6)$$

Isolando $\frac{\partial \phi}{\partial t}$ e igualando nas equações 6, obtemo-se a relação de transformação da tensão do TC, conforme a equação 7 a seguir.

$$\begin{aligned} -\frac{\partial \phi}{\partial t} &= \frac{V_1}{N_1} = \frac{V_2}{N_2} \\ \frac{V_1}{V_2} &= \frac{N_1}{N_2} \end{aligned} \quad (7)$$

Como a potência no circuito primário é igual ao do secundário, S_1 e S_2 respectivamente, se desprezarmos a dispersão do fluxo magnético, perdas por efeito joule nos enrolamentos, e perdas por correntes de Foucault e histerese no núcleo, e sendo J_1 e J_2 as correntes no circuito primário e secundário, nessa ordem, então a relação de transformação das correntes é expressa pela equação 8 a seguir.

$$S_1 = V_1 J_1^*$$

$$S_2 = V_2 J_2^*$$

$$\begin{aligned} |S_1| = |S_2| = |V_1| |J_1| = |V_2| |J_2| &\rightarrow \frac{|V_1|}{|V_2|} = \frac{|J_2|}{|J_1|}, \text{ substituindo na equação 7, temos } \frac{|J_2|}{|J_1|} \\ &= \frac{N_1}{N_2} \end{aligned}$$

$$\frac{|J_2|}{|J_1|} = \frac{N_1}{N_2} \quad (8)$$

Então a corrente na bobina secundária do TC é dada por $|J_2| = |J_1| \frac{N_1}{N_2}$, se o número de espiras N_2 for maior que N_1 , conclui-se que a corrente induzida no secundário é $\frac{N_1}{N_2}$ vezes menor que a corrente do primário.

Como já discutido, o TC tem a finalidade de alimentar sistemas de medição e proteção na rede, assim é importante que o transformador cause o mínimo possível de queda de tensão no sistema, por isso é as resistências dos enrolamentos devem ser relativamente baixas, o que exige fios com seções largas, além de poucas espiras, pois conforme a equação 5 verifica-se que a tensão na bobina é diretamente proporcional ao número de espiras. Os equipamentos de medição de corrente ou de proteção são ligados em série com a bobina do secundário, de modo que a corrente seja a mesma nesses dispositivos.

1.4. Relés de sobrecorrente eletromecânico

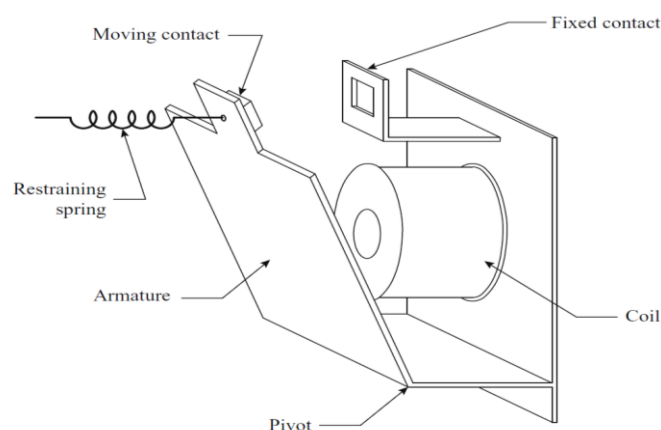
Os relés eletromecânicos se caracterizam por serem construído com elementos elétricos, magnéticos e mecânicos, como bobinas, núcleos magnéticos e contatos elétricos móveis e fixos. Gers e Holmes (2004) classificam os relés eletromecânicos em três tipos:

- armadura,
- bobina e
- disco de indução.

1.4.1. Relés tipo armadura

A figura 3 a seguir ilustra a construção de um relé eletromecânico do tipo armadura. Podemos observar que esse dispositivo é formado por um contato móvel (*Moving contact*) fixado em uma placa de metal identificada como armadura (*Armature*), uma mola de retenção (*Restraining spring*) é fixada na armadura, responsável por criar uma força no sentido de afastar o contato móvel do contato fixo (*Fixed contact*), e próximo a armadura é posicionada uma bobina (*Coil*), conectada ao TC na rede elétrica. Os contatos móveis fecham um circuito que enviam um sinal de comando de acionamento ao disjuntor, ou chave, conectada em série na rede.

Figura 3 – Estrutura de um relé eletromecânico tipo armadura



Fonte: Gers e Holmes (2004)

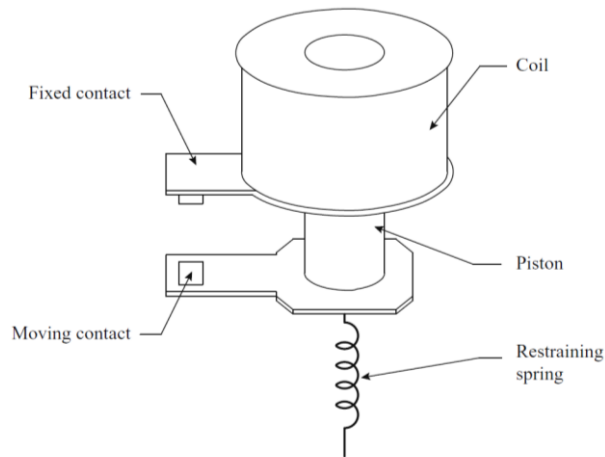
Quando a corrente no sistema atinge níveis de correntes de curto-circuito, o TC é sensibilizado, aumentando de maneira proporcional a corrente no seu circuito secundário, que por sua vez alimenta a bobina do relé, intensificando o campo magnético induzido nela, produzindo uma força de atração sobre a armadura. Se essa força magnética de atração superar a força de tração da mola, que mantém a armadura em sua posição, a armadura se move em direção a bobina, movimentando com ela o contato móvel em direção ao contato fixo, de modo a fechar o circuito que aciona o disjuntor na rede.

Portanto, o relé pode ter sua corrente de acionamento ajustada mediante alteração da tração da mola de retenção, de modo que quanto maior for a força de tração da mola sobre a armadura, maior deverá ser a força magnética de atração da bobina sobre a armadura, exigindo que a corrente no secundário do TC, que alimenta a bobina do relé, seja mais intensa, e, portanto, a corrente na rede deve possuir uma maior magnitude para sensibilizar o relé.

1.4.2. Relés tipo bobina

A figura 4 a seguir apresenta um relé eletromecânico do tipo bobina. Observa-se na figura 4 que, assim como o tipo armadura, o tipo bobina possui contatos fixo e móvel, que conectam o circuito de acionamento do disjuntor, porém o contato móvel está fixado em um pistão móvel de metal, posicionado no eixo central do enrolamento do relé, uma mola de retenção fixada no pistão mantém o contato móvel distante do fixo. A bobina é alimentada pelo secundário do TC.

Figura 4 – Estrutura de um relé eletromecânico tipo bobina



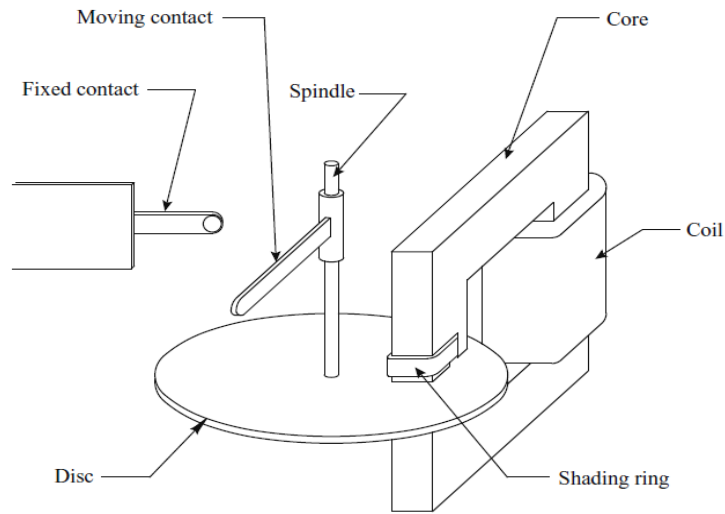
Fonte: Gers e Holmes (2004)

Analogamente ao tipo armadura, se a corrente na rede induzir uma corrente no secundário do TC, cuja intensidade seja suficiente para induzir um campo magnético na bobina do relé que seja intenso o suficiente para induzir uma força magnética de atração sobre o pistão que supere a força de tração da mola, então o pistão se movimentará na direção do eixo central da bobina e em direção a bobina, movimentado consigo o contato móvel em direção ao contato fixo, fechando o circuito que aciona o disjuntor. Assim como no relé tipo armadura, a corrente que sensibiliza o dispositivo de proteção pode ser ajustada pela tração da mola.

1.4.3. Relés tipo disco de indução

A figura 5 a seguir esquematiza a construção de um relé eletromecânico do tipo disco de indução. Este relé é formado por um contato fixo (*Fixed contact*) e um móvel (*Moving contact*), sendo este último fixado no eixo (*Spindle*) de um disco de metal (*Disc*). O disco de metal é posicionado no entreferro do núcleo (*Core*) de uma bobina (*Coil*). Assim como nos relés de tipo armadura e bobina, o tipo disco de indução tem sua bobina alimentada pelo secundário de um TC acoplado a rede, a fim de monitorar a intensidade da corrente no sistema, e os contatos fixo e móvel fecham um circuito de acionamento do disjuntor conectado em série na rede.

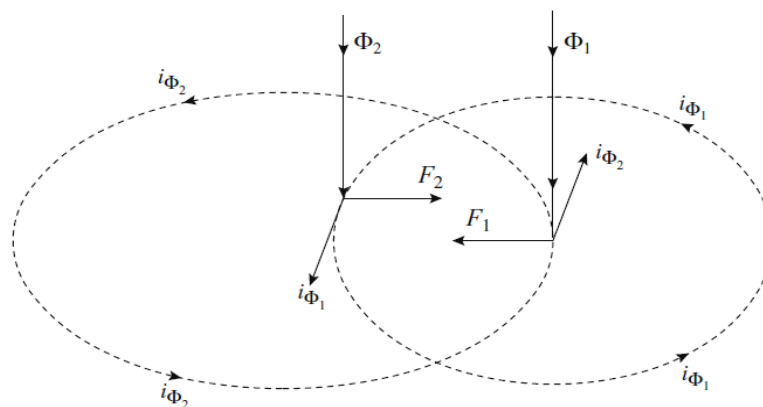
Figura 5 – Estrutura de um relé eletromecânico tipo disco de indução



Fonte: Gers e Holmes (2004)

Para que os contatos fixo e móvel se fechem, e por sua vez acione o disjuntor, é necessário que o disco rotacione, movimentando o contato móvel em seu eixo em direção ao contato fixo. O estímulo para criar um torque que mova o disco é oriundo do fluxo magnético no entreferro, que atravessa certa seção do disco.

Figura 6 – Fluxo magnético na seção do disco do relé de disco de indução



Fonte: Gers e Holmes (2004)

A figura 6 ilustra o fluxo magnético através da seção do disco do relé posicionado no entreferro. O fluxo no entreferro induz micro correntes na superfície do disco ao

atravessá-lo, como consequência da 4ª lei de Maxwell-Faraday (equações 3 e 4). Essas micro correntes são denominadas correntes de Foucault, ou correntes parasitas. As correntes de Foucault interagem com os fluxos vizinhos, induzindo uma força eletromagnética na superfície do disco, definida pela equação 9 a seguir, deduzida a partir da lei de Biot-Savart.

$$\vec{F} = J\hat{j}\times\vec{B} \quad (9)$$

Em que o campo magnético \vec{B} e o fluxo magnético Φ se relacionam conforme a equação 2, J é a corrente elétrica e \hat{j} seu versor.

A equação 9 enuncia que a interação entre uma corrente elétrica e um campo magnético, ou fluxo magnético, produz uma força eletromagnética ortogonal a ambos. Portanto, podemos observar na figura 6 que a interação entre a corrente de Foucault i_{ϕ_1} , induzida pelo fluxo Φ_1 , ao interagir com o fluxo vizinho Φ_2 , gera uma força eletromagnética \vec{F}_1 ortogonal a Φ_2 e i_{ϕ_1} . Nota-se o mesmo comportamento entre a corrente parasita i_{ϕ_2} , induzida pelo fluxo Φ_2 , e o fluxo magnético Φ_1 , produzindo uma força eletromagnética \vec{F}_2 ortogonal a Φ_1 e i_{ϕ_2} . Essas forças eletromagnéticas formam um par de forças sobre a superfície do disco que resultam em um torque, movimentando o disco do relé.

O fluxo magnético é induzido pela corrente do secundário do TC que alimenta a bobina, essa corrente é induzida pela corrente na rede, na qual o TC encontra-se acoplado. Então quanto maior for a corrente na rede, maior é a intensidade da corrente no secundário do TC, resultando em fluxos magnéticos mais intensos atravessando o disco, e por sua vez correntes de Foucault mais intensas, de modo a induzir forças eletromagnéticas de maior magnitude, levando a torques mais intensos no disco.

1.5. Relés de sobrecorrente numéricos e microprocessados

Com o avanço no campo dos microprocessadores, os relés de proteção, até então eletromecânicos, evoluíram consideravelmente, possibilitando o desenvolvimento de relés de proteção microprocessados que oferecem maior confiabilidades e preços mais acessíveis comparados aos relés eletromecânicos.

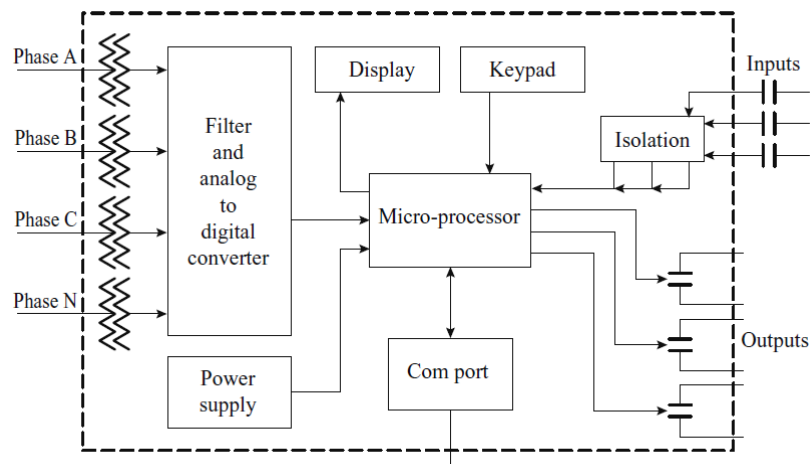
Gers e Holmes (2004) afirmam que os relés microprocessados, ou numéricos, oferecem mais recursos que os relés eletromecânicos, como monitoramento e envio de

dados em tempo real, o que é muito útil ao operador do sistema, armazenamento de registro de eventos na rede, maior flexibilidade em relação aos ajustes dos parâmetros e funções de proteção do relé, desenvolvimento de algoritmos de proteção a ser implementado pelo dispositivo, mediante uma interface IHM (Interface Homem Máquina), entre outros.

Além de todas as vantagens de operação, os relés numéricos também saem na frente quanto a facilidade e custos de manutenção, além de adaptabilidade na integração com novas tecnologias de proteção e monitoramento do sistema elétrico, por se tratar de um equipamento digital.

Os relés numéricos operam mediante a amostragem das fases do sistema de distribuição, conforme o diagrama da figura 7, no lado direito há entradas para as fases A, B e C, e o Neutro (indicado por *Phase N*). Um conversor analógico-digital amostra as fases da rede de distribuição, indicado no diagrama acima como *Filter and analog to digital converter*, o sinal digital resultante é então tratado pelo microprocessador.

