

Algoritmo de Evolução Diferencial Discreta Aplicado à Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Cidiney José da Silva

Mestrado

Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Minas Gerais

Outubro de 2011

Belo Horizonte

Minas Gerais

Resumo

As Redes de Distribuição de Energia Elétrica (RDEE) são estruturas do Sistema Elétrico responsáveis por suprir os consumidores finais. Essas redes têm eventualmente a topologia reconfigurada devido a fatores como contingência, evolução das curvas de carga nos clientes ou por motivos de planejamento e expansão. Ao se reconfigurar uma RDEE procura-se modificar a topologia atual da rede para que determinadas figuras de mérito sejam otimizadas. A reconfiguração deve respeitar os limites físicos, que são a máxima variação de tensão nas barras e máxima corrente nos condutores; deve manter também a topologia radial. Dada a explosão combinatória no número de soluções candidatas para esse problema, os algoritmos evolucionários são a ferramenta ideal para a busca dessas soluções. Neste trabalho está proposto um algoritmo de Evolução Diferencial Discreta para a resolução do problema de reconfiguração de redes em árvore, considerando-se as figuras de mérito de custos monetários, custos devidos a falhas e de número de manobras a serem efetuadas na reconfiguração da rede. A metodologia proposta tem seu desempenho verificado em instâncias de problemas envolvendo redes com 21 e 100 barras. Essas instâncias são a reconfiguração devido a contingência, reconfiguração devido a evolução do perfil de cargas na rede e reconfiguração devido a expansão da rede. Os resultados obtidos mostraram o desempenho satisfatório da metodologia.

Abstract

Power Distribution Networks (PDN) compose the Power System infrastructure responsible for delivering power to the final consumers. Occasionally, these networks have to be modified due to various factors such as contingency, load curve evolution or due to system planning and expansion. When reconfiguring the PDN, the current topology is modified in order to optimize some cost functions. The reconfiguration must not violate physical limits, which are the maximum voltage variation at the buses and the maximum current over the conductors; also, it has to maintain the radial topology. Given the combinatorial explosion of the number of candidate solutions for this problem, evolutionary algorithms are a suitable method for solving this searching problem. This work proposes a Discrete Differential Evolution algorithm for the solution of reconfiguration problems involving tree networks, and considering the following cost functions: monetary costs, costs due to faults, and switching costs. The proposed methodology is applied to problem instances involving networks with 21 and 100 buses. Each instance is analyzed considering reconfiguration due to contingency, reconfiguration due to load curve evolution profile, and reconfiguration due to network expansion. The results obtained show the satisfactory performance of the proposed methodology for network reconfiguration.

Sumário

Resumo	ii
Abstract	iii
Lista de Tabelas	vii
Lista of Figuras	ix
1 Introdução	1
1.1 Geração	1
1.2 Transmissão	2
1.3 Distribuição	4
1.4 Interesses da reconfiguração	6
2 Conceitos fundamentais	8
2.1 Grafos	8
2.1.1 Árvores	10
2.2 Representação de árvores	12
2.2.1 Matriz de Adjacências	13

2.2.2	Representação Nó-Profundidade	14
2.2.3	Vetor Característico	15
2.3	Otimização multiobjetivo	16
2.4	Formulação do problema de otimização a ser abordado	18
2.4.1	Funções objetivo	19
2.4.2	Restrições	21
3	Evolução Diferencial	23
3.1	Geração de população inicial	24
3.2	Mutação diferencial	24
3.3	Cruzamento	25
3.4	Evolução diferencial discreta	30
4	Metodologia	32
4.1	Análise da codificação por Matriz de Adjacências	36
4.2	Análise da codificação Nó-Profundidade	37
4.3	Análise da codificação Vetor Característico	38
4.4	Convergência da distribuição de diferenças da população	40
4.5	Conclusão	41
5	Simulações computacionais	43
5.1	Bases de dados utilizadas	44
5.1.1	Sistema de 21 barras	45
5.1.2	Sistema de 100 barras	47
5.2	Falta na linha entre as barras 7 e 9 no sistema de 21 barras	49

5.3	Mudança do perfil de cargas nas barras 3, 5 e 6 no sistema de 21 barras	52
5.4	Expansão do sistema de 21 barras	54
5.5	Falta na linha entre as barras 72 e 81 no sistema de 100 barras	57
5.6	Mudança do perfil de cargas e expansão no sistema de 100 barras . .	58
5.7	Conclusão	58
6	Conclusão	62
	Bibliografia	65
A	Trabalhos publicados durante o mestrado	71
B	Parâmetros dos cabos	73
C	Sistema de 21 barras	75
D	Sistema de 100 barras	80

Lista de Tabelas

1.1	Produção de energia por fonte no mundo em 2008 [1]	2
1.2	Oferta interna de energia elétrica por fonte no Brasil em 2010 [1] . . .	3
5.1	Conjunto Pareto estimado para Reconfiguração do sistema de 21 barras - falha entre as barras 7 e 9	49
5.2	Chaves manobradas - Sistema de 21 barras com contingência entre as barras 7 e 9	51
5.3	Conjunto Pareto estimado para Reconfiguração do sistema de 21 barras - triplicação das cargas nos nós 3, 5 e 6	52
5.4	Conjunto Pareto estimado para Reconfiguração do sistema de 21 barras - Expansão do sistema	55
5.5	Conjunto Pareto estimado para Reconfiguração do sistema de 100 bar- ras - falha entre as barras 72 e 81	57
5.6	Chaves manobradas - Sistema de 100 barras com contingência entre as barras 72 e 81	58
5.7	Conjunto Pareto estimado para Reconfiguração do sistema de 100 bar- ras - triplicação das cargas nos nós 72, 81, 90, 91, 92 e 93	59

5.8	Chaves manobradas - Sistema de 100 barras com mudança do perfil de cargas	60
5.9	Conjunto Pareto estimado para Reconfiguração do sistema de 100 barras - Expansão do sistema	61
B.1	Parâmetros de vários tipos de cabos	74
C.1	Chaves NA	75
C.2	Chaves NF	76
C.3	Linhas não seccionadas	76
C.4	Linhas seccionadas	77
C.5	Barras	78
C.6	Parâmetros do sistema de 21 barras	79
D.1	Chaves NA	80
D.2	Chaves NF	81
D.3	Linhas não seccionadas	82
D.4	Linhas seccionadas	85
D.5	Barras	87
D.6	Parâmetros do sistema de 100 barras	92

