

Alocação Ótima de Religadores Automáticos Simplificados em Alimentadores de Média Tensão Utilizando Algoritmos Genéticos

Lucas Knebel Centenaro*. Thelma Solange Piazza Fernandes **

*Universidade Federal do Paraná, Departamento de Engenharia Elétrica, PPGEE, Curitiba, PR, Brasil. Instituto Federal Catarinense (e-mail: lucas.centenaro@ifc.com.br)

**Universidade Federal do Paraná UFPR, PPGEE, (e-mail: thelma@eletrica.ufpr.br)

Abstract: Among the studies carried out in the operation planning of electrical systems, there are those that aim to properly apply equipment that promotes the quality of the electrical energy delivered to consumers. Among the most diverse equipment available, this work focuses on the optimal allocation of simplified automatic reclosers (RASs) in distribution networks. To this end, it formulates an optimization problem (solved via Genetic Algorithms) that optimizes various electricity quality indices at the lowest investment cost. Thus, the multi-objective function maximizes the costs avoided by fines imposed by the regulator, minimizes the cost of installation, maintenance and operation of the RASs, maximizes the prioritization of installation in locations with high failure rates and minimizes the time of return on investment. The results obtained were simulated using the IEEE-123 buses system.

Resumo: Dentre os estudos realizados na fase de planejamento da operação de sistemas elétricos, tem os que visam aplicar adequadamente equipamentos que promovam a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores. No conjunto dos diversos equipamentos disponíveis, este trabalho aponta para a alocação ótima de religadores automáticos simplificados (RASs) em redes de distribuição. Para tanto, formula um problema de otimização (resolvido via Algoritmos Genéticos) que visa otimizar vários índices de qualidade da energia elétrica ao menor custo de investimento. Assim, a função multiobjetivo maximiza os custos evitados por multas aplicadas pelo regulador, minimiza o custo de instalação, manutenção e operação dos RASs, maximiza a priorização na instalação em locais com índices de falha elevado e minimiza o tempo do retorno de investimento. Os resultados obtidos foram simulados utilizando o sistema IEEE-123 barras.

Keywords: Allocations; Reclosers; Distribution; Fines; payback; Genetic Algorithms

Palavras-chaves: Alocação; Religadores; Distribuição; Multas; Retorno de Investimento; Algoritmos Genéticos.

1. INTRODUÇÃO

A qualidade da energia elétrica é regulada e fiscalizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que orienta a partir do Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição) os valores de referência para os principais indicadores coletivos de qualidade; os principais são o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). As distribuidoras desta energia, objetivam seguir as orientações do agente regulador para evitar sanções penalizadoras pela baixa qualidade do produto fornecido aos clientes.

Um perfil de baixa qualidade da energia, desencadeia uma série de prejuízos às distribuidoras, oriundos não só pela diminuição do faturamento ou energia não suprida, mas pela geração de multas, insatisfação de clientes articulados com processos de reposição de equipamentos por dano causado.

A instalação de dispositivos de proteção, por exemplo, permeia adequações no sistema, para que valores mínimos de qualidade de energia exigidos pelo órgão regulador sejam alcançados.

Tradicionalmente, a escolha do melhor ponto de instalação para dispositivos de proteção, baseia-se no histórico dos indicadores de qualidade e não leva em consideração formulações matemáticas que buscam otimizar sua a localização. Além disso, os equipamentos de proteção passam por evolução tecnológica, sendo necessário estudos para melhorar a prática de atuação, restabelecimento rápido do fornecimento e localização dos blocos com defeito (KONDO, 2013).

Assim, para a instalação racional, factível e sincronizada com propósito autônomo à tomada de decisões, é primordial que os investimentos efetuados pelas concessionárias, considerem a instalação otimizada dos dispositivos de proteção, determinando os melhores locais de instalação contribuindo à

interação inteligente da rede, tendo em vista a melhora dos indicadores de qualidade da energia.

O desempenho dos principais indicadores de qualidade, o DEC (+12,37% do limite máximo, 2017) e FEC (-15,63% do limite máximo, 2017) no Brasil, desde 2008, conforme dados extraídos da ANEEL (2018), trazem subsídio para a necessidade de efetuar a alocação otimizada de dispositivos de proteção.

O indicador FEC está bem gerenciado, pois o limite como um todo, desde o ano de 2008 não foi ultrapassado. Esse indicador considera a frequência de ocorrências em certo espaço de tempo, concluindo-se que os blocos alimentadores de distribuição e os fluxos de potência para o atendimento à expansão estão ajustados, bem como também, a coordenação e seletividade dos sistemas estão corroborando para este resultado satisfatório perante os limites do regulador. Porém o DEC, indicador relacionado à duração de cada interrupção, leva em consideração principalmente os tempos de reparo, posterior à ocorrência do desligamento permanente. Esse indicador está além do limite máximo normatizado, sendo que desde 2010 esse índice nunca esteve dentro da região factível, salvo algumas exceções, em algumas distribuidoras de energia (ANEEL, 2018).