Figura 7 – Diagrama do relé numérico



Fonte: Gers e Holmes (2004)

Conforme a lógica de proteção desenvolvida no microprocessador do relé, é gerado um sinal de saída, indicado na figura 7 como o módulo *Outputs*. Caso seja detectado um defeito, como corrente de curto-circuito ou sobrecarga, o sinal de saída aciona a chave eletrônica, ou disjuntor, abrindo o trecho da rede e isolando a falta.

2. Funções dos relés de sobrecorrente (50/51 e 50/51N)

Baseando-se nas características de operação dos relés de sobrecorrentes, GERS e HOLMES (2004) dividem esses dispositivos em três grupo, estes são:

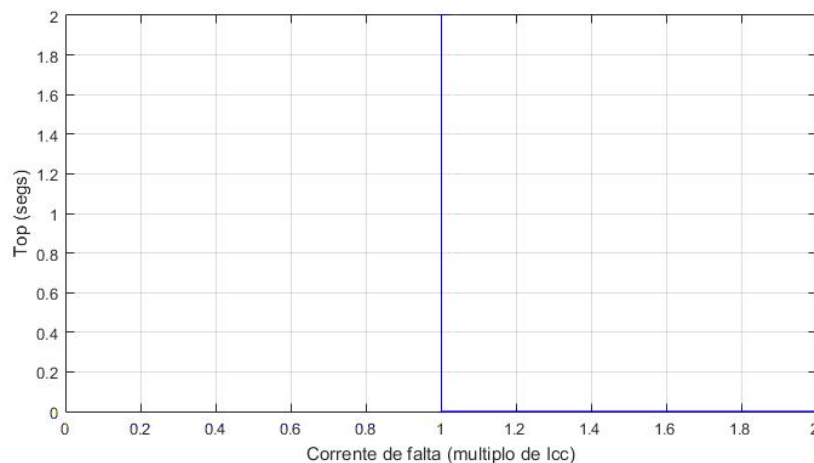
- relé de corrente definida, ou instantâneo,
- relé de tempo definido e
- relé de tempo inverso.

Conforme as especificações técnicas da Amazonas Energia (2014), o modo de operação de corrente definida, ou ação instantânea do relé é classificada como Função 50, para proteção entre fases somente, e 50N para proteção que inclua fase-neutro, ou fase-terra, enquanto a operação temporizada, é classificada como Função 51, para proteção entre fases, e 51N para proteção que inclua fase-neutro (terra).

2.1. Função 50 e 50N

O relé com ação de corrente definida, ou instantâneo, atua na função 50, ou 50N. De acordo com Gers e Holmes (2014), a função 50 (50N) caracteriza-se pela atuação instantânea do relé quando submetido a uma corrente que supere sua corrente de *pick-up*, ou corrente de ajuste, que se trata de um parâmetro configurável do relé, conforme pode-se observar o gráfico da corrente pelo tempo de operação T_{op} na figura 8.

Figura 8 – Gráfico da corrente pelo tempo de operação T_{op} do relé na função 50 (50N)



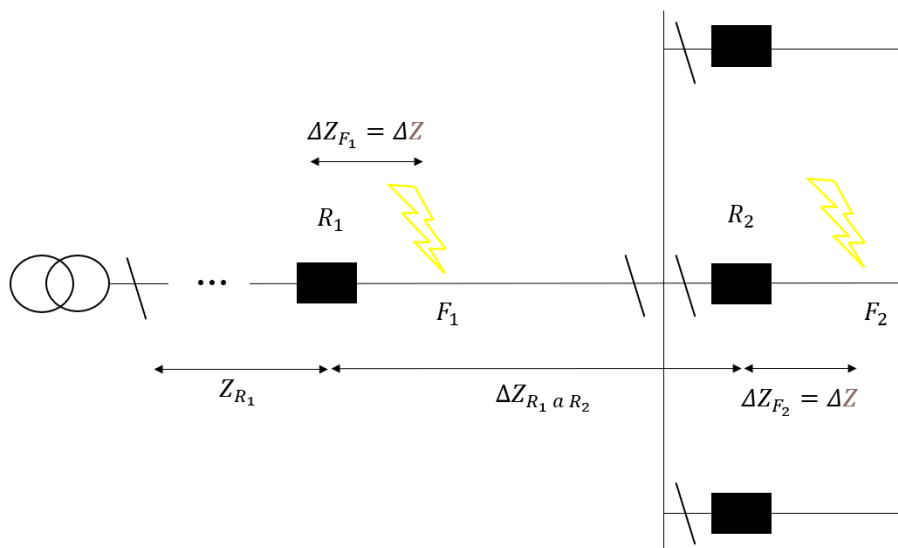
Fonte: Elaborado pelo autor

Como a corrente de curto-circuito tende a diminuir sua magnitude à medida que seu ponto de incidência se afasta do alimentador, o sistema de proteção é configurado de modo que quanto mais distante o relé estiver da alimentação menor será sua corrente de ajuste.

Gers e Holmes (2004) demonstram que arranjos de proteção envolvendo apenas relés de sobrecorrente na função 50 (50N) apresentam baixa seletividade para altas correntes de curto-circuito. Além disso se as configurações das correntes de ajuste dos relés forem baseadas na condição de falta máxima, a proteção não será apropriada em níveis de corrente mais baixos. Além dessas desvantagens, essa configuração da proteção é incapaz de distinguir o defeito entre dois pontos eletricamente próximos na rede, isto é, cuja impedância entre eles é menor do que a impedância deles até a fonte, gerando uma baixíssima seletividade, conforme demonstrado a seguir.

Seja a rede de distribuição da figura 9 a seguir. Essa rede tem seu sistema de proteção formado por 4 relés de sobrecorrente. Consideremos duas situações de curto-circuito na rede, na primeira situação o defeito ocorre no ponto F_1 , localizado a jusante do relé R_1 , na segunda situação o defeito ocorre no ponto F_2 , a jusante do relé R_2 .

Figura 9 – Rede elétrica composta por relés configurados na função 50 (ou 50N)



Fonte: Elaborado pelo autor

Para a falta em F_1 , a impedância entre o ponto da falta e o alimentador corresponde a impedância série $Z_{F_1} = Z_{R_1} + \Delta Z_{F_1}$, em que Z_{R_1} é a impedância entre o alimentador e o relé R_1 , enquanto ΔZ_{F_1} é a impedância entre o relé R_1 e o defeito em F_1 . Portanto, a corrente de falta devido o defeito em F_1 é dado pela equação 10 a seguir.

$$I_{SC}^{F_1} = \frac{V_S}{(Z_{R_1} + \Delta Z_{F_1})\sqrt{3}} \quad (10)$$

Em que V_S é a tensão na barra da fonte do alimentador.

Considerando que a impedância total entre R_1 e R_2 , dado por $\Delta Z_{R_1 a R_2}$ é muito menor que a impedância de R_1 até o alimentador, isto é $\Delta Z_{R_1 a R_2} \ll Z_{R_1}$, podemos concluir que qualquer impedância entre R_1 e R_2 , como por exemplo F_1 , possui impedância até R_1 muito menor que a impedância de R_1 até o alimentador, portanto $\Delta Z_{F_1} \ll Z_{R_1}$.

Para uma falta no ponto F_2 , a impedância série entre o alimentador e a falta corresponde a $Z_{F_2} = Z_{R_1} + \Delta Z_{R_1 a R_2} + \Delta Z_{F_2}$, em que ΔZ_{F_2} é a impedância entre a falta em F_2 e o relé R_2 . Portanto, a corrente de curto-circuito para uma falta em F_2 é dada pela equação 11 a seguir.

$$I_{SC}^{F_2} = \frac{V_S}{(Z_{R_1} + \Delta Z_{R_1 a R_2} + \Delta Z_{F_2})\sqrt{3}} \quad (11)$$

Em que $\Delta Z_{F_2} \ll Z_{R_1} + \Delta Z_{R_1 a R_2}$, considerando que a falta em F_2 encontra-se eletricamente próxima ao relé R_2 , quando comparada a impedância total do alimentador ao relé R_2 ($Z_{R_2} = Z_{R_1} + \Delta Z_{R_1 a R_2}$).

Considerando ΔZ_{F_1} e ΔZ_{F_2} desprezíveis, em relação as demais impedâncias do sistema, podemos simplificá-los como:

$$\Delta Z_{F_1} \approx \Delta Z_{F_2} = \Delta Z$$

Como a impedância de R_1 ao alimentador (Z_{R_1}) é muito maior que a impedância entre os relés, e dos relés até aos pontos de defeito, podemos concluir que:

$$Z_{R_1} + \Delta Z \gg \Delta Z_{R_1 a R_2} + \Delta Z$$

Portanto, conclui-se que a corrente de curto-circuito devido à falta em F_2 é aproximadamente igual a corrente de curto-circuito devido a falta em F_1 , conforme demonstrado a seguir.

$$I_{SC}^{F_2} = \frac{V_S}{(Z_{R_1} + \Delta Z_{R_1} + Z_{R_2} + \Delta Z)\sqrt{3}} \approx \frac{V_S}{(Z_{R_1} + \Delta Z)\sqrt{3}} = I_{SC}^{F_1}$$

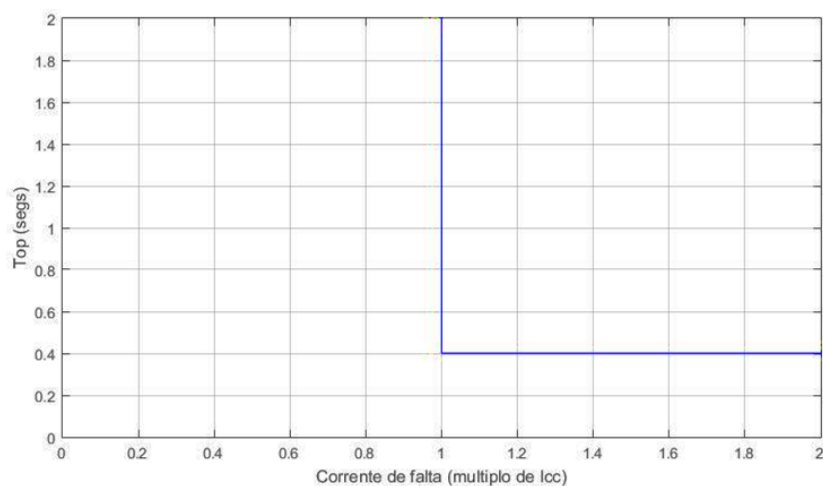
Então é impossível ao sistema de proteção distinguir as faltas entre os pontos F_1 e F_2 , se a impedância entre eles for muito menor que a impedância deles até a fonte, ocasionando em baixa seletividade.

2.2. Função 51/51N

2.2.1. Operação em tempo definido

Assim como o relé na operação instantânea, a função de definido possui configuração de corrente de *pick-up*, ou corrente de ajuste, porém seu diferencial é a configuração de um segundo parâmetro denominado *time dial*. Conforme Gers e Holmes (2004), esse parâmetro estabelece um tempo de *delay* para o acionamento do relé assim que sua corrente de ajuste é alcançada. A Figura 10 apresenta o gráfico da corrente pelo tempo de operação T_{op} dos relés na função de tempo definido.

Figura 10 - Corrente pelo tempo de operação T_{op} do relé na função tempo definido



Fonte: Elaborado pelo autor

O sistema de proteção de uma rede formada por relés na função tempo definido pode ser configurado de modo que os dispositivos apresentem maior *time dial* à medida que se aproximam do alimentador, permitindo que os dispositivos mais próximos a falta operem primeiro.

Segundo Gers e Holmes (2004), apesar dessa configuração de relés com tempo definido resolver os problemas de coordenação e seletividade dos relés em operação instantânea, sua grande desvantagem é a necessidade de tempos relativamente longo para isolar faltas próximas a subestação, que por sua vez geram as correntes de curto-circuito mais altas na rede, o que pode resultar em danos estruturais no sistema elétrico.

2.2.2. Operação em tempo inverso (Função 51(N))

A operação de tempo inverso, que caracteriza a função 51(N) do relé, se difere do tempo definido por possuir um *delay*, ou tempo de operação (T_{op}) inversamente proporcional a corrente de curto-circuito, portanto, quanto maior for a corrente de falta menor é tempo de operação do dispositivo. A Figura 11 apresenta o comportamento da curva característica corrente pelo tempo de operação de relés de tempo inverso para os padrões IEEE, CO2 e CO8.

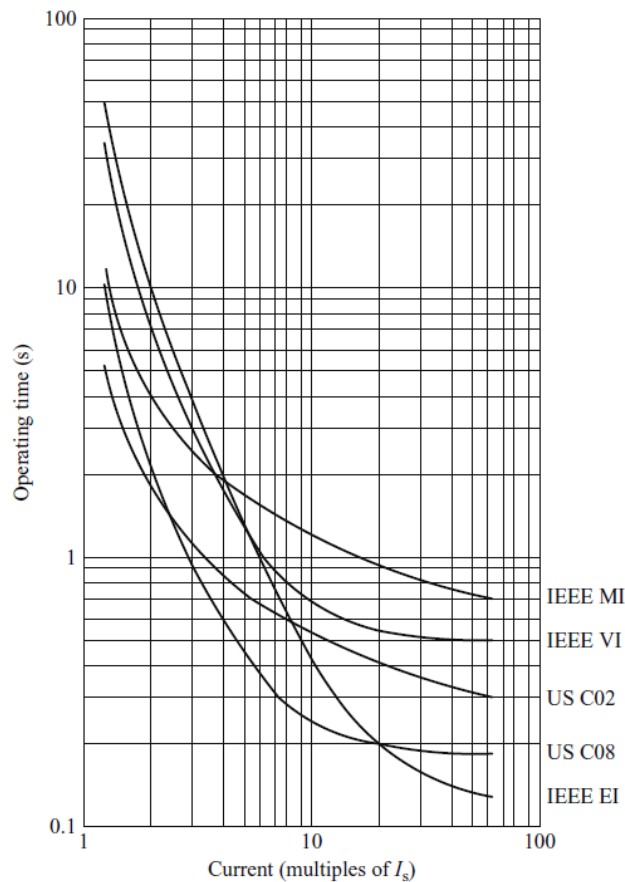
A função temporizada do relé possibilita obter tempos de operação mais curtos para níveis de corrente de curto-circuito relativamente altas, sem arriscar a integridade física das estruturas da rede ou comprometer a seletividade dos dispositivos de proteção. A equação 12 expressa o tempo de operação do relé de tempo inverso em função da corrente de curto-circuito, da corrente de ajuste e do *time dial* configurados no dispositivo para relés no padrão do padrão europeu.

$$T_{op} = \frac{TD \cdot \alpha}{\left(\frac{I_{CC}}{I_A}\right)^\beta - 1} \quad (12)$$

Em que os parâmetros α e β são as propriedades do relé que definem o tipo de curva característica.

Holmes e Gers (2004) classificam os relés como moderadamente inversos, muito inversos e extremamente inversos, conforme o padrão IEEE, cujos valores dos parâmetros são apresentados na Tabela 1. A Tabela 2 apresenta outros tipos de curvas características de relés para padronização CO8, CO2, IEC e UK.

Figura 11 – Curva característica para função 51(N)



Fonte: Gers e Holmes (2004)

Tabela 1 – Tipos de curvas de relés de tempo inverso conforme padronização IEEE

| <i>Descrição da curva</i> | α | β |
|------------------------------|----------|---------|
| <i>Moderadamente Inverso</i> | 0,02 | 0,0515 |
| <i>Muito Inverso</i> | 2 | 19,61 |
| <i>Extremamente Inverso</i> | 2 | 28,2 |

Fonte: Adaptado de Gers e Holmes (2004)

Tabela 2 – Padronização CO8, CO2, IEC e UK para os relés de tempo inverso

| <i>Descrição da curva</i> | <i>Padronização</i> | α | β |
|---------------------------|---------------------|----------|---------|
| <i>Inverse</i> | CO8 | 2 | 5,95 |
| <i>Short-time inverse</i> | CO2 | 0,02 | 0,0239 |
| <i>Standard inverse</i> | IEC | 0,02 | 0,14 |
| <i>Very inverse</i> | IEC | 1 | 13,5 |
| <i>Extremely inverse</i> | IEC | 2 | 80 |
| <i>Long-time inverse</i> | UK | 1 | 120 |

Fonte: Adaptado de Gers e Homes (2004)

2.3. Problema de coordenação entre relés (Função 51 e 51N)

A figura 12 a seguir apresenta o trecho de uma rede de distribuição formada por 2 relés de sobrecorrente com função 51(N).

