



ALOCAÇÃO E COORDENAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE CONTROLE E PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS ATRAVÉS DA META-HEURÍSTICA NSGA-II

Katiani Pereira

Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - Departamento de Engenharia Elétrica – UNESP
Avenida Brasil 056 – Centro – Ilha Solteira - SP
katianipereira85@gmail.com

Benvindo R. Pereira Jr.

Departamento de Engenharia Elétrica e Computação – USP
Avenida Trabalhador São-Carlense 400 - São Carlos - SP
brpjuniior@gmail.com

Edgar M. Carreño Franco

Departamento de Engenharia Elétrica e Computação – UNIOESTE
Av. Tarquínio Joslin dos Santos, 1300 - Foz do Iguaçu - PR
emfra.unioeste@gmail.com

Javier Contreras

E. T. S. de Ingenieros Industriales – UCLM
Avda. Camilo José Cela, s/n, 13071, Ciudad Real, Espanha
Javier.Contreras@uclm.es

José Roberto S. Mantovani

Departamento de Engenharia Elétrica – UNESP, Ilha Solteira
Avenida Brasil 056 – Centro – Ilha Solteira - SP
mant@dee.feis.unesp.br

RESUMO

A alocação ótima e a coordenação de dispositivos de controle e proteção em redes ativas de distribuição de energia elétrica é um problema combinatório de difícil formulação e solução. Propõe-se neste trabalho uma metodologia baseada em técnicas de otimização multiobjetivo para efetuar a alocação otimizada, coordenada e seletiva de dispositivos de proteção e chaves de manobras em sistemas de distribuição de energia elétrica com geração distribuída. Nas funções objetivos consideram-se os aspectos econômicos e da confiabilidade da rede, para obter o projeto otimizado do sistema de proteção com custos mínimos de investimentos. O conjunto de restrições do modelo é composto por restrições físicas, operacionais e um subconjunto de restrições baseado em regras práticas das empresas do setor de distribuição e previstas em normas técnicas nacionais e internacionais, que impõem a especificação, coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção instalados na rede, ou seja, no mesmo problema de otimização é realizada tanto a alocação como a especificação e a coordenação desses dispositivos. Desta forma, obtém-se um modelo genérico de programação não linear inteiro misto e para sua solução propõe-se um algoritmo genético multiobjetivo NSGA-II (*Nondominated Sorting Genetic Algorithm*) dedicado para o problema em estudo. A implementação computacional da metodologia proposta foi testada através de um sistema real de 135 barras da literatura.

PALAVRAS CHAVE. NSGA-II, Confiabilidade, Proteção, Coordenação, Seletividade.

Tópicos (EN – PO na Área de Energia)



ABSTRACT

Optimized allocation and coordination of control and protection devices in active electricity distribution networks is a combinatorial problem of difficult formulation and solution. This work proposes a methodology based on multiobjective optimization techniques to the optimized allocation, coordinated and selective of protection devices and switches in power distribution systems with distributed generation. In the objective functions are considered the economic aspects and the reliability of the network, to obtain the optimized project of the protection system with minimum investment costs. The set of constraints of the model is composed of physical, operational restrictions and a subset of constraints based on practical rules of the companies of the distribution sector and foreseen in national and international technical norms that impose the specification, coordination and selectivity of the installed protection devices in the network, that is, in the same optimization problem, so much allocation, specification and coordination of these devices is performed. Thus, a generic mixed-integer nonlinear programming model is obtained and for its solution, a NSGA-II (Nondominated Sorting Genetic Algorithm) multiobjective genetic algorithm is proposed for the problem under study. The computational implementation of the proposed methodology was tested through a real system of 135 bars in the literature.

KEYWORDS. NSGA-II, Reliability, Protection, Coordination, Selectivity.

1. Introdução

A confiabilidade e a regularidade no abastecimento de energia elétrica estão relacionadas com a localização otimizada dos dispositivos de manobras e proteção na rede, que quando alocados e coordenados de forma ótima, minimizam a quantidade de usuários atingidos e/ou a energia não suprida devido às faltas que ocorrem nos sistemas de distribuição (SD) [Silva et al. 2004]. As falhas ocorridas nos SD provocam interrupções no fornecimento de energia, afetando diretamente os usuários e as empresas distribuidoras. Estima-se que cerca de 80% do tempo de interrupção total do sistema de energia está associado às falhas ocorridas no SD, estas podem ser classificadas em faltas temporárias ou permanentes [Teng e Liu 2003]. Nas faltas temporárias os equipamentos de proteção entram em operação, a causa do defeito desaparece e o sistema volta a funcionar normalmente depois de religado. Para as faltas permanentes o sistema de proteção deve atuar para tomar as ações de chaveamentos necessárias para eliminar o defeito, porém, para corrigir o defeito e colocar o sistema no estado restaurativo é necessária, nos sistemas atuais, a intervenção dos operadores da rede para religar a seção que permaneceu fora de serviço juntamente com o equipamento que estava em operação. Faltas temporária podem se tornar faltas permanentes pela atuação indevida dos equipamentos ou devido a perda de coordenação ou a má coordenação dos dispositivos de proteção, assim, é importante que o sistema de proteção esteja perfeitamente coordenado para que atue de forma rápida e eficaz na ocorrência de faltas nas suas zonas de monitoramento [Sohn et al. 2006].

Na ocorrência de uma falta permanente é possível reconfigurar a rede, realizando alteração do estado (aberto/fechado) das chaves de manobras, interrompe-se a energia da seção sob falta, isolando-a do resto do sistema e através do uso de ramais de interconexões é possível remanejar cargas de alimentadores vizinhos para seções que ficam próximas do local de defeito, reduzindo assim a quantidade de usuário atingidos pela interrupção [Silva et al. 2004].

A geração distribuída (GD) em função do avanço das tecnologias de eletrônica de potência, automação e comunicação são uma realidade nas redes de distribuição de energia elétrica de média tensão atualmente em operação, sendo necessário o desenvolvimento de técnicas e modelos matemáticos para a alocação de dispositivos de controle e proteção para garantir a segurança e a confiabilidade destas redes na presença dos GDs [Sohn et al. 2006], [Peñuela Meneses e Mantovani 2013].

