

# Algoritmo microgenético aplicado ao estudo de proteção de sobrecorrente em sistema de distribuição considerando geração distribuída

Jose Alejandro Encinas Riveros , *Estudante*

Jorge J. Giménez-Ledesma , *Orientador*

**Resumo**—The expansion of distributed generation (DG) to meet energy demand is a reality in the modern electricity sector. However, the presence of DG can cause changes in load current levels in feeders and transmission lines; that impair the coordination and performance of the protection system configured for the system. This work presents a study of overcurrent protection in a distribution system with distributed generation. Essentially, the procedure consists of determining the tuning parameters such as the TMS and the Trip Time of the Directional Overcurrent Relays (DOCR) in the event of a system failure. The developed methodology can detect changes in the system and provide relay reconfiguration parameters through the application of a microgenetic algorithm designed to minimize operating times and meet selectivity criteria, considering the IEEE 13-node system. The results showed that the system performs well in terms of speed and selectivity. Our results show that the proposed methodology can be useful for the protection of modern electrical power distribution systems.

**Index Terms**—Overcurrent protection, Distributed generation, Microgenetic algorithm, Directional overcurrent relay.

## I. INTRODUÇÃO

O fornecimento de energia elétrica, representa, no tempo moderno, uma das causas de maior preocupação da humanidade, já que temos uma crescente dependência em relação a esse serviço, dado que a energia elétrica está no coração do desenvolvimento, e, acarreta o aumento imperativo do consumidor por um serviço de qualidade crescente. Neste sentido, um parâmetro essencial é dar as condições para a continuidade do serviço, assim, os sistemas elétricos possuem sistemas de proteção cuja função é garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica aos usuários [1].

Os sistemas de distribuição serão o foco deste estudo de caso, a natureza do sistema de distribuição tem sido tradicionalmente radial e desequilibrada. Portanto, toda análise do sistema de distribuição tem sido essencialmente a análise de uma rede trifásica desbalanceada alimentada por uma única fonte trifásica [2]. Porém, devido ao crescimento contínuo da demanda, e, incentivo de políticas à incorporação de fontes renováveis de energia para lutar contra as mudanças climáticas e questões ambientais, foi introduzida a conexão de unidades de Geração Distribuída (GD) à rede de distribuição elétrica, uma tendência moderna que não pode ser negligenciada.

A GD é benéfica significativa para as redes de distribuição ativas, como redução de perdas de energia e alimentação

de cargas em torno de sua localização, aliviando assim a carga sobre a fonte. Apesar dessas vantagens, a injeção de corrente de GD em um sistema de distribuição altera os perfis de corrente e tensão do sistema, e, produz alterações nos esquemas clássicos de proteção, especialmente pelo fluxo de potência bidirecional, que pode prejudicar o desempenho do sistema de proteção, por exemplo, a proteção cega e o disparo falso, que salientam a falta de coordenação de dispositivos de proteção resultantes da presença de GDs [3].

É um fato bem estabelecido que os dispositivos de proteção em um sistema multifonte devem ser sensíveis à direção [4], [5]. Assim, para garantir a continuidade do serviço diante destas mudanças pela inserção da GD, a proteção adaptativa é uma filosofia que permite ajustes no sistema de proteção para torná-lo mais adequados às mudanças nas condições de operação do sistema de potência. O principal objetivo da proteção adaptativa é alterar a configuração do relé para corresponder às condições do sistema de energia [6]. Nos sistemas de distribuição de energia elétrica, a tarefa de proteção é realizada principalmente por dispositivos de sobrecorrente que devem ser programados para atuar coordenadamente.

Este trabalho apresenta a aplicação de um estudo de proteção de sobrecorrente em um sistema de distribuição com geração distribuída. Essencialmente o procedimento consiste na determinação dos parâmetros de ajuste de relés de sobrecorrente direcionais (DOCR) perante uma falta trifásica no sistema. A metodologia desenvolvida, consegue detectar as mudanças no sistema e fornecer os parâmetros de reconfiguração dos relés mediante a aplicação de um algoritmo microgenético projetado para minimizar os tempos de operação e cumprir com o critério de seletividade. O trabalho considerou o sistema de 13 nós do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) com algumas modificações sendo desenvolvido no entorno de programação e modelagem do software Matlab 2022a.

O restante do artigo está organizado da seguinte forma: na seção II, é apresentado a fundamentação teórica que estabelece as bases para o entendimento do estudo de caso. A metodologia proposta sobre o sistema de proteção é apresentada na seção III, seu desempenho é avaliado via simulações na seção IV, enquanto a seção V conclui o estudo de caso.

### A. Fundamentos do sistema de proteção

A produção tradicional de energia elétrica está constituída por uma estrutura básica tradicional de um Sistema Elétrico de

Potência (SEP), a qual pode ser observada na Fig.1. Dentro desta estrutura e como um estágio prévio ao final, inicia o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, responsável por entregar a tensão e corrente elétrica nos níveis requeridos pelo consumidor [7].



Figura 1: Estrutura básica do sistema elétrico de potência.

Cabe salientar que para cada fase dessa estrutura do SEP existe um sistema de proteção, definido como o conjunto de equipamentos e acessórios destinados a realizar a proteção para curtos-circuitos e para outras condições de operação anormais em componentes do sistema [8].

O princípio de funcionamento de um sistema de proteção tradicional (Fig.2) é descrito a seguir: elementos essenciais como os transformadores para instrumentos (TC e TP) reduzem as amplitudes das grandezas envolvidas (tensão ou corrente) para níveis aceitáveis de leitura e acesso seguro. Posteriormente, essas informações são disponibilizadas ao relé, que se encarrega de processá-las. Caso os valores das grandezas excedam valores pré-definidos, os contatos do relé são fechados e um sinal de abertura (trip) é enviado ao disjuntor associado. Neste instante, a bobina de abertura do disjuntor é energizada, resultando na abertura dos seus contatos principais e o isolamento do componente ou circuito sob falta. O sistema de proteção é complementado pelo banco de baterias que fornece energia ao sistema de proteção em caso de falta [9].

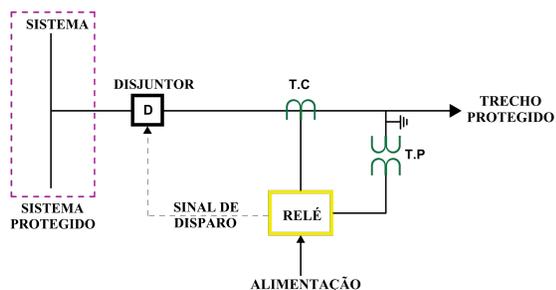


Figura 2: Diagrama típico de um sistema de proteção.

A ação do sistema de proteção restaura o sistema para uma melhor condição de operação possível seguindo os princípios da filosofia da proteção: termo que engloba todas as ações pertinentes ao sistema de proteção, tal que uma anormalidade

no sistema possa ser isolada e removida, sem que outras partes do mesmo sejam afetadas [10]. A filosofia da proteção deve satisfazer os seguintes objetivos básicos:

A filosofia da proteção deve satisfazer os seguintes objetivos básicos:

**Sensibilidade:** Um sistema de proteção deve responder às anormalidades com menor margem possível de tolerância entre a operação e não operação dos seus equipamentos.

**Velocidade:** Tempo mínimo de operação para eliminar uma falha a fim de evitar danos ao equipamento.

**Seletividade:** Manter a continuidade do fornecimento desconectando a seção mínima da rede necessária para isolar a falha.

**Confiabilidade:** É a capacidade da proteção funcionar corretamente. Possui dois elementos, confiabilidade, sendo a certeza de uma operação correta na ocorrência de uma falha; segurança, sendo a capacidade de evitar operação incorreta durante falhas.

**Custo:** Máxima proteção com o menor custo possível. Uma vez que é praticamente impossível satisfazer todos os pontos acima mencionados simultaneamente, é necessário um compromisso para obter o sistema de proteção ideal.

### B. Proteção dos sistemas de distribuição

Um sistema de distribuição está sujeito a mudanças topológicas resultantes de abertura de linhas, conexão de GD, transferência de cargas entre alimentadores, saídas de transformadores, desligamento de unidades geradoras [11].

Quando o sistema experimenta faltas transitórias ou permanentes, estas podem causar grandes danos aos seus componentes, fazendo necessário um sistema de proteção adequado que possa oferecer confiabilidade no referente à resposta diante desse cenário.

### C. Dispositivos de proteção do sistema de distribuição

Os dispositivos de proteção principais para o sistema de distribuição dentro deste estudo de caso são os seguintes:

1) **Transformador de corrente (TC):** Transformador de corrente (TC): um TC tem função de medição da corrente e isolamento dos equipamentos de medição e proteção encontrados no seu secundário. Também consegue reproduzir, proporcionalmente, em seu circuito secundário, a corrente que passa pelo seu primário com a posição fasorial mantida, conhecida e adequada para uso dos equipamentos de medição, controle e proteção. Um TC deve ser selecionado considerando o seguinte: em primeiro lugar, o critério de carga, em que a corrente nominal do TC deve ser no mínimo a corrente de operação do sistema em condições normais; em segundo lugar, o critério de curto-circuito, em que é necessário ter os valores das correntes de curto-circuito monofásicos, bifásicos e trifásico, onde será utilizado o maior valor apresentado e, por conseguinte, determina-se o valor mínimo nominal do TC [13].

2) *Transformador de potencial (TP)*: é um equipamento usado para reduzir a tensão do sistema a um valor adequado aos instrumentos, estabelecendo uma relação fixa entre os valores instantâneos correspondentes das ondas de tensão de saída e de entrada, com diferenças de fase mínimas possíveis entre si. Um TP apresenta como padrão de tensão no seu secundário o valor de 115V. No entanto, a tensão em seu primário é determinada com base na tensão nominal da rede elétrica [13].