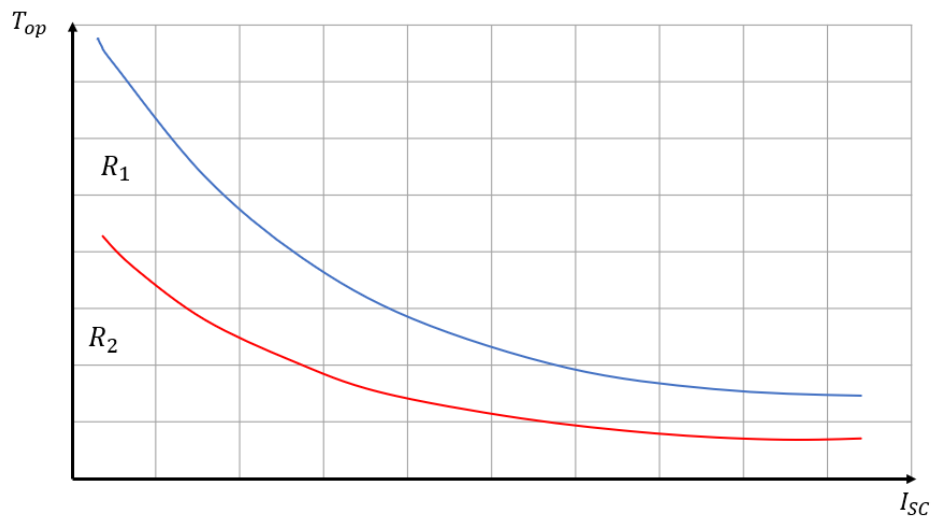
Figura 12 – Rede protegida por dois relés de sobrecorrente com função 51(N)



Fonte: Elaborado pelo autor

A figura 13 a seguir apresenta as curvas características dos relés, considerando que suas configurações de tipo de curva, corrente de ajuste e *time dial* garantem a coordenação da operação da proteção.

Figura 13 – Curvas características dos relés R_1 e R_2 em situação de coordenação



Fonte: Elaborado pelo autor

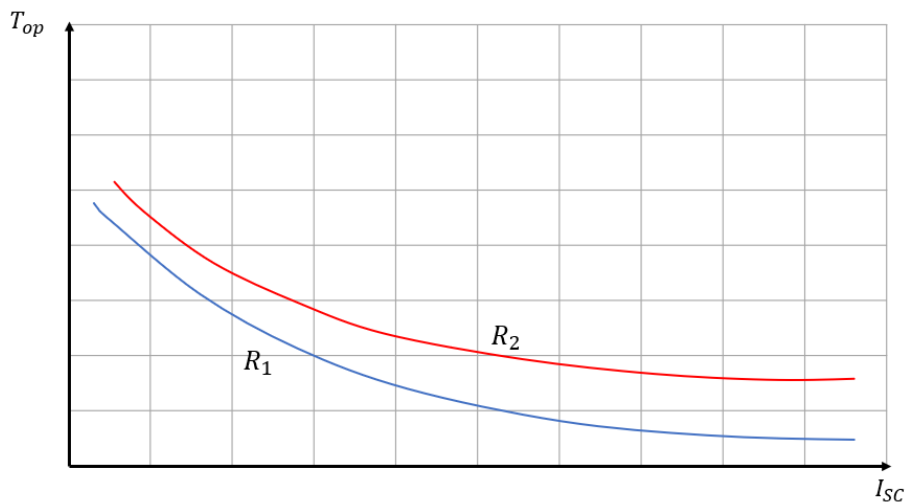
Observa-se na figura 13 que a curva característica do relé R_2 encontra-se abaixo da curva do relé R_1 , de modo que para quaisquer correntes o tempo de operação do relé 2 ($T_{op}^{R_2}$) sempre será menor que do relé 1 ($T_{op}^{R_1}$), isto é $T_{op}^{R_2} < T_{op}^{R_1}$. Portanto, em casos de faltas a jusante do relé R_2 , esse sempre será acionado primeiro que R_1 , garantindo a

seletividade da proteção, isolando toda a rede a jusante de R_2 e mantendo a alimentação da rede a montante desse relé, impedindo a propagação do defeito.

Ao mesmo tempo que a seletividade é garantida, nota-se que se a falta ocorrer a montante de R_2 e jusante de R_1 , o que resultaria em correntes de falta mais intensas, devido à maior proximidade ao alimentador, o relé R_1 é capaz de atuar rapidamente, pois seu tempo de operação decai conforme maior for a intensidade da corrente de curto-circuito, isolando a falta sem gerar riscos a infraestrutura da rede com um longo *delay* de operação.

A figura 13 ilustra o caso de operação coordenada entre relés, porém se a configuração dos dispositivos não for adequada, a seletividade e coordenação podem ser comprometidas, como pode-se notar na figura 14 a seguir.

Figura 14 - Curvas características dos relés R_1 e R_2 em situação de descoordenação

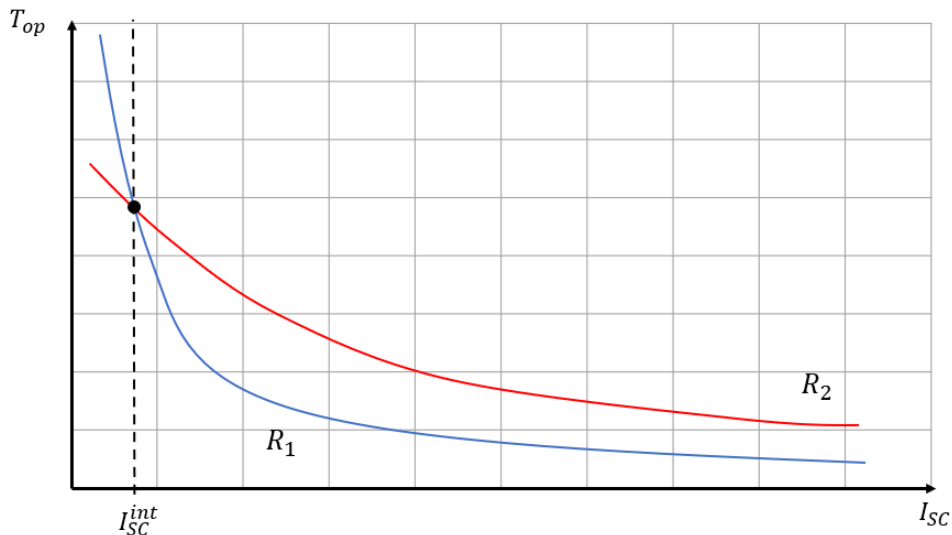


Fonte: Elaborado pelo autor

A figura 14 ilustra a curva características dos relés R_1 e R_2 numa situação em que a curva do relé R_1 encontra-se abaixo de R_2 , portanto o tempo de operação de R_1 ($T_{op}^{R_1}$) é menor que de R_2 ($T_{op}^{R_2}$), isto é $T_{op}^{R_1} < T_{op}^{R_2}$, para quaisquer valores de corrente. Portanto, o relé R_1 sempre é sensibilizado antes de R_2 para faltas a jusante desse último. Então a seletividade é comprometida, desligando uma quantidade desnecessária de clientes no processo de isolamento do defeito.

A figura 15 a seguir apresenta outro caso de descoordenação, em que as curvas características dos relés R_1 e R_2 se cruzam em determinado ponto em que a corrente equivale a I_{SC}^{int} , criando uma zona de coordenação, para correntes menores que I_{SC}^{int} , e descoordenação, para correntes superiores a I_{SC}^{int} .

Figura 15 – Intersecção das curvas características dos relés R_1 e R_2



Fonte: Elaborado pelo autor

Portanto, para faltas a jusante de R_2 que gerem corrente menores que I_{SC}^{int} , a coordenação dos relés é mantida, com R_2 atuando antes que R_1 . Porém se a corrente de curto-circuito for superior a I_{SC}^{int} , a operação ocorre dentro da zona de descoordenação, onde R_1 atua antes de R_2 , devido seu menor tempo de operação.

Portanto, para verificar a coordenação entre os relés, é importante garantir que as curvas características dos dispositivos mais próximos ao alimentador estejam acima dos relés mais distantes, pois assim seu tempo de operação sempre será maior que os demais dispositivos a sua jusante para quaisquer correntes de falta. Além disso as curvas características não podem se cruzar, a fim de se evitar situações de inversão de coordenação para determinadas correntes de curto-circuito.

3. Fluxo de potência e análise de curto-circuito

3.1. Método iterativo BFS para solução do fluxo de potência

De acordo com Shirmohammadi (1988), redes de distribuição se enquadram na categoria de sistemas de energia mal condicionados para algoritmos de solução de fluxo de potência, como por exemplo os métodos de Newton-Raphson e o desacoplado rápido, devido a ampla variedade de valores de impedância na rede e de sua estrutura radial.

Como forma de remediar a ausência de um algoritmo eficiente para a solução do fluxo de potência em redes de distribuição, capaz de gerar resultados aceitáveis em um tempo de compilação satisfatório, Shirmohammadi (1998) desenvolveu um método de solução denominado de varredura direta/reversa (do Inglês, *backward/forward sweep* - BFS). O método em questão consiste em rearranjar a topologia da rede de distribuição de um sistema fracamente malhado para uma rede radial, pois o algoritmo baseia-se em uma abordagem orientada a ramos, numerando-os para o melhor desempenho do método numérico, que fundamentalmente aplica as leis de Kirchhoff para tensão e corrente em cada nó e ramo da rede.

No rearranjo da rede para estrutura radial, as barras são numeradas e organizadas em estruturas de camadas, em que a primeira barra é a barra da subestação, as barras conectadas a barra da subestação formam a primeira camada, as camadas seguintes são formadas pelas barras conectadas as barras da camada anterior. A Figura 16 apresenta uma típica rede de distribuição radial, com 57 barras (contando o nó raiz da subestação, ou *root node*) e 10 camadas.

Definido o fasor de tensão no nó raiz do sistema (*root node*, geralmente o nó da subestação que alimenta a rede), o algoritmo aplicação três etapas de cálculo:

- **Etapa 1:** Cálculo das correntes nos nós (barras do sistema)

Na primeira etapa, na iteração k , é calculada a corrente injetada na barra i para cada uma das 3 fases do sistema (fases A, B e C), indicada como $I_{(i)}^k$, mediante a equação 13.

$$\begin{pmatrix} I_{(i)A}^k \\ I_{(i)B}^k \\ I_{(i)C}^k \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{S_{(i)A}}{V_{(i)A}^{k-1}} \\ \frac{S_{(i)B}}{V_{(i)B}^{k-1}} \\ \frac{S_{(i)C}}{V_{(i)C}^{k-1}} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} Y_{(i)A}^* & 0 & 0 \\ 0 & Y_{(i)B}^* & 0 \\ 0 & 0 & Y_{(i)C}^* \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_{(i)A}^{k-1} \\ V_{(i)B}^{k-1} \\ V_{(i)C}^{k-1} \end{pmatrix} \quad (13)$$

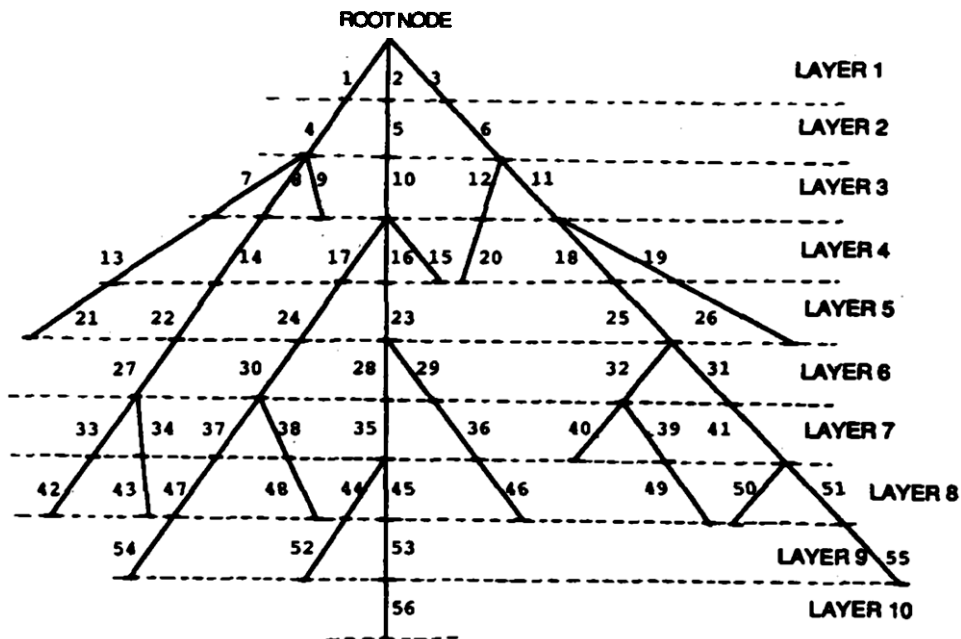
Em que:

$i=1,2,3, \dots$, n nós da rede,

$S_{(i)f}$ é a potência injetada da fase f injetada na barra i e

$V_{(i)f}^{k-1}$ é a tensão da fase f na barra i , na iteração $k-1$, isto é, na iteração anterior a iteração k .

Figura 16 – Típica rede de distribuição radial



Fonte: Shirmohammadi (1988)

- **Etapa 2:** Varredura reversa (*Backward Sweep*), cálculo das correntes nos ramos

Na segunda etapa da iteração k , são calculadas as correntes dos ramos para cada fase, tendo como ponto de partida a barra na camada mais profunda da rede à barra raiz, mediante a equação 14.

$$\begin{bmatrix} J_{(i)A}^k \\ J_{(i)B}^k \\ J_{(i)C}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{(i)A}^k \\ I_{(i)B}^k \\ I_{(i)C}^k \end{bmatrix} + \sum_{l=1}^{NR-1} \begin{bmatrix} J_{A(I_l)}^k \\ J_{B(I_l)}^k \\ J_{C(I_l)}^k \end{bmatrix} \quad (14)$$

Em que:

NR é o número de ramos adjacentes à barra i ,

$J_{(i)}^k$ é a corrente no ramo i ,

I_l indica a corrente injetada na barra i e

$J_{A(I_l)}^k$ são as correntes de ramos que saem da barra i .

- **Etapa 3:** Varredura direta (*Forward Sweep*), cálculo das tensões nas barras

Na terceira e última etapa são calculadas as tensões nas barras no sistema, sendo o ponto de partida a subestação, terminando na última barra da última camada da rede. Na iteração k , a tensão na barra i $V_{(i)}^k$, expressa a diferença entre a tensão na barra j , que se encontra a montante de i , e a queda de tensão no ramo i , sendo esse o ramo entre a barra j e i , em cada uma das fases do sistema. As tensões nas barras para as três fases da rede na iteração k , são determinadas pela equação 15.

$$\begin{bmatrix} V_{(i)A}^k \\ V_{(i)B}^k \\ V_{(i)C}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{(j)A}^k \\ V_{(j)B}^k \\ V_{(j)C}^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{iAA} & Z_{iAB} & Z_{iAC} \\ Z_{(i)BA} & Z_{(i)BB} & Z_{iBC} \\ Z_{iCA} & Z_{iCB} & Z_{iCC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_{(i)A}^k \\ J_{(i)B}^k \\ J_{(i)C}^k \end{bmatrix} \quad (15)$$

Em que:

Z_i são as impedâncias série no ramo i , sendo a diagonal principal formada pelas impedâncias próprias do ramo, para as fases A (Z_{iAA}), B ($Z_{(i)BB}$) e C (Z_{iCC}), e as demais impedâncias consistem nas mútuas do sistema.