Propõe-se neste trabalho uma metodologia baseada em técnicas de otimização multiobjetivo para efetuar a alocação otimizada, coordenada e seletiva de dispositivos de



proteção e chaves de manobras em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) com GD. Nas funções objetivos consideram-se os aspectos econômicos e da confiabilidade da rede, para obter o projeto otimizado do sistema de proteção com custos mínimos de investimentos. O conjunto de restrições do modelo é composto por restrições físicas, operacionais e um subconjunto de restrições baseadas em regras práticas das empresas do setor de distribuição e previstas em normas técnicas nacionais e internacionais que impõem a especificação, coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção instalados na rede. Desta forma, obtém-se um modelo genérico de programação não linear inteiro misto, cujo diferencial com relação a outros modelos matemáticos da literatura é propor que no mesmo processo de otimização seja realizada a alocação dos equipamentos de controle e proteção na rede juntamente com a coordenação do sistema de proteção. Para solução do problema é proposto um algoritmo genético multiobjetivo baseado no NSGA – II. Este algoritmo foi escolhido por suas características de convergência e por poder tratar com diferentes tipos de variáveis (contínuas, discretas ou uma combinação das duas). Uma das vantagens desse algoritmo é apresentar um conjunto de Pareto com soluções otimizadas de boa qualidade, em que o responsável pelo planejamento da rede possa tomar as melhores decisões de projeto em função de critérios técnicos e econômicos que estejam de acordo com as políticas da empresa. A implementação computacional da metodologia proposta foi testada em um sistema real de 135 barras da literatura.

Este artigo está organizado da seguinte forma: na seção 2 apresentam-se alguns conceitos de proteção de SD. Na seção 3 apresentam-se as hipóteses e considerações que permitiram estabelecer a modelagem genérica do problema de otimização multiobjetivo. Na seção 4 são descritos AGMO NSGA-II e as ferramentas auxiliares usadas pelo AGMO como cálculos de fluxo de potência e curto-circuito para redes de distribuição com GDs. Na seção 5 apresentam-se os resultados obtidos. Na seção 6 as conclusões.

2. Proteção em Sistemas de Distribuição

Os esquemas coordenado e seletivo são as duas práticas de proteção comumente utilizadas na coordenação dos dispositivos de proteção contra sobrecorrentes instalados na rede e que exercem forte impacto na confiabilidade dos SDEE. O esquema seletivo está relacionado com a adequação entre os tempos de operação das características 51 (função de sobrecorrente temporizada de tempo inverso) dos relés de sobrecorrente e religadores [IEEE 1999], em que a zona de proteção do dispositivo a montante não sobreponha a zona de proteção dos dispositivos a jusante. Neste esquema o sistema de proteção opera de forma que quaisquer faltas sejam eliminadas pelo dispositivo protetor sem causar a operação do dispositivo protegido. A função 51 possui uma curva característica definida por uma função inversamente proporcional ao quadrado da corrente no circuito protegido dada pela equação (1) [IEEE, 1996].

$$t_R^{51}(I) = \left(\frac{A}{(I/I_R^{51})^p - 1} + B \right) t_R^{D51} \quad (1)$$

t_R^{51} é o tempo de operação (s) da característica 51 do relé ou religador, I é a corrente no circuito protegido (A), I_R^{51} corrente mínima de operação (*pick-up*) (A), t_R^{D51} é o multiplicador de tempo (*dial time*) em segundos, A, B, p são constantes adimensionais que definem as diferentes curvas de tempo inverso (moderadamente inversa, muito inversa ou extremamente inversa).

O esquema de proteção coordenado está relacionado com o ajuste da função 50 (operação instantânea) do religador [IEEE 1999], de modo que a zona de proteção dos dispositivos a montante sobreponha-se às zonas de proteção dos dispositivos a jusante. As características 50TD (tempo definido) e 50 têm tempo de operação aproximadamente constante para correntes de faltas superiores à corrente de operação. Estas características 50TD e 50 podem ser representadas por uma mesma equação, de acordo com (2).

$$t_R^{50}(I) = 0,05 t_R^{D50} \quad (2)$$

t_R^{50} é o tempo de operação (s) da característica (50,50TD) para a corrente I (A), e t_R^{D50} é o ajuste do tempo de operação (s).



3. Estabelecimento do Modelo Matemático

Na concepção do modelo matemático multiobjetivo genérico para solução do problema de projeto da proteção e automação de redes de distribuição através de meta-heurísticas busca-se estabelecer relações que possibilitem efetuar a coordenação e a alocação e/ou realocação de fusíveis, religadores automáticos, chaves de manobras automáticas e relés de sobrecorrente alocados juntamente com chaves de manobras automáticas.

O modelo matemático é importante no contexto deste trabalho porque estabelece formalmente as equações necessárias para avaliar tanto as funções objetivos como o conjunto de restrições no algoritmo da meta-heurística, além de formalizar matematicamente o problema e permitir que ele possa ser manipulado algebricamente e ser resolvido através de técnicas de otimização clássicas.

3.1 Função objetivo

No modelo matemático são consideradas as funções objetivos: (1) Custos da alocação e/ou realocação dos dispositivos de controle e proteção; e, (2) O custo de interrupção de energia devido à atuação dos dispositivos de controle e proteção quando ocorrem faltas permanentes e temporárias na rede [Teng e Liu 2003], [Peñuela Meneses e Mantovani, 2013].

3.1.1 Custo da Interrupção

A função (3) modela os custos de interrupção no fornecimento de energia, considerando os índices de faltas permanentes e temporárias, para cada ano y que compõe o conjunto de anos θ do horizonte de planejamento.

$$C_{Interrupção} = \sum_{y \in \theta} \frac{C_e(IP_y + IT_y)}{(1 + TIR)^y} \quad (3)$$

onde C_e é o custo de energia não distribuída. IP_y e IT_y são equações que representam as interrupções de energia devido às faltas permanentes e temporárias e são modeladas através de (4) e (5). TIR é a taxa interna de retorno de investimentos anual.