Lista de Figuras

1.1	Redes de transmissão brasileiras - Período de previsão até 2013 [27]	4
1.2	Esquema do sistema de distribuição de energia elétrica	6
2.1	Exemplo de grafo completo.	9
2.2	Codificação de Matriz de Adjacências.	14
2.3	Codificação por Representação Nó-Profundidade.	15
2.4	Codificação Vetor Característico	15
3.1	Representação de soluções candidatas em um espaço \mathbb{R}^2	25
3.2	Possibilidades de soluções de teste u_t a partir da recombinação discreta.	26
3.3	Evolução dos vetores de perturbação observados em uma execução do Algoritmo 2 com a função da Equação 3.4.	29
4.1	Duas árvores diferentes induzidas sobre o mesmo conjunto de vértices.	32
4.2	Exemplo da mutação diferencial discreta.	39
4.3	Ciclo e aresta a ser removida do ciclo (em pontilhado).	39
4.4	Solução de teste obtida ao final da aplicação da Equação 4.2.	40
4.5	Média na população do número de arestas nas listas \mathcal{L} por geração.	41

4.6	Histogramas de aparecimento das chaves utilizadas nas arestas que compõem as listas de dissimilaridades ao longo das gerações do algoritmo. Esse gráfico é análogo ao da Figura 3.3.	42
5.1	Rede base do sistema de 21 barras.	45
5.2	Chaves NA no sistema de 21 barras.	46
5.3	Chaves NF no sistema de 21 barras.	46
5.4	Rede base do sistema de 100 barras.	47
5.5	Chaves NA no sistema de 100 barras.	48
5.6	Chaves NF no sistema de 100 barras.	48
5.7	Reconfiguração REC5 - Contingência entre as barras 7 e 9	51
5.8	Tensões nas barras do sistema com as cargas das barras 3, 5 e 6 triplicadas	53
5.9	Ângulos das tensões nas barras do sistema com as cargas das barras 3, 5 e 6 triplicadas	54
5.10	Tensões nas barras do sistema de 21 barras expandido.	56
5.11	Ângulos das tensões nas barras do sistema de 21 barras expandido.	56

Capítulo 1

Introdução

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) compreendem os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Esses sistemas são constituídos para fornecer energia elétrica a diferentes tipos de consumidores. Por isso, devem ser robustos para atender as particularidades dos mesmos, satisfazendo diversos critérios de qualidade que são estabelecidos por órgãos competentes.

1.1 Geração

Os sistemas de geração são responsáveis por produzir toda a potência demandada pelos consumidores finais e equipamentos que compõem o SEP. São sistemas de conversão eletromecânica (e em alguns casos, fotoelétrica) da energia. Atualmente, devido à maior atenção dada aos impactos da atividade de geração de energia sobre o meio ambiente, buscam-se fontes de energia que sejam ao mesmo tempo sustentáveis e ambientalmente amigáveis. As principais fontes utilizadas na geração de energia elétrica no mundo são o carvão mineral, o gás natural, o potencial hidráulico e a

energia termonuclear [1] (v. Tabela 1.1).

Tabela 1.1: Produção de energia por fonte no mundo em 2008 [1]

Tipo de fonte	Participação (%)
Petróleo	5,5
Gás natural	21,3
Hidráulica	15,9
Carvão mineral	41,0
Nuclear	13,5
Outros	2,8

Evidentemente, cada uma dessas fontes pode ser utilizada em proporções diferentes em cada região do mundo. No Brasil, o perfil das principais fontes para geração de energia elétrica está retratado na Tabela 1.2.

Observa-se que as plantas de geração no Brasil são predominantemente hidroelétricas. Essa é uma vantagem estratégica para o país, pois possui extensas bacias hidrográficas, o que representa uma fonte de custo relativamente baixo e de grande abundância.

1.2 Transmissão

A transmissão é composta pela camada que leva a energia gerada através de linhas de alta tensão, com tensões em valores típicos acima de 345 kV [16]. A alta tensão é uma solução tecnológica para a transmissão de potência a grandes distâncias, já

Tabela 1.2: Oferta interna de energia elétrica por fonte no Brasil em 2010 [1]

Tipo de fonte	Participação (%)
Hidráulica	74,0
Biomassa	4,7
Derivados de petróleo	3,6
Gás Natural	6,8
Nuclear	2,7
Carvão e derivados	1,3
Eólica	0,4
Importação	6,5

que elas implicam em uma menor corrente circulando nas linhas e portanto menores perdas resistivas. Dentro do escopo da transmissão estão as redes de subtransmissão, que operam entre 69 kV e 230 kV [19, 4]. Existem clientes que estão ligados diretamente às redes de subtransmissão, os quais são tipicamente clientes industriais. Uma representação da malha de transmissão brasileira pode ser observada na Figura 1.1. A partir dela, nota-se que a maioria absoluta das linhas do sistema de transmissão no Brasil se encontra na região geoeconômica Centro-Sul [3] do país, devido à intensa urbanização dessa área onde, portanto, há maior consumo de energia elétrica. Algumas linhas têm dimensões continentais, como por exemplo as linhas que interligam o sistema Nordeste a Brasília. Nesse caso, os níveis de tensão devem ser muito elevados, acima dos 345 kV.