A grande parte das ocorrências de falta permanente e que amplificam a DEC, ocorrem em perímetros rurais, destacando que estes sistemas são mais longos, o que aumenta o tempo de atendimento presencial do operador para localizar a falha e corrigi-la. Silva (2004) ponderou que aproximadamente 80% das falhas no sistema são consideradas transitórias e causadas principalmente por vegetação, animais, entre outros. As faltas permanentes estão em torno de 20%, causados por problemas técnicos, intempéries ou imprevistos estruturais na rede.

Quando ocorrem falhas transitórias, os dispositivos de proteção devem atuar precisamente de modo a eliminar a falha dentro do ajuste inserido, sem comprometer o fornecimento do produto ao cliente. Porém, isso nem sempre ocorre, pois as distribuidoras instalam dispositivos com elemento fusível que, por sua vez, promovem apenas o desligamento permanente da rede até que ela seja reparada, impactando nos indicadores de qualidade.

Desde a primeira patente do fusível para rede de distribuição, registrada por Thomas Edison em 1890, as concessionárias efetuam a sua utilização em massa, devido ao dispositivo ter baixo valor de mercado, sendo eficaz ao que se propõe, mas, em contrapartida, eleva os índices do DEC, prejudicando a mitigação de problemas de continuidade do fornecimento de energia, conseqüentemente também, a relação consumidor, concessionária e órgão regulador.

2. O PROBLEMA

Objetivando mitigar os problemas relacionados às faltas transitórias que se tornam permanentes, devido a utilização do elo fusível como proteção estática, distribuidoras têm realizado estudos para a instalação de religadores automáticos simplificados (RASs). Estes dispositivos são aplicados para proteger as ramificações de linhas aéreas de média tensão, com

posicionamento na retaguarda do elemento (fusível) a ser protegido. Ele atua diretamente nos impactos de faltas transitórias nas linhas de distribuição protegendo o fusível, ou seja, os eventos que prejudicam a DEC, podem ser eliminados por um processo de automatização.

Porém, apenas instalar estes dispositivos sem otimizar o seu posicionamento, pode não gerar impactos relevantes ao qual se deseja. Assim, existe a necessidade de otimizar os procedimentos para que a alocação desejada tenha um vínculo com a redução de diversos parâmetros considerados pelas concessionárias, onde o principal é o custo completo da entrega da energia elétrica com qualidade aos consumidores.

A compilação literária dos trabalhos desenvolvidos na alocação ótima desses equipamentos de proteção ou correlatos, foi elaborada através do *software Publish or Perish*, onde utilizaram-se os trabalhos com maior número de citações, integrado com outros de reputação considerável em Qualis A1 e B1 - Capes. A seguir, descrevem-se os trabalhos que se salientaram na busca bibliográfica.

Silva *et al.* (2004) aloca dispositivos seccionadores e de proteção em locais estratégicos, sendo que o problema de otimização proposto considera uma função objetivo que minimiza os indicadores de qualidade DEC e FEC. Para tanto, inclui as variáveis de taxa de falhas, o tamanho do alimentador, a importância da carga, custos de alocação, custo da energia não fornecida e custo de restauração.

Campitelli (2007) realiza alocação otimizada de geração distribuída e dispositivos de proteção. O modelo matemático proposto é uma extensão melhorada do modelo proposto por Silva (2002), que é obtido usando o conceito de energia não fornecida e dados históricos dos índices de faltas permanentes e temporárias no alimentador fornecido por Soudi e Tomsovic (1998 e 2001).

Shahriari (2009 e 2012) destaca a necessidade de aplicação de alocações de dispositivos limitadores de corrente, frente a introdução da geração distribuída (GD), tendo na função objetivo, perdas elétricas, custo e a coordenação e seletividade do sistema. Utiliza a técnica *Fuzzy* para solução do problema.

Esmaili (2016) reconfigura redes de distribuição, considerando a inserção de GD. Para tanto, objetiva a redução de falhas e manutenção em níveis de curto-circuito para vários cenários. Utiliza a técnica de otimização *Fuzzy*, tendo como as restrições do problema o fluxo de potência, a importância das cargas e a tensão.

Elmitwally (2016) utiliza Algoritmos Genéticos (AG) para encontrar os limitadores de corrente ideais e minimizar o acréscimo de corrente de curto-circuito decorrente da integração de GD. A função objetivo principalmente visa minimizar simultaneamente o aumento da corrente de falta, afundamento de tensão e o custo total (tamanho) dos limitadores requeridos.

Rutes (2017) propõe uma metodologia que utiliza AG para alocar chaves religadoras, buscando a minimização dos principais indicadores de qualidade e *payback*, a fim de

melhorar a qualidade do fornecimento de energia elétrica em área rural.

Dentre todos os trabalhos já desenvolvidos na alocação ótima tanto de religadores automáticos como outros elementos em redes de distribuição pesquisados, nenhum inclui em sua metodologia, os requisitos referentes as compensações (penalidades, multas). Neste viés, este trabalho diferencia-se dos demais, pois equaciona um problema de otimização que aloca dispositivos RASs em redes de distribuição de energia elétrica que, além de melhorar os indicadores de continuidade e minimizar custos de investimentos, busca também minimizar os prejuízos das concessionárias devido as perdas monetárias de receita por não atendimento à carga.