As equações (4) e (5) fornecem respectivamente, o montante das interrupções de energia correspondente ao ano y devido à incidência de faltas permanentes e temporárias [Teng e Liu 2003], [Silva et al. 2004], [Peñuela Meneses e Mantovani 2013].

$$IP_y = \sum_{i \in \beta} \sum_{d \in \mu} \sum_{c \in \delta_d} x_{idc} \left(\sum_{h \in \varphi_i} \frac{\lambda_h L_h}{T} \right) [IM_i^p + IJ_i] \quad (4)$$

$$IT_y = \sum_{i \in \beta} \sum_{d \in \mu} \sum_{\substack{c \in \delta_d \\ d \neq 2}} x_{idc} \left(\sum_{h \in \varphi_i} \frac{\gamma_h L_h}{T} \right) [IM_i^t + IJ_i - Tfc_i] \quad (5)$$

onde β é o conjunto de todos os ramos i do SD sob análise. μ é o conjunto de todos os dispositivos do tipo d candidatos a serem alocados/realocados no sistema, sendo representados por: (1) Fusíveis; (2) Religadores; (3) Relés de sobrecorrentes; e, (4) Chave de manobra automática. δ_d é o conjunto com todos os intervalos de operação, c , de cada dispositivo de tipo d . A variável binária x_{idc} indica a alocação do dispositivo do tipo d e intervalo de operação c no ramo i . O conjunto φ_i é composto por todos os ramos h pertencentes à seção i . L_h , λ_h e γ_h , são, respectivamente, o comprimento e as taxas de faltas permanente e temporária de cada ramo h pertencente ao conjunto φ_i . T é o tempo total considerado no horizonte de planejamento (horas). IM_i^p e IM_i^t são, respectivamente, as interrupções de carga a montante da seção i devido a incidência de faltas permanentes e temporárias. IJ_i representa a interrupção das cargas a jusante da seção i devido a incidência de faltas permanentes ou temporárias. A transferência de cargas entre os alimentadores vizinhos das seções a jusante da seção sob falta i é dado por Tfc_i , desde que viável operacional e fisicamente.



As equações (6a) e (6b) fornecem, respectivamente, para incidência de faltas permanentes e temporárias, o valor total das interrupções do fornecimento de energia na seção j a montante da seção sob falta i .

$$IM_i^p = \sum_{c \in \delta_d} x_{i4c} \left[\sum_{j \in \phi_i} \sum_{d \in \{1,3\}} \sum_{c \in \delta_d} x_{jdc} \left(\sum_{h \in \varphi_j} LD_h \right) TR \right] \quad (6a)$$

$$IM_i^t = \sum_{c \in \delta_d} x_{i4c} \left\{ \sum_{j \in \phi_i} \left[\sum_{d \in \{1,3\}} \sum_{c \in \delta_d} x_{jdc} \left(\sum_{h \in \varphi_j} LD_h \right) TR + \sum_{c \in \delta_2} x_{j2c} \left(\sum_{h \in \varphi_j} LD_h \right) Tr \right] \right\} \quad (6b)$$

Nessas equações, o conjunto ϕ_i é composto por todos os ramos j à montante da seção i , onde a seção j deve ser definida por um dispositivo de proteção de tipo 1, 2 ou 3. LD_h é a carga conectada na barra final do ramo h . TR é o tempo de reparo e Tr é o tempo de restauração.

O cálculo da interrupção aos consumidores a jusante da seção sob falta devido a incidência de faltas permanentes e temporárias é efetuado pela equação (7), onde conjunto ω_i é formado por todos os ramos k a jusante da seção sob falta, i .

$$IJ_i = \sum_{k \in \omega_i} \sum_{d \in \mu} \sum_{c \in \delta_d} x_{kdc} \left(\sum_{h \in \varphi_k} LD_h \right) TR \quad (7)$$

A equação (8) modela a possibilidade que alimentadores vizinhos, com reserva de potência suficiente, possam através de ramais de interconexões fornecer energia a uma ou mais seções que se encontram a jusante da seção sob falta. Este procedimento é realizado através do fechamento de chaves de manobras NA (normalmente aberta), que se encontram na interligação entre os alimentadores, e a abertura das chaves de manobras ou religadores que definem as seções do sistema.

$$TfC_i = \sum_{\substack{k \in \omega_i \\ k \neq i}} \sum_{d \in \mu} \sum_{c \in \delta_d} x_{kdc} \sum_{e \in \Omega_i} y_{ke} \left(\sum_{h \in \varphi_k} LD_h \right) (TR - TTC) \quad (8)$$

onde, Ω_i é o conjunto de alimentadores e , que se encontram a jusante da seção sob falta i . A variável binária y_{ke} define se o alimentador vizinho, e , possui reserva de suprimento de potência suficiente para suprir as cargas da seção k . TTC é o tempo de transferência de carga, tempo necessário para as chaves automáticas efetuarem as manobras necessárias para o remanejamento das cargas entre os alimentadores.

3.1.2 Custos de Equipamentos

Os dispositivos de manobras e proteção na maioria das vezes são instalados nos SDEE na fase de planejamento da rede. Porém, frequentemente busca-se aumentar a segurança e a confiabilidade da rede através da instalação de novos dispositivos e/ou a realocação dos dispositivos já existentes, em função do crescimento da carga e alterações da topologia da rede. Sendo assim, o modelo matemático proposto foi desenvolvido para SDEE em fase de planejamento ou em operação [Teng e Liu 2003], [Peñuela Meneses e Mantovani 2013]. Dessa forma, utiliza-se a variável binária, x_{i4c}^{base} , que possibilita verificar se no ramo i já existe um dispositivo alocado de tipo d com intervalo de operação c .