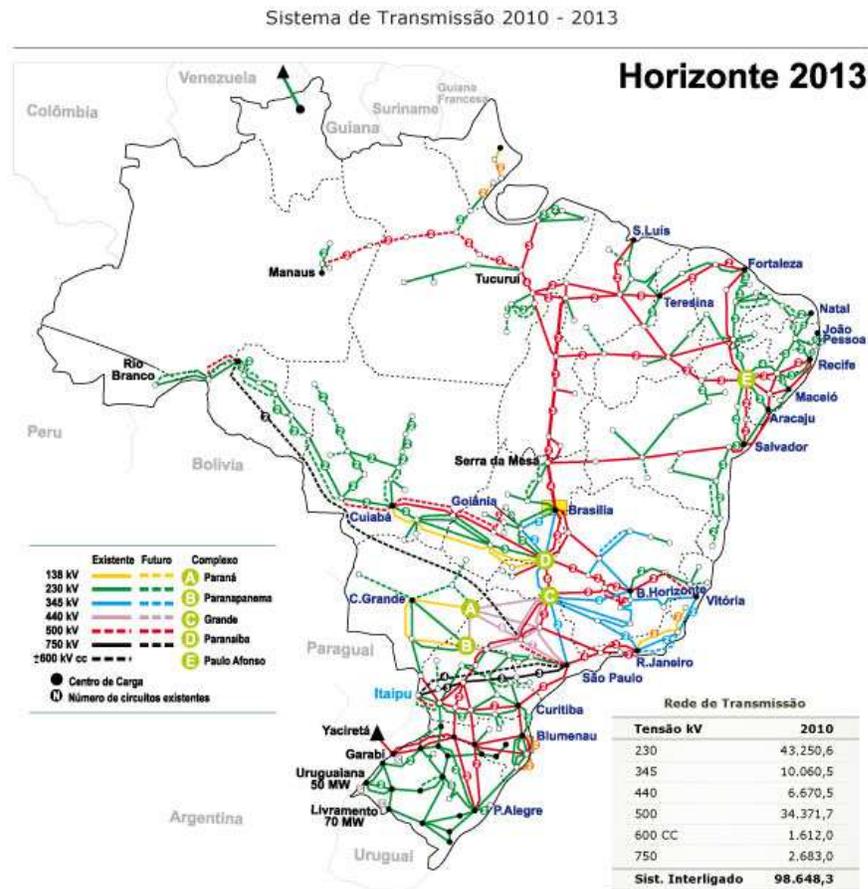


Figura 1.1: Redes de transmissão brasileiras - Período de previsão até 2013 [27]

1.3 Distribuição

As redes de distribuição (RD) atendem a uma grande gama de consumidores de energia elétrica. A rede básica é composta pelos transformadores alimentadores das subestações, pelas linhas de transmissão sob tensões entre 13,8 kV e 69 kV, por transformadores abaixadores que podem ser de propriedade das concessionárias ou do cliente, dependendo da carga, e pelos dispositivos de coordenação e proteção. Residências, comércios e indústrias de pequeno e médio porte são alimentadas pela saída dos transformadores abaixadores. Dentro do SEP, essas cargas são sujeitas a

faltas com maior frequência devido à sua extensão e infraestrutura envolvida: na maioria das vezes, os cabos são suspensos em postes, o que favorece a proximidade com árvores e edificações. Eventualmente, algumas linhas são interrompidas devido a acidentes ou intempéries.

O perfil das cargas ligadas à RD é bastante dinâmico também. Dependendo de fatores como o desenvolvimento ou declínio econômico de uma região, sazonalidade, ocorrência de eventos específicos, pode ser necessário modificar a topologia da rede para que a nova condição de carga seja atendida adequadamente.

Devido a essas características observadas, a topologia de ligação radial, ou em árvore, é apropriada para as redes de distribuição de energia. Essa topologia permite a colocação de seccionamentos em pontos estratégicos para que, em caso de alguma falta em algum ponto da rede, essa falta possa ser isolada. Além disso, permite o remanejamento das cargas entre alimentadores para equilibrar o seu carregamento.

A Figura 1.2 mostra a estrutura básica de uma rede de distribuição. Cada alimentador fornece potência para uma rede radial. Cada rede é composta por linhas sem seccionamento, linhas com chaves normalmente fechadas e linhas com chaves normalmente abertas. Essas chaves podem ser operadas remotamente ou manualmente, dependendo da tecnologia disponível. As ligações normalmente abertas (NA) podem ser acionadas em caso de interrupção do fornecimento de energia para uma sub-rede. As concessionárias de energia elétrica detêm todas as informações de localização desses componentes, informação de estado das chaves e carregamento das linhas [5, 15].

A manipulação dos estados dessas chaves constitui a matéria de estudo da reconfiguração. No caso de reconfiguração voltada à operação e planejamento da rede,

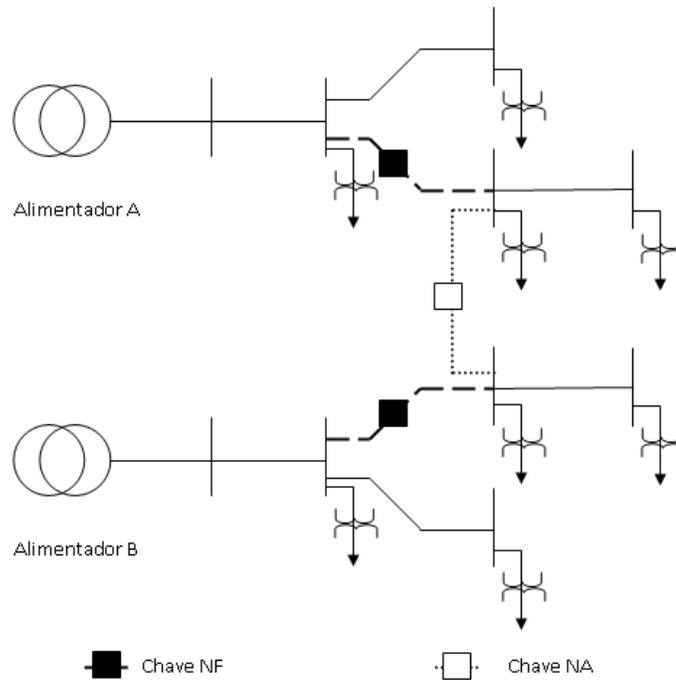


Figura 1.2: Esquema do sistema de distribuição de energia elétrica

conhecendo-se a evolução temporal das cargas atendidas pelo sistema, é possível reprogramar a topologia de melhor desempenho. No caso de reconfiguração devido a contingências, as chaves normalmente abertas deverão ser ativadas de forma a manter a radialidade da rede com o menor número de manobras possível.

1.4 Interesses da reconfiguração

A reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica consiste na modificação da topologia dessas redes com a finalidade de se melhorar o desempenho das mesmas atendendo a figuras de mérito propostas pelas concessionárias ou outros órgãos reguladores.

As RD são sistemas que estão permanentemente em mudança de estados. Essas mudanças são provocadas por diversos fatores, desde contingências, como falha em algumas ligações, até eventos normais como a evolução das curvas de carga em cada consumidor da região atendida pela RD. Outras alterações ocorrem por mudanças de características intrínsecas do sistema de distribuição como envelhecimento de equipamentos e materiais, substituição de componentes, modificação do perfil das cargas atendidas, mudança de parâmetros de tensão, proteção e coordenação [4]. Dessa forma, pode-se afirmar que eventualmente a rede operante não terá o comportamento da rede inicialmente projetada e portanto a topologia atual pode não ser a que favoreça critérios como confiabilidade, custos de manutenção e perdas resistivas.