Propõem-se então, o desenvolvimento de um algoritmo para alocação ótima com vistas a maximizar os custos evitados por multas aplicadas pelo regulador, minimizar o custo de instalação, manutenção e operação dos RASs, maximizar a priorização de instalação em locais com índices de falha elevado e minimizar o tempo do retorno de investimento.

A disposição deste artigo é a seguinte: inicialmente é descrita a formulação matemática básica do problema de alocação de RASs. Na sequência, apresentam-se os resultados obtidos pela formulação utilizando o sistema IEEE-123barras. E, finalmente, apresentam-se algumas conclusões.

3. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

Essa seção tem como objetivo apresentar a formulação matemática do problema de otimização que aloca RASs em redes de distribuição.

A alocação de RASs pode ser realizada em todas as barras da rede elétrica. Mas, devido ao grande número de possibilidades para solucionar o problema, seleciona-se previamente como barras candidatas à alocação aquelas que já contém chaves fusíveis. Desse modo, não é necessário realizar ajustes de proteção do RAS, nem mesmo considerar alguns aspectos da topologia de rede, pois é utilizado a curva de atuação do próprio elemento fusível já instalado.

Assim, as variáveis de otimização do problema proposto se referem a quantos RAS devem ser instalados na rede e em quais barras os mesmos devem ser alocados.

O algoritmo para resolução do problema a critério do planejador, pode simular a alocação a partir da seleção das seguintes premissas: (1) quantidade de religadores disponíveis em estoque; (2) valor máximo de investimento disponível pela distribuidora; (3) modo autônomo, em que a alocação chega a um ponto de convergência entre o valor investido e o tempo de retorno, podendo ainda se optar pelo intervalo de retorno ou valor a ser investido.

3.1 Função objetivo

A função objetivo (*FO*) a ser minimizada durante o processo de alocação é expressa por:

$$FO = \min[w_c \cdot f_c - w_p \cdot f_p - w_m \cdot f_m + w_r \cdot f_r] \quad (1)$$

onde

w_c : índice de ponderação da função f_c ;

w_p : índice de ponderação da função f_p ;

w_m : índice de ponderação da função f_m ;

w_r : índice de ponderação da função f_r ;

f_c : representa o custo da instalação, operação e manutenção do RAS;

f_p : representa a priorização da instalação de RAS em locais com taxas de falhas elevadas;

f_m : representa benefícios obtidos por custo evitado relativo às multas;

f_r : representa retorno de investimento.

3.1.1 Função Custo (f_c)

A parcela f_c da *FO* propõe que a solução para o problema tenha o menor custo associado aos RASs, definida por:

$$f_c = \frac{\sum_{i=1}^{nRASs} [CI_i + CM_i + CO_i]}{\sum_{i=1}^{nRASs} [CI_{imax} + CM_{imax} + CO_{imax}]} \quad (2)$$

onde:

$nRASs$: número de religadores alocados;

CI_i : custo de instalação do RAS conectado na barra i ;

CM_i : custo de manutenção do RAS conectado na barra i ;

CO_i : custo de operação do RAS conectado na barra i .

Os valores ($CI_{imax} + CM_{imax} + CO_{imax}$) correspondem aos maiores valores possíveis de custo referente a cada barra i , os quais são utilizados para normalizar a função f_c . Sendo que:

$$CI_i = Ceq_i + CS_i \quad (3)$$

onde:

Ceq_i : custo do equipamento e acessórios conectados na barra i em R\$;

CS_i : custo do serviço de instalação do equipamento conectado na barra i em R\$.

O custo de serviço é relacionado à equipe de trabalho que efetuará a instalação do religador, sendo atribuído ao valor a unidade de serviço (US) para este fim, a qual pode ser variável conforme os preços de mercado da região de localização da distribuidora, assim:

$$CS_i = US + Cdesl_i \quad (4)$$

onde:

US : unidade de serviço para a instalação de RAS (R\$);

$Cdesl_i$: custo de deslocamento da equipe para realizar a instalação do equipamento conectado na barra i , o qual depende da sua localização, em R\$.

Os religadores simplificados possuem, conforme determinado pelos fabricantes, uma quantidade máxima de operações possíveis (N_{op}), sem que ocorram falhas. Levando em consideração que 80% são as falhas transitórias e 20% compõe as permanentes - conforme Silva; ainda, que o custo de manutenção das falhas transitórias será reduzido devido à instalação de RAS, então, pode-se analisar a formulação frente ao custo de manutenção.

$$CM_i = \left[\begin{array}{l} -(0,80 \cdot nf \cdot (N_{op} \cdot C_{fusei} + C_{desl_i}) + \\ (0,20 \cdot nf \cdot (N_{op} \cdot C_{fusei} + C_{desl_i})) \end{array} \right] \quad (5)$$

obtendo-se:

$$CM_i = -0,6 \cdot [nf \cdot (N_{op} \cdot C_{fusei} + C_{desl_i})] \quad (6)$$

sendo:

nf : número de fusíveis evitados, que estão a montante dos RASs, devido à atuação destes;

C_{fusei} : custo do fusível a jusante do RAS que teve atuação evitada.

O custo de operação dos religadores é definido como:

$$CO_i = \frac{C_{eq_i}}{N_{op}} \quad (7)$$

3.1.2 Função Priorização de Instalação (f_p)

Segundo Silva (2004), deve-se inserir RASs de modo a impactar direta ou indiretamente nos índices de qualidade e confiabilidade da energia elétrica.