A equação (9) representa a segunda função objetivo onde são calculados os custos de aquisição, instalação/desinstalação e manutenção dos dispositivos de controle e proteção.

$$C_{Equip} = C_{aqui} + C_{inst/Des} + \sum_{y \in \theta} \frac{C_{Man_y}}{(1 + TIR)^y} \quad (9)$$



onde C_{Equip} representa o total de custos com a aquisição (C_{aqui}), equação (10), instalação e desinstalação ($C_{inst/Des}$), equação (11), e manutenção (C_{Man_y}), equação (12), dos equipamentos de controle e proteção.

$$C_{aqui} = \sum_{d \in \mu} \sum_{c \in \delta_d} Aqu_{dc} \cdot Z_{dc} \cdot \left(\sum_{i \in \beta} (x_{idc} - x_{idc}^{base}) \right) \quad (10)$$

$$C_{inst/Des} = \sum_{d \in \mu} \sum_{c \in \delta_d} \sum_{i \in \beta} (x_{idc} (x_{idc} - x_{idc}^{base}) \cdot Ins_d + x_{idc}^{base} (x_{idc}^{base} - x_{idc}) \cdot Des_d) \quad (11)$$

$$C_{Man_y} = \sum_{d \in \mu} \sum_{c \in \delta_d} \sum_{i \in \beta} (x_{idc} \cdot Man_d) \quad (12)$$

Na equação (10) totaliza-se o montante de dispositivos que devem ser instalados e que é subtraído da quantidade de dispositivos de mesmo tipo e mesma capacidade de operação já existente no sistema. Aqu_{dc} , representa os custos de aquisição do dispositivo de tipo d com capacidade de operação c . A variável binária, Z_{dc} , especifica se existem dispositivos de proteção do tipo d , e caso seja unitária permite estabelecer a quantidade de novos dispositivos de proteção de tipo d , e intervalo de operação c que devem ser adquiridos. Na equação (11) efetua-se a contabilização dos dispositivos que devem ser desinstalados e instalados no sistema, onde Ins_{dc} representa o custo de instalação do dispositivo de tipo d com capacidade de operação c . Des_{dc} representa o custo de desinstalação do dispositivo de tipo d com capacidade de operação c . Na equação (12) calculam-se os custos de manutenção anuais dos dispositivos, onde Man_{dc} representa o custo de manutenção do dispositivo de tipo d com capacidade de operação c .

3.2 Restrições de Coordenação e Seletividade

As restrições de coordenação e seletividade foram modeladas visando manter intervalos de tempo adequados entre as características de operação dos dispositivos, sendo avaliadas para correntes de curto-circuito (CC) do tipo entre fases (fase - F) e fase-terra (terra - T). As restrições lineares estão relacionadas com as faixas de ajustes das características 50 e 51 dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente. A seletividade entre os dispositivos é avaliada em relação às correntes máximas de faltas, e a coordenação através das correntes mínimas de faltas. Ressalta-se que o relé de sobrecorrente instalado dentro do SD, tem apenas capacidade de operação na característica 51 (tempo inverso). Em todas as restrições faz-se necessária a utilização de um conjunto U_i , formado por todos os ramos que compõem o caminho entre o ramo i e a subestação, o ramo j representa a localização de um dispositivo de proteção do tipo 1, 2 ou 3, instalado a montante e em série com o dispositivo alocado no ramo i .

3.2.1 Ajustes de tempo de operação da característica 50.

Estas restrições definem os ajustes de tempo de operação da característica 50 (característica instantânea – tempo definido) dos religadores. Estes valores são limitados em uma faixa de variação com valores discretos.

$$t_{min}^{D50F} \leq (x_{idc}) t_{idc}^{D50F} \leq t_{max}^{D50F} \quad \forall i \in \beta, d = \{2\}, c \in \delta_2 \quad (13)$$

$$t_{min}^{D50T} \leq (x_{idc}) t_{idc}^{D50T} \leq t_{max}^{D50T} \quad \forall i \in \beta, d = \{2\}, c \in \delta_2 \quad (14)$$

onde t_{idc}^{D50F} e t_{idc}^{D50T} são os ajustes de tempo de operação das características 50 de fase (50F) e terra (50T), respectivamente, do religador na seção i . t_{max}^{D50F} , t_{max}^{D50T} , t_{min}^{D50F} e t_{min}^{D50T} são os valores máximo e mínimo dos ajustes das características 50F e 50T, respectivamente.

3.2.2 Ajustes de tempo de operação da característica 51.

Os ajustes de tempo de operação da característica 51 (característica temporizada – tempo inverso) dos religadores e relés de sobrecorrentes são também definidos dentro de uma



faixa de variação entre valores discretos.

$$t_{min}^{D51F} \leq (x_{idc})t_{idc}^{D51F} \leq t_{max}^{D51F} \quad \forall i \in \beta, d = \{2,3\}, c \in \delta_d \quad (15)$$

$$t_{min}^{D51T} \leq (x_{idc})t_{idc}^{D51T} \leq t_{max}^{D51T} \quad \forall i \in \beta, d = \{2,3\}, c \in \delta_d \quad (16)$$

onde t_{idc}^{D51F} e t_{idc}^{D51T} são os ajustes de tempo de operação das características 51 de fase (51F) e terra (51T), respectivamente, do religador ou relé de sobrecorrente na seção i . t_{max}^{D51F} , t_{max}^{D51T} , t_{min}^{D51F} e t_{min}^{D51T} são os valores máximos e mínimos dos ajustes das características 51F e 51T, respectivamente.

3.2.3 Seletividade entre Fusíveis.

A seletividade entre fusíveis é assegurada quando o tempo de interrupção do fusível protetor não for superior a 75% do tempo de fusão do fusível protegido, para a maior corrente de CC comum às suas zonas de proteção.

$$(x_{i1c})[t_{i1c}^{MI}(I_i^{CCmax})] \leq (x_{j1c})[0,75t_{j1c}^{MF}(I_{j-i}^{CCmax})] \quad \forall i \in \beta, j = U_i, c \in \delta_1 \quad (17)$$

onde I_i^{CCmax} é a corrente de CC máxima de fase ou terra na seção i . I_{j-i}^{CCmax} é a máxima corrente de falta ocorrida no ramo i passando pelo ramo j . t_{i1c}^{MI} representa o tempo de máxima interrupção do fusível instalado em i . t_{j1c}^{MF} é o tempo de mínima fusão do fusível instalado em j .