Devido a esse cenário, faz-se necessário encontrar uma topologia nova para a rede de forma que ela opere em uma condição ótima. Esse interesse é especialmente importante na atualidade, quando se desenvolvem as chamadas Redes Inteligentes [40, 17] (as *Smart Grids*). Uma das definições possíveis de *Smart Grid* é o sistema elétrico de potência que, aliado a uma infraestrutura automatizada e sistemas de informação e controle em tempo real, pode operar de forma economicamente viável e com a maior eficiência e com maior robustez. Para isso, a topologia deve ser frequentemente revisada e novos chaveamentos devem ser realizados.

Capítulo 2

Conceitos fundamentais

2.1 Grafos

Grafos são abstrações matemáticas capazes de representar conexões entre pares de elementos de um conjunto S [33]. Seja um grafo $G(V, A)$ constituído por um conjunto V de vértices tais que os elementos de $V \in S$, e por um conjunto A de arestas que são as conexões entre os elementos de V .

A Figura 2.1 representa um grafo completo composto por um conjunto de quatro vértices $V = \{A, B, C, D\}$ e um conjunto de seis arestas $A = \{a, b, c, d, e, f\}$.

Um grafo é chamado completo se possui aresta entre qualquer par de vértices [14]. A matriz de adjacências é uma representação para grafos, definida a partir da Equação 2.1.

$$M_{i,j} = \begin{cases} 1, & \text{se existe aresta entre os vértices } i \text{ e } j, \text{ ou} \\ 0, & \text{c. c.} \end{cases} \quad (2.1)$$

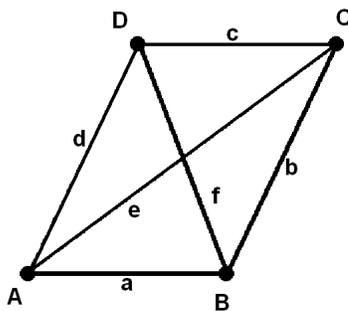


Figura 2.1: Exemplo de grafo completo.

A representação por matriz de adjacências é redundante, dado que, para grafos simples, $\exists M_{i,j} \Leftrightarrow \exists M_{j,i}$. Dessa forma, a quantidade m de arestas em um grafo completo com n vértices é dada pela Equação 2.2.

$$m = \frac{n \cdot (n - 1)}{2} \quad (2.2)$$

Os grafos são classificados de acordo com sua topologia [33]. Grafos direcionados são compostos por arestas que possuem informação de direção; neles $\exists M_{i,j} \not\Leftrightarrow \exists M_{j,i}$. Laço é uma aresta que inicia e termina no mesmo vértice; um grafo simples não contém laços ou arestas paralelas - arestas distintas incidindo sobre os mesmos vértices. Caminho em um grafo é o conjunto de arestas que liga dois vértices. Em um grafo conexo, qualquer par de vértices i e j possui um caminho. Grafos planares podem ser representados no plano sem arestas que se cruzem.

Os sistemas de distribuição de energia elétrica têm topologia em *árvore*, logo os grafos tratados nesse trabalho são planares, conexos, simples e acíclicos [9].

2.1.1 Árvores

Árvores são grafos que se caracterizam por não apresentarem ciclos estando todos vértices conectados. Essa característica leva à Definição 1 [9]:

Definição 1. *Um grafo $G(V, A)$ é considerado uma árvore T , se e somente se, G é um grafo conexo que não contém ciclos.*

Os seguintes Teoremas 1, 2 e 3 possibilitarão as análises adiante a serem feitas sobre grafos em árvore [9, 14]:

Teorema 1. *Em uma árvore T , existe um e apenas um caminho simples entre um par de vértices.*

Demonstração. Sendo T conexo, deve existir pelo menos um caminho entre um par de vértices i e j em T . Supondo existir mais de um caminho entre esses vértices, a união desses caminhos conteria um ciclo e portanto T não poderá ser uma árvore. \square

Teorema 2. *Em uma árvore com n vértices existem $n - 1$ arestas.*

Demonstração. A prova é feita por indução. É simples a verificação do teorema para os casos com $n = 1$, $n = 2$ e $n = 3$. Assume-se que ele continue verdadeiro para todas árvores com menos de n vértices.

Considere-se uma árvore T com n vértices. Seja e_k uma aresta em T ligando os vértices v_i e v_j . De acordo com o Teorema 1 não há outro caminho entre esses vértices exceto e_k . Portanto, retirando e_k de T desconectará o grafo em dois. Além disso, $T - e_k$ consiste em exatamente dois componentes t_1 e t_2 , e como não há ciclos, ambos componentes são árvores. As árvores t_1 e t_2 possuem menos que n vértices cada, sendo

as quantidades de vértices em t_1 e t_2 iguais a n_1 e n_2 , respectivamente, e $n_1 + n_2 = n$. Pela hipótese de indução, cada componente t_1 e t_2 possui $n_1 - 1$ e $n_2 - 1$ arestas, pelo que $T - e_k$ possui $(n_1 - 1) + (n_2 - 1) = n - 2$ arestas. Portanto, T possui exatamente $n - 1$ arestas.

□

A prova do próximo teorema (v. Teorema 3) será feita à luz da Definição 2 e do Lema 1.

Definição 2. *Seja T uma árvore com n vértices nomeados distintamente por $1, \dots, n$, $n \in \mathbb{N}$. Um número de Prüfer é uma sequência que codifica uma árvore, possui tamanho $n - 2$ e é composta por valores de 1 a n . Os algoritmos para construção de um número de Prüfer a partir de uma árvore e para construção de uma árvore a partir de um número de Prüfer estão descritos em [31].*

Lema 1. *Um número de Prüfer representa uma e apenas uma árvore. Essa mesma árvore pode ser representada somente pelo mesmo número de Prüfer.*

Teorema 3. *Em um grafo completo G_C , com n vértices e $m = \frac{n(n-1)}{2}$ arestas, existem n^{n-2} árvores que são subgrafos de G_C .*

Demonstração. Seja G_c um grafo completo contendo n vértices. A codificação por número de Prüfer de uma árvore $T \subset G_c$ com n vértices (chamada *spanning tree*) é uma sequência de $n - 2$ valores tomados independentemente entre 1 e n . A quantidade \mathcal{Q} de códigos de Prüfer possível de construir dessa forma é um arranjo de tamanho $n - 2$ com n valores com possibilidade de repetição, o que implica que essa quantidade é

$$Q = n^{(n-2)}$$

De acordo com o Lema 1, essa será a mesma quantidade de árvores possíveis de serem induzidas sobre n vértices de G_c .