3) *Relés de proteção de sobrecorrente*: Um relé de proteção sobrecorrente é responsável pela liberação do disjuntor quando detecta uma condição de funcionamento que fuja da normalidade, isto é, que ultrapasse um valor pré-fixado ou ajustado. Assim, para definir se atua ou não, o relé de proteção de sobrecorrente recebe informações continuamente, por exemplo, de um TC e TP. [14] O diagrama dos parâmetros de entrada e saída de um relé de proteção de sobrecorrente pode ser observado na Fig. 3. Uma característica essencial dos relés

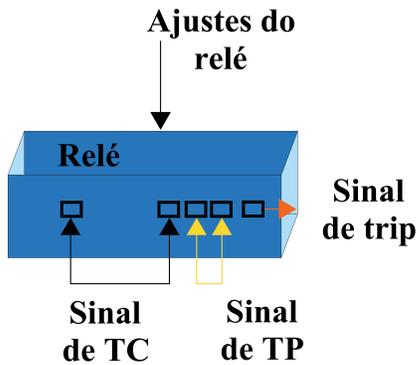


Figura 3: Diagrama dos parâmetros de entrada e saída de um relé digital.

de sobrecorrente é representada pelas suas curvas de tempo em relação à corrente, as quais variam em função do tipo do relé. A maioria dos relés utiliza curvas de tempo inversas padronizadas pela norma europeia IEC 60255-1512009. As principais curvas são: a Normalmente Inversa (NI), Muito Inversa (MI), Extremamente Inversa (EI) e a curva de Tempo Definido (TD). Parâmetros importantes que fazem parte da construção desta curva, são:

**Trip time**: É o tempo de disparo, o sinal de desligamento enviado pelo relé; ele é determinado pelo ponto de ajuste da corrente do relé; graficamente é o ponto de interseção entre a curva da corrente de falta e a curva do relé de proteção.

**TMS**: Também conhecido como Multiplicador de Configuração de Tempo, é o ajuste utilizado para temporizar um relé. O TMS, possui limites conforme à curva do relé e a posição do relé conforme sua posição na área de coordenação, mostradas na inequação (1).

$$TMS_{min} < TMS \leq TMS_{max} \quad (1)$$

Onde  $TMS_{i,min}$  e o  $TMS_{i,max}$  são os valores mínimos e máximos do TMS. Para relés com o tipo de curva normalmente inversa, o intervalo do parâmetro TMS é de (0; 1], com intervalos de 0.01 [33]. Valores experimentais

de TMS que foram realizadas para outros tipos de curva podem ser observados em [37].

**Corrente de Pick-up**: Representa um limite, uma fronteira que delimita se o sistema está ou não no regime de falta. Seu valor varia entre um valor mínimo, geralmente relacionado ao valor máximo de sobrecarga do sistema, e, um valor máximo que geralmente é o valor mínimo de curto-circuito, mostrada na inequação (2).

$$\alpha I_{carga,max} \leq I_{pick-up} \leq I_{f,min} \quad (2)$$

Neste estudo de caso será utilizado a curva Normalmente Inversa (NI) seguindo a norma IEC 60255-15. A Fig. 4, apresenta as inclinações das curvas de tempo inverso.

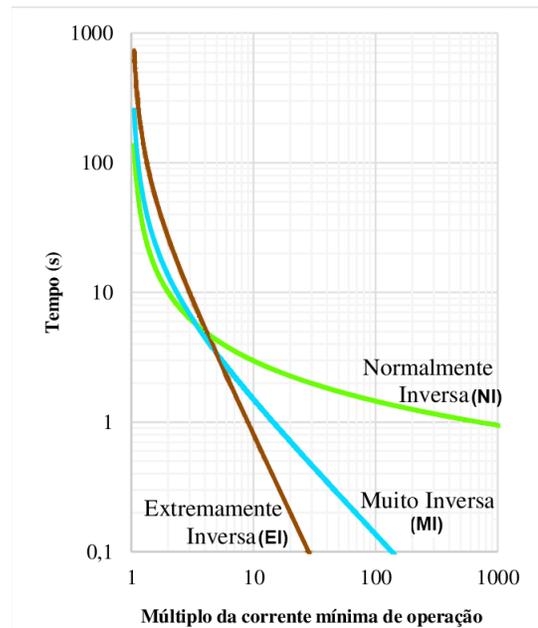


Figura 4: Tipos de curvas características do relé [36].

A equação (3) define o Trip Time ou tempo de operação mínimo de um relé com curva NI [17].

$$T_t = TMS \times \left( \frac{k}{\left( \frac{I_f}{I_{pick-up}} \right)^\alpha - 1} \right), \quad (3)$$

onde  $T_t$  é o Trip Time [s], TMS é o multiplicador de configuração de Tempo,  $k$  é a constante que determina o tipo de curva, que para a curva (NI) tem o valor de 0.14,  $\alpha$  é a constante que determina o tipo de curva, para curva (NI) tem o valor de 0.02,  $I_f$  e a corrente de falta [A] e  $I_{pick-up}$  é a corrente de pick-up [A].

4) *Relé direcional (67)*: Este relé tem como principal característica a sensibilidade à direção do fluxo de potência, isto é, a proteção direcional é feita com relés que conseguem enxergar as correntes de falta em um determinado sentido previamente ajustado. Se a falta provocar uma corrente no sentido contrário, este relé não atuara. Este tipo de relé é utilizado principalmente em linhas de distribuição que operam sob a configuração em anel ou em redes onde existe geração em ambas as extremidades [20].

O relé direcional, que monitora o relé de sobrecorrente, confere característica radial ao sistema em anel. Ou seja, o sistema em anel se comporta como dois sistemas radiais em sentidos opostos [13]. O relé atua fazendo o reconhecimento mediante o ângulo de fase entre a corrente de operação e a magnitude de polarização do relé. Assim, um relé de sobrecorrente direcional (67) é composto por um elemento direcional (32) e um elemento de proteção de sobrecorrente não direcional (50/51) [20]. O diagrama do relé de sobrecorrente direcional é mostrado na Fig. 5.

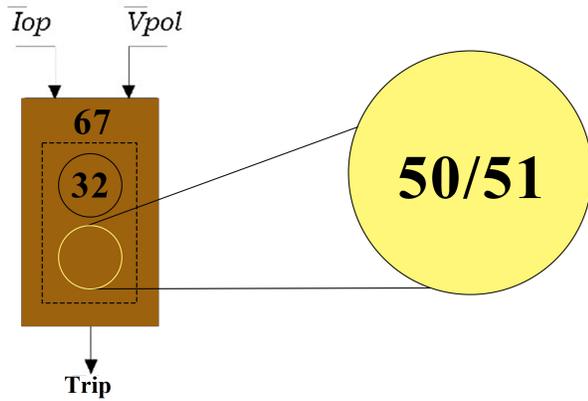


Figura 5: Diagrama do relé direcional 67 [20].

#### D. Coordenação do sistema de proteção

A coordenação é a estratégia usada para garantir a proteção do sistema, pois o sistema de proteção está susceptível a falhas. Portanto, deve existir uma escada de tempo para que, caso o relé de vanguarda falhe, o relé de retaguarda atue [21].

A filosofia adotada nos sistemas de proteção (Fig. 6) estabelece que quando ocorra uma falta, o dispositivo mais próximo ao curto deve atuar primeiro, para que sistema isole apenas a parte afetada, mantendo o maior número de cargas sendo alimentadas. Entretanto, caso ocorra algum defeito nesse dispositivo, deve existir uma proteção secundária para realizar a isolamento da parte defeituosa [10].

Para isolar uma falta é necessário que exista um tempo mínimo de diferença entre os dois relés mais próximos da cadeia de proteção para garantir a coordenação. Este tempo é denominado de Tempo de coordenação ( $\Delta t$ ) que deve obedecer à equação (4) [13]. O tempo de coordenação depende do tipo do relé utilizado e do tipo de disjuntor envolvido. É um valor exclusivamente definido por fabricantes e por técnicos de proteção.

$$t_{\text{relé a montante}} - t_{\text{relé a jusante}} \geq \Delta t. \quad (4)$$

De modo que na ocorrência de uma falta, a proteção principal seja a primeira a atuar. No caso dela falhar, então a proteção de retaguarda deve operar, de modo a deixar o menor número possível de consumidores sem energia elétrica. Um exemplo desse tipo de é apresentado na Fig. 6.

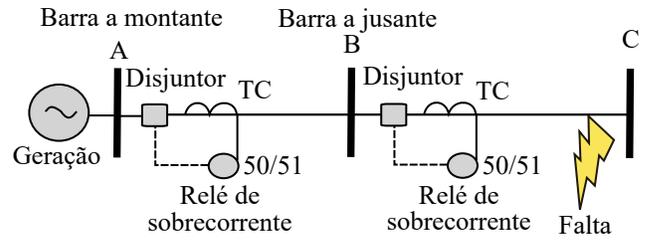


Figura 6: Esquema de ligação entre relés a montante e jusante com falta.

#### E. Geração distribuída no sistema de operação

No Brasil, a definição formal de geração distribuída (GD) foi estabelecida no Artigo 14 do Decreto-Lei  $N^{\circ}$  5.163/2004 [20]. Devido aos benefícios da GD, muitos países têm aderido à sua utilização, o Brasil não foi a exceção, já que está em vigor desde 2012, a Resolução Normativa  $N^{\circ}$  482/2012 da ANEEL, que permite a utilização de GD no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica [23].