3.2.4 Seletividade Relés/Religadores com Fusíveis.

Este conjunto de restrições está relacionado com a característica temporizada dos relés ou religadores com a curva de máxima interrupção dos fusíveis, em que se deve garantir que a atuação do elo fusível mais uma margem de tempo deve ser inferior ao tempo de atuação do relé de sobrecorrente ou religador.

$$(x_{i1c})[t_{i1c}^{MI}(I_i^{CCmaxF}) + t_{coord}^{51-MI}] \leq (x_{jdc})[t_{jdc}^{51F}(I_{j-i}^{CCmaxF})t_{jdc}^{D51F}] \quad (18)$$

$$(x_{i1c})[t_{i1c}^{MI}(I_i^{CCmaxT}) + t_{coord}^{51-MI}] \leq (x_{jdc})[t_{jdc}^{51T}(I_{j-i}^{CCmaxT})t_{jdc}^{D51T}] \quad (19)$$

$$\forall i \in \beta, j = U_i, d = \{2,3\}, c \in \delta_d$$

onde I_i^{CCmaxF} e I_i^{CCmaxT} são as correntes CC máxima de fase e de terra na seção i , respectivamente. I_{j-i}^{CCmaxF} e I_{j-i}^{CCmaxT} são as máxima corrente CC fase e terra, respectivamente, ocorrida no ramo i passando pelo ramo j . t_{coord}^{51-MI} é o tempo de coordenação da característica temporizada com a curva de máxima interrupção do fusível.

3.2.5 Coordenação Religadores com Fusíveis.

A coordenação entre religadores e fusíveis deve garantir que a característica instantânea do religador deve atuar primeiro, garantido a não atuação do fusível. Para isso, deve-se considerar que para qualquer corrente mínima de falta, o religador atue antes da fusão do fusível.

$$(x_{jdc})[k_{coord}^{50-MF} \cdot t_{jdc}^{50F}(I_{j-i}^{CCminF})t_{jdc}^{D50F}] \leq (x_{i1c})[t_{i1c}^{MF}(I_i^{CCminF})] \quad (20)$$

$$(x_{jdc})[k_{coord}^{50-MF} \cdot t_{jdc}^{50T}(I_{j-i}^{CCminT})t_{jdc}^{D50T}] \leq (x_{i1c})[t_{i1c}^{MF}(I_i^{CCminT})] \quad (21)$$

$$\forall i \in \beta, j = U_i, d = \{2,3\}, c \in \delta_d$$

onde I_i^{CCminF} e I_i^{CCminT} são as correntes CC mínimas de fase e terra na seção i , respectivamente. I_{j-i}^{CCminF} e I_{j-i}^{CCminT} são as correntes CC mínimas fase e terra, respectivamente, ocorridas no ramo i passando pelo ramo j . k_{coord}^{50-MF} é o fator de coordenação da característica instantânea com o tempo mínimo de fusão do fusível.

3.2.6 Seletividade Relés/Religadores com Relés/Religadores.

Na seletividade entre relé/religadores deve-se garantir que o tempo de atuação da característica temporizada do dispositivo protetor mais um tempo de coordenação, deve ser



menor que o tempo de atuação da característica temporizada do dispositivo protegido.

$$(x_{idc})[t_{idc}^{51F}(I_i^{CCmaxF}) + t_{coord}^{51-51}] \leq (x_{jdc})[t_{jdc}^{51F}(I_{j-i}^{CCmaxF})t_{jdc}^{D51F}] \quad (22)$$

$$(x_{idc})[t_{idc}^{51T}(I_i^{CCmaxT}) + t_{coord}^{51-51}] \leq (x_{jdc})[t_{jdc}^{51T}(I_{j-i}^{CCmaxT})t_{jdc}^{D51T}] \quad (23)$$

$$\forall i \in \beta, j = U_i, d = \{2,3\}, c \in \delta_d$$

onde t_{coord}^{51-51} é o tempo de coordenação entre a característica 51 dos relés e dos religadores.

3.2.7 Coordenação Religadores com Relés/Religadores.

Na coordenação entre religadores e relés/religadores deve-se garantir que para qualquer corrente mínima de CC o dispositivo de retaguarda deve atuar antes do dispositivo principal.

$$(x_{jdc})[k_{coord}^{50-51} \cdot t_{jdc}^{50F}(I_{j-i}^{CCminF})t_{jdc}^{D50F}] \leq (x_{idc})[t_{idc}^{51F}(I_i^{CCmixF})t_{idc}^{D51F}] \quad (24)$$

$$(x_{jdc})[k_{coord}^{50-51} \cdot t_{jdc}^{50T}(I_{j-i}^{CCminT})t_{jdc}^{D50T}] \leq (x_{idc})[t_{idc}^{51T}(I_i^{CCminT})t_{idc}^{D51T}] \quad (25)$$

$$\forall i \in \beta, j = U_i, d = \{2,3\}, c \in \delta_d$$

onde k_{coord}^{50-51} é o fator de coordenação da característica instantânea com a característica temporizada.

3.2.8 Seletividade Relés/Religadores com Religadores.

Na seletividade entre relés/religadores e religadores garante-se que o religador como dispositivo protetor deve atuar na característica instantânea antes da característica temporizada do relé/religador protegido.

$$(x_{idc})[t_{idc}^{50F}(I_i^{CCminF})t_{idc}^{D50F} + t_{coord}^{51-50}] \leq (x_{jdc})[t_{jdc}^{51F}(I_{j-i}^{CCminF})t_{jdc}^{D51F}] \quad (26)$$

$$(x_{idc})[t_{idc}^{50T}(I_i^{CCminT})t_{idc}^{D50T} + t_{coord}^{51-50}] \leq (x_{jdc})[t_{jdc}^{51T}(I_{j-i}^{CCminT})t_{jdc}^{D51T}] \quad (27)$$

$$\forall i \in \beta, j = U_i, d = \{2,3\}, c \in \delta_d$$

onde t_{coord}^{51-50} é o tempo de coordenação da característica temporizada com a característica instantânea.

4. Técnica de Solução

Nesta seção são discutidas as ferramentas auxiliares e a técnica de solução utilizada para solução do modelo multiobjetivo apresentado na seção 3. Como ferramentas auxiliares para a meta-heurística NSGA-II utilizou-se um programa de cálculo de fluxo de potência e curto-circuito para redes radiais.