□

Os Teoremas 1 e 2 embasam testes que podem ser realizados para se verificar se um determinado grafo corresponde a uma árvore. Outra conclusão é de que em qualquer árvore, caso seja posta uma aresta adicional, estabelece-se um ciclo, o que descaracteriza a árvore.

O Teorema 3, também chamado Teorema de Cayley, é necessário para se determinar o número de configurações de árvores possível de se induzir sobre um grafo completo em um problema sem restrições. A quantidade máxima de árvores possível de se encontrar com n vértices cresce exponencialmente. Em um problema de otimização irrestrita de árvores, isso significa que o espaço de busca de topologias inviabiliza a busca por força bruta (i.e., busca exaustiva) e que a quantidade de mínimos locais ou mesmo de infactibilidades tende a aumentar muito com n . Por isso, a utilização de heurísticas na busca de topologias ótimas de grafos tem sido amplamente estudada e este trabalho procura contribuir com a utilização da Evolução Diferencial Discreta.

2.2 Representação de árvores

Diversas estruturas de dados são utilizadas para representar árvores. Cada representação implica em características de complexidade/consumo em memória, ordenamento do espaço codificado e na estrutura de vizinhança do problema [6]. Serão

apresentadas a seguir três exemplares de codificações possíveis de grafos. Outras codificações possíveis são encontradas na literatura [13, 6, 31].

2.2.1 Matriz de Adjacências

A matriz de adjacências é a representação mais intuitiva de um grafo. Consiste na matriz $M_{i,j}$ que registra a existência de uma aresta entre dois vértices i e j através de um valor binário (v. Equação 2.3):

$$M_{i,j} = \begin{cases} 1, & \text{se existe aresta entre } i \text{ e } j, \text{ ou} \\ 0, & \text{se não existir aresta entre } i \text{ e } j \end{cases} \quad (2.3)$$

Para grafos que representam não somente a existência de ligações entre pares de vértices, mas um peso associado a essas ligações, a Equação 2.3 pode ser redefinida por um valor adequado de ponderação (v. Equação 2.4).

$$M_{i,j} = \gamma, \gamma \in \mathbb{C} \quad (2.4)$$

A matriz de adjacências tem complexidade de memória da ordem de $\Theta(n^2)$ sobre a quantidade de vértices presentes no grafo.

Especificamente para árvores, a matriz de adjacências tem característica esparsa. Se se considera como um grafo não direcionado, e a partir do Teorema 2, existirão apenas $2 \cdot (n - 1)$ entradas não nulas na matriz, o que leva a uma eficiência de uso de memória dada pela Equação 2.5.

$$\eta = \frac{2 \cdot (n - 1)}{n^2} \quad (2.5)$$

Para $n \rightarrow \infty$, essa eficiência tende a zero, o que representa uma baixa eficiência de uso em memória. Uma forma de contornar esse inconveniente é a utilização de *matrizes esparsas*. Essas matrizes contém apenas os pares de índices i e j entre os quais exista aresta, não representando as arestas ausentes.

A Figura 2.2 contém um exemplo de representação de árvore por matriz de adjacências.

	A	B	C	D
A	0	1	0	0
B	1	0	1	1
C	0	1	0	0
D	0	1	0	0

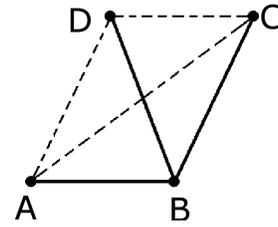


Figura 2.2: Codificação de Matriz de Adjacências.

2.2.2 Representação Nó-Profundidade

Esta codificação estabelece pares (n_i, p_i) em uma matriz $2 \times n$, n sendo a quantidade de vértices, em que n_i é a denominação do nó e p_i é a profundidade em que n_i se encontra na árvore. A determinação das arestas é feita pela leitura da esquerda para direita dos pares, realizando as ligações apropriadamente. É uma codificação especializada em árvores, tendo taxa nula de infactibilidade [24]. Sua utilização em algoritmos evolutivos depende de operadores específicos para realização de poda e enxerto na estrutura da árvore [15] para as operações de cruzamento e mutação. A Figura 2.3 contém um exemplo dessa representação.

Nó:	B	A	C	D
Profundidade:	0	1	1	1

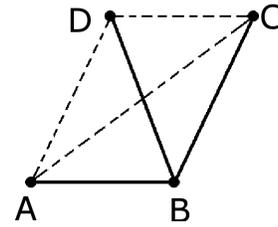


Figura 2.3: Codificação por Representação Nó-Profundidade.

2.2.3 Vetor Característico

Essa codificação consiste em um vetor de valores booleanos em que cada componente do vetor codifica a existência de determinada aresta no grafo (v. Figura 2.4).

De:	A	A	A	B	B	C
Para:	B	C	D	C	D	D
Cod.:	1	0	0	1	1	0

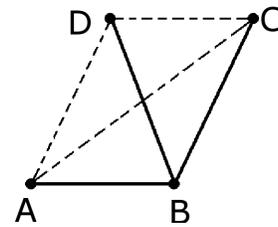


Figura 2.4: Codificação Vetor Característico

Para representar qualquer árvore sobre n nós de um grafo completo G_c , é necessário um vetor de valores booleanos de tamanho $\frac{n \cdot (n-1)}{2}$, o que leva a uma complexidade de memória $\Theta(n^2)$. No contexto de reconfiguração de redes, é uma representação parcimoniosa em memória porque tem complexidade linear sobre a quantidade de arestas seccionáveis do grafo. Garante-se que o tamanho desse vetor é no máximo $\Theta(n - 1 + k)$, sendo n a quantidade de nós no grafo e k a quantidade de arestas de redundância possíveis de serem inseridas na árvore quando alguma das outras $n - 1$ arestas não estiver ligada.