O aumento da penetração da GD em Sistemas de Distribuição levantou preocupações sobre o desempenho dos sistemas de proteção, fato que ameaça à segurança do sistema elétrico. A seguir, algumas preocupações são brevemente discutidas:

1) *Corrente reserva e mau funcionamento do relé:* Quando ocorre uma falta no alimentador 1, R1 opera, mas R2 não opera, na ausência de GD (Fig. 7). No entanto, na presença de GD, a corrente reversa flui através do alimentador adjacente 2, podendo levar a falsos disparos do relé R2. No entanto, na

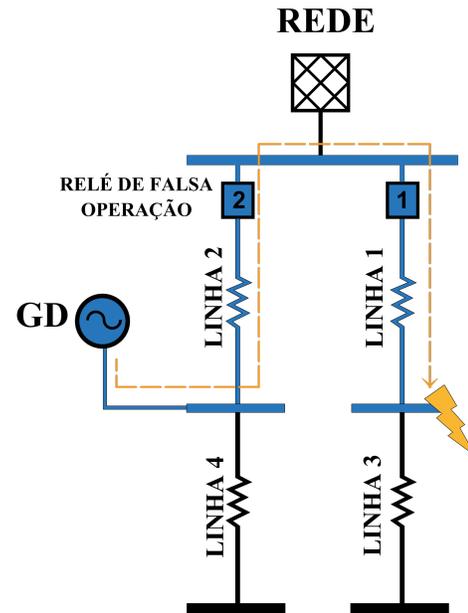


Figura 7: Situação leva ao falso disparo do relé R2 [24]

presença de GD, a corrente reversa flui através do alimentador adjacente 2, podendo levar a falsos disparos do relé R2.

2) *Falha no desarme e falta coordenação dos disparos de proteção:* Quando ocorre uma falta no alimentador, a diminuição da corrente de falta, que passa pelo relé R1 devido

à presença de GD instalada, pode resultar em falha no desarme do relé de proteção (Fig. 8a). Na Fig. 8b, os tempos de operação

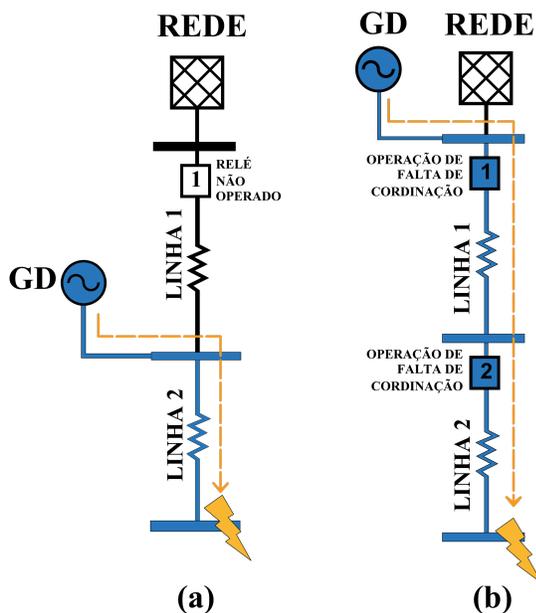


Figura 8: (a) Situação leva à falha de disparo do relé R1, (b) Falta de coordenação dos relés na presença de GDs [25].

dos relés R1 e R2 são coordenados com base na corrente máxima de falta em suas características de tempo inverso. No entanto, o aumento da corrente de falta devido à presença da GD, pode resultar na diminuição da margem de coordenação, portanto, aparece a falta de coordenação dos relés R1 e R2.

3) *Operação em conflito dos dispositivos de proteção:* Quando ocorre a Falha 1 e nenhuma GD está conectada, os relés R3 e R2 operam como relés principal e de backup, respectivamente. (Fig. 9). No entanto, a situação é reversível

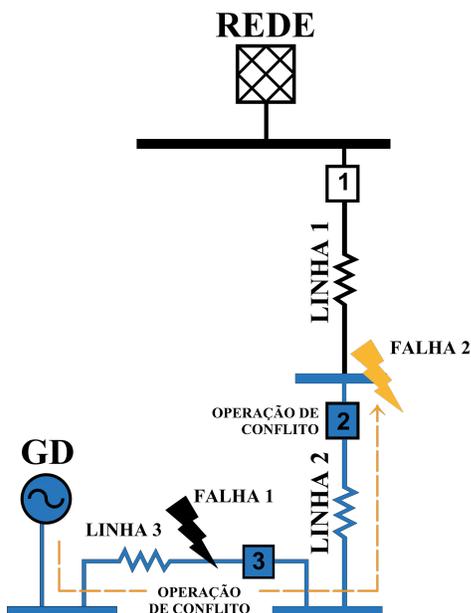


Figura 9: Operação em conflito de relés na presença de GDs [26].

quando GD está conectada e ocorre a falha 2. Neste último caso, os relés R2 e R3 operam como relés principal e de backup, respectivamente. Isso significa que os relés R2 e R3 têm operações opostas em casos diferentes.

4) *Alcance reduzido:* Com a presença de cada GD, o alcance do relé de sobrecorrente é reduzido e a corrente total de falta é minimizada, assim, o relé não capta da melhor forma a corrente do barramento, que é inferior à que capta como pode ser visto na Fig. 10. Também faz com que os demais barramentos fiquem fora do alcance da proteção do relé [26]. Assim, com a presença do GD, o alcance do relé é reduzido, essa redução depende da quantidade de geradores distribuídos, da resistência de falta e da distância do GD da fonte de alimentação.

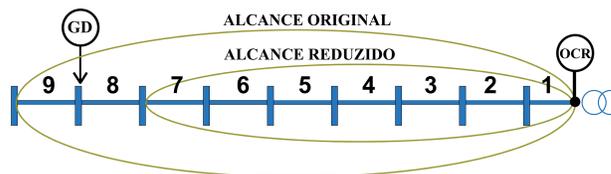


Figura 10: Comparação entre o alcance original e reduzido [26].

Portanto, todos esses problemas requerem o uso de novos conceitos, novas configurações e estratégias de proteção alternativas, por exemplo, a proteção adaptativa [27].

#### F. Proteção adaptativa

Um sistema de proteção convencional possui relés com parâmetros de ajustes fixos. Com a crescente complexidade na operação dos sistemas de potência, o aumento da participação de unidades geradoras de menor porte que abastecem à rede, e o aumento de harmônicos que podem acionar falsamente os relés de proteção, vários desafios surgem para atender aos requisitos de proteção em condições variáveis de operação. Esquemas de proteção adaptativa resultam da aplicação de microprocessadores na área de relés de proteção e vêm ganhando importância nos sistemas elétricos de potência. Eles fazem parte de uma filosofia de proteção que permitem ajustes nas várias funções de proteção, assim, que os operadores de rede tenham esquemas de proteção flexíveis em resposta a mudanças no sistema de energia, visando ajustá-las às condições predominantes do sistema [28-29]. Na Fig. 11 mostra-se o esquema de um sistema clássico de proteção adaptativa definida por três camadas [30].

1) *Camada de organização:* Onde o sistema é visualizado. Tem função gerencial, podendo intervir no sistema sempre que achar necessário e está normalmente instalada na sala de controle da subestação.

2) *Camada de cooperação:* Dividida em vários blocos principais:

Porta de comunicação: permite a interação entre relés digitais de fabricantes diferentes, possibilitando a comunicação entre eles.

Monitoramento dos sistemas primário e secundário: monitora o sistema e na ocorrência de mudanças no sistema primário, interage com o bloco de verificação do

desempenho do sistema de proteção, informando sobre mudanças e desempenho do sistema secundário.

Verificação do desempenho do sistema de proteção: verifica o desempenho do sistema de proteção atual comparando-o com o desempenho esperado.

Cálculo de novos ajustes: realiza cálculo de novos ajustes, baseando-se nas informações da nova configuração do sistema.

Mudança e verificação de ajustes: envia os novos ajustes para os relés por meio da porta de comunicação e verifica se esses novos ajustes foram recebidos.

3) *Camada de execução*: No caso da proteção de sobre-corrente, essa camada é composta por relés de sobre-corrente e tem como atribuição, interagir com o sistema por meio dos TC e TP e atuar em caso de algum distúrbio, desconectando a parte afetada das demais partes do sistema.

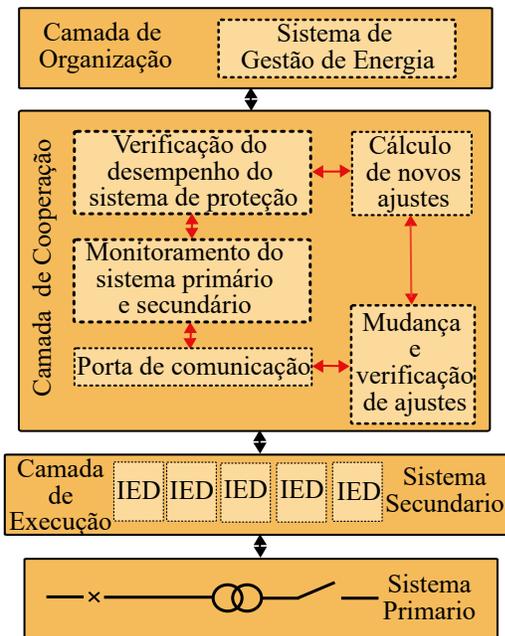


Figura 11: Esquema clássico de um sistema de proteção adaptativa [24].

O presente trabalho enquadrarse na segunda camada, especificamente na parte de cálculo de novos ajustes.

### G. Algoritmo microgenético

Algoritmos Genéticos (AG) são inspirados no princípio Darwiniano da evolução das espécies e na genética. O funcionamento padrão de um AG é mostrado na Fig.12. Assim, um AG é uma técnica probabilística de busca e otimização baseada no princípio de sobrevivência dos mais aptos e na reprodução.