Suponha que o RAS seja instalado na barra i da rede e que existam: número de clientes instalados a jusante da barra i (N_{qi}) com taxa de faltas permanentes igual a λ_{qi} e temporárias igual a γ_{qi} .

O FEC, conforme PRODIST, pode ser definido como sendo o número de interrupções ocorrido, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

As faltas transitórias são as afetadas diretamente com a instalação dos RASs, assim, para o índice de confiabilidade do sistema e cálculo da taxa de falha do sistema, apenas é considerado a média de interrupções (FEC) por aglomerado de consumidores, apresentando, conforme SILVA:

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^k ca_j}{CC} \quad (8)$$

onde:

ca_j : número de unidades consumidoras interrompidas em um evento j , no período de apuração;

j : índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;

k : número máximo de eventos no período considerado;

CC : número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

Os RASs devem ser instalados em locais onde as taxas de falhas temporárias sejam maiores, pois são exatamente esses tipos de falhas que serão minimizadas pela substituição de chaves fusíveis por religadores simplificados:

$$ICR_i = \frac{\gamma_{qi} \cdot N_{qi}}{N_T} \quad (9)$$

onde:

ICR_i : índice de ocorrências de faltas na barra i .

γ_{qi} : taxas de falhas temporárias na barra i ;

N_{qi} : número de consumidores a jusante da barra i ;

N_T : número total de consumidores no alimentador.

Assim, a parcela f_p da FO propõe a maximização da soma dos índices de ocorrências de falta:

$$f_p = \frac{\sum_{i=1}^{nRAS} ICR_i}{\sum_{i=1}^{nRAS} ICR_{i,max}} \quad (10)$$

onde:

$ICR_{i,max}$: corresponde ao maior valor obtido, a partir da equação (9), calculado como se todas as barras candidatas à alocação tivessem a maior taxa de falha fornecida pelos dados históricos, a fim de normalizar a função f_p .

3.1.3 Função Multas (f_m)

O valor de ressarcimento devido às falhas por duração para cada ponto de conexão i (C_{TDFi}), conforme PRODIST (ANEEL, 2018) é:

$$C_{TDFi} = ValorDIC_i + ValorDMIC_i + ValorDICRIC_i \quad (11)$$

cujo cálculo utiliza os seguintes conceitos: $DICv_i$ (duração de interrupção por ponto de conexão i para intervalo de um ano); $DMICv_i$ (duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão i) e $DICRICv_i$ (duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão i).

O período de apuração considerado é anual, visto que os indicadores globais que a ANEEL publica, para cada distribuidora, mantêm este padrão.

Já o valor de ressarcimento devido a falhas por frequência para cada ponto de conexão i é:

$$ValorFIC_i = \left(\frac{FICv_i}{FICp_i} - 1 \right) DICp_i \cdot \frac{EUSDmédio}{730} \cdot ke_i \quad (12)$$

onde:

$FICv_i$: frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão i , conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções.

$FICp_i$: limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão i , expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções.

Assim, o valor ressarcimento por falhas para cada ponto de conexão i é:

$$Ressarcimento_i = C_{TDF,i} + ValorFIC_i \quad (13)$$

Supondo que a taxa de falhas temporárias para cada ponto de conexão seja igual a γ_{qi} (%), pode-se propor que ao se poupar o desligamento em cada ponto de conexão i , devido à instalação de RAS _{i} , está sendo economizado um valor, nomeado como benefício pela instalação de RASs:

$$Beneficio_i = \gamma_{qi} \cdot \left(\frac{Ressarcimento_i}{100} \right) \quad (14)$$

Assim, o benefício total obtido pela instalação de cada RAS é:

$$f_m = \frac{\sum_{i=1}^{nRASs} Beneficio_i}{\sum_{i=1}^{nRASs} Beneficio_{i_{max}}}. \quad (15)$$

onde:

$Beneficio_{i_{max}}$: corresponde ao maior valor obtido, dentre os elementos calculados a partir da equação (14), como se todas as barras candidatas à alocação assumissem os piores valores interrupções e duração dos eventos, a fim de normalizar a função f_m .

3.1.4 Função Retorno de Investimento (f_r)

Para se analisar a taxa de retorno de investimento devido a instalação dos RASs, levando em consideração as parcelas da função multiobjetivo, foi utilizado o método *payback* simples.

Primeiramente define-se que o período de recuperação do investimento (PRI), onde na literatura é designado como *payback*, é o intervalo compreendido entre o investimento inicial e o momento no qual o lucro líquido acumulado, se iguala ao valor do investimento (RUTES, 2017).

O período de observação normalmente computado para processos comerciais é de cinco anos. A simulação efetuada, considerou a condição de retorno financeiro com o máximo de cinco anos, ou seja, a função objetivo minimizará o *payback* até que este atenda ao limite máximo. Contudo, quando o modelo é selecionado em modo autônomo, este intervalo é modificado conforme o planejador desejar.