As três etapas apresentadas são repetidas até que o critério de convergência, definido pela equação 16, seja atingido.

$$\begin{aligned} \text{Maximo}_{f=A,B,C} \left(\text{Real}(S_{(i)f}^k - S_{(i)f}^{k-1}) \right) &< \xi \\ \text{Maximo}_{f=A,B,C} \left(\text{Imagem}(S_{(i)f}^k - S_{(i)f}^{k-1}) \right) &< \xi \end{aligned} \quad (16)$$

Em que:

$S_{(i)f}^k$ é a potência aparente na barra i para a fase f na iteração k .

A equação 16 define que os desvios de potência ativa (parte real) e reativa (parte imaginária) entre as iterações k e $k-1$ devem ser menores que o erro máximo definido ξ . As potências das barras da rede, empregadas no cálculo do erro na equação 16, são definidas pela equação 17.

$$S_{(i)}^k = V_{(i)}^k (J_{(i)}^k)^* \rightarrow \begin{bmatrix} S_{(i)A}^k \\ S_{(i)B}^k \\ S_{(i)C}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{(i)A}^k & 0 & 0 \\ 0 & V_{(i)B}^k & 0 \\ 0 & 0 & V_{(i)C}^k \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_{(i)A}^k \\ J_{(i)B}^k \\ J_{(i)C}^k \end{bmatrix}^* \quad (17)$$

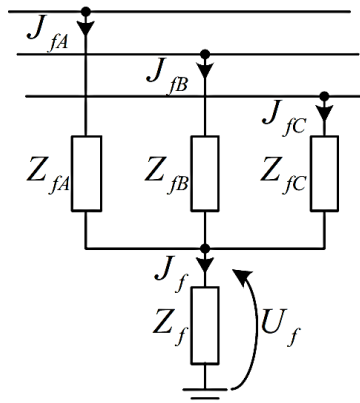
3.2. Análise de curto-circuito

As correntes de faltas podem ser do tipo trifásico, ocorrendo o fechamento do circuito entre as três fases da rede, bifásico, ocorrendo o fechamento do circuito entre duas fases da rede, ou fase-terra (monofásico), ocorrendo o fechamento do circuito entre a fase e a terra. De acordo com Reiz (2019) independente do caso, o curto-circuito pode ser modelado conforme a Figura 17.

As impedâncias Z_{fA} , Z_{fB} e Z_{fC} e as correntes J_{fA} , J_{fB} e J_{fC} representam as impedâncias e correntes de falta das fases A, B e C, respectivamente, enquanto Z_f e J_f representam a impedância e corrente de aterramento. Para realizar uma simulação de falta do tipo fase-terra (monofásica) na fase A, por exemplo, basta considerar $Z_{fA} = 0$, $Z_f \neq 0$ e $Z_{fB} = Z_{fC} \rightarrow \infty$. Para simular uma falta bifásica, entres as fases B e C, considera-se $Z_{fA} = Z_f \rightarrow \infty$, e $Z_{fB} = Z_{fC} = 0$, para modelar uma falta trifásica, considera-se $Z_f \rightarrow \infty$ e $Z_{fA} = Z_{fB} = Z_{fC} = 0$.

Kindermann (1992) explica que a corrente de curto-circuito pode ser determinada como o somatório das impedâncias série da rede entre a(s) fonte(s) e o ponto de defeito, e que conectam diretamente esses dois pontos. De modo que a impedância série de curto-circuito definida por \bar{Z}_{SC_p} pode ser definida pela equação 18.

Figura 17 – Modelo de curto-circuito representado por quatro impedância



Fonte: Leite (2015)

$$\bar{Z}_{SCp} = \sum_{l=1}^{NZS} R_{pl} + \sum_{l=1}^{NZS} X_{pl} \quad (18)$$

Em que:

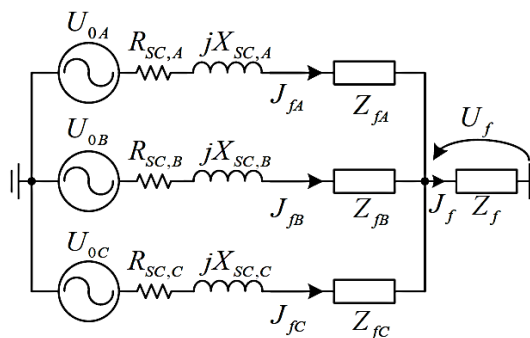
P são as fases A, B ou C da rede e

NZS são os ramos percorridos pela corrente de curto-circuito.

Deste modo, o circuito equivalente da rede para modelar a corrente de falta é dado pela Figura 18.

Observa-se na Figura 18 que o modelo é composto pelas impedâncias e correntes de falta, a impedância e corrente de aterramento e a fonte, ou alimentador, da rede de distribuição.

Figura 18 – Circuito equivalente da rede em curto-circuito



Fonte: Leite (2015)

3.3. Método de compensação híbrido aplicado ao curto-circuito

O algoritmo utilizado para o cálculo do curto-circuito utiliza o método de compensação híbrido. De acordo com Reiz (2019), tal método permite determinar o curto-circuito em redes que possuem geradores e malhas a partir de uma matriz denominada matriz de sensibilidade, dada pela equação 19. Essa matriz incorpora as impedâncias das malhas, geradores e de curto-circuito.

$$\begin{vmatrix} \mathbf{Z}_b & \mathbf{Z}_{bg} & \mathbf{Z}_{bf} \\ \mathbf{Z}_{bg} & \mathbf{Z}_g & \mathbf{Z}_{gf} \\ \mathbf{Z}_{bf} & \mathbf{Z}_{gf} & \mathbf{Z}_f \end{vmatrix} \quad (19)$$

Conforme explica Reiz (2019), os elementos da matriz de sensibilidade dada pela equação 19 são submatrizes quadrada, de dimensão 3 (pois o sistema é trifásico). As submatrizes que compõem a diagonal principal \mathbf{Z}_b , \mathbf{Z}_g e \mathbf{Z}_f são as matrizes de impedância das malhas, dos geradores da rede e das faltas, respectivamente. Já as submatrizes fora da diagonal principal trata-se do somatório das impedâncias compartilhadas, no caso \mathbf{Z}_{bg} são o somatório das impedâncias compartilhadas entre as malhas e os geradores, enquanto \mathbf{Z}_{bf} e \mathbf{Z}_{gf} são os somatórios das impedâncias compartilhadas entre as malhas da rede e as impedâncias da falta, respectivamente.

A matriz de 19 pode ser utilizada para definir as correntes pré-falta no cálculo do fluxo de potência, bastando remover a influência do curto-circuito da rede ao retirar as submatrizes de falta, conforme a equação 20.

$$\begin{vmatrix} \mathbf{Z}_b & \mathbf{Z}_{bg} \\ \mathbf{Z}_{bg} & \mathbf{Z}_g \end{vmatrix} \quad (20)$$

Desse modo, adaptando o cálculo do curto-circuito para o algoritmo do fluxo de potência, considerando \mathbf{J}_b^k , \mathbf{J}_g^k e \mathbf{J}_f^k matrizes de correntes e \mathbf{V}_b^k , \mathbf{V}_g^k e \mathbf{V}_f^k matrizes de tensão para as malhas, geradores e falta, respectivamente, podemos relacionar essas matrizes de tensão e corrente à matriz de sensibilidade mediante a equação 21.

$$\begin{bmatrix} V_b^k \\ V_g^k \\ V_f^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_b & Z_{bg} & Z_{bf} \\ Z_{bg} & Z_g & Z_{gf} \\ Z_{bf} & Z_{gf} & Z_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_b^k \\ J_g^k \\ J_f^k \end{bmatrix} \quad (21)$$

As equações 22, 23 e 24 determinam as correntes de curto-circuito trifásica, bifásica entre as fases A e B, e monofásica entre a fase A e o terra.

$$\begin{bmatrix} I_{fA}^k \\ I_{fB}^k \\ I_{fC}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{fA}^{k-1} \\ I_{fB}^{k-1} \\ I_{fC}^{k-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} J_{fA}^{k-1} \\ J_{fB}^{k-1} \\ J_{fC}^{k-1} \end{bmatrix} \quad (22)$$

$$\begin{bmatrix} I_{fA}^k \\ I_{fB}^k \\ I_{fC}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{fA}^{k-1} \\ I_{fB}^{k-1} \\ I_{fC}^{k-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} J_{fA}^{k-1} \\ J_{fB}^{k-1} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (23)$$

$$\begin{bmatrix} I_{fA}^k \\ I_{fB}^k \\ I_{fC}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{fA}^{k-1} \\ I_{fB}^{k-1} \\ I_{fC}^{k-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} J_{fA}^{k-1} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (24)$$

Em que:

J_f^k é a corrente de curto-circuito obtida na equação 21 e

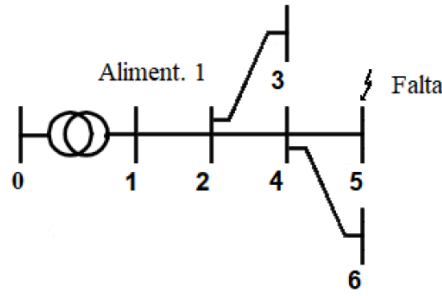
I_f^k é a corrente injetada na barra da falta pelos ramos que se derivam dela.

Reiz (2019) determina que para os casos de faltas entre fases, por exemplo entre as fases A e B, a tensão nas barras para essas fases são corrigidas pela equação 25. Em que a matriz das tensões é dada pelas tensões obtidas na equação 21 da matriz V_{fA} .

$$\begin{bmatrix} V_{fA} \\ V_{fB} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} -V_{fA} & V_{fB} \\ V_{fA} & -V_{fB} \end{bmatrix} \quad (25)$$

Para solucionar o problema do curto-circuito mediante matriz de impedância nodal Z_{barra} , Reiz (2019) a constrói elemento a elemento, considerando as fontes de tensão aterradas e retirando as fontes de corrente da rede. A equação 26 apresenta a construção de uma matriz impedância de barra para uma rede exemplificada na Figura 19.

Figura 19 – Exemplo de Sistema de distribuição radial com falta na barra 5



Fonte: Reiz (2019)

$$Z_{barra} = \begin{pmatrix} Z_{tr} & Z_{11}^B & Z_{11}^B & Z_{11}^B & Z_{11}^B & Z_{11}^B \\ Z_{11}^B & Z_{11}^B + Z_{12}^l & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B + Z_{13}^l & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B + Z_{24}^l & Z_{44}^B & Z_{44}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{44}^B & Z_{44}^B + Z_{45}^l & Z_{44}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{44}^B & Z_{44}^B & Z_{44}^B + Z_{46}^l \end{pmatrix} \quad (26)$$

Os elementos da diagonal principal da matriz de impedância nodal correspondem a impedância equivalente de todas as barras em relação a barra de referência (fonte do alimentador). Os elementos que se encontram fora da diagonal principal consistem em impedâncias de transferência entre barras consecutivas da rede.

No exemplo da equação 26, a submatriz Z_{tr} corresponde à matriz de impedâncias do transformador da subestação, Z_{ii}^B corresponde à matriz impedância própria da barra i , Z_{ij}^B trata-se da matriz impedância de transferência entre as barras consecutivas j e i , Z_{ij}^l trata-se da matriz de impedância do ramo entre as barras j e i . Todas essas submatrizes são quadradas de ordem 3, pois tratam-se de sistemas trifásicos.

A relação entre as tensões da rede no momento pré-falta $V_i(\mathbf{0})$ e pós-falta $V_i(\mathbf{F})$ na barra i , é dada pela equação 27.

$$V_i(\mathbf{F}) = V_i(\mathbf{0}) + \Delta V_i \quad (27)$$

Em que:

$$\Delta V_i = Z_{if}^B J_f \quad (28)$$

Sendo:

ΔV_i a variação da tensão na barra i ,

Z_{if}^B a impedância de transferência entre a barra i e a barra em falta e

J_f a corrente de curto-circuito obtida com o auxílio das componentes simétricas.

Então as novas correntes do sistema podem ser definidas pela matriz da equação 29.

$$I_j = [Z_{ij}^l]^{-1} (V_i(F) - V_j(F)) \quad (29)$$

3.4. Solução do curto-circuito com presença de geradores na rede

O algoritmo para solução do curto-circuito proposto por Reiz (2015) também considera geradores (GD) conectados à rede, tanto GDFTs (fonte de tensão) quanto GDFCs (fonte de corrente), portanto é necessários ajustes na matriz impedância de barra.

Ao inserir GDs na rede, a matriz impedância de barra aumenta sua ordem, adicionado uma linha e coluna para cada GD. Para reduzir esse aumento na ordem da matriz, Reiz (2019) aplica o método de redução de Kron.

De acordo com Stevenson (1982) o método de redução consiste em reorganizar a submatriz mediante a manipulação de suas submatrizes, tratadas como elementos. Assim, considerando uma matriz \mathbf{A} , definida pela equação 30, tem-se que esta pode ser repartida em quatro submatrizes, definidas como \mathbf{D} , \mathbf{E} , \mathbf{F} e \mathbf{G} , conforme a equação 31, simplificando a matriz \mathbf{A} na equação 32.

$$\mathbf{A} = \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} \end{vmatrix} \quad (30)$$

Em que:

$$\begin{aligned} \mathbf{D} &= \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{vmatrix} \\ \mathbf{E} &= \begin{vmatrix} a_{13} \\ a_{23} \end{vmatrix} \\ \mathbf{F} &= |a_{31} \quad a_{32}| \\ \mathbf{G} &= a_{33} \end{aligned} \quad (31)$$

Logo:

$$A = \begin{vmatrix} D & E \\ F & G \end{vmatrix} \quad (32)$$

Consideremos uma matriz coluna **B**, cujo número de linhas corresponde ao número de colunas da matriz **A**, conforme a equação 33.

$$B = \begin{vmatrix} b_{11} \\ b_{21} \\ b_{31} \end{vmatrix} \quad (33)$$

A matriz **B** pode ser dividida nas submatriz **H** e **J**, conforme a equação 34, simplificando a matriz **B** para a equação 35.

$$\begin{aligned} H &= \begin{vmatrix} b_{11} \\ b_{21} \end{vmatrix} \\ J &= b_{31} \end{aligned} \quad (34)$$

Então,

$$B = \begin{vmatrix} H \\ J \end{vmatrix} \quad (35)$$

Seja uma matriz **C** definida como o produto entre as matrizes **A** e **B**, dadas pelas equações 32 e 35, respectivamente, tem-se que a matriz **C** é dada pela equação 36, sendo suas submatrizes **M** e **N** definidas na equação 37.

$$\begin{aligned} C = AB &= \begin{vmatrix} D & E \\ F & G \end{vmatrix} \begin{vmatrix} H \\ J \end{vmatrix} \\ C &= \begin{vmatrix} DH + EJ \\ FH + GJ \end{vmatrix} \end{aligned}$$

Logo:

$$C = \begin{vmatrix} M \\ N \end{vmatrix} \quad (36)$$

Em que:

$$\begin{aligned}
\mathbf{M} &= \mathbf{DH} + \mathbf{EJ} \\
\mathbf{N} &= \mathbf{FH} + \mathbf{GJ}
\end{aligned}
\tag{37}$$

De modo que a matriz \mathbf{N} pode ser definida pela equação 38.

$$\begin{aligned}
\mathbf{N} &= \begin{vmatrix} a_{31} & a_{32} \\ b_{11} & b_{21} \end{vmatrix} + a_{33}b_{31} \\
\mathbf{N} &= a_{31}b_{11} + a_{32}b_{21} + a_{33}b_{31}
\end{aligned}
\tag{38}$$

Sendo assim, considerando \mathbf{C} como uma matriz coluna de correntes injetadas ou retiradas na barra \mathbf{I} , \mathbf{A} como matriz de admitâncias da barra (\mathbf{Y}_{barra}) e \mathbf{B} a matriz de tensões na barra (\mathbf{V}), pode-se aplicar esse método para eliminar os nós da matriz admitância em que não há retirada ou injeção de corrente, desde que esses nós ocupem a última coluna e linha da matriz. Assim, tem-se:

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y}_{barra}\mathbf{V}
\tag{39}$$

Sendo,

$$\begin{aligned}
\mathbf{I} &= \begin{vmatrix} \mathbf{I}_A \\ \mathbf{I}_X \end{vmatrix} \\
\mathbf{Y}_{barra} &= \begin{vmatrix} \mathbf{K} & \mathbf{L} \\ \mathbf{L}^T & \mathbf{M} \end{vmatrix} \\
\mathbf{V} &= \begin{vmatrix} \mathbf{V}_A \\ \mathbf{V}_X \end{vmatrix}
\end{aligned}
\tag{40}$$

Em que:

\mathbf{I}_A e \mathbf{V}_A são submatrizes de \mathbf{I} e \mathbf{V} , respectivamente, em que \mathbf{I}_A está associada aos nós com correntes de entrada ou saída, e \mathbf{V}_A contém suas respectivas tensões. Trata-se dos elementos de barra, associados a matriz admitância, a serem mantidos

\mathbf{I}_X e \mathbf{V}_X , respectivamente, submatrizes de \mathbf{I} e \mathbf{V} , em que \mathbf{I}_X está associada aos nós sem correntes de entrada ou saída, e \mathbf{V}_X contém suas respectivas tensões. Trata-se dos elementos de barra, associados a matriz admitância, a serem eliminados, de acordo com Stevenson (1982).