4.1 Algoritmo do Fluxo de Potência

O fluxo de potência utilizado e implementado é baseado no método de varredura *backward/forward* [Cheng e Shirmohammadi 1995], que apresenta bom desempenho quando aplicado para solução de sistemas radiais, ou pouco malhados, característica principal dos SD. Além disso, considera a presença de GDs conectados na rede representados como barras de potência constante (PQ) ou de tensão controlada (PV). Os resultados obtidos pelo programa de cálculo de fluxo de potência são utilizados para obter as correntes nos ramos, que são necessárias para obter a especificação nominal e os ajustes dos dispositivos de controle e proteção, além de fornecer as tensões nodais do fluxo de potência pré-falta.

4.2 Cálculo de Curto-Circuito

As correntes de CC são encontradas usando a teoria de compensação [Zhang et al. 1995], que se baseia-se no algoritmo de fluxo de carga para SD pouco malhados considerando a presença de GDs representados como barras PVs [Cheng e Shirmohammadi 1995]. Nas equações que representam a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção consideram-se o



maior e o menor valor de corrente para CC fase-terra e fase-fase no ponto de alocação do dispositivo de proteção. Por este motivo, é necessário calcular as correntes de CC para faltas monofásicas com e sem impedância de falta para a terra, trifásicas sem impedância de contato, e para as faltas bifásicas, considerou-se a falta entre as fases B e C.

4.3 Algoritmo de Solução

No diagrama de blocos da Figura 1 apresenta-se a técnica de solução utilizada neste trabalho para encontrar as soluções otimizadas para o modelo matemático proposto.

O algoritmo genético multiobjetivo NSGA-II [Deb et al. 2002], foi escolhido para resolver o problema de otimização formulado neste trabalho, este algoritmo faz um ordenamento elitista por não-dominância da população classificando as soluções segundo o conceito de dominância de Pareto. Esse algoritmo é capaz de encontrar em uma única execução, um conjunto de solução não dominadas de boa qualidade, que podem pertencer ou estar próximas da fronteira de Pareto Ótima.

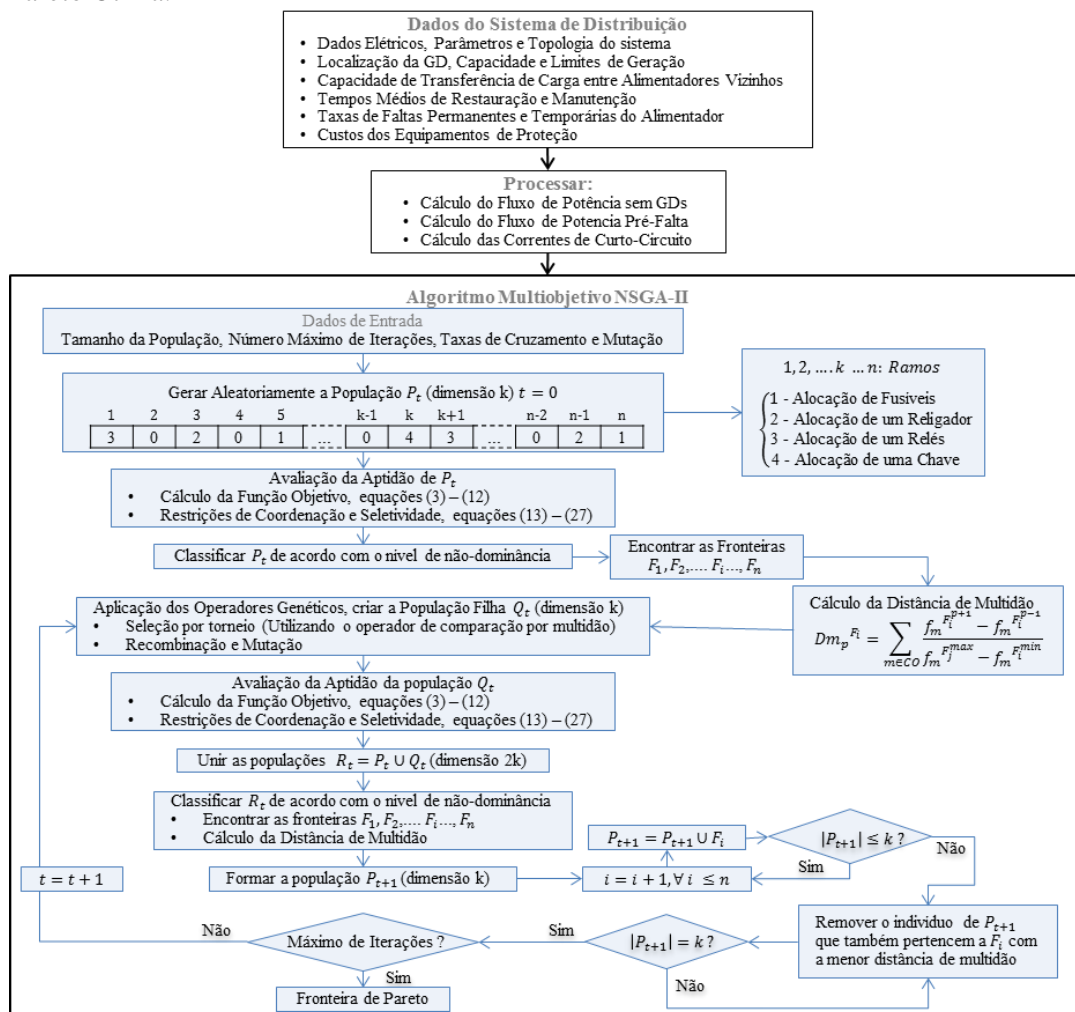


Figura 1 – Diagrama de Blocos da Metodologia

5. Resultados

A metodologia proposta foi implementada em linguagem de programação C++, e utilizou-se para testá-la um sistema teste de 135 barras da literatura, de tensão nominal de 13,8 kV. As linhas do alimentador são trifásicas, os dados dos parâmetros das linhas e da demanda podem ser encontrados no *site* do laboratório de pesquisa em planejamento de sistemas de energia elétrica – LaPSEE (<http://www.feis.unesp.br/#!/departamentos/engenharia-eletrica/pesquisas-e-projetos/lapsee/downloads/materiais-de-cursos1193/0>). O sistema base



dispõe de 4 chaves seccionadoras (normalmente aberta - NA) que permitem a interligação com alimentadores para o remanejamento de cargas, e 3 GDs operando como barras de tensão controlada, PV, localizadas nos ramos 89, 120 e 123. A configuração base do sistema de proteção rede original é composta por 14 fusíveis, 02 relés de sobrecorrentes, sendo um deles na subestação.