Assim o investimento (custo de instalação, manutenção e operação), computado na função f_c e os benefícios relativos s funções f_p e f_m , pode-se escrever a equação (16), para obter a função f_r :

$$f_r = Payback = \frac{f_c}{f_p + f_m} \quad (16)$$

3.2 Modelagem dos Algoritmos Genéticos (AG)

A melhor solução para um determinado problema pode ser obtida através dos mais diversos métodos de otimização (OLIVEIRA, 2015). E, dentre eles, cita-se a técnica dos AG, que fornece um mecanismo de busca adaptativa que se baseia no princípio de privilegiar seleção de indivíduos mais aptos com maior longevidade e, portanto, com maior probabilidade de reprodução. Tais códigos genéticos constituem a identidade de cada indivíduo e estão representados nos cromossomas (PACHECO, 1999).

Neste trabalho, com base no que foi exposto e a familiaridade dos autores com a técnica, optou-se pelo uso do AG. No entanto, salienta-se que qualquer outra técnica poderia ser utilizada, pois o diferencial do trabalho é quanto à formulação do problema e não quanto a melhor técnica.

3.3 Codificação do Indivíduo

Para cada equipamento de proteção instalado, é atribuído uma forma de identificação para que a codificação interpretada. Então, cada chave em derivação foi identificada com o número da barra que está protegendo, assim o nome da barra é Bxx, sendo que “xx” designa o número desta.

Todas as barras de uma rede podem ser passíveis de receber a alocação dos religadores com algumas restrições iniciais e computadas no processo de aptidão, tais como:

- ✓ Alocar RAS apenas em barra que tiver chave fusível instalada;
- ✓ Não alocar RAS no tronco alimentador;
- ✓ Não admitir alocação em série.

Os indivíduos são codificados em sequência binária, formando um cromossomo único para que o AG possa efetuar a compilação. A codificação implementada, possibilita que o planejador possa alocar $nRASs$ para uma população conhecida de barras com chaves fusíveis do sistema. Assim, o número de *bits* de cada indivíduo é determinado conforme o número máximo de religadores a serem alocados.

Por exemplo, considere que o planejador deseja alocar dois equipamentos em um sistema que possui um conjunto de b chaves fusíveis (barras candidatas à alocação), a quantidade de *bits* por indivíduo necessária é igual a u , devendo ser $2^u \geq b$. Portanto, a quantidade de *bits*(u) necessário para este exemplo, é igual a quantidade de *bits* para construir o código de cada indivíduo.

Assim, supondo que haja 31 barras candidatas e dois RASs para alocação, a quantidade de *bits* por indivíduo deve ser igual a cinco, pois $2^5 \geq 31$. A Figura (1) apresenta o código genético total do cromossomo com 10 *bits*.

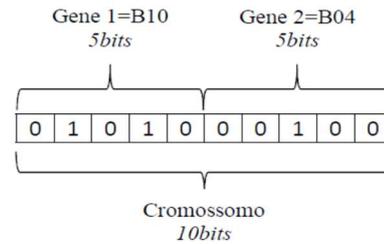


Fig. 1: Codificação do Cromossomo

Na Figura (1), do *bit* 1 ao 5 é representada a primeira barra candidata à alocação (que após decodificação decimal corresponde à décima posição da lista de barras candidatas com fusíveis instalados), já do *bit* 6 ao 10, é representada a segunda barra candidata à alocação (que após decodificação decimal corresponde à quarta posição da lista de barras candidatas com fusíveis instalados). O cromossomo decodificado, busca os dados registrados nas barras do sistema e calcula o *fitness* que corresponde à equação (1).

Na condição em que o planejador optar por deixar o sistema em modo autônomo, para que efetue as alocações necessárias de RASs, $nRASs$ passa a ser o próprio conjunto de barras candidatas do sistema. Nesse caso, genes com código genético

igual a zero, significa que não há alocação de equipamentos na posição a que se refere o gene.

A Figura (2) apresenta o fluxograma do algoritmo para a alocação dos RASs. O algoritmo busca uma solução indicando a melhor localização para instalação dos religadores simplificados.