Assim, a partir das definições das matrizes na equação 40, tem-se:

$$\begin{vmatrix} I_A \\ I_X \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} K & L \\ L^T & M \end{vmatrix} \begin{vmatrix} V_A \\ V_X \end{vmatrix} \quad (41)$$

Em que:

$$I_A = KV_A + LV_X \quad (42)$$

$$I_X = L^T V_A + M V_X \quad (43)$$

A submatriz I_X pode ser zerada, já que seus elementos são nulos, pois como já discutido essa submatriz contém os nós da rede em que não há entrada ou saída de correntes. Então V_X pode ser isolado na equação 42, conforme a equação 44.

$$V_X = -M^{-1}L^T V_A \quad (44)$$

Substituindo a equação 44 em 43 e isolando I_A , obtém-se a equação 45. Pode-se notar que o termo em 45 que multiplica V_A tem dimensão de admitância, portanto podemos afirmar que esse termo corresponde a matriz admitância de barra reduzida, dada pela equação 46.

$$I_A = (K - LM^{-1}L^T)V_A \quad (45)$$

Em que:

$$Y_{barra}^{reduzida} = K - LM^{-1}L^T \quad (46)$$

Steverson (1982) observa que todos os elementos K , L e M são submatrizes de Y_{barra} definidos pelas equações 31, portanto conhecendo-se a matriz admitância, é possível construir sua matriz reduzida.

Assim, consideremos a matriz quadrada de admitância de barra Y_{barra} de ordem n , dada pela equação 47, em que a última barra n não possui correntes entrando ou saindo do nó. Observa-se que se pode dividir essa matriz nas submatrizes citadas anteriormente, conforme as equações 48.

$$Y_{barra} = \begin{vmatrix} y_{11} & \dots & y_{ij} & \dots & y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{k1} & \dots & y_{kj} & \dots & y_{kn} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{n1} & \dots & y_{nj} & \dots & y_{nn} \end{vmatrix} \quad (47)$$

Em que:

$$K = \begin{vmatrix} y_{11} & \dots & y_{ij} & \dots \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots \\ y_{k1} & \dots & y_{kj} & \dots \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots \end{vmatrix}$$

$$L = \begin{vmatrix} y_{1n} \\ \vdots \\ y_{kn} \\ \vdots \end{vmatrix} \quad (48)$$

$$L^T = |y_{n1} \quad \dots \quad y_{nj} \quad \dots|$$

$$M = y_{nn}$$

Assim, aplicando as equações 47 e 48 em 46, o elemento y_{kj} da matriz pode ser definido pela equação 49.

$$y_{barra}^{reduzido} = \begin{vmatrix} y_{11} & \dots & y_{ij} & \dots \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots \\ y_{k1} & \dots & y_{kj} & \dots \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots \end{vmatrix} - y_{nn}^{-1} \begin{vmatrix} y_{1n} \\ \vdots \\ y_{kn} \\ \vdots \end{vmatrix} |y_{n1} \quad \dots \quad y_{nj} \quad \dots|$$

$$y_{kj}^{reduzido} = y_{kj}^{original} - \frac{y_{kn}y_{nj}}{y_{nn}} \quad (49)$$

Agora consideremos um GD conectado, mediante uma barra fictícia 7, à barra 6 da rede de distribuição exemplificada na Figura 19. Conforme já discutido, é levado em conta na construção da matriz impedância de barra apenas as seções que conectam o GD ao alimentador, de modo que os ramos entre as barras 1 e 3, e 4 e 5 não são considerados, conforme a equação 50.

$$Z_{barra} = \begin{vmatrix} Z_{tr} & Z_{11}^B & Z_{11}^B & Z_{11}^B & Z_{11}^B \\ Z_{11}^B & Z_{11}^B + Z_{12}^l & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B + Z_{24}^l & Z_{44}^B & Z_{44}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{44}^B & Z_{44}^B + Z_{46}^l & Z_{66}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{44}^B & Z_{66}^B & Z_{66}^B + Z_{GD}^B \end{vmatrix} \quad (50)$$

Então, aplicando a equação 49 a matriz impedância de barra, tem-se as submatrizes definidas pelos elementos da equação 51.

$$\mathbf{Z}_{kj}^{reduzido} = \mathbf{Z}_{kj} - [\mathbf{Z}_{kk} + \mathbf{Z}_{GD}]^{-1}(\mathbf{Z}_{k(n+1)}\mathbf{Z}_{(n+1)j}) \quad (51)$$

Em que:

\mathbf{Z}_{kj} é a submatriz impedância de transferência entre da barra k em relação a barra j , ou a impedância própria da barra k (\mathbf{Z}_{kk}), se $j=k$, que nesse caso é a barra na qual \mathbf{Z}_{GD} encontra-se conectado e

$\mathbf{Z}_{k(n+1)}$ e $\mathbf{Z}_{(n+1)j}$ são as submatrizes de transferência da barra k e j , em relação a barra do GD, que se encontra na barra $n+1$.

Com o objetivo de limitar a corrente de falta do GD a seus limites operacionais, Reiz (2019) define \mathbf{Z}_{GD} a partir de sua resistência e reatância equivalente, definidas pelas equações 52 e 53.

$$X_{GD} = \frac{X'_d V_{GD}^2}{100S_{GD}} \quad (52)$$

$$R_{GD} = 0,15X_{GD} \quad (53)$$

Em que:

X'_d é a resistência subtransitória de eixo direto do gerador,

V_{GD} é a tensão do gerador em pré-falta,

S_{GD} é a potência aparente do gerador para uma das fases e

R_{GD} é a resistência equivalente do GD definida como 15% da reatância equivalente do mesmo.

De modo que Z_{GD} é definido pela equação 54.

$$Z_{GD} = R_{GD} + jX_{GD} \quad (54)$$

As equações 55 e 56 definem a contribuição da corrente de falta dos GDs conectados à rede (I_{SCGD}) e a variação de tensão (ΔV_i) nas barras dos GDFCs (gerador fonte de corrente).

$$I_{SCGD} = \frac{1}{Z_{ff}} \sum_{m=1}^n Z_{fm} I_{GDFC,m} \quad (55)$$

$$\Delta V_i = Z_{barrai_f} J_f + Z_{barrai_G} I_{SCGD} \quad (56)$$

Em que:

Z_{ff} é a impedância de barra do nó em falta,

Z_{fm} é a impedância de transferência do gerador m em relação a falta na barra f ,

$I_{GDFC,m}$ é a corrente injetada pelo gerador m na pré-falta e

Z_{barrai_G} é a impedância de transferência da barra i a barra do GD.

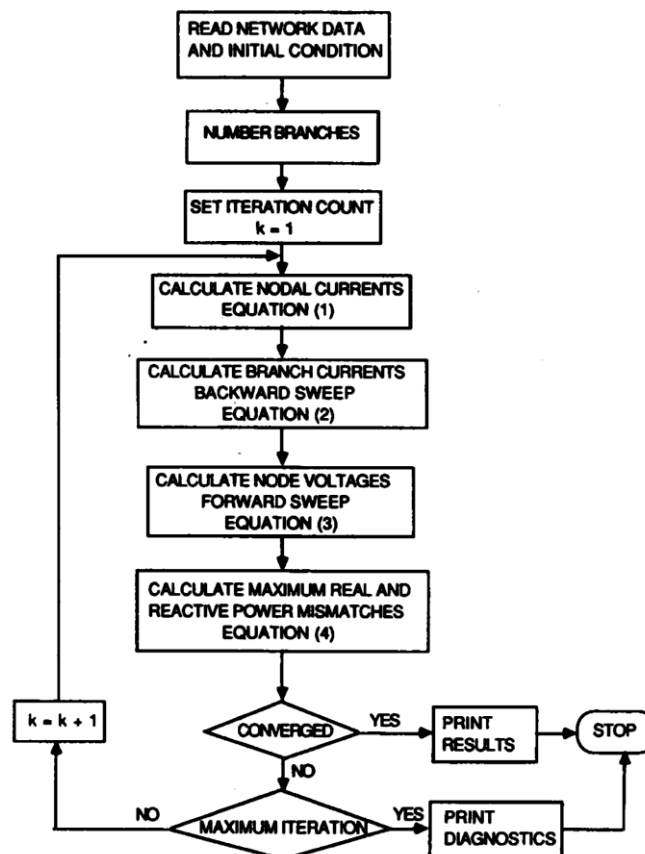
Essas equações implementadas no algoritmo do cálculo do curto-circuito garantem a contribuição dos GDs na determinação da tensão e corrente pré e pós-falta.

4. Solução do problema de coordenação entre relés

4.1. Algoritmo de solução de fluxo de potência

A Figura 20 a seguir apresenta o diagrama de blocos da lógica de solução do fluxo de potência de uma rede de distribuição proposto por Shirmohammadi (1998).

Figura 20 – Algoritmo de fluxo de potência de uma rede radial de distribuição



Fonte: Shirmohammadi (1988)

O algoritmo inicia lendo um arquivo de entrada que possui os dados da rede e as condições iniciais. As informações consistem na descrição em código da topologia da rede, indicando informações entre duas barras consecutivas, como comprimento, resistência, reatância própria e mútuas entre as três fases, e a presença, ou não, de elementos de proteção. A partir dos dados de entrada, os ramos da rede são numerados.

Em seguida o algoritmo segue para os passos de cálculos do fluxo de potência, conforme discutido na seção 4.1. Esses passos se dividem em três etapas, sendo a primeira o cálculo das correntes nos nós da rede, conforme a equação 13.

Com as correntes dos nós obtidas, o algoritmo segue para a segunda etapa de determinação das correntes nos ramos, pelo método *backward sweep*, isto é varredura reversa, que consiste na realização dos cálculos das correntes dos ramos, mediante a aplicação de 14, partindo da camada mais externa da rede até o alimentador, localizado na barra raiz.

Na terceira e última etapa são calculadas as tensões nas barras, mediante a equação 15, pelo método *forward sweep*, ou varredura direta, que, ao contrário do método *backward sweep*, inicia os cálculos a partir da primeira barra da primeira camada, seguindo até a última barra da última camada da rede.

Finalmente o algoritmo determina a potência aparente nas barras do sistema pela equação 17, e então realiza a verificação do critério de convergência definido pela equação 16, admitindo-se um erro pré-definido ξ .

A partir da verificação da convergência podem ocorrer duas situações. Primeiro, o critério de convergência da potência nas barras pode ser satisfeito, então a solução do fluxo de potência é impressa e o algoritmo é finalizado. No segundo caso, o critério de convergência não é satisfeito, então é verificado se o número máximo de iterações pré-definidas foi alcançado, caso o algoritmo verifique que esse número foi atingido, é impresso um diagnóstico da execução, encerrando o algoritmo, caso contrário o parâmetro k , que numera a iteração, é incrementado por 1, e o laço com as três etapas de cálculo e verificação do critério de convergência são reiniciados.

4.2. Algoritmo de solução de curto-circuito

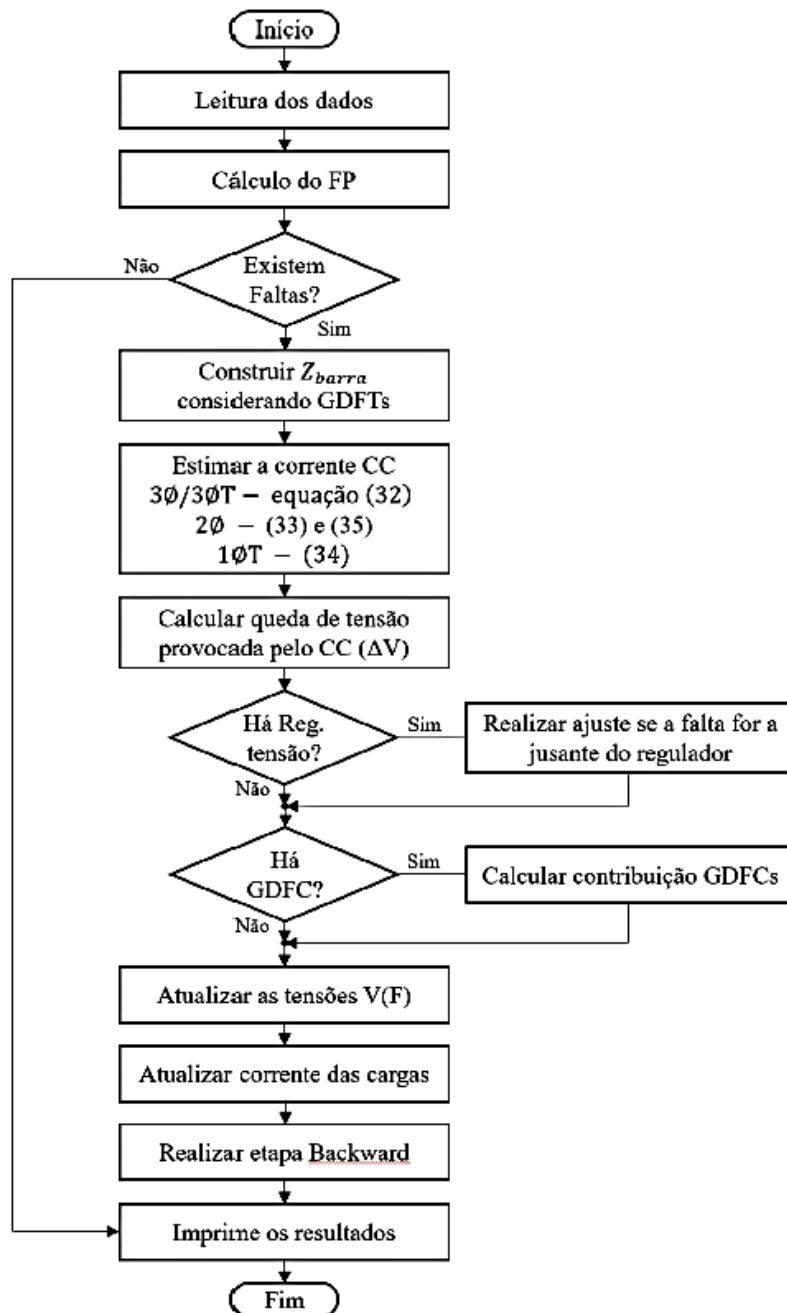
A lógica do cálculo do curto-circuito para uma rede de distribuição proposto por Reiz (2019), que considere a influência e contribuição do GD no curto-circuito é apresentado na Figura 21.