No modelo matemático, considera-se um horizonte de planejamento de 05 anos com uma taxa de crescimento da demanda de 5% ao ano. Do total de consumidores consideram-se que 50% são consumidores residenciais, 30% são consumidores comerciais e 20% são consumidores industriais. A capacidade de cada um dos GDs é de 361.089 kVA. Os alimentadores vizinhos localizados nos ramos 15 e 135 possuem 600 kVA de capacidade de transferência de carga cada, o alimentador vizinho localizado no ramo 52 possui 400 kVA e o alimentador vizinho localizado no ramo 76 possui 800 kVA.

Na especificação dos equipamentos de controle e dispositivos de proteção, utilizam-se as correntes de cargas nos seus pontos de instalação, calculadas para o último ano do horizonte de planejamento, a partir do cálculo de fluxo de potência desconsiderando a presença dos GDs. Considera-se que os GDs possuem relés que não permitem a sua operação ilhada na ocorrência de uma falta permanente em suas áreas de operação, segundo normas internacionais [IEEE 2003]. Para as correntes de falta máximas entre fases (F), atribuiu-se a corrente de CC trifásica, para a corrente de falta mínima entre fases (F), atribuiu-se a corrente de CC bifásica. Para as correntes de falta máxima e mínima fase-terra (T), foram atribuídas as correntes de CC monofásica (fase A), com impedância de contato de 0 ohms e 40 ohms, respectivamente. Para os testes foram consideradas que 25% das faltas ocorridas na rede são do tipo F e 75% do tipo T.

O custo de energia não suprida adotado é de 1,5 \$/kWh para os consumidores residenciais, 30 \$/kWh para os consumidores comerciais e 4,64 \$/kWh para os consumidores industriais. O tempo médio de reparo utilizado é $TR = 4$ horas, tempo médio de restauração $Tr = 0,25$ horas e o tempo médio de transferência de carga $TTC = 0,75$ horas. As taxas de faltas permanentes e temporárias foram de $\lambda = 0.072$ faltas/km/ano e $\gamma = 0.98$ faltas/km/ano, sendo 8760 horas o tempo total do horizonte de planejamento. Os custos de aquisição, instalação/desinstalação e manutenção dos dispositivos são apresentados na Tabela 1 [Peñuela Meneses e Mantovani 2013].

Tabela 1- Custos dos Dispositivos

Intervalo de Operação(A)	Aqu_{dc}										Ins_d / Des_d	Man_d
	0 - 6	6 - 10	10 - 15	15 - 25	25 - 40	40 - 65	65 - 100	100 - 140	140 - 200			
Fusível	\$300	\$400	\$500	\$600	\$700	\$800	\$900	\$1000	\$1100		\$ 100	\$ 50
Intervalo de Operação(A)	0 - 50		50 - 100		100 - 300		300 - 500		500 - 1000			
Religador Automático	\$15000		\$19000		\$22000		\$27000		\$30000		\$5000	\$2500
Relé de Sobrecorrente	\$4000		\$4500		\$5000		\$5500		\$6000		\$1000	\$500
Chave de Manobra Automática	\$2500		\$3000		\$3500		\$4000		\$4500		\$800	\$350

Para os limites máximos e mínimos das unidades 50 e 51 dos tempos de operação dos relés e religadores, foram utilizados os seguintes valores: $t_{min}^{50F} = t_{min}^{50T} = 1,0$ s, $t_{min}^{51F} = t_{min}^{51T} = 0,5$ s e $t_{max}^{50F} = t_{max}^{50T} = t_{max}^{51F} = t_{max}^{51T} = 10$ s. Nas restrições de coordenação e seletividade foram utilizados os seguintes valores de coordenação entre os tempos de operação dos dispositivos $t_{coord}^{51-MI} = t_{coord}^{51-51} = 0,2$ s, $t_{coord}^{51-50} = 0,05$ s e $k_{coord}^{50-MF} = k_{coord}^{50-51} = 1,35$. Para a característica 51 dos relés e religadores foi considerada a curva de operação extremamente inversa para facilitar a coordenação com a curva dos fusíveis.

5.1 Resultados obtidos

Para a codificação dos vetores considera-se que no barramento de saída da subestação seja necessária a instalação de um relé de sobrecorrente com capacidade de religamento e nos ramos que interligam o GD com a subestação não é permitida a instalação de fusíveis, a



transferência de carga só é permitida caso o dispositivo da seção seja um dispositivo de manobra, ou seja, um religador, um relé de sobrecorrente com uma chave de manobra, ou uma chave de manobra automática. Considera-se que apenas a característica instantânea dos religadores é utilizada e a dos relés de sobrecorrente não é utilizada.

Na simulação do NSGA – II utiliza-se uma população de 300 indivíduos e uma quantidade máxima de 1500 iterações, e para as taxas de recombinação e mutação utilizou-se 0,9 e 0,1 respectivamente. Estes parâmetros foram calibrados empiricamente através de testes exaustivos no programa computacional implementado. Ao final do número de iterações preestabelecido o programa computacional forneceu a curva de Pareto Ótima apresentada na Figura 2 com uma quantidade de 195 soluções não dominadas, e a escolha entre a solução de projeto que for mais adequada para ser implementada na prática, depende de um tomador de decisões que deve apontar qual delas se adapta às necessidades da empresa.