Ao lidar com problemas de alta dimensionalidade, o número de parâmetros do modelo aumenta, também aumenta o tamanho da população necessária dentro de um AG. Grandes tamanhos populacionais implicam grandes quantidades de processamento computacional. Diante desse problema, uma

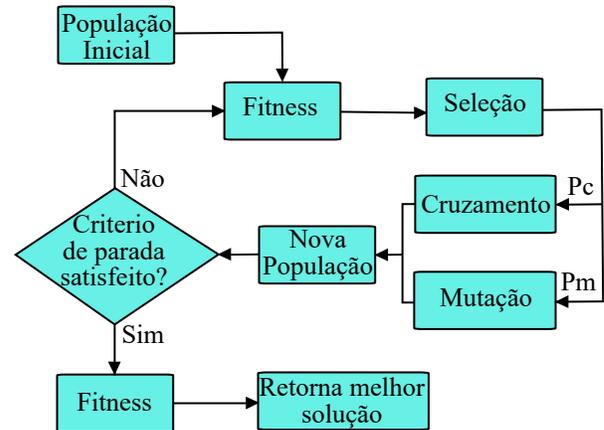


Figura 12: Esquema do funcionamento do AG padrão

alternativa proposta por Krishnakumar (1989) é o uso de algoritmos microgenéticos ( $A\mu G$ ).

O Algoritmo Genético e o Algoritmo Microgenético ( $A\mu G$ ) são técnicas de otimização usadas em inteligência artificial e na automatização [31]. No entanto, existem diferenças entre os dois. As principais diferenças do AG com O  $A\mu G$  são:

**Tamanho da população:** Em um AG, o tamanho da população é tipicamente maior do que em um  $A\mu G$ . Isso ocorre porque o AG normalmente requer mais diversidade na população para encontrar uma solução ótima global, enquanto o  $A\mu G$  pode convergir para uma solução com um tamanho populacional menor devido às informações adicionais fornecidas pelos operadores microgenéticos. (AG de 30 a 300 indivíduos;  $A\mu G$  de 5 a 29 indivíduos).

**Convergência:** O AG pode levar mais tempo para convergir para uma solução do que o  $A\mu G$  porque o primeiro normalmente envolve operadores genéticos mais complexos, como cruzamento e mutação, enquanto o  $A\mu G$  usa principalmente mutação.

**Objetivos de otimização:** O AG é mais adequado para resolver problemas complexos de otimização com múltiplos objetivos, enquanto o  $A\mu G$  é mais adequado para problemas com um único objetivo.

**Complexidade de tempo:** Os AG são geralmente mais caros computacionalmente do que os  $A\mu G$ s devido ao uso de operadores genéticos mais complexos.

Portanto, um  $A\mu G$  permite alcançar resultados plausíveis com tempos de processamento e esforços computacionais menores.

## II. METODOLOGIA

Este capítulo apresenta a metodologia elaborada para a validação do estudo de caso. Para avaliar o desempenho da estratégia de proteção procedemos de acordo ao seguinte esquema (Fig. 13).

### A. Rede de distribuição com geração distribuída

Essencialmente a rede de distribuição com geração distribuída modelada tem 3 pontos a serem considerados, isto é, a

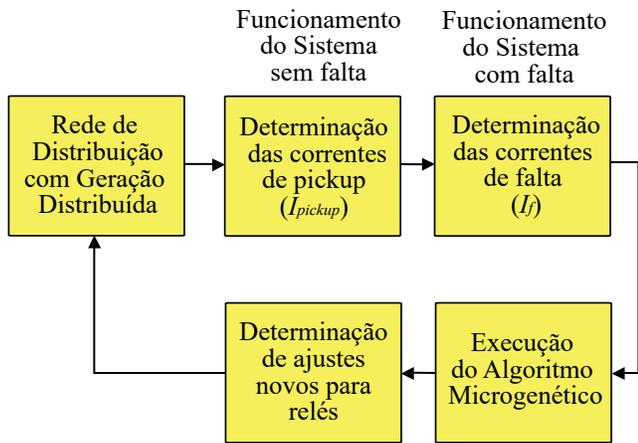


Figura 13: Metodologia desenvolvida

modelagem do sistema de distribuição IEEE de 13 nós, do relé direcional de sobrecorrente, e da GD que será um parque de energia solar fotovoltaica. A simulação do sistema completo será de 0.1 (s) e um tempo de falta de 0.05 (s) que permite avaliar o funcionamento do sistema.

1) *Modelagem do sistema de distribuição IEEE-13 barras:* A modelagem do sistema de distribuição IEEE de 13 nós, tem como base a folha de dados do sistema que o próprio instituto fornece. Este sistema foi originalmente criado em 1992 projetado para avaliar e comparar algoritmos na solução de sistemas radiais trifásicos desbalanceados. Ele representa um modelo de ordem reduzida de um circuito de distribuição real. O sistema de 13 barras, é um modelo de circuito pequeno e usado para testar recursos comuns de software de análise de distribuição, operando em 4.16 kV, caracteriza-se por ser curto e relativamente carregado, também contém linhas aéreas, capacitores shunt, transformador em linha e carregamento desbalanceado [34].

2) *Modelagem do relé direcional:* A configuração do diagrama do relé foi realizada com o objetivo, de que o relé com base na equação (3) possa calcular um Trip Time adequado diante de uma falta específica. Nesse sentido, foram configurados 12 relés com a mesma característica ao longo do sistema, de tal forma que possam ser testadas 3 faltas trifásicas, uma por vez, em diferentes pontos. Isto permitirá uma análise completa sobre o comportamento do sistema diante de uma falta específica. A Fig. 14 mostra o diagrama de blocos construído para cada um dos 12 relés colocados no sistema de distribuição. Em relação à modelagem de blocos do relé, pode assinalar-se o seguinte: Em primeiro lugar, para um relé num ponto do sistema, tem-se como parâmetro de entrada a medição do valor eficaz da corrente, que será multiplicado por  $\sqrt{2}$  para obter o valor de pico da grandeza, que será utilizado em adiante no modelo do relé. Os medidores alocados no sistema servem tanto para obter os valores das correntes de funcionamento normal do sistema quanto para o registro das correntes de falta. Considerando que o valor da corrente de funcionamento normal do sistema é a corrente de pick-up ( $I_{pickup}$ ), mesma que utilizada com

o valor da corrente no sistema em falta ( $I_f$ ) na equação (3). Tais valores são utilizados nas populações geradas pelo  $A\mu G$  e em concordância com objetivo de minimização do Trip Time e o critério de seletividade. O cálculo do Trip Time mínimo obedece à seleção do seu valor mínimo dentre as possibilidades oferecidas pelas populações do  $A\mu G$  ao atingir o seu critério de parada.

3) *Modelagem da geração distribuída:* Foi modelado um parque solar fotovoltaico (Fig. 15), como único ponto de geração distribuída dentro do sistema, com uma potência de 100 kW, constituída de 330 módulos fotovoltaicos, com 5 módulos fotovoltaicos conectados em série por string e 66 strings em paralelo; da marca SunPower com modelo *SPR-305E-WHT-D*. A modelagem do parque solar fotovoltaico, tem como parâmetros de entrada valores constantes de irradiância com 1000 ( $W/m^2$ ) e uma temperatura ambiente de 25°C. O Rastreamento do Ponto de Potência Máxima (MPPT), que otimizara o rendimento dos painéis solares, é realizado mediante um conversor *CC-CC* tipo Boost. O seguinte estágio consiste num inversor trifásico ponte completa que acondicionara a saída em CA num nível de tensão de 260 V em 60 Hz, para finalmente dar passo a um transformador que elevava tal tensão a 4.6 kV.

### B. Funcionamento do sistema sem falta

Constatado que houve mudança no sistema de distribuição inicial com a inserção dos relés de sobrecorrente e a geração distribuída, o qual a modelagem pode ser observada no Apêndice B. É necessário tomar as providências necessárias para garantir que o sistema de proteção possa se adaptar a essa nova reconfiguração. A Fig. 16 mostra o diagrama unifilar do sistema geral que será a base do estudo de caso. Após detectar a alteração no cenário de operação, a estratégia de proteção executa duas etapas essenciais de medição: corrente de pick-up, e corrente de curto-circuito. Esses dados são essenciais porque, como mencionado antes, servem na execução do algoritmo microgenético.

Para a validação da estratégia de proteção a segunda etapa da metodologia é a simulação sem falta do sistema apresentado na Fig. 17, visando obter as medições das correntes de pick-up para cada nó. Assim, será executada a simulação sem falta do sistema, com o tempo de simulação de 0.1 (s). Neste estágio, as faltas sinalizadas por um quadro vermelho na Fig. 16 não são simuladas. O funcionamento ótimo da simulação sem falta do sistema pode ser comprovado através da Fig. 17 que mostra a tensão e a corrente nas 3 fases na barra 671.

### C. Funcionamento do sistema com falta

A terceira etapa da metodologia tem como objetivo fazer a simulação do sistema geral com uma falta no ponto determinado. Os quadros vermelhos na Fig. 16 mostram as faltas que serão simuladas, uma por vez, representando cada cenário. Assim, em primeiro lugar, foi feita a simulação do sistema com a falta F1, correspondente à barra 671. A Fig. 18 mostra o comportamento da corrente e da tensão com falta. Observa-se nas formas de onda obtidas a queda abrupta de tensão e o aumento excessivo da corrente no momento da falta, situação que condiz com o fenômeno proposto.