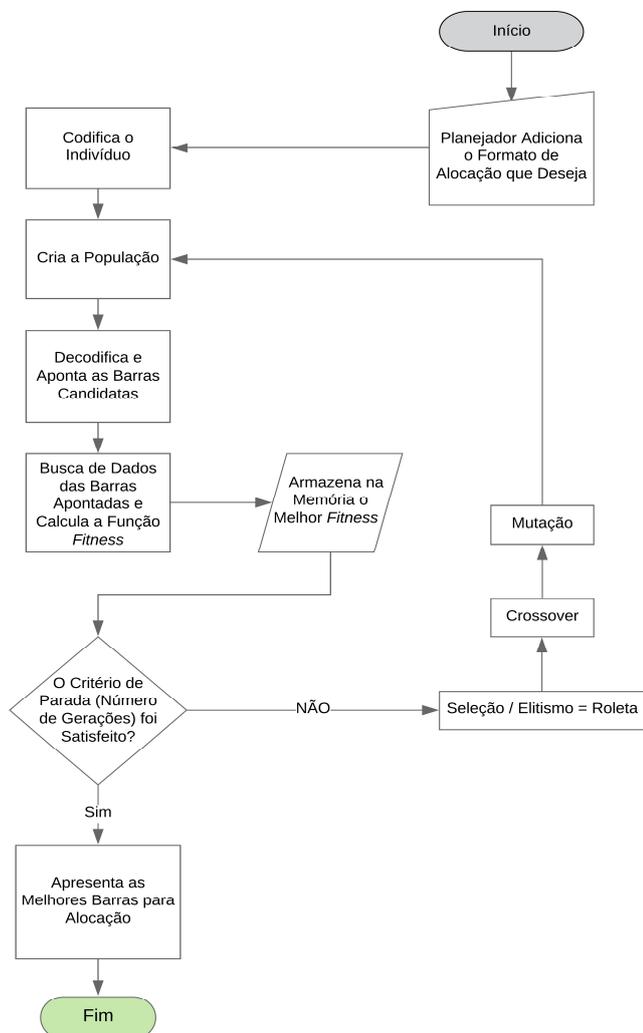


Fig. 2: Fluxograma do Modelo Proposto

Os parâmetros usados para os operadores genéticos na metodologia desenvolvida estão apresentados na Tabela (1).

Tabela 1. Parâmetros Computacionais

Características	Parâmetro	Configurado
Indivíduo	Codificação	Binária
	Número de bits	$nbits_{local}$
População	Tamanho	10 indivíduos
	Inicial	Aleatória
Seleção	Elitismo	2 indivíduos
	Método	Roleta
Cruzamento	Tipo	Disperso
	Taxa	60%
Mutaçao	Tipo	Uniforme
	Taxa	5%
Parada	Critério	100 gerações

4. RESULTADOS

A formulação é testada, utilizando o sistema do *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) de 123 barras (Figura 3), onde em 31 delas foi proposta a existência de chaves fusíveis.

A Tabela (2) apresenta as constantes utilizadas para se calcular o FO , e tomam por base dados fornecidos por uma distribuidora, os quais representam valores médios de mercado. Os índices (w_c , w_p , w_m , w_r) foram considerados unitários.

Tabela 2. Custos utilizados na simulação

C_{eq} (R\$)	US (R\$)	C_{Dest} (R\$/km)	N_{op}	C_{fuse} (R\$)	EUSDmédio (R\$)
7000	224	8,5	70	10	60

Para o $EUSDmédio$ – encargos de distribuição, é considerado 30% do valor de uma fatura de energia elétrica, para um consumidor rural, com média de R\$ 200,00. Este valor, para cada barra, é multiplicado pela quantidade de consumidores.

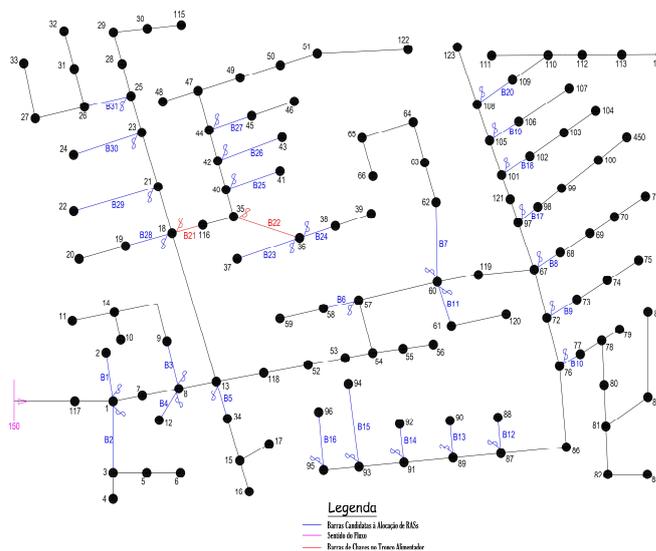


Fig. 3: Modelo IEEE 123 barras - Modificado pelo Autor.

O custo de deslocamento (C_{Dest}) inclui uma equipe com 2 pessoas, custo de combustível, tempo de serviço, tempo de deslocamento em serviço. Assim, dependendo da localização dos RAS alocados no sistema, calcula-se um somatório de deslocamentos de acordo com as distâncias das barras à base de operações da distribuidora. Já a unidade de serviço, contempla apenas o custo do tempo de serviço, para a instalação do equipamento no local.

As barras com chaves fusíveis, as taxas de falha, número de consumidores por barra e os indicadores individuais por ponto de conexão utilizados estão apresentados na Tabela (3).

Para esse sistema, foram realizadas simulações, onde o valor de RASs permitido é igual a 10 (Caso 1), além do modo máximo de investimento (Caso 2) e autônomo (Caso 3). A quantidade de barras candidatas, que são as que contêm chaves

fusíveis é igual a 31. A Tabela 4 apresenta os valores dos critérios de otimização, economia e barras alocadas com RASs, para cada simulação. O valor de economia, foi calculado com base na seguinte equação:

$$economia = \sum_i^{nRASs} Comp_i + CM_i \quad (17)$$

onde:

$Comp_i$ computa as compensações (multas) repassadas aos consumidores na barra i (R\$).

Já o *payback* é:

$$payback = \frac{\sum_i^{nRASs} [CI_i + CM_i + CO_i]}{economia} \quad (18)$$

sendo:

CI_i, CM_i, CO_i os custos de instalação, manutenção e operação do RAS na barra i .