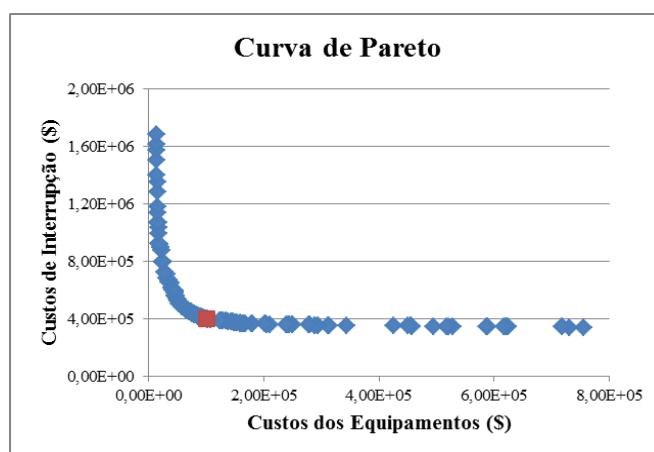


Figura 2 - Curva de Pareto encontrada pelo NSGA-II

A extrema direita da curva apresentada na Figura 2 representa o maior custo de interrupção e respectivamente o menor custo de investimento, onde se efetua a retirada de todos os dispositivos da rede e mantém apenas o relé da subestação, sendo este, a única proteção do sistema, obtendo os custos: $C_{interrup} = \$ 1.802.684$ e $C_{Equip} = \$ 13.764$. O outro extremo da curva apresentada na Figura 2 representa grandes investimentos no sistema de controle e proteção, onde o algoritmo propôs uma solução que aponta a alocação de 38 dispositivos, sendo eles 04 Fusíveis, 16 religadores, 06 relés de sobrecorrente e 11 chaves de manobra automáticas, apresentando os seguintes custos: $C_{interrup} = \$ 340.459$ e $C_{Equip} = \$ 719.451$. Destaca-se também a solução que apresentou o menor custo na soma das duas funções objetivos, essa solução está marcada na curva da Figura 2, e apresenta os seguintes custos: $Soma\ dos\ Custos = \$ 497.319$ do qual o $C_{interrup} = \$ 397.552$ e o $C_{Equip} = \$ 99.767$. Esta solução apresentou a instalação de 20 dispositivos sendo eles, 05 fusíveis, 06 relés de sobrecorrente e 08 chaves de manobras automáticas, além do relé da subestação.

A fim de mostrar as vantagens de realizar simultaneamente a alocação e coordenação dos dispositivos, realizou-se também a alocação dos dispositivos da forma como usualmente é feita, onde se efetua a alocação ótima dos dispositivos na rede para minimizar os custos de interrupção e de equipamentos, e em seguida, realiza-se a coordenação dos dispositivos, retirando os dispositivos de proteção que não coordenam com os demais. Nestes testes utilizou-se o mesmo modelo, custos e sistema inicial, apenas foram retiradas as restrições de coordenação e seletividade apresentadas nas equações (13) – (27). Encontrando os seguintes resultados: $C_{interrup} = \$ 393.755$, $C_{Equip} = \$ 76.503$ na alocação de 22 dispositivos sendo eles, 11 fusíveis, 04 relés de sobrecorrente e 06 chaves de manobras automáticas, além do relé da subestação. Na etapa de coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção, não foi possível obter a coordenação de 06 fusíveis com o relé da subestação, sendo necessária a retirada destes do sistema. Com a retirada dos 06 fusíveis todos os outros dispositivos foram perfeitamente



coordenados, então efetuou-se novamente o cálculo da função objetivo obtendo os seguintes custos: $C_{interrup} = \$ 424 459$, $C_{Equip} = \$ 74 739$ sendo a *Soma dos Custos* = \$ 499 198, como se pode observar este valor é superior ao valor encontrado no programa que efetua a coordenação simultaneamente com a alocação dos equipamentos, destacando-se a grande diferença nos custos de interrupção.

5. Conclusões

Nos procedimentos de projetos da confiabilidade de SD, normalmente, com base na experiência de técnicos e engenheiros ou com a ajuda de *softwares*, realiza-se primeiro a alocação dos dispositivos de proteção, e, posteriormente realiza-se a coordenação dos mesmos, porém esta prática pode apresentar cenários onde não é possível obter a coordenação de alguns dos dispositivos alocados, sendo estes forçados a serem retirados do sistema. Este procedimento pode provocar o aumento dos custos de interrupção para a rede operando sob condições de contingências. A metodologia proposta, em que é apresentado um modelo matemático para alocação, coordenação e seletividade dos dispositivos de manobra e proteção em SDEE, apresenta a vantagem de efetuar no mesmo processo de otimização a instalação dos equipamentos e a coordenação dos dispositivos de proteção, obtendo-se assim projetos de proteção coordenados e economicamente otimizados. Com utilização do algoritmo NSGA-II é possível encontrar, não apenas uma única solução ótima, mas um conjunto de soluções igualmente ótimas, em que o tomador de decisões possa escolher, dentre todas, qual delas se adapta melhor às necessidades da empresa.

6. Agradecimentos

Agradecimentos a CAPES (Bolsa de doutorado), CNPq (305318/2016-0 e 2077185/2015-7) e Fapesp (2015/1565-0) pelos auxílios financeiros concedidos

Referências

- Cheng, C.S. e Shirmohammadi, D. (1995).** A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10: 671–6795.
- Deb, K., Pratap, A., Agarwal, S. e Meyarivan, T.(2002).** A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 6: 182–197.
- IEEE (1996).** Standard inverse-time characteristic equations for overcurrent relays. IEEE Std. C37.112-1996.
- IEEE (1999).** Relay symbols and device numbers selection from IEC 617 -, IEEE Std. C37.2-1991 and IEEE 37.2-1979.
- IEEE (2003) INC.** IEEE Std. 1547: Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
- Peñuela Meneses, C. A. e Mantovani, J. R. S. (2013).** Improving the grid operation and reliability cost of distribution systems with dispersed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28: 2485–2496.
- Silva, L. G. W., Pereira, R. A. F. e Mantovani, J. R. S. (2004).** Allocation of protective devices in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms. *International Journal of Electrical Power Systems Research*, 69: 77–84.
- Sohn, S., Mam e Park, J. (2006).** Value-based radial distribution system reliability optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21: 941–947.
- Teng, J. and Liu, Y. (2003).** A novel ACS-based optimum switch relocation method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18:113–120.
- Zhang, X., Soudi, F., Shirmohammadi, D. e Cheng, C. S. A. (1995).** A distribution short circuit analysis approach using hybrid compensation method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10: 2053–2059.