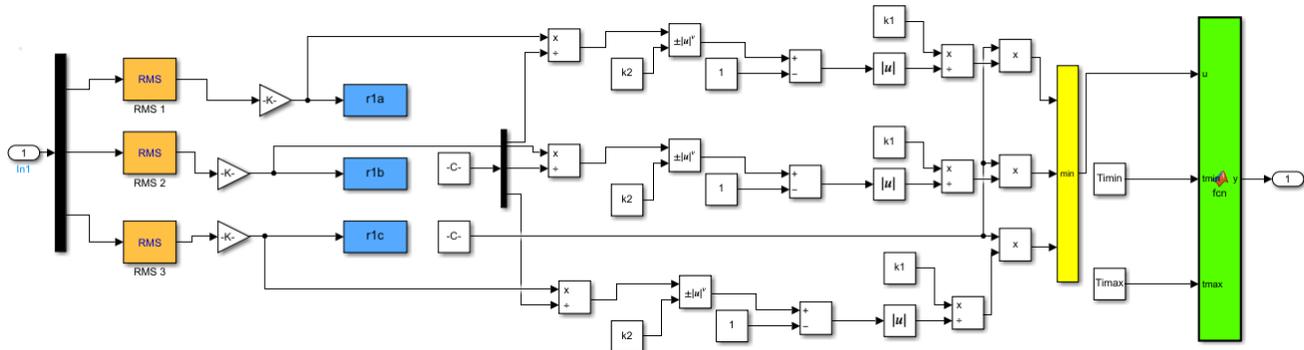


Figura 14: Diagrama de blocos da modelagem do relé

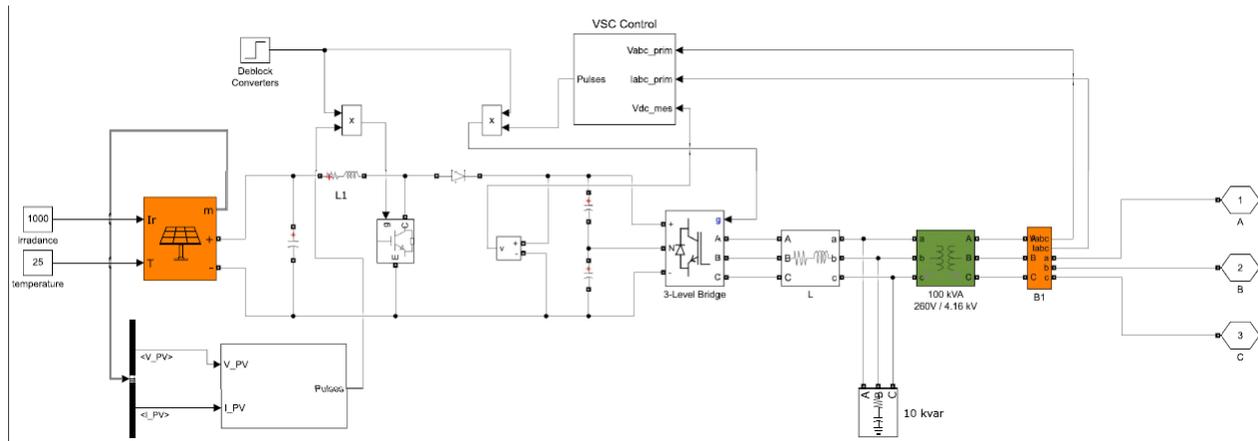


Figura 15: Diagrama de blocos da modelagem da geração distribuída

#### D. Execução do algoritmo microgenético

O  $A\mu G$  cogita resolver um problema de otimização, para o qual precisa a formulação de uma função objetivo, cujo valor deve ser maximizado ou minimizado. Isto pode exigir restrições, que podem ser relações de igualdade ou desigualdade [35]. Para resolver o problema de otimização, aplicou-se um algoritmo microgenético, conforme o fluxograma mostrado na Fig. 19 e a estrutura do código mostrado no Apêndice A. O  $A\mu G$  começa com a seleção de maneira manual do número de população e o número de iterações, salientando que tais valores não devem ser maiores a 29 e 30 respectivamente. A seguir será feita a leitura dos dados armazenados sobre a corrente de pick-up e de falta, obtidos na simulação do sistema geral com e sem falta. Neste ponto, é inicializada a primeira população e o contador de iterações. Isto dá passo à verificação do número máximo de iterações, em caso de o número máximo ser atingido o resultado de Trip-time e TMS otimizado é mostrado, porém, se esse número for menor, o procedimento avança à função de fitness, onde o desempenho dos indivíduos da população é avaliado em relação à minimização do Trip-time e às condições impostas. A continuação as são executadas as operações de cruzamento, mutação, e seleção dos indivíduos mais aptos, dando lugar ao elitismo da população, onde se mantém apenas os melhores resultados. A partir deste ponto o processo volta ao estágio de verificação do número de iterações até atingir o valor máximo estabelecido para este parâmetro.

#### E. Determinação de ajustes novos para relés

Por fim, o último estágio da metodologia proposta consiste na determinação dos novos ajustes dos relés, isto é o Trip Time otimizado e o TMS correspondente. Assim, o  $A\mu G$ , por conta das suas características, apresenta resultados razoáveis para as populações e iterações nos valores das faixas assinaladas. Isto oferece as condições necessárias para que a estratégia de proteção proposta resulte adequada no sistema estudado. Os ajustes otimizados pelo  $A\mu G$  consideram:

Mínimização dos tempos de operação dos relés, através do trip time, seguindo a inequação (5)

$$\text{minimizar } t_{t(i)} \text{ sujeito a } t_{t(i)} < t_{t(i+1)} \quad (5)$$

Escolha da alternativa adequada de TMS, de tal forma que possa ser cumprido o critério de seletividade, seguindo a inequação (6)

$$0 < TMS \leq 1 \quad (6)$$

### III. RESULTADOS E ANALISES

A apresentação e análise dos resultados são objeto deste capítulo. Como parte da avaliação da efetividade do estudo de proteção de sobrecorrente desenvolvida foram testados três cenários, onde em cada um deles acontece uma falta em um ponto diferente, em concordância com a Fig.15. A testagem de cada um dos cenários levou em consideração o tipo de curva de relé Normalmente Inversa (NI) de acordo a norma

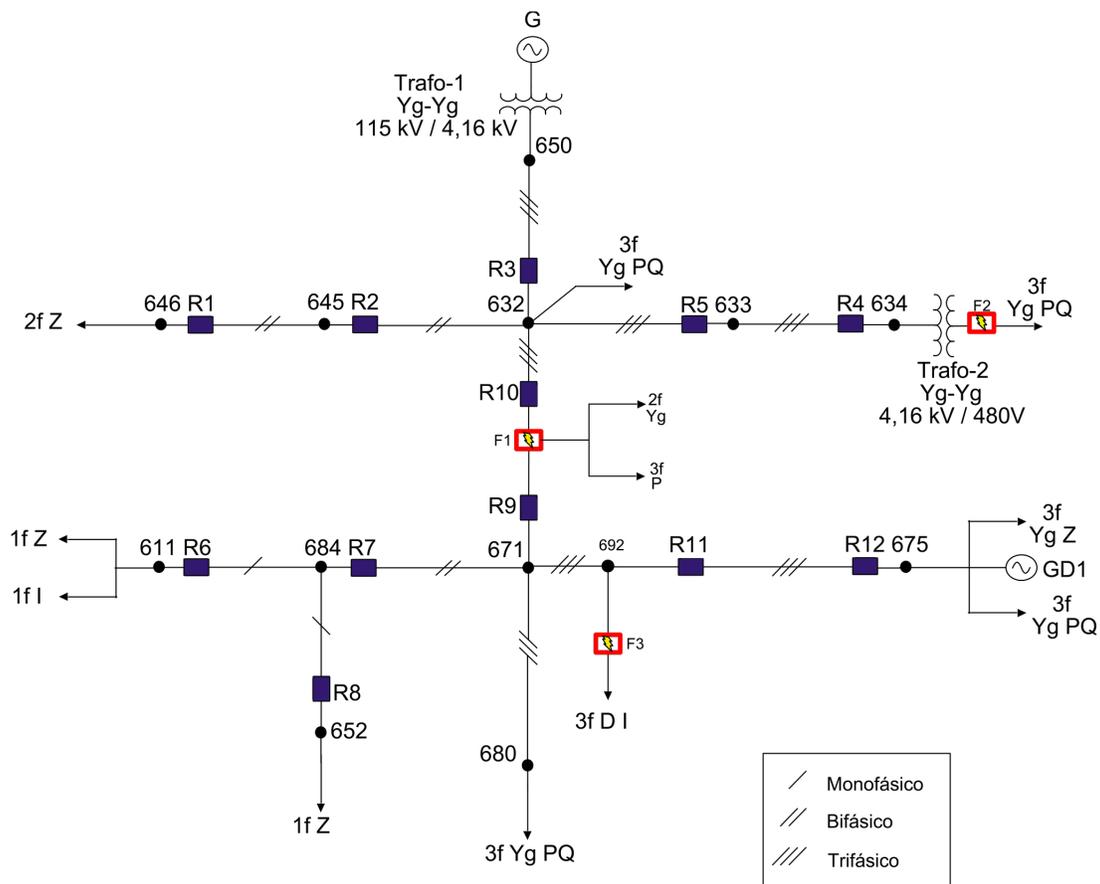


Figura 16: Diagrama unifilar do sistema geral

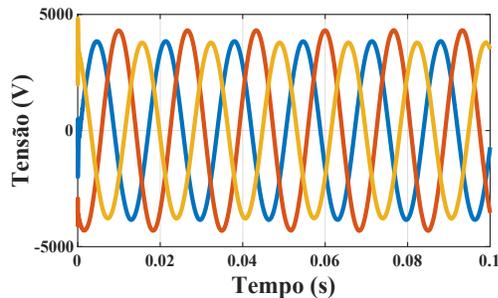
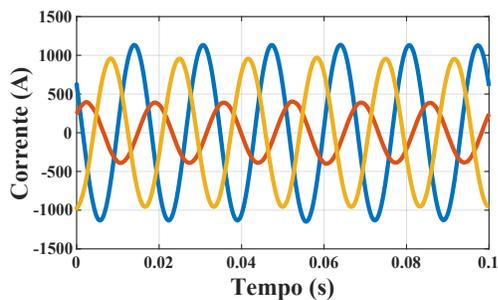


Figura 17: Comportamento da tensão e corrente na barra 671 sem falha

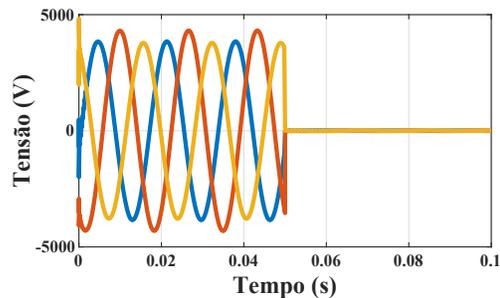
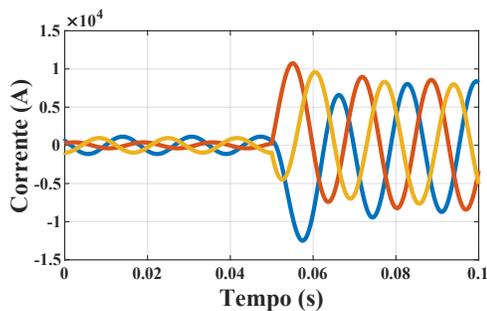


Figura 18: Comportamento da tensão e corrente na barra 671 com falha F1

IEC – 60255 – 15. Sendo assim, foram utilizados os seguintes valores:

Constante ( $\alpha$ ) da curva NI = 0.02

Constante (k) da curva NI = 0.14

Em relação aos parâmetros do algoritmo microgenético, consideraram-se os mesmos valores de população inicial e

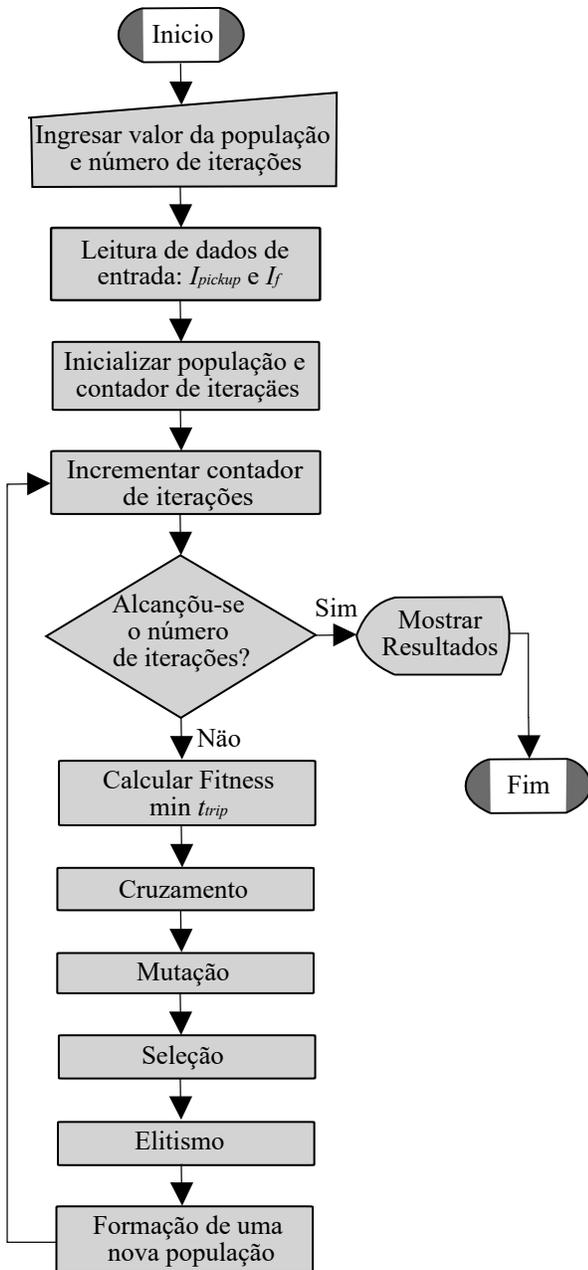


Figura 19: Fluxograma do algoritmo microgenético para a coordenação dos relés.

número de iterações nos três cenários propostos:

Número de população inicial = 20

Número de Iterações= 30.

Além disso com um intuito comparativo foram calculados de maneira tradicional os valores dos parâmetros dos relés envolvidos no isolamento de cada falta para cada cenário. Isto permitirá a realização da comparação dos resultados com e sem a aplicação do estudo de proteção de sobrecorrente proposta.

### A. Cenário 1

No primeiro cenário uma falta trifásica (F1) acontece no tramo de linha entre os nós 632 e 671, tal como pode ser observado na Fig. 15. Para a determinação dos parâmetros dos relés envolvidos no isolamento da falta, R9 e R10, foi aplicado  $A\mu G$  proposto com os valores de população inicial e número de iterações mencionados anteriormente. Ao finalizar a execução do algoritmo é possível obter os valores de TMS e Trip Time de cada relé como mostra a tabela I. Para avaliar

Tabela I: Valores obtidos com a aplicação do  $A\mu G$ .

Nº Falta	TMS $R_{10}$	$T_t$ $R_{10}$	TMS $R_9$	$T_t$ $R_9$
I	0.0501	0.17286	0.05561	0.18123

a efetividade da estratégia de proteção proposta, os mesmos parâmetros foram calculados de acordo com a equação (3), isto é, sem levar em consideração a estratégia adaptativa. Para efeitos comparativos, o menor TMS fornecido pelo algoritmo proposto foi considerado como ponto de partida para calcular o valor de Trip Time do primeiro relé em ser acionado. A margem típica de coordenação entre dois relés é de 0.2 (s) para relés digitais [13], pelo que neste ponto foi considerado esse valor. Os resultados são mostrados na Tabela II.

Tabela II: Valores obtidos sem a aplicação do  $A\mu G$ .

Nº Falta	$I_f$	$I_p$	TMS $R_{10}$	$T_t$ $R_{10}$	TMS $R_9$	$T_t$ $R_9$
I	8037	1099	0.0501	0.1728	0.1081	0.3728

A Tabela III mostra o cálculo do tempo de coordenação ( $\Delta t$ ) tanto para os valores obtidos mediante a estratégia proposta quanto para o caso sem a aplicação de tal estratégia. Observa-se que com a aplicação do  $A\mu G$  o tempo que leva aos relés isolar a falta é de 8.37 (ms) e que sem a utilização da estratégia tem-se um tempo de isolamento da falta de 200 (ms). Isto quer dizer que no caso em que não se aplica o  $A\mu G$  o sistema poderia estar exposto 191.63 (ms) a mais do que no caso em que sim. Esta diferença possui uma grande importância no tipo de sistema estudado, especialmente por conta dos efeitos negativos que supõe um maior tempo de exposição a uma falta. A Fig. 20 mostra as curvas dos relés

Tabela III: Quadro comparativo do cenário 1

	Com $A\mu G$	Sem $A\mu G$	Diferença
$\Delta t_{TT} R_9 - R_{10}$	8.37 ms	200 ms	191.63 ms

com e sem a aplicação do  $A\mu G$ . Para uma referência de curto-circuito dada pela taxa entre a corrente de curto-circuito e a corrente de pick-up, é possível observar a redução do tempo de isolamento da falta no caso em que se aplica o método de coordenação. Além disso, pode se enxergar a característica normalmente inversa dos relés, assim como o respeito ao critério de seletividade.

### B. Cenário 2

No segundo cenário uma falta trifásica (F2) acontece no tramo existente entre o nó 634 e uma carga trifásica no final dessa linha, tal como pode ser observado na Fig. 16 apresentada anteriormente. Para a determinação dos parâmetros dos

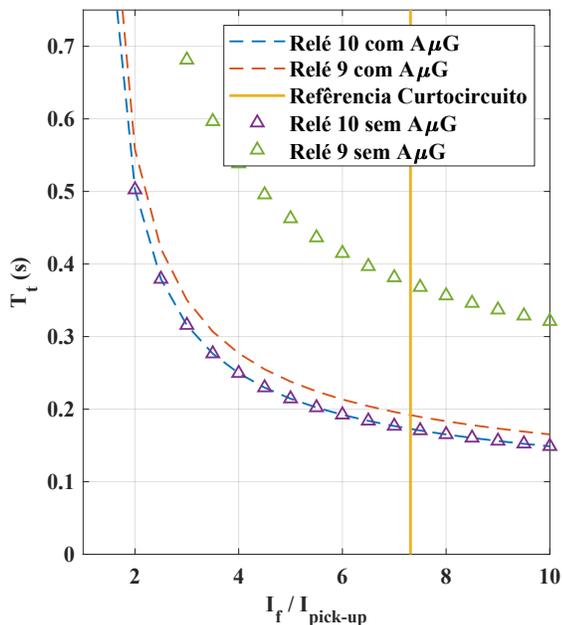


Figura 20: Gráfico de relés no cenário 1 com e sem a utilização do  $A\mu G$ .

relés envolvidos no isolamento da falta, R4 e R5, foi aplicado o  $A\mu G$  proposto com os valores de população inicial e número de iterações definidos. Ao finalizar a execução do algoritmo é possível obter os valores de TMS e Trip Time de cada relé, mostrado na Tabela IV.

Tabela IV: Valores obtidos com a aplicação do  $A\mu G$ .

Nº Falta	TMS $R_4$	$T_t R_4$	TMS $R_5$	$T_t R_5$
2	0.05061	0.09572	0.08919	0.16851

A Tabela IV mostra que o primeiro relé em ser acionado é R4, o que é o mais lógico, pois bastaria com o disparo deste relé para isolar a falta do sistema de distribuição. No entanto o algoritmo também calcula os parâmetros do relé mais próximo, isto é, R5. Na prática bastaria com a operação do R4 para o isolamento da falta, porém é interessante contar com os parâmetros de R5 tanto para observar o cumprimento do critério de seletividade como para ter uma possível estratégia de redundância.

Tal como feito no cenário anterior, foram realizados cálculos dos mesmos parâmetros com a finalidade de avaliar a estratégia proposta mostrada na Tabela V.

Tabela V: Valores obtidos sem a aplicação do  $A\mu G$ .