Tabela 3. Dados do histórico utilizados para a simulação

Barra	Y_{qi}	N_{qi}	N_r	$dicv_i$	$dicip_i$	$dmicv_i$	$dmicp_i$	$dicriv_i$	$dicrip_i$
1	1,66	6	279	35,1	5	10,53	6	10,21	9
2	0,45	11		30,76	5	24,65	6	24,65	9
3	0,12	16		31,45	5	25,44	6	25,44	9
4	1	3		27,5	5	15,65	6	10,63	9
5	0,8	10		18,72	5	9,85	6	9,85	9
6	2	5		10,56	5	7,84	6	5,54	9
7	0,15	13		11,56	5	6,87	6	6,65	9
8	1	9		36,6	5	11,35	6	8,84	9
9	1	5		55,1	5	26,56	6	8,89	9
10	0,22	27		45,65	5	32,36	6	32,36	9
11	1,57	7		48,8	5	23,06	6	23,06	9
12	0,8	5		35,4	5	17,96	6	17,96	9
13	0,57	7		36,01	5	19,54	6	16,89	9
14	1	6		37,8	5	31,14	6	25,65	9
15	0,9	10		38,9	5	15,10	6	15,10	9
16	0,33	9		36,8	5	16,28	6	16,5	9
17	3	5		12,64	5	11,78	6	11,78	9
18	1,5	4		43,54	5	34,69	6	22,69	9
19	3,14	7		25,7	5	24,6	6	24,6	9
20	0,36	19		26,1	5	22,3	6	14,61	9
21	0,21	28		30,8	5	16,89	6	16,89	9
22	0,55	9		37,65	5	28,64	6	13,25	9
23	1,33	6		8,15	5	5,61	6	0	9
24	4,33	3		43,15	5	37,95	6	10,56	9
25	3	2		38,9	5	29,56	6	26,12	9
26	8	1		15,6	5	11,98	6	0	9
27	1,71	7		32,1	5	23,1	6	3,32	9
28	0,6	10		6,52	5	2,31	6	1,15	9
29	0,66	12		36,4	5	28,94	6	28,94	9
30	2,66	3		56,89	5	40,78	6	6,58	9
31	0,28	14		78,14	5	45,65	6	10,56	9

Na Tabela (4), observa-se que quanto mais se investe, mais rápido é o retorno de investimento, sendo que a estratégia a ser escolhida depende de diretriz orçamentária da empresa.

Tabela 4. Resultado da Simulação IEEE 123 barras

Modelo	Nº de RASs Alocados	FO	Funções Parciais	Economia Anual (R\$)	Barras Alocadas	Payback (Anos)
RASs Estoque	10	5,201	fc=9,824 fp=8,121 fm=5,148 fr=8,645	7.200,66	11-17- 18-19- 24-26- 27-29- 30-31	3,68
Máximo de Investimento (R\$) 100.000,00	14	10,456	fc=12,762 fp=9,121 fm=6,589 fr=13,404	9897,40	1-9-11- 14-17- 18-19- 24-25- 26-27- 29-30- 31	4,07
Autônomo	17	17,97	fc=15,712 fp=10,387 fm=6,884 fr=19,533	15.111,23	1-2-9- 10-11- 14-17- 18-19- 20-24- 25-26- 27-29- 30-31	2,95

O maior tempo verificado para o teste no sistema 123 barras com 31 barras candidatas é no modo autônomo: 165,257 segundos. Já o tempo verificado na compilação com um sistema maior, aplicado em alimentador real de concessionária com 182 barras e com 93 barras candidatas à alocação, o tempo foi de 183,642 segundos. Considerando essas informações e a perspectiva de que não existam alimentadores reais com a quantidade de barras candidatas muito superior às simuladas e, cada rodada de simulação é executada separadamente para cada alimentador, o algoritmo não demanda recursos tecnológicos aprimorados, contudo, os custos computacionais são insignificantes.

A partir da manipulação dos fatores de ponderação da função objetivo, obtiveram-se as Figuras (4) e (5).

A Figura (4) apresenta a quantidade de alocações que o algoritmo efetuou para o quantitativo de 30 simulações em sequência. Quanto maior o círculo no gráfico de dispersão, maior a quantidade de vezes que houve a instalação de RAS na respectiva barra candidata. Assim, mantiveram-se todos os índices de ponderação unitários, sendo que a interpretação na leitura do gráfico é de que o algoritmo persiste na alocação de RASs em barras candidatas prezando o menor tempo de retorno, taxa de falhas elevadas e maior economia.