Como podemos observar no diagrama de blocos da Figura 21, antes de se iniciar o cálculo das correntes de curto-circuito, é executado o algoritmo de cálculo do fluxo de potência, cuja lógica está apresentada na seção 4.3 e 4.4. Com as tensões e correntes nos nós e ramos definidas, o algoritmo segue para o cálculo das correntes de curto-circuito.

Para considerar os GDs no cálculo do curto-circuito em uma rede de distribuição, Reiz (2019) propõe que o algoritmo realize o processo de avaliação da profundidade das seções que ligam o GD ao alimentador, de modo a construir a matriz de impedância de

barra Z_{barra} , conforme a equação 50, discutida na seção 4.4, garantindo que as impedâncias dos ramos e barras que não fazem da seção do curto-circuito, entre o GD e a fonte do alimentador, não sejam alterados indevidamente. Então o método de redução de Kron é aplicado na matriz, de modo a reduzir sua ordem mediante a eliminação das linhas e colunas associadas aos nós sem injeção ou saída de corrente.

Figura 21 – Fluxograma para solução do curto-circuito em uma rede de distribuição



Fonte: Reiz (2019)

A partir da matriz de impedância de barra reduzida, e conhecendo-se as tensões nas barras a partir da solução do fluxo de potência, são calculadas as correntes de falta com o auxílio da equação 21, porém esta é reduzida apenas para a equação 57, em que V_f^k e I_f^k são as submatrizes de tensões pré-faltas das barras e correntes de falta nas barras, durante a iteração k , e Z_f é a matriz impedância de barra reduzida.

$$I_f^k = Z_f^{-1} V_f^k \quad (57)$$

São calculadas as faltas trifásicas, bifásicas e monofásicas. Para faltas monofásicas, a tensão das barras corresponde a própria tensão pré-falta obtida do algoritmo de solução do fluxo de potência, enquanto para as faltas bifásicas e trifásicas, as tensões entre as fases em curto são corrigidas conforme a equação 25. Então, são calculadas as correntes de curto-circuito.

O algoritmo também analisa a presença de GDFC na rede, calculando suas respectivas contribuições mediante as equações 55 e 56. Em seguida as tensões e correntes pós falta são atualizadas de acordo com as equações 27, 28 e 29. De acordo com Reiz (2019), na etapa seguinte o algoritmo realiza uma varredura a montante e jusante, uma única vez, fornecendo novos valores de tensão e corrente para o curto-circuito. O processo se encerra fornecendo a impressão desses resultados.

4.3. Fundamentos de algoritmo genético

Os cálculos da configuração ótima dos relés em uma rede de distribuição, que garantam a coordenação e seletividade entre os dispositivos, não é simples de ser obtida por métodos convencionais de dimensionamento de relés, sobretudo em redes complexas com diversas barras e dispositivos de proteção. Portanto, esse trabalho propõe uma solução mediante a aplicação de um algoritmo genético, ou algoritmo evolucionário.

A teoria de Charles Darwin propõe que os indivíduos de determinada espécie que ocupam certo meio, e possuem certas características e atributos físicos que promovam grandes taxas de sucesso em sobreviver, obter alimentos e se reproduzir, são capazes de viver com saúde por um tempo considerável, gerando uma numerosa prole, que por sua vez herda seus atributos físico. Em contrapartida, os indivíduos com características menos adaptáveis ao meio em que vivem, tendem a ter uma vida curta, de modo que não geram, ou geram poucos, descendentes. Então Massago (2013) conclui que as próximas gerações da

espécie tendem a possuir os atributos dos indivíduos mais adaptados, esse processo foi denominado por Darwin como seleção natural. Inspirado nessa teoria, John Henry Holland, em 1975, desenvolveu um método de tarefa de busca de otimização.

Nesse processo de reprodução dos indivíduos, a prole pode apresentar mutações aleatórias, alterando seus atributos físicos e genéticos. Tais mutações podem, ou não, promover o aperfeiçoamento das capacidades de adaptação. Assim se a mutação contribuir para que esse indivíduo tenha sucesso em sobreviver, se alimentar e se reproduzir, haverá a tendência dessa alteração genética se propagar nas gerações seguintes da espécie, mediante os processos de seleção natural.

Desse modo, a teoria da evolução conclui que as espécies sofrem constantes mutações ao longo das gerações, e que as mutações e características físicas e genéticas que promovem o maior sucesso de adaptação dessa espécie, tendem a se propagar para as próximas gerações.

As informações das características físicas de um indivíduo estão contidas em seus cromossomos, que se trata de longas fitas de DNA. A sequência de informações do cromossomo é definida pelo cruzamento dos cromossomos dos pais do indivíduo, acrescido, em alguns casos, de uma mutação, isto é, uma alteração aleatória de alguma informação de seu DNA. Assim, definindo uma variável denominada cromossomo, é possível simular esse processo evolutivo mediante um algoritmo, conforme a lógica a seguir.

1. Gera população inicial;
2. Repete processo para n_G gerações;
3. Repete processo para n_P indivíduos;
 4. Seleciona dois indivíduos pais da população para gerar filhos;
 5. Seleciona partes dos cromossomos dos pais;
 6. Gera cromossomos dos indivíduos filhos a partir dos pais;
 7. Verifica probabilidade de o cromossomo filho sofrer mutação;
 8. Se probabilidade ocorrer, cromossomo sofre mutação aleatória;
 9. Seleciona o filho mais apto de toda população mediante avaliação de uma função objetivo;
10. Obtém indivíduo mais apto de um número n_P indivíduos em n_G gerações.

Assim, o indivíduo selecionado após n_G gerações, em que cada uma possui n_P indivíduos, ou seja, um total de $n_G * n_P$ indivíduos são comparados, obtém-se o indivíduo mais apto, cujo cromossomo contém as informações de solução ótima do problema.

4.4. Condição de coordenação entre relés

Para garantir a coordenação entre relés, é necessário analisar o tempo de operação dos dispositivos que estão na seção da rede sujeita a corrente de falta. Espera-se que o relé mais próximo, a montante da falta, atue primeiro que os demais localizados em sua retaguarda.

O tempo de operação (T_{op}) dos relés podem ser obtidos mediante a equação 12, já discutida na seção 3.2.2. Para verificar se há coordenação entre relés consecutivos presentes na rede, basta empregar um critério de verificação de coordenação definido pela equação 58.

$$T_{op}^{i+1} - T_{op}^i + \Delta T_{op}^{coord} \leq 0 \quad (58)$$

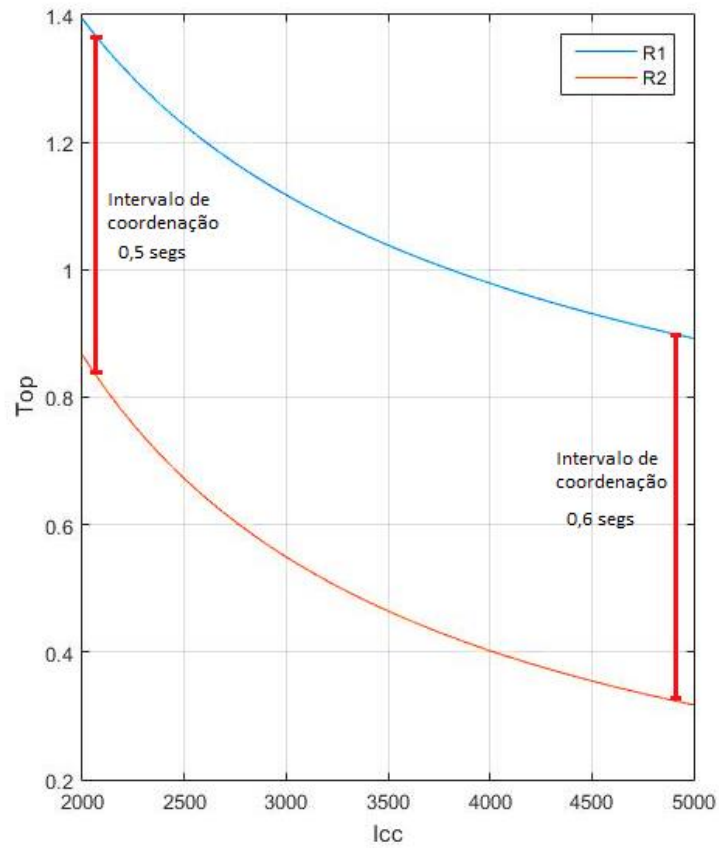
A expressão 58 avalia dois relés consecutivos, i e $i+1$, sendo i retaguarda do $i+1$. Assim, espera-se que o relé $i+1$ tenha um tempo de operação menor que o relé i , de modo que em caso de falta a sua jusante, ele atuará, isolando a falta, antes de seu dispositivo retaguarda. Pode-se considerar um intervalo de coordenação entre os tempos de operação dos relés $i+1$ e i , expresso na equação 58 como ΔT_{op}^{coord} .

A Figura 22 apresenta as curvas características dos relés R1 e R2, sendo o primeiro retaguarda de R2. Podemos observar que a curva característica de R2 se mantém sempre abaixo da curva de R1, indicando que esse dispositivo possui um tempo de atuação muito mais rápido que R1, apresentando um intervalo de coordenação ΔT_{op}^{coord} mínimo de aproximadamente 0,5.

Se as posições das curvas se inverterm, isto é, a curva característica de R2 estiver por cima de R1, isso significa que R1 está operando mais rapidamente que R2, de modo que se uma falta ocorrer a jusante de R2, o relé retaguarda R1 atuará primeiro, desenergizando partes da rede que não deveriam ser desconectadas para isolar a falha.

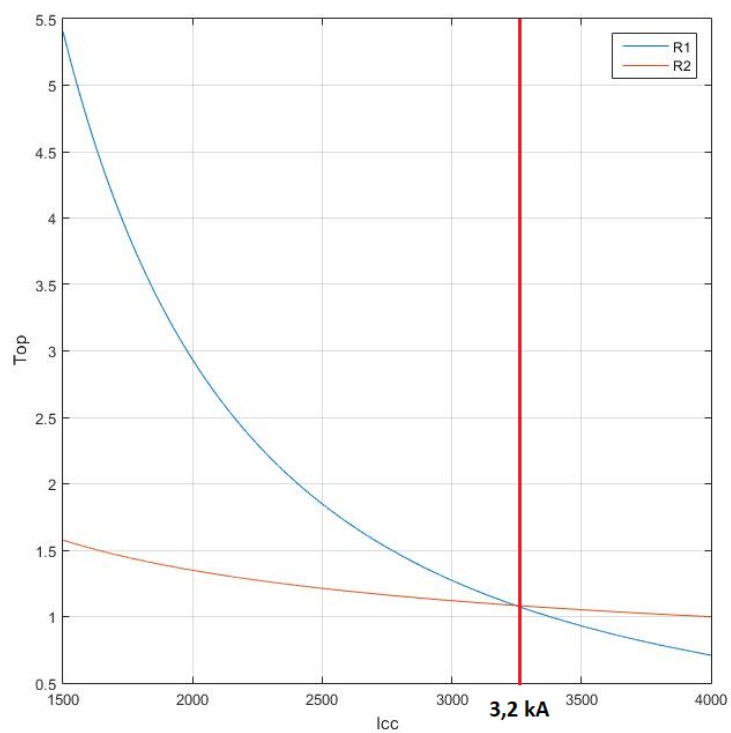
A Figura 23 ilustra um caso em que o relé R2 apresenta um tempo de operação mais rápido que sua retaguarda R1, porém para correntes superiores a 3,2 kA, a situação se inverte e R1 passa a atuar mais rápido que R2, ocorrendo, portanto, descoordenação.

Figura 22 – Curvas características de R1 (retaguarda) e R2 em coordenação



Fonte: O próprio autor

Figura 23 – Descoordenação de R1 (retaguarda) e R2 para faltas superiores a 3,2 kA



Fonte: Elaborado pelo autor

4.5. Algoritmo genético para otimização da coordenação entre relés

Para o problema de obtenção da solução ótima da configuração de um sistema de proteção formado por N relés, define-se um vetor cromossomo para a classe indivíduo, esse vetor deve conter os parâmetros de configuração dos N relés que compõe o sistema de proteção da rede, que são correntes de *pick-up*, ou de ajuste, (I_A), *time dial* (TD) e tipo de curva ($Tipo$). Como cada relé possui três parâmetros, o cromossomo armazena $3N$ parâmetros nas posições de 0 a $3.(N-1)$, conforme ilustrado na Tabela 3. A partir das informações contidas no cromossomo, é possível definir as curvas características $I_{CC} \times T_{Op}$ dos N relés, e assim analisar a coordenação entre eles, conforme a equação 58, já discutida na seção 5.4.

Tabela 3 – Vetor cromossomo para uma rede de distribuição formada por N relés

| Relé | Relé 1 | | | Relé 2 | | | ... | Relé N | | |
|------------------|-----------|--------|----------|-----------|--------|----------|-----|-----------|--------|----------|
| Posição no vetor | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | ... | 3N-3 | 3N-2 | 3N-1 |
| cromossomo | I_{A_1} | TD_1 | $Tipo_1$ | I_{A_2} | TD_2 | $Tipo_2$ | ... | I_{A_N} | TD_N | $Tipo_N$ |

Fonte: Elaborado pelo autor

Pode-se observar na Tabela 3 os parâmetros de corrente de ajuste (I_A), *time dial* (TD) e tipo de curva do relé ($Tipo$) do relé N armazenados nas posições 3N-3 a 3N-1. Assim, com base nas posições das informações armazenados no vetor, é possível decodificá-las, recuperando e aplicando-as em uma função objetivo, que nesse caso é definida pela própria equação 12.

Os parâmetros dos relés, apesar de serem gerados de maneira aleatória pelo algoritmo, estão sujeitos a uma faixa de valores, que definem as condições de operação da rede. No caso da corrente de ajuste do relé N (I_{A_N}), seus valores possíveis devem estar entre uma corrente de ajuste mínima ($I_{A_N}^{min}$) e uma corrente de ajuste máxima ($I_{A_N}^{max}$), definidas mediante a corrente de carga do relé (I_{carga_i}), obtido pelo algoritmo do fluxo de potência, corrigida por um fator k_{min} e k_{max} , respectivamente, conforme a equação 59.

$$I_{A_i}^{min} \leq I_{carga_i} \leq I_{A_i}^{max} \quad (59)$$

Em que:

$$I_{AN}^{min} = k_{min} I_{carga_i}$$

$$I_{AN}^{max} = k_{max} I_{carga_i}$$

O *time dial* do relé também deve estar definido em um intervalo definido TD_{min} e TD_{max} , conforme a equação 60.

$$TD_{min} \leq TD \leq TD_{max} \quad (60)$$

O tipo de curva do relé é definido pelos parâmetros α e β , estes parâmetros estão contidos em uma matriz dentro do código solução, cuja coluna 0 identifica o parâmetro α , e a coluna 1 identifica o parâmetro β . Assim, o atributo tipo identifica uma linha dessa matriz e ao ser decodificado, o cromossomo retorna os atributos dos parâmetros α e β da curva. Sendo assim, a geração aleatória do atributo curva está sujeita a ser gerada em uma faixa de valores limitada pelo número de linhas da matriz tipo curva pré-definida no algoritmo.