Nº Falta	$I_f$	$I_p$	TMS $R_4$	$T_t R_4$	TMS $R_5$	$T_t R_5$
2	4762.1	134	0.05061	0.1048	0.1612	0.3048

A Tabela VI mostra o cálculo do tempo de coordenação ( $\Delta t$ ) tanto para os valores obtidos mediante a estratégia proposta quanto para o caso sem a aplicação de tal estratégia. Constata-se que com a aplicação do  $A\mu G$  o tempo que leva aos relés isolar a falta é de 72.79(ms) e que sem a utilização da estratégia tem-se um tempo de isolamento da falta de 200

(ms). Isto quer dizer que no caso em que não se aplica o estudo da proteção de sobrecorrente o sistema poderia estar exposto 127.21 (ms) a mais do que no caso em que sim. Salientar que essa diferença representa uma grande importância dentro dos sistemas de proteção, especialmente por conta dos efeitos negativos a nível técnico e econômico que supõe um maior tempo de exposição a uma falta.

Tabela VI: Quadro comparativo do cenário 2

	Com $A\mu G$	Sem $A\mu G$	Diferença
$\Delta_{TT} R_5 - R_4$	72.79 ms	200 ms	127.21 ms

A Fig. 21 mostra as curvas dos relés R4 e R5 com e sem a aplicação do  $A\mu G$ . Para uma referência de curto-circuito dada pela taxa entre a corrente de curto-circuito e a corrente de pick-up (curva amarela), podemos observar a redução do tempo de isolamento da falta no caso em que se aplica o método de coordenação. Além disso, pode se enxergar a característica normalmente inversa dos relés, assim como o respeito ao critério de seletividade.

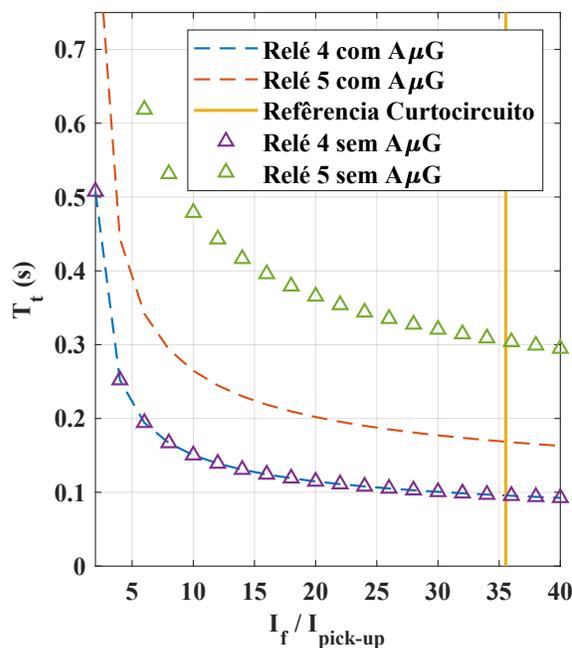


Figura 21: Gráfico de relés no cenário 2 com e sem a aplicação do  $A\mu G$ .

### C. Cenário 3

No terceiro cenário uma falta trifásica (F3) acontece no tramo existente entre o nó 692 e uma carga trifásica no final da linha 692, tal como pode ser observado na Fig. 17. A diferença dos outros cenários, desta vez 3 relés participam no processo de isolamento da falta. Para a determinação dos parâmetros dos relés envolvidos, R7, R9 e R11, foi aplicado o  $A\mu G$  proposto com os valores de população inicial e número de iterações definidos. Ao finalizar a execução do algoritmo é possível obter os valores de TMS e Trip Time de cada relé, representados na Tabela VII.

Tabela VII: Valores obtidos com a aplicação do  $A\mu G$ .

$N^\circ$ Falta	TMS $R_9$	$T_t$ $R_9$	TMS $R_{11}$	$T_t$ $R_{11}$	TMS $R_7$	$T_t$ $R_7$
3	0.0500	0.1255	0.065278	0.15043	0.100845	0.25312

A Tabela VII mostra que o primeiro relé em ser acionado é R9 e o segundo é R11, por fim apresenta os resultados do relé R7. A operação do R9 e R11 bastaria para isolar a falta das fontes de energia, no entanto o acionamento oportuno de R7 permitiria a exposição de uma menor secção da rede a dita falta. Observa-se que os critérios de seletividade e coordenação são cumpridos.

Tal como feito no cenário anterior, foram realizados cálculos dos mesmos parâmetros com a finalidade de avaliar a estratégia proposta mostrada na Tabela VIII.

A Tabela IX expressa o cálculo do tempo de coordenação ( $\Delta t$ ) tanto para os valores obtidos mediante a estratégia proposta quanto para o caso sem a aplicação de tal estratégia. Compreende-se que com a aplicação do  $A\mu G$  o tempo que leva aos relés isolar a falta é de 127.6 (ms) e que sem a utilização da estratégia tem-se um tempo de isolamento da falta de 300 (ms). Isto quer dizer que no caso em que não se aplica o estudo de proteção de sobrecorrente o sistema poderia estar exposto 172.3 (ms) a mais do que no caso em que sim temos aplicado a estratégia adaptativa. A diferença mencionada expressa uma essencial importância no tipo de sistema estudado, especialmente por conta dos efeitos negativos em diferentes aspectos que supõe um maior tempo de exposição a uma falta, neste caso F3.

A Fig. 22 mostra as curvas dos relés R9, R11 e R7 com e sem a aplicação do  $A\mu G$ . Para uma referência de curto-circuito dada pela taxa entre a corrente de curto-circuito e a corrente de pick-up (curva amarela), podemos observar a redução do tempo significativa de isolamento da falta no caso em que se aplica o método de coordenação. Além disso, pode se enxergar a característica normalmente inversa dos relés e que sem a estratégia adaptativa os relés R9 e R11 demorariam muito mais em ser acionados.

#### IV. CONCLUSÕES

Ao projetar um sistema elétrico, confiabilidade, seletividade, velocidade e sensibilidade são os pontos - chave para um bom desempenho. É imperativo usar o tipo correto de proteção para garantir que a proteção selecionada possa detectar e isolar todas as partes defeituosas do sistema elétrico. Nesse sentido, este documento apresenta um estudo de caso de proteção adaptativa para sistemas de detecção de distribuição, por meio de relés de sobrecorrente direcionais considerando a presença de geração distribuída.

A metodologia proposta utiliza um algoritmo microgenético para otimizar os parâmetros dos relés de proteção, conseguindo proporcionar diferentes benefícios ao contrário da proteção convencional, tais como:

Melhorar a estabilidade e segurança do sistema de distribuição.

Melhorar a qualidade da energia proporcionando maior confiabilidade na continuidade da distribuição e chegada da energia elétrica aos consumidores.

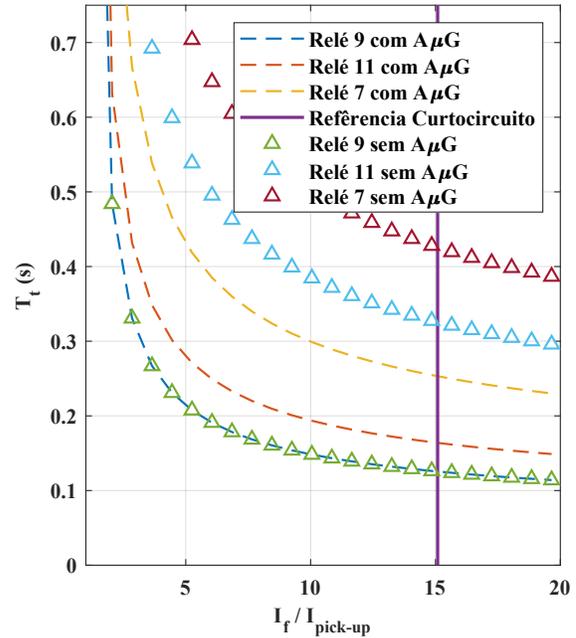


Figura 22: Gráfico de relés no cenário 3 com e sem a aplicação do  $A\mu G$ .

Melhorar o desempenho do sistema de proteção no ponto de interligação para fontes de energia não convencionais. Isto permite ter um impacto positivo em aspectos como:

Redução do desgaste e maior vida útil dos ativos do sistema de energia.

Redução da probabilidade de falhas internas em transformadores e geradores.

Otimização da segurança do pessoal público e dos serviços públicos essenciais.

Redução de danos materiais.

Tudo isso com base na análise dos resultados que mostraram que o estudo de proteção de corrente desenvolvido oferece resultados plausíveis quanto aos cálculos de Trip-time e TMS dos relés direcionais de sobrecorrente do sistema estudado.

Nos testes do procedimento proposto, foram considerados três cenários diferentes, nos quais os parâmetros obtidos pelo algoritmo microgenético desenvolvido resultaram em tempos de isolamento de faltas menores quando comparados aos tempos obtidos sem o uso do método de coordenação. Na tabela X que mostra o ganho percentual do estudo de caso proposto em relação ao tempo de isolamento. Este ganho no tempo de isolamento é especialmente importante nos casos de sistemas de distribuição de energia elétrica, tendo em vista os efeitos negativos que a exposição do sistema a faltas produz, ainda mais das faltas trifásicas que ocorre quando todas as três fases entram em contato entre si ou com o solo. Este tipo de curto-circuito é o mais severo do que os curtos-circuitos fase-fase ou

Tabela VIII: Valores obtidos sem a aplicação do  $A\mu G$ .