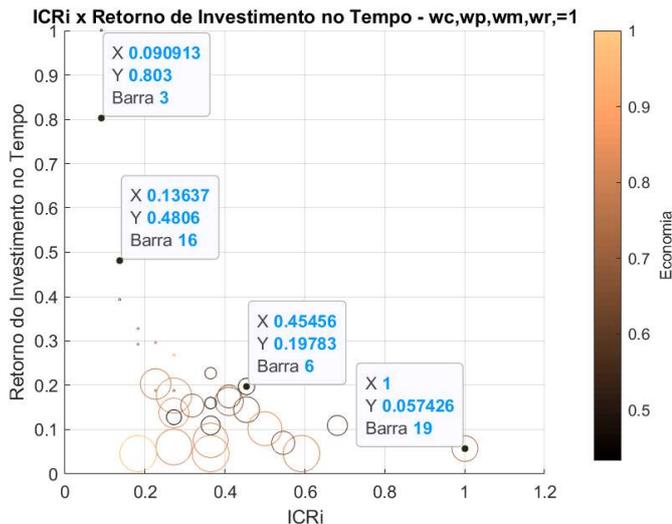


Fig. 4: Cenário com a Inserção da Função Multas

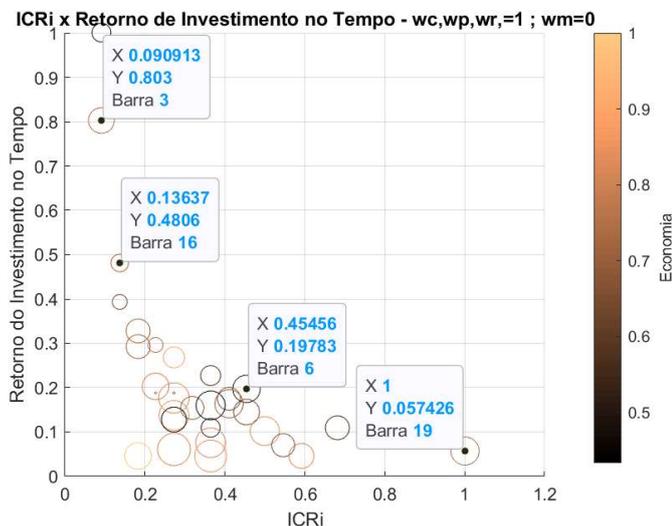


Fig. 5: Cenário sem a Inserção da Função Multas

Na Figura (5), tem-se a anulação do índice de ponderação w_m , mantendo-se os outros unitários. Assim, a persistência do algoritmo altera-se no sentido de não apontar para a maior economia, mas apenas tendendo ao retorno de investimento e índices de falhas. Conclui-se que a função multas (benefício) incluída na formulação, apresenta uma solução versátil e aprimorada em relação aos outros trabalhos que não a utilizaram.

5. CONCLUSÕES

Este trabalho propôs uma formulação matemática para alocação ótima de religadores automáticos simplificados (RASs) em redes de distribuição via aplicação de Inteligência Artificial. Para o sistema IEEE simulado, percebe-se que uma conveniente instalação ótima de RASs implica em economia para a empresa distribuidora de energia, principalmente levando em consideração a diminuição das multas e do deslocamento de equipes para reparos.

Para as três estratégias de alocação propostas: indicação de número máximo de RASs a serem instalados, ou valor máximo

em reais que se deseja investir ou deixando o programa escolher a melhor estratégia (autônomo), houve economia e obtenção de *paybacks* atrativos, que são tão mais atrativos quanto mais se investe.

A formulação proposta por esse trabalho pode ser aplicada a diversos arranjos utilizados por distribuidoras a fim de propiciar adequado gerenciamento da alocação de RASs de forma a aplicar adequadamente os recursos.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro do CNPq.

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2014). Procedimento de Fiscalização da Apuração dos Indicadores da Qualidade do Serviço.
- ANEEL (2015) – PRODIST: Módulo 8 (QEE).
- ANEEL (2018). Indicadores Coletivos de Continuidade no Brasil.
- ANEEL (2018). Compensação de Continuidade. http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Compensacao_de_Continuidade_Conformidade_v2/pesquisaGeral.cfm.
- Campitelli, E. M. (2007). Análises e Estudos para Alocação e Ajustes de Dispositivos de Proteção em Redes de Média Tensão de Energia Elétrica com GD. Dissertação submetida à Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira.
- Edison, T. (1890). Fuse Block. Patente n°438,305. Washington, Outubro de 1890. Disponível em: <<http://edison.rutgers.edu/patents/00438305.PDF>>.
- Elmitwally, A., Gouda, E., Eladawy, S. (2016). Restoring recloser-fuse coordination by optimal fault current limiters planning in DG-integrated distribution systems. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol.77, pp.9-18.
- Esmaceli, A., Esmaceli, S., Hojabri, H. (2016). Short-circuit level control through a multi objective feeder reconfiguration using fault current limiters in the presence of distributed generations. IET Generation, Transmission & Distribution, Volume: 10, Issue: 14, 11 4.
- Kondo, D.V., Almeida, C.F.M., Kagan, H., Cunha, A.P., Gouvea, M.R., Felber, L.A., Braga, M.F., Nascimento, J.A.O. A methodology for reclosers allocation in distribution networks. IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT LA 2013.
- Pacheco, M. A. C. (1999). Algoritmos Genéticos: Princípios e Aplicações. ICA: Laboratório de Inteligência Computacional Aplicada Dep. de Eng. Elétrica PUC-RJ.
- Rutes, M. (2017). Metodologia para a Redução dos Índices de Continuidade nas Redes de Distribuição Rurais de Energia Elétrica. Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia, Área de Concentração Sistemas Energéticos Convencionais e Alternativos, do LACTEC.
- Silva, L.G.W., Pereira, R.A.F., Mantovani, J.R.S. Optimized allocation of sectionalizing switches and control and protection devices for reliability indices improvement in distribution systems. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America 2004, Pages 51-56.