A Figura 24 apresenta o fluxograma do algoritmo genético proposto nesse trabalho para obtenção da solução ótima da configuração dos relés da rede de distribuição. Após as devidas recombinações e mutações dos indivíduos, o algoritmo calcula um parâmetro denominado *fitness*. Esse parâmetro mede a qualidade da solução de coordenação fornecida pelo indivíduo gerado, a equação 61 define o fitness calculado.

$$fitness = \frac{10}{0,1 \sum_{relés} T_{op} + 10 \sum_{relés} Penalização} \quad (61)$$

O parâmetro fitness é definido como o inverso do somatório do tempo de operação dos relés, cujos parâmetros estão contidos no cromossomo do indivíduo, conforme elucidado na tabela 3, somado ao somatório da penalização.

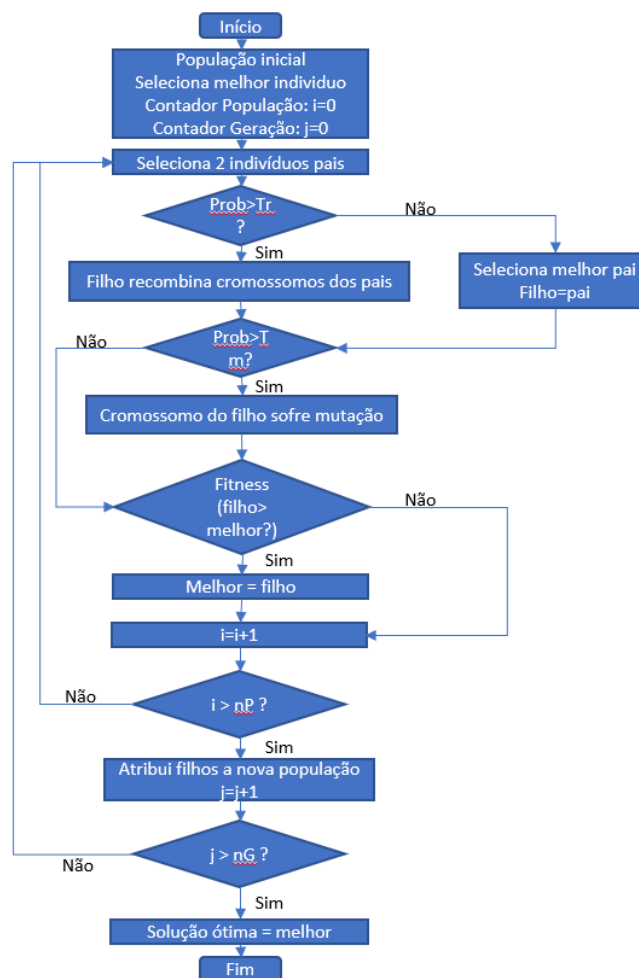
A penalização é definida pela equação 58, todo par de relés que violar essa inequação deve adicionar uma penalização no cálculo do fitness. Assim, a penalização foi codificada conforme a equação 62 a seguir.

$$Penalização = |T_{op}^{R_{i+1}} - T_{op}^{R_i} + \Delta T_{op}| + (T_{op}^{R_{i+1}} - T_{op}^{R_{i+1}} + \Delta T_{op}) \quad (62)$$

Se a equação 58 não for satisfeita, então o valor da soma $T_{op}^{R_{i+1}} - T_{op}^{R_i} + \Delta T_{op}$ é positivo, portanto, seu módulo é $T_{op}^{R_{i+1}} - T_{op}^{R_i} + \Delta T_{op}$, somando o módulo de $|T_{op}^{R_{i+1}} - T_{op}^{R_i} + \Delta T_{op}|$ com o termo entre parênteses na equação 62, obtém-se um valor de penalização devido a descoordenação entre os relés R_{i+1} e R_i .

Porém, se R_{i+1} e R_i estiverem coordenados e satisfazer a equação 58, então o módulo de $|T_{op}^{R_{i+1}} - T_{op}^{R_i} + \Delta T_{op}|$ é negativo, sendo $-(T_{op}^{R_{i+1}} - T_{op}^{R_{i+1}} + \Delta T_{op})$, somando o módulo ao termo entre parênteses na equação 62, obtém-se penalização zero. Assim, a equação penaliza apenas a descoordenação.

Figura 24 – Algoritmo genético para solução da coordenação dos relés



Fonte: Elaborado pelo autor

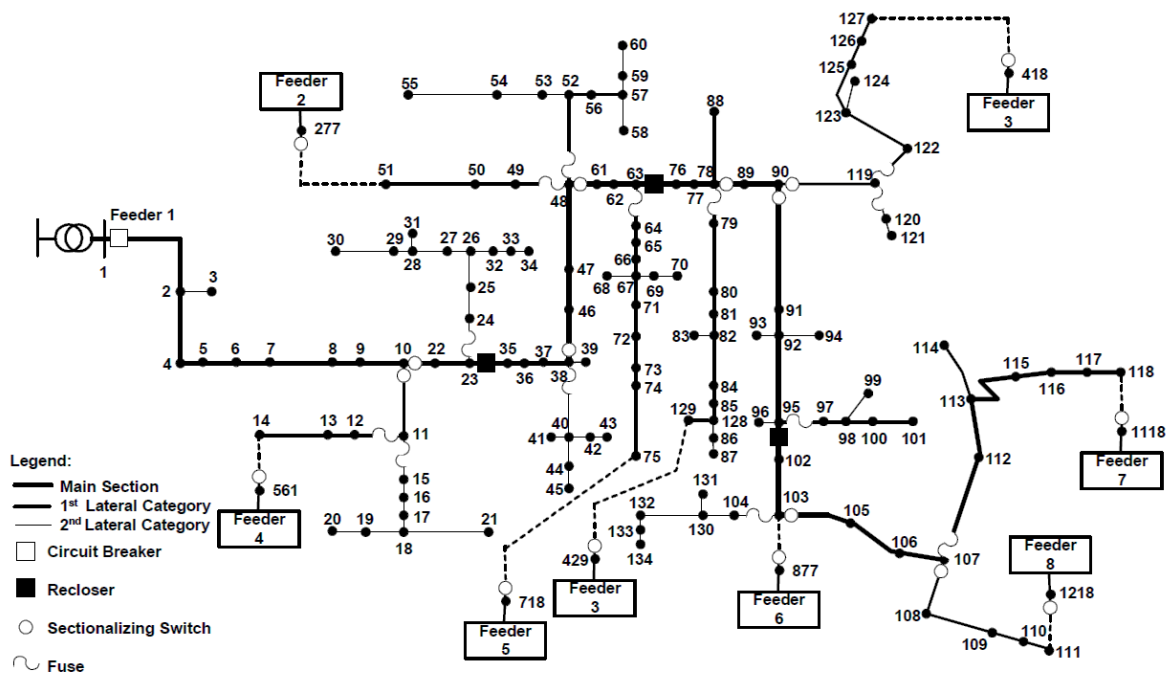
Portanto, sendo o *fitness* inversamente proporcional a penalização e ao somatório dos tempos de operação dos relés, esse parâmetro é útil para comparar a solução fornecida pelos cromossomos dos indivíduos, de modo que quanto maior for o *fitness*, mais o indivíduo se aproxima da solução ótima.

O algoritmo genético seleciona os melhores indivíduos mediante a comparação do *fitness*, adicionando o cromossomo do indivíduo que mais se aproxima da solução ótima no indivíduo identificado como “melhor”, conforme o fluxograma da figura 24. Após n_G gerações de n_p indivíduos, o indivíduo “melhor” fornece o cromossomo com os parâmetros otimizados para a solução do problema de coordenação.

5. Resultados

A partir dos algoritmos para cálculo de fluxo de potência e corrente de curto-circuito, foi desenvolvido o código de solução da otimização do sistema de proteção formado por relés, baseado em algoritmo genético, conforme proposto na seção 5.5. Todo o código foi desenvolvido em linguagem C# e testado para a rede de distribuição da Figura 25.

Figura 25 – Rede de distribuição de 134 barras com quatro relés de sobrecorrente



Fonte: Reiz (2019)

A rede de distribuição da Figura 25 possui 136 barras e seu sistema de proteção conta com quatro relés de sobrecorrente, nomeados como R_1 , R_2 , R_3 e R_4 , localizados respectivamente entre as barras 1 e 2, 23 e 35, 63 e 76, e 95 e 102. Para testar a coordenação entre os relés, foram simuladas faltas nas barras 9, 48, 91 e 116.

As simulações foram executadas considerando os parâmetros T_r (taxa de recombinação) de 0,6 e 0,8, T_m (taxa de mutação) de 0,05 e 2, n_G (número de gerações) de 70 e 200, e n_P (número da população) de 80 e 220. Esses parâmetros foram combinados em 16 grupos de testes distintos, conforme a Tabela 4. Para cada um desses grupos foram

realizadas 10 execuções. Em todos os casos o intervalo de coordenação ΔT_{op}^{coord} , do critério de coordenação já discutido na seção 5.4, foi pré-definido como 0,3 segundos.

Tabela 4 – Grupos de teste

| <i>Grupo</i> | <i>n_G</i> | <i>n_P</i> | <i>T_m</i> | <i>T_r</i> |
|--------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| 1 | 70 | 80 | 0,05 | 0,6 |
| 2 | 70 | 80 | 0,05 | 0,8 |
| 3 | 70 | 80 | 2 | 0,6 |
| 4 | 70 | 80 | 2 | 0,8 |
| 5 | 70 | 220 | 0,05 | 0,6 |
| 6 | 70 | 220 | 0,05 | 0,8 |
| 7 | 70 | 220 | 2 | 0,6 |
| 8 | 70 | 220 | 2 | 0,8 |
| 9 | 200 | 80 | 0,05 | 0,6 |
| 10 | 200 | 80 | 0,05 | 0,8 |
| 11 | 200 | 80 | 2 | 0,6 |
| 12 | 200 | 80 | 2 | 0,8 |
| 13 | 200 | 220 | 0,05 | 0,6 |
| 14 | 200 | 220 | 0,05 | 0,8 |
| 15 | 200 | 220 | 2 | 0,6 |
| 16 | 200 | 220 | 2 | 0,8 |

Fonte: Elaborado pelo autor

5.1. Análise estatísticas dos dados obtidos

A Tabela 5 apresenta o atributo *fitness* obtido nas dez execuções para cada um dos grupos da Tabela 4.

A partir dos valores do *fitness* da Tabela 5, foram realizadas as análises estatísticas desses dados, determinando os valores mínimo, máximo, médio e desvio padrão de cada grupo. As informações estatísticas encontram-se na Tabela 6.

Tabela 5 – Resultados do *fitness* obtidos para os grupos definidos na tabela 6

| <i>Teste</i> | <i>1</i> | <i>2</i> | <i>3</i> | <i>4</i> | <i>5</i> | <i>6</i> | <i>7</i> | <i>8</i> | <i>9</i> | <i>10</i> |
|-----------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|
| Grupo 1 | 12,092 | 6,6093 | 6,853 | 3,458 | 6,881 | 3,197 | 6,767 | 3,070 | 8,867 | 10,081 |
| Grupo 2 | 5,453 | 7,686 | 6,666 | 3,446 | 7,055 | 8,494 | 10,026 | 6,931 | 2,110 | 6,441 |
| Grupo 3 | 2,463 | 11,688 | 2,919 | 10,234 | 2,545 | 0,460 | 1,993 | 9,029 | 0,148 | 7,446 |
| Grupo 4 | 1,785 | 6,825 | 7,851 | 0,764 | 0,289 | 2,116 | 1,588 | 0,734 | 8,500 | 5,371 |
| Grupo 5 | 16,221 | 14,289 | 9,096 | 11,920 | 14,899 | 13,318 | 6,777 | 14,437 | 14,007 | 2,080 |
| Grupo 6 | 12,887 | 8,700 | 3,059 | 7,179 | 7,244 | 6,077 | 8,663 | 11,392 | 6,050 | 2,841 |
| Grupo 7 | 1,969 | 9,113 | 0,257 | 6,652 | 0,248 | 9,883 | 0,477 | 2,463 | 0,870 | 0,132 |
| Grupo 8 | 9,173 | 6,202 | 13,438 | 1,961 | 0,768 | 5,598 | 2,045 | 2,582 | 0,268 | 11,436 |
| Grupo 9 | 13,974 | 8,308 | 3,271 | 7,462 | 7,039 | 8,366 | 7,924 | 8,757 | 9,382 | 6,749 |
| Grupo 10 | 2,934 | 7,785 | 9,543 | 8,902 | 10,562 | 7,389 | 12,601 | 2,423 | 13,319 | 8,175 |
| Grupo 11 | 0,456 | 0,438 | 2,263 | 6,732 | 6,942 | 0,379 | 5,364 | 0,613 | 10,053 | 13,592 |
| Grupo 12 | 13,233 | 0,449 | 4,422 | 0,956 | 3,005 | 0,851 | 1,943 | 2,118 | 0,975 | 0,618 |
| Grupo 13 | 4,486 | 16,668 | 10,456 | 7,142 | 9,600 | 7,294 | 8,035 | 8,877 | 9,842 | 7,308 |
| Grupo 14 | 7,012 | 11,481 | 7,882 | 8,472 | 14,093 | 13,749 | 12,835 | 17,636 | 8,330 | 14,699 |
| Grupo 15 | 0,232 | 8,234 | 8,303 | 2,117 | 4,431 | 8,044 | 1,278 | 0,275 | 5,820 | 3,025 |
| Grupo 16 | 8,077 | 8,032 | 6,596 | 8,595 | 13,750 | 0,722 | 1,001 | 7,627 | 2,150 | 0,869 |

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 6 – Análise estatística dos testes os grupos da tabela 6

| | <i>mínimo</i> | <i>máximo</i> | <i>média</i> | <i>desvio padrão</i> |
|---------------------|---------------|---------------|--------------|----------------------|
| Grupo 1 | 3,070 | 12,092 | 6,788 | 2,849 |
| Grupo 2 | 2,110 | 10,026 | 6,431 | 2,191 |
| Grupo 3 | 0,148 | 11,688 | 4,893 | 4,052 |
| Grupo 4 | 0,289 | 8,500 | 3,582 | 3,039 |
| Grupo 5 | 2,080 | 16,221 | 11,704 | 4,200 |
| Grupo 6 | 2,841 | 12,887 | 7,409 | 3,043 |
| Grupo 7 | 0,132 | 9,883 | 3,206 | 3,650 |
| Grupo 8 | 0,268 | 13,438 | 5,347 | 4,413 |
| Grupo 9 | 3,271 | 13,974 | 8,123 | 2,518 |
| Grupo 10 | 2,423 | 13,319 | 8,363 | 3,393 |
| Grupo 11 | 0,379 | 13,592 | 4,683 | 4,414 |
| Grupo 12 | 0,449 | 13,233 | 2,857 | 3,654 |
| Grupo 13 | 4,486 | 16,668 | 8,971 | 3,042 |
| Grupo 14 | 7,012 | <u>17,636</u> | 11,619 | 3,373 |
| Grupo 15 | 0,232 | 8,303 | 4,176 | 3,098 |
| Grupo 16 | 0,722 | 13,750 | 5,742 | 4,142 |
| Média Global | 1,869 | 12,825 | 6,493 | 3,441 |

Fonte: Elaborado pelo autor

A média global do desvio padrão foi de 3,441. Os grupos de testes 5 e 14 apresentaram as maiores médias de *fitness*, com o grupo 5 apresentando média 11,704, com desvio padrão de 4,200, portanto os resultados tendem a estar relativamente dispersos em relação à média, apresentando *fitness* mínimo de 2,080 e máximo de 11,704.