$N^{\circ}$ F	$I_f$	$I_p$	TMS $R_9$	TMS $R_{11}$	TMS $R_7$	$T_t R_9$	$T_t R_{11}$	$T_t R_7$
3	5864.4	388.7	0.0500	0.1279	0.1695	0.1255	0.3255	0.4255

Tabela IX: Quadro comparativo do cenário 3

	Com $A\mu G$	Sem $A\mu G$	Diferença
$\Delta t_{TT} R_7 - R_9$	127.6 ms	300 ms	172,4 ms

Tabela X: Ganho percentual no tempo de isolamento aplicando o  $A\mu G$

Cenário	Com $A\mu G$	Sem $A\mu G$	Ganância Percentual
1	8.37 (ms)	200 (ms)	95.82 %
2	72.79 (ms)	200 (ms)	63.61 %
3	172.4 (ms)	300 (ms)	57.47 %

fase-terra. Além disso, foi possível observar que, em todos os cenários examinados, a estratégia proposta conseguiu atender aos critérios de seletividade e coordenação para operação dos relés direcionais de sobrecorrente. Assim, este estudo de caso forneceu algumas das melhorias necessárias e aumentou a confiabilidade do sistema de energia, conforme discutido neste documento.

Como trabalhos futuros, sugere-se:

Realizar um estudo considerando a inclusão de mais pontos de geração distribuída de diferente natureza, tais como geradores eólicos, energia solar residencial, micro usinas hidrelétricas, etc.

Efetuar um estudo considerando diferentes tipos de curvas de relés de sobrecorrente para analisar os efeitos que têm o uso de cada uma delas.

Implementar a funcionalidade do  $A\mu G$  como coordenação de uma relé real.

Robustecer o algoritmo por meio da incorporação de novos módulos computacionais para estender seu alcance.

## REFERÊNCIAS

- [1] P. RURSH, Proteção e Automação de Redes: Conceito e Aplicação, first ed., Edgard Blücher, 2011.
- [2] SUKUMAR M. and A. GIRGIS Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with High Penetration of Distributed Generation, IEEE, 2004.
- [3] SOLEYMANI. A, KAZEMI. H. Optimal protection considering fault current characteristic of wind turbines in active distribution networks. J Renew Sustain Energy. 2015.
- [4] M. A. ANTHONY, Electric Power System Protection and Coordination. New York: McGraw-Hill, 1995.
- [5] P. M. ANDERSON, Power System Protection. New York: IEEE Press, 1999.
- [6] MAMEDE, J. Proteção de sistemas elétricos de potência. [Reimpr]. Rio de Janeiro: LTC, 2013..
- [7] SHORT, T. Handbook of electric power distribution. [S.l.]: CRC Press, 2004.
- [8] NASCIMENTO, J. P.; BRITO, N.; SOUZA, B. Coordination of overcurrent relays in radial distribution systems: An analytical approach. 2018.
- [9] SÁ, J. A. de et al. Uso de um simulador em tempo real no ensino de proteção de sistemas elétricos. 2010.
- [10] GERS. M.J; HOLMES. J. E, Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Iet Power and Energy) (Energy Engineering Book 65) (English Edition) 2022.
- [11] CPFL, Proteção de redes aéreas de distribuição sobrecorrente - 07/2003
- [12] ARAÚJO, C. A. S. et al. Proteção de Sistemas Elétricos. 2.ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2005.
- [13] KINDERMANN, G. Proteção de sistemas elétricos de potência. 3. ed. Florianópolis: Edição do autor, 2012.
- [14] BLACKBURN, J. L, THOMAS J. D, Protective Relaying: Principles and applications, 3 ed. 2006..
- [15] SATO, F. Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica. 1. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.
- [16] OLIVEIRA, C. Análise da Viabilidade Técnica de Manobras de Paralelismo entre Alimentadores de Distribuição Utilizando Chaves Monopolares. Universidade Federal de Santa Maria. Porto Alegre, 2020.
- [17] IEC - International Electrotechnical Commission, IEC 60255-1:2009, Measuring relays and protection equipment. Disponível em: <https://webstore.iec.ch/publication/1160>. [Acesso em 05 10 2022].
- [18] GIRGIS, A; BRAHMA, S. M. A. Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation. IEEE Transactions on power delivery, IEEE, 2004.
- [19] COURY, D. V. Técnicas digitais aplicadas ao problema de localização de faltas em linhas de transmissão. Escola de Engenharia de São Carlos-USP, São Carlos (SP), 2008.
- [20] H. E. REYES H , ABC de los relés direccionales de sobrecorrente (67) Electrical Engineering Topics, 2021.
- [21] MAMEDE, J. Manual de equipamentos elétricos. 3. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.
- [22] JUSBRASIL Art. 14 do decreto 5163/04. Disponível em: <https://www.jusbrasil.com.br/busca?q=art.+14+do+decreto+5163%2F04>. [Acesso em 01 09 2022].
- [23] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Normativa 482/2012 Disponível em: <https://t.ly/deNU.s>. [Acesso em 24 08 2022].
- [24] TELUKUNTA V, PRADHAN J, AGRAWAL A, SINGH M, SRIVANI SG. Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: a review. CSEE J Power Energy Syst. 2017.
- [25] LI H, BO Z, LIU P, ADIO OS, KHALID MS. Architecture of centralised protection suiting future development trend of distribution network. CIRED - Open Access Proc J. 2017.
- [26] CHANDRARATNE, R.T. NAAYAGI; T. LOGENTHIRAN, "Smart grid protection through self-healing - IEEE Conference Publication", Ieeexplore.ieee.org, 2017.
- [27] BOLLEN, M. H.; HASSAN, F. Integration of distributed generation in the power system. [S.l.]: John wiley & sons, 2015.
- [28] PHADKE, A.; HOROWITZ, S. Adaptive relaying. IEEE Computer Applications in Power, IEEE, v. 3, n. 3, p. 4751, 1990.
- [29] SEMIH C, ILIK, AYSEN B ARSOY, "Effects of Distributed Generation on Overcurrent Relay Coordination and an Adaptive Protection Scheme", IOPscience 2017.
- [30] COFFELE, F. Adaptive protection solutions for future active power distribution networks. Tese (Doutorado) University of Strathclyde, 2012.
- [31] D. GOLDBERG, Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning, Addison- Wesley 1989.
- [32] THOMAS. C, CHARLES. L, Introduction to Algorithms, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, 2009.
- [33] MANUAL, I. Sel-3111-1,-7 relay. 2003.
- [34] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE PES Test Feeder Cases, 2004. Disponível em: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/> [Acesso em 04 08 2022].
- [35] URDANETA, A. J.; NADIRA, R.; JIMENEZ, L. P. Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems. IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE, v. 3, n. 3, p. 903911, 1988.
- [36] OLIVEIRA.M, MORAIS.A, MARCHESEAN.A. Análise da Viabilidade Técnica de Manobras de Paralelismo entre Alimentadores de Distribuição Utilizando Chaves Monopolares. Congresso Brasileiro de Automática , 2020.
- [37] MUHAMMAD.R, Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System, M Eng Student at University of Waterloo ECE Department, 2009.

**Jose. A. Encinas Riveros**, estudante do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal da Integração Latino Americana (UNILA). Desde outubro de 2022 é estagiário da ITAIPU Binacional, atuando na divisão de estudos, normas, programação e estatísticas do departamento de operação da usina e subestações OPUO.DT.

**Jorge J. Giménez-Ledesma**, master (2012) e Ph.D. (2017) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora. Professor adjunto da UNILA. Trabalha nos seguintes temas: Análises do sistema elétrico de potência, sistemas de proteção, distribuição de energia elétrica e modelos computacionais. ORCID: 0000-0002-5979-4955.

#### APÊNDICE A

#### ESTRUTURA GERAL DO CÓDIGO DO $A\mu G$ APLICADO AO ESTUDO DE CASO

```

% Define parameters
pop_size = 25; % population size
num_genes = 6; % number of genes in an
    individual
gene_min = [0, 0, 0, 0, 0, 0]; % minimum
    gene values
gene_max = [100, 100, 100, 100, 100,
    100]; % maximum gene values
tournament_size = 3; % tournament size
    for selection
crossover_prob = 0.7; % probability of
    crossover
mutation_prob = 0.005; % probability of
    mutation
max_iterations = 50; % maximum number of
    iterations

% Initialize population
population = initialize_population(
    pop_size, num_genes, gene_min,
    gene_max);

% Evaluate initial population
fitness_values = evaluate_population(
    population);

% Keep track of the best individual
best_fitness = min(fitness_values);
best_individual = population(find(
    fitness_values == best_fitness, 1), :);
;

% Start evolution
for i = 1:max_iterations

% Select parents
parents = select_parents(population,
    fitness_values, num_parents);

% Apply crossover
offspring = apply_crossover(parents,
    crossover_prob);

% Apply mutation
offspring = apply_mutation(offspring,
    mutation_prob, gene_min, gene_max,
    mutation_range);

% Evaluate offspring
offspring_fitness = evaluate_population(
    offspring);

% Combine parents and offspring
combined_population = vertcat(population,
    offspring);
combined_fitness = horzcat(fitness_values
    , offspring_fitness);

% Select new population
[population, fitness_values] =
    select_population(combined_population,
    combined_fitness,
    pop_size, tournament_size, elite_size);

% Check if best individual has improved
if min(fitness_values) < best_fitness
best_fitness = min(fitness_values);
best_individual = population(find(
    fitness_values == best_fitness, 1), :)
;
end

% Display iteration information
disp(['Iteration ', num2str(i), ', Best
    Fitness: ', num2str(best_fitness)]);
end

% Print final results
disp('-----');
disp('Final Results:');
disp(['Best Fitness: ', num2str(
    best_fitness)]);
disp('Best Individual:');
disp(num2str(best_individual));

% Calculate operation time using the best
    individual
Ipickup = best_individual(1);
Is = best_individual(2);
k1 = best_individual(3);
k2 = best_individual(4);
TDS = best_individual(5);
Tc = best_individual(6);

% Perform calculations using the best
    individual
operation_time = (Tc + TDS*(Ipickup/Is)^
    k1*(1-(Ipickup/Is)^k2))/(Is*1.5);

```

```
% Display operation time  
disp(['Operation Time: ', num2str(  
    operation_time), ' seconds']);
```

APÊNDICE B  
MODELAGEM DO SISTEMA PARA O ESTUDO DO CASO