2.3 Otimização multiobjetivo

A otimização simultânea de múltiplas funções objetivo é realizada, em geral, quando essas funções são por definição conflitantes. O conjunto \mathcal{X}^* de soluções de um problema multiobjetivo (v. Equação 2.6) consiste em todos os vetores de decisão \vec{x} para os quais os vetores de objetivo $[f_1(\vec{x}), \dots, f_n(\vec{x})]^T$ correspondentes não podem ser melhorados em alguma dimensão sem uma degradação em alguma outra dimensão. Esse conjunto de soluções é conhecido como conjunto Pareto-ótimo, ou conjunto de soluções não dominadas. A Equação 2.7 define dominância entre dois vetores.

$$\mathcal{X}^* = \arg \min \begin{pmatrix} f_1(\vec{x}) \\ \vdots \\ f_n(\vec{x}) \end{pmatrix}$$

$$\text{sujeito a: } \begin{cases} \vec{x} \in \mathbb{R}^D \\ g_1(\vec{x}) \leq 0 \\ \vdots \\ g_m(\vec{x}) \leq 0 \end{cases} \quad (2.6)$$

Formalmente, dados dois vetores no espaço de parâmetros, \vec{x}_a e \vec{x}_b , \vec{x}_a domina \vec{x}_b conforme a Equação 2.7.

$$\vec{x}_a \preceq \vec{x}_b \Leftrightarrow \begin{cases} \forall i \in 1, \dots, n | f_i(\vec{x}_a) \leq f_i(\vec{x}_b) \wedge \\ \exists i \in 1, \dots, n | f_i(\vec{x}_a) < f_i(\vec{x}_b) \end{cases} \quad (2.7)$$

Todos os vetores de decisão que não são dominados por nenhum outro vetor de decisão em um dado conjunto são chamados de não-dominados em relação a esse

conjunto. Uma solução Pareto-ótima $\vec{x}_i^* \in \mathcal{X}^* \subset \mathcal{D}$ é não-dominada em relação aos outros componentes do domínio \mathcal{D} , ou seja, $\nexists \vec{x}_j \preceq \vec{x}_i^* \forall \vec{x}_j \in \mathcal{D}, i \neq j$. O conjunto Pareto-ótimo é o conjunto de todas as soluções Pareto-ótimas. O conjunto imagem $\mathcal{I} = \{f_i(\vec{x}_j^*)\}_{i=1}^n$ dos pontos do conjunto Pareto-ótimo é chamado de Fronteira de Pareto.

A obtenção do conjunto \mathcal{X}^* é realizada a partir de diversas abordagens. No contexto de algoritmos evolutivos, a extração do conjunto Pareto-ótimo é feita de forma eficiente valendo-se da Ordenação por Não-Dominância (*Non-dominated Sorting*), introduzida no *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm* - NSGA e sua segunda versão, o NSGA-II [12, 36] .

A Ordenação por Não-Dominância permite a extração dos indivíduos localmente Pareto-ótimos de uma população em uma dada geração do algoritmo evolutivo. Esses indivíduos localmente eficientes são postos em uma população de arquivo e são substituídos apenas quando há outra solução que os domine. Procedendo assim, no limite, atinge-se a fronteira de Pareto do problema de otimização.

O Algoritmo 1 representa um algoritmo evolutivo multiobjetivo genérico. Diversas referências [21, 9, 35] trazem discussões sobre o algoritmo de Ordenação por Não-Dominância, o algoritmo de *Crowding distance* e as formas de avaliação de qualidade da Fronteira de Pareto.

Algorithm 1 Método Evolutivo Multiobjetivo Genérico

Inicializar a população $\mathcal{P}_{t=0}$

Inicializar a população de arquivo de estimativas de Pareto $\mathcal{A}_{t=0} = \emptyset$

3: **enquanto** \neg (Critério de parada) **faça**

$[\Phi_{\mathcal{P}_t}, \Phi_{\mathcal{A}_t}] \leftarrow \text{aptidão}(\mathcal{P}_t, \mathcal{A}_t)$

$\mathcal{A}_{t+1} \leftarrow \text{atualizaArquivo}(\mathcal{P}_t, \mathcal{A}_t, \Phi_{\mathcal{P}_t}, \Phi_{\mathcal{A}_t})$

6: $\mathcal{P}_{t+1} \leftarrow \text{evolução}(\mathcal{P}_t)$

$t \leftarrow t + 1$

fim enquanto

2.4 Formulação do problema de otimização a ser abordado

Neste texto, o problema da reconfiguração ótima de redes de distribuição de energia dependerá de três figuras de mérito. O *custo monetário* da rede é composto por custos de instalação (fixos), custos de manutenção e custos de perdas (estes últimos compondo a parcela dos custos variáveis). A *confiabilidade* da rede será mensurada através dos *custos de falha* da mesma: uma rede com menor confiabilidade apresentará maiores custos de falha; a leitura de confiabilidade através do valor monetário propicia uma análise mais objetiva para um tomador de decisão. O *número de manobras* a ser realizado na rede é determinante para a velocidade de resposta à reconfiguração da rede. Espera-se que sejam adotadas ações rápidas, no caso de reconfiguração devido a restabelecimento da rede sob contingência, para menor impacto sobre índices de

qualidade legislativos, como o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) [4].

2.4.1 Funções objetivo

O custo monetário de uma rede T , sendo sua quantidade de vértices igual a N , está relacionado na Equação 2.8.

$$f_{monet}(T) = \sum_{i=1}^{N-1} CI_i + \sum_{i=1}^{t_a} \left\{ \sum_{i=1}^{N-1} [CtM_i + CPtec_i] \right\} (1 - j_{uros})^{t-1} \quad (2.8)$$

Sendo

CI_i : custo de instalação da aresta i (em \$)

CtM_i : custo total de manutenção da aresta i (em \$/ano)

$CPtec_i$: custo das perdas técnicas da aresta i (em \$/ano)

t_a : período, em anos

j_{uros} : juros no período

O contexto deste trabalho é a reconfiguração de redes de distribuição que são pré-existentes. Logo a parcela de custos de instalação (CI_i) não será avaliada nos experimentos realizados. A contabilização dos custos de manutenção (CtM_i) será realizada somente nos contextos de reconfiguração devido a evolução das curvas de carga dos consumidores ligados ou quando houver expansão do sistema de distribuição. Quando a reconfiguração é feita devido a contingência, espera-se que a ligação

a ser realizada perdure por um tempo suficiente para restaurar o sistema a condição de funcionamento inicial. Por isso, os custos de manutenção têm menor importância nessa situação.

O custo de falhas está descrito na Equação 2.9.

$$f_{falha}(T) = \sum_{t=1}^{t_a} \left\{ \sum_{i=1}^{N-1} \lambda_i \cdot l_i \cdot 8760 \cdot r \cdot Pl_i \cdot CEn_i \right\} (1 - j_{uros})^{t-1} \quad (2.9)$$

Sendo

λ_i : taxa de falhas por quilômetro da aresta i (em $falha/(km \cdot ano)$)

l_i : comprimento do condutor i (em km)

r_i : duração média, em horas, de uma falha na aresta i (em $h/falha$)

P_i : potência sobre a aresta i (em kW)

CEn_i : custo da energia no período (em $\$/kWh$)

j_{uros} : taxa de juros no período

t_a : período analisado, em anos

A quantidade de manobras na rede é dada pela Equação 2.10.

$$f_{\#manob}(T) = \sum (\#NA_{fech.}) + (\#NF_{abert.}) - (\#NF_{daniificadas}) \quad (2.10)$$

Sendo

$\#NA_{fech.}$: quantidade de chaves normalmente abertas que foram fechadas

$\#NF_{abert.}$: quantidade de chaves normalmente fechadas que foram abertas

$\#NF_{dani\,ficadas}$: quantidade de chaves normalmente fechadas que foram abertas devido a avarias

2.4.2 Restrições

Durante a reconfiguração, os limites operacionais da rede devem ser mantidos. Os limites de de máxima corrente nos cabos garantem a vida útil do sistema de distribuição, bem como a manutenção da operação normal da rede sem o acionamento de proteções como as chaves fusíveis. O controle das máximas variações de tensão nas barras (os nós) de um sistema de distribuição garante a qualidade da energia entregue aos consumidores, evitando reclamações e minimizando o risco de danos à propriedade alheia devido a oscilações de tensão.

As restrições operacionais aplicáveis ao problema da reconfiguração seguem descritas na Equação 2.11.

$$\left. \begin{array}{l} 1 - \delta_i \leq 1 \leq 1 + \delta_i \\ I_i \leq I_{max_i} \end{array} \right\} \forall i \in 1, 2, \dots, N \quad (2.11)$$

Sendo

δ_i : máxima variação, em p.u., da tensão na barra i ;

I_{max_i} : máxima corrente, em ampères, na linha i .

Além dessas restrições tecnológicas, a radialidade da rede reconfigurada deve ser mantida, de acordo com a Equação 2.12 [9].

$$\begin{aligned}\sum_{i=1}^m Y_i &= |V| - 1 \\ \sum_{i=1}^m Y_i &\leq |S| - 1\end{aligned}\tag{2.12}$$

Sendo

m : quantidade de arestas possíveis de serem ligadas no grafo;

Y_i : variável booleana indicando se a i -ésima aresta está ativa no grafo;

$|V|$: cardinalidade do conjunto de nós conectados da rede;

$|S|$: cardinalidade do conjunto de nós induzidos pelo conjunto de arestas.

Capítulo 3

Evolução Diferencial

Os problemas de otimização reais possuem complexidade elevada devido à presença simultânea de características de não linearidade, multimodalidade, variáveis mistas, explosão combinatorial, utilização de múltiplas funções objetivo e restrições [32]. Os métodos de otimização clássicos são, muitas vezes, dependentes de suposições fortes sobre a modelagem para sua aplicação. Por exemplo, os métodos baseados em direções de busca exigem diferenciabilidade das funções envolvidas [25], enquanto os métodos baseados na exclusão de semi-espaços dependem da existência de subgradientes da função objetivo [38]. Os métodos de otimização por populações têm sido amplamente estudados e aplicados em diversos problemas reais [39]. Eles se baseiam na estimativa simultânea de diversas soluções-tentativas e na existência de heurísticas para modificar ou evoluir essa população de soluções de forma a se obter uma solução ótima ou aproximadamente ótima. Dentro dessa metodologia, diversos algoritmos já foram concebidos, sendo aplicados os algoritmos de Recozimento Simulado [2], Algoritmos Genéticos [18], Enxame de Partículas [22], Seleção Clonal [11] e outros.

Dentro da metodologia de algoritmos por populações, estão inseridos os Algoritmos de Evolução Diferencial. Originalmente, esses algoritmos foram propostos para problemas de variáveis contínuas, devido à definição de *mutação diferencial* (v. Seção 3.2).

3.1 Geração de população inicial

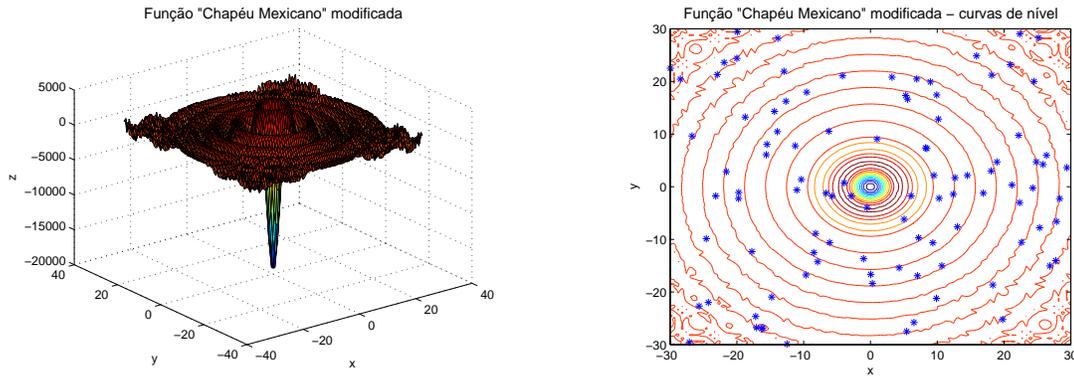
Seja $\mathcal{P}_t = \{\vec{x}_{t,1}, \dots, \vec{x}_{t,N}\}$ uma população de soluções-candidatas no instante de tempo t da execução do algoritmo, sendo cada indivíduo codificado como um vetor $\vec{x}_{t,i} = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_j \ \dots \ x_D]^T \in \mathbb{R}^D$. Essa população deve ser gerada em $t = 0$ dentro da região determinada pelos limites inferior e superior de cada variável conforme a Equação 3.1. Nessa equação, $\vec{x}_{t=0,i} = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_j \ \dots \ x_D]_{t=0,i}^T$, $\mathcal{U}(0, 1)$ é uma variável aleatória com distribuição uniforme entre 0 e 1; $b_{L,j}$ e $b_{U,j}$ os limites de valores inferior e superior para a componente j do espaço \mathbb{R}^D .

$$x_j|_{t=0,i} = b_{L,j} + \mathcal{U}(0, 1) \cdot (b_{U,j} - b_{L,j})|_{t=0,i} \quad (3.1)$$

3.2 Mutação diferencial

A mutação diferencial ocorre quando três indivíduos distintos \vec{x}_{t,r_1} , \vec{x}_{t,r_2} , \vec{x}_{t,r_3} são escolhidos aleatoriamente; dois deles serão utilizados para obtenção de um vetor de perturbação, dado na Equação 3.2.

$$\vec{p} = \vec{x}_{t,r_2} - \vec{x}_{t,r_3} \quad (3.2)$$



(a) Aspecto da função da Equação 3.4.

(b) Curvas de nível da função e diversas soluções candidatas representadas.

Figura 3.1: Representação de soluções candidatas em um espaço \mathbb{R}^2

O terceiro vetor poderá ser somado ao vetor de perturbação conforme a Equação 3.3. Obtém-se uma *solução de teste* \vec{u}_t que passará à geração $t + 1$ apenas se tiver desempenho superior ao do *vetor de base* \vec{x}_{t,r_1} .

$$\vec{u}_t = \vec{x}_{t,r_1} + \eta \cdot \vec{p} \quad (3.3)$$

3.3 Cruzamento

Uma forma de se aumentar a diversidade da população durante a execução do algoritmo é permitir, de acordo com uma probabilidade $1 - C$, a passagem direta de alguns dos componentes do vetor de base para a solução teste sem modificação de acordo com a Equação 3.3. Essa operação é chamada de recombinação discreta [20]. A Figura 3.3 ilustra as possibilidades de solução teste a partir da recombinação discreta no espaço \mathbb{R}^2 .

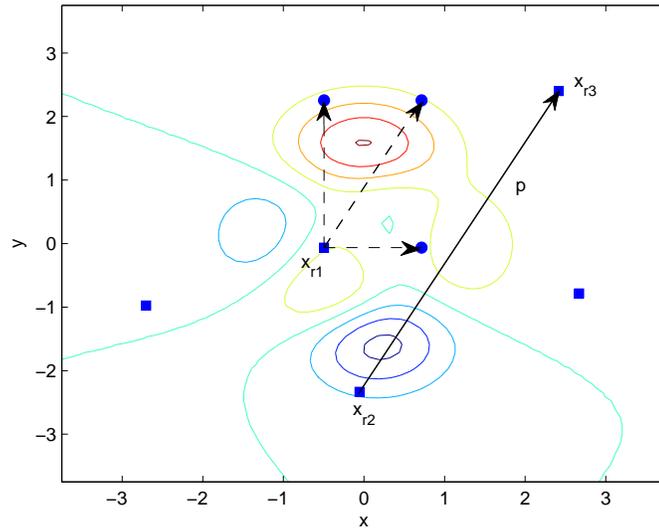


Figura 3.2: Possibilidades de soluções de teste u_t a partir da recombinação discreta.

Essa operação é identificada com o cruzamento entre indivíduos, apesar deste algoritmo não ter inspiração biológica [37].

O Algoritmo 2 descreve os passos do algoritmo de evolução diferencial denominado DE/rand/1/exp [37]. Note que a probabilidade C permite uma parte dos componentes do vetor base passar à próxima geração sem ser modificada.

Algorithm 2 Método de Evolução Diferencial

$t \leftarrow 1$

Inicializa população $\mathcal{P}_t \leftarrow \{\vec{x}_{t,1} \vec{x}_{t,2} \cdots \vec{x}_{t,N}\}$

enquanto \neg (Critério de parada) **faça**

para $i = 1$ até $i = N$ **faça**

5: Selecione aleatoriamente $r_1, r_2, r_3 \in \{1, 2, \dots, N\}$

 Selecione aleatoriamente $\delta_i \in \{1, 2, \dots, D\}$

para $j = 1$ até $j = D$ **faça**

se $\mathcal{U}(0, 1) < C \vee j = \delta_i$ **então**

$$u_{t,i,j} \leftarrow x_{t,r_1,j} + \eta(x_{t,r_2,j} - x_{t,r_3,j})$$

10: **senão**

$$u_{t,i,j} \leftarrow x_{t,i,j}$$

fim se

fim para

fim para

15: **para** $i = 1$ até $i = N$ **faça**

se $fitness(\vec{u}_{t,i}) > fitness(\vec{x}_{t,i})$ **então**

$$\vec{x}_{t+1,i} \leftarrow \vec{u}_{t,i}$$

senão

$$\vec{x}_{t+1,i} \leftarrow \vec{x}_{t,i}$$

20: **fim se**

fim para

$t \leftarrow t + 1$

fim enquanto

A inspiração inicial para este algoritmo é levar a população de soluções candidatas a explorar dentro de bacias de atração. O vetor de perturbação (v. Algoritmo 2) será utilizado para modificar um indivíduo \vec{x}_{t,r_1} tornando-o uma solução-teste \vec{u}_t através de uma soma vetorial. A Figura 3.3 mostra a evolução de todos os vetores de perturbação observados em uma execução do algoritmo sobre o problema de otimização com uma função fortemente multimodal que segue ilustrada na Figura 3.1(a) e descrita pela Equação 3.4.

$$f(x, y) = 20000 \cdot \frac{\text{sen}(\sqrt{0.1 + x^2 + y^2})}{\sqrt{0.1 + x^2 + y^2}} + x \cdot y \cdot \text{sen}(x^2 + y^2 - 100) \quad (3.4)$$

Conforme a linha 16 do Algoritmo 2, a solução tentativa $\vec{u}_{t,i}$ irá para a próxima geração $t + 1$ apenas se tiver um desempenho melhor que a precedente \vec{x}_{t,r_1} . Nesse caso, supondo continuidade da função, a solução tentativa \vec{u}_{t,r_1} ficou em uma região mais próxima a um ótimo local (denotado por \vec{x}_ℓ^*) do que \vec{x}_{t,r_1} , e portanto mais interna em uma bacia de atração. Caso essa situação se repita para todos os indivíduos da população, leva-se essa população para dentro dessa bacia. As magnitudes dos vetores de perturbação vão ficando progressivamente menores, devido à proximidade entre os indivíduos, até que convirjam para uma região $|\vec{x}_\ell^* - \vec{x}_{t,i}| \leq \epsilon \forall i \in \{1, \dots, N\}$ e $\epsilon > 0$, sendo \vec{x}_ℓ^* um ponto de ótimo local.

As características principais desse algoritmo são sua simplicidade de implementação e baixa quantidade de parâmetros de controle. Essas características resultam em um algoritmo robusto [20]. Formalmente, são necessários apenas o fator de escala η (v. Equação 3.3) e a probabilidade de recombinação discreta C (v. Algoritmo 2) [20, 37], além dos parâmetros comuns a todos algoritmos por populações: tamanho