Quanto ao grupo 14, seu *fitness* médio foi de 11,619, com um desvio padrão de 3,373, portanto abaixo do desvio padrão médio global, seus valores mínimo e máximo são 7,012 e 17,636, respectivamente.

5.2. Análise da solução ótima

A Tabela 7 apresenta a configuração dos relés da melhor solução obtida na execução 8 do grupo 14, com *fitness* de 17,636.

Tabela 7 – Melhor solução obtida no grupo 14 com *fitness* 17,636

| <i>Relé</i> | I_A | <i>TD</i> | <i>Tipo de Curva</i> | α | β |
|-------------|---------|-----------|----------------------|----------|---------|
| R_1 | 371,955 | 0,673 | 2 | 13,5 | 1 |
| R_2 | 275,355 | 0,437 | 2 | 13,5 | 1 |
| R_3 | 185,442 | 0,606 | 1 | 80 | 2 |
| R_4 | 77,856 | 0,225 | 1 | 80 | 2 |

Legenda: I_A – corrente de ajuste (pick-up), *TD* – *time dial*, α e β – parâmetros do tipo de curva

Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 8 apresenta o tempo de operação dos relés para a solução obtida na Tabela 7, considerando as faltas nas barras 48, 91 e 116, que correspondem a 4,888 kA, 4,023 kA e 2,125 kA, respectivamente. Pode-se observar que em todos os casos o intervalo de operação satisfaz a condição de coordenação definida pela equação 58, apresentando intervalo de operação maior que 0,3.

A Figura 26 apresenta as curvas características da solução ótima da Tabela 7, e os pontos em que ocorrem os curtos-circuitos.

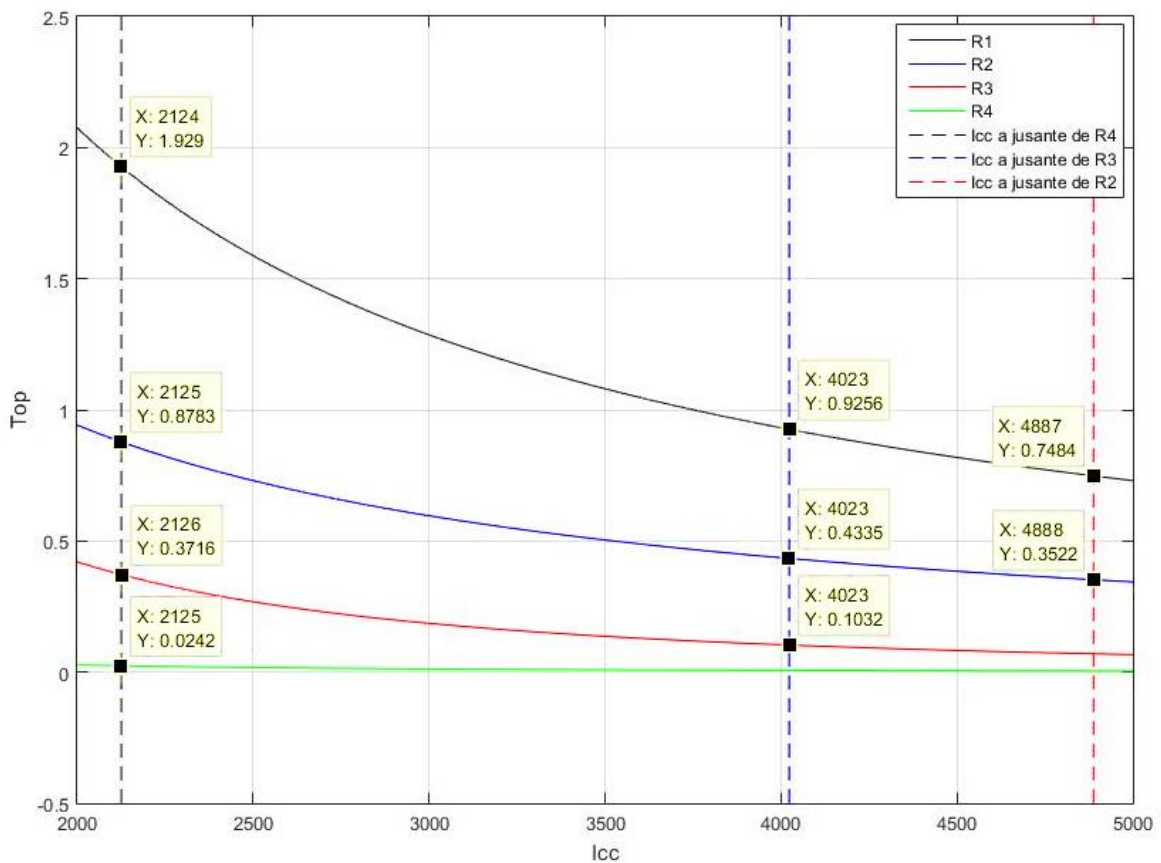
Tabela 8 – Intervalo de operação da solução ótima do grupo 1

| <i>Barra em falta</i> | <i>Relés em coordenação</i> | T_{op} de R_i | T_{op} de R_{i+1} | ΔT_{op} |
|-----------------------|-----------------------------|-------------------|-----------------------|-----------------|
| 48 | R1 – R2 | 0,651 | 0,307 | 0,344 |
| 91 | R1 – R2 | 0,819 | 0,385 | 0,434 |
| | R2 – R3 | 0,385 | 0,082 | 0,303 |
| 116 | R1 – R2 | 1,769 | 0,809 | 0,960 |
| | R2 – R3 | 0,809 | 0,322 | 0,487 |
| | R3 – R4 | 0,322 | 0,021 | 0,301 |

Legenda: $\Delta T_{op} = T_{op}$ de $R_i - T_{op}$ de R_{i+1}

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 26 – Curvas características da solução ótima da Tabela 7



Fonte: Elaborado pelo autor.

As curvas características dos relés da rede em nenhum momento se cruzam, como pode ser observado na Figura 26, de modo que não ocorre inversão na ordem de operação dos dispositivos. Para falta a jusante de R_4 (aproximadamente 2,125 kA), o R_4 apresenta o menor tempo de operação, atuando no isolamento da falta antes dos demais dispositivos a sua montante.

Podemos observar graficamente que o intervalo de operação entre os relés R_4 e R_3 é de aproximadamente 0,3474 segundos, entre os relés R_3 e R_2 é de aproximadamente 0,506 segundos, e entre R_2 e R_1 é de aproximadamente 1,050 segundos.

Para falta a jusante de R_3 , e montante de R_4 , de aproximadamente 4,023 kA, o relé na seção em curto-circuito com menor tempo de operação é R_3 . A análise gráfica indica que o intervalo de operação entre R_3 e R_2 , é de aproximadamente 0,330 segundos, e entre R_2 e R_1 é de aproximadamente 0,492 segundos.

Para faltas a jusante de R_2 e montante de R_3 , apenas R_1 e R_2 fazem parte da seção em curto-circuito, cuja corrente é aproximadamente 4,888 kA. Nessa situação R_2 apresenta tempo de operação menor que R_1 , atuando primeiro na proteção da rede, com intervalo de operação de aproximadamente 0,396.

Em todas as situações de falta verifica-se que os relés mantêm a seletividade e coordenação, apresentando intervalo de coordenação superior a 0,3 segundos, pré-definido no algoritmo.

6. Conclusão e trabalhos futuros

Os grupos de testes 3, 4, 7, 8, 11, 12, 15 e 16 apresentaram os menores valores médios de *fitness*, e valores mínimos menores que 1, ou seja abaixo do mínimo médio global de (1,869 segundos). A razão para o baixíssimo desempenho do *fitness* desses grupos, quando comparados aos demais, se deve ao parâmetro T_m (taxa de mutação) ter sido definido como 2. Como o algoritmo realiza a análise da probabilidade de mutação, gerando um número aleatório entre 0 e 1, e realizando a mutação se esse valor for menor que T_m , podemos concluir que nessas condições 100% dos cromossomos dos filhos sofrem mutação, afetando negativamente o processo de evolução dos indivíduos gerados pelo algoritmo.

Quanto aos demais grupos cujo T_m foi definido como 0,05, observa-se que seus respectivos resultados médios de *fitness*, em geral, foram superiores ao *fitness* médio global, de 6,493, exceto pelo grupo 2, cujo *fitness* médio foi de 6,431, menor que a média global, mas com uma diferença de apenas 1%.

Desconsiderando a contribuição, nas médias globais, dos grupos cujo T_m foi definido como 2, temos as seguintes médias definidas na Tabela 9.

Tabela 9 – Subgrupos definidos para $T_m=0,05$

| | <i>mínimo</i> | <i>máximo</i> | <i>média</i> | <i>desvio padrão</i> |
|---|---------------|---------------|--------------|----------------------|
| Grupo 1 | 3,070 | 12,092 | 6,788 | 2,849 |
| Grupo 2 | 2,110 | 10,026 | 6,431 | 2,191 |
| Grupo 5 | 2,080 | 16,221 | 11,704 | 4,200 |
| Grupo 6 | 2,841 | 12,887 | 7,409 | 3,043 |
| Média do Subgrupo 1 ($n_G=70$) | 2,525 | 12,806 | 8,083 | 3,070 |
| Grupo 9 | 3,271 | 13,974 | 8,123 | 2,518 |
| Grupo 10 | 2,423 | 13,319 | 8,363 | 3,393 |
| Grupo 13 | 4,486 | 16,668 | 8,971 | 3,042 |
| Grupo 14 | 7,012 | 17,636 | 11,619 | 3,373 |
| Média do Subgrupo 2 ($n_G=200$) | 4,298 | 15,399 | 9,269 | 3,081 |
| Média Total dos Subgrupos | 3,411 | 14,102 | 8,676 | 3,076 |

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Tabela 9, os grupos de teste 1, 2, 5 e 6 foram agrupados no subgrupo 1, esses tiveram o número de gerações n_G definido como 70, enquanto os grupos 9, 10, 13 e 14, agrupado no subgrupo 2, tiveram o número de gerações definido como 200. Observa-se que o subgrupo 2 apresentou *fitness* mínimo, máximo e médio maiores que o *fitness* do subgrupo 1, sendo, respectivamente, 70%, 20% e 14% maior.

Pode-se concluir que quanto maior o número de gerações definidas, melhor será a solução obtida, isso se explica pela própria teoria da evolução das espécies de Darwin, onde o processo de evolução leva centenas de milhares de anos, sendo necessário milhares de processos de reprodução, mutação e seleção de indivíduos.

A Tabela 10 divide o subgrupo 2 da Tabela 9 em dois subgrupos com número de população n_P de 80 e 220.

Tabela 10 – Subgrupos definidos para $T_m=0,05$ e $n_G=200$

| | mínimo | máximo | média | desvio padrão |
|---|---------------|---------------|--------------|----------------------|
| Grupo 9 | 3,271 | 13,974 | 8,123 | 2,518 |
| Grupo 10 | 2,423 | 13,319 | 8,363 | 3,393 |
| Média do Subgrupo 3 ($n_P=80$) | 2,847 | 13,647 | 8,243 | 2,955 |
| Grupo 13 | 4,486 | 16,668 | 8,971 | 3,042 |
| Grupo 14 | 7,012 | 17,636 | 11,619 | 3,373 |
| Média do Subgrupo 4 ($n_P=220$) | 5,749 | 17,152 | 10,295 | 3,2075 |
| Média Total dos Subgrupos | 4,298 | 15,399 | 9,269 | 3,081 |

Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando os dados da tabela 10, conclui-se que o subgrupo 4, com maior número de população n_P , apresenta maiores valores de *fitness* comparado ao subgrupo 3. Nota-se que o subgrupo 4 possui *fitness* mínimo médio 50% maior que do subgrupo 3, além de *fitness* máximo 20% maior e *fitness* médio 19% superior.

Assim, quanto maior o número da população n_P , maior será a eficiência do algoritmo em alcançar soluções que se aproximem da coordenação ótima. Analogamente

a teoria da evolução das espécies, quanto maior e mais diversa é uma população, maior é sua diversidade genética, sendo possível inúmeras possibilidades de recombinação de genes na reprodução, e com isso maior diversidade genética da prole, o que é desejável para um processo de seleção de melhores indivíduos.

A Tabela 11 a seguir apresenta os 2 grupos cuja taxa de mutação, número de geração e de população foram definidas como 0,05, 200 e 220, respectivamente.

Tabela 11 - Subgrupos definidos para $T_m=0,05$, $n_G=200$ e $n_P=220$

| | mínimo | máximo | média | desvio padrão |
|--|---------------|---------------|--------------|----------------------|
| Grupo 13 <i>($T_r=0,6$)</i> | 4,486 | 16,668 | 8,971 | 3,042 |
| Grupo 14 <i>($T_r=0,8$)</i> | 7,012 | 17,636 | 11,619 | 3,373 |

Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que o grupo 14 apresenta maior *fitness* mínimo, máximo e médio que do grupo 9, com *fitness* mínimo 56%, *fitness* máximo 5% e *fitness* médio 29% maior que do grupo 9. Portanto a taxa de recombinação também contribui para que o algoritmo gere e selecione os melhores indivíduos.

Assim como na natureza, quanto maior a taxa de recombinação, no caso a reprodução, maior será o número de prole gerada, essa recombinação genética dos indivíduos aumenta a probabilidade de se gerar um indivíduo mais adaptado, que no caso do algoritmo genético trata-se da solução otimizada do problema de coordenação de relés.

Ao avaliar o comportamento do algoritmo na geração do *fitness* para 16 grupos com diferentes valores de número de gerações (n_G), população (n_P) e taxa de recombinação (T_r), conclui-se que o método é mais eficiente conforme mais elevado for esses parâmetros, pois assim garante-se maior variedade na geração de novos indivíduos, elevando significativamente a probabilidade de se gerar uma solução ótima, por outro lado, não é desejável que a taxa de mutação seja de 100%.

Para trabalhos futuros, propõe-se a realização de estudos de coordenação entre os relés e fusíveis presentes na rede, de modo a aumentar ainda mais a seletividade do sistema de proteção.

7. Referencias

- AMAZONAS ENERGIA. **Título: Sistema de proteção com relé microprocessado com função 50/51 para fase e neutro.** Especificações Técnicas. 2014.
- EA Engenheiros Associados. **Transformador de Corrente: Conceitos Preliminares.** Disponível em: <<https://medicaodeenergia.com.br/transformadores-de-correntes-conceitos-preliminares-2/>>. Acessado em 10 de janeiro de 2023.
- KINDERMANN, Geraldo; 2004. **Curto-Circuito.** e. ed. Florianópolis: Edição do Autor. UFSC-EEL-LABPLAN.
- LEITE, J. B., GIRARDI, M. F. *Performance Analysis of Three-Phase Power Flow Algorithms in Power Distribution Networks*, IEEE, 2021.
- MASSAGO, S. **Introdução ao Algoritmo Genético Sadao.** Disponível em: <<file:///D:/Faculdade/Engenharia%20El%C3%A9trica/TG/TCC-%20Apostilas/algoritmos-geneticos.pdf>>, 2013.
- REIZ, C. **Análise de faltas e cálculo de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia elétrica com fontes renováveis de geração de energia.** Tese (Mestrado em engenharia elétrica) – Faculdade Estadual Julio de Mesquita Filho – UNESP. São Paulo, p. 106. 2019.
- SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. *A compensationbased power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. IEEE Transactions on power systems*, New York, v. 3, n. 2, p. 753-762, 1988.
- SILVA, R. F., PIGNATA, M. I. **Charles Darwin e a teoria da evolução.** Disponível em: <<https://files.cercomp.ufg.br/weby/up/80/o/TCEM2014-Biologia-RicardoFernandesSilva.pdf>>.
- STEVENSON, W. D. *Elements of Power System Analysis*, McGraw-Hill, 1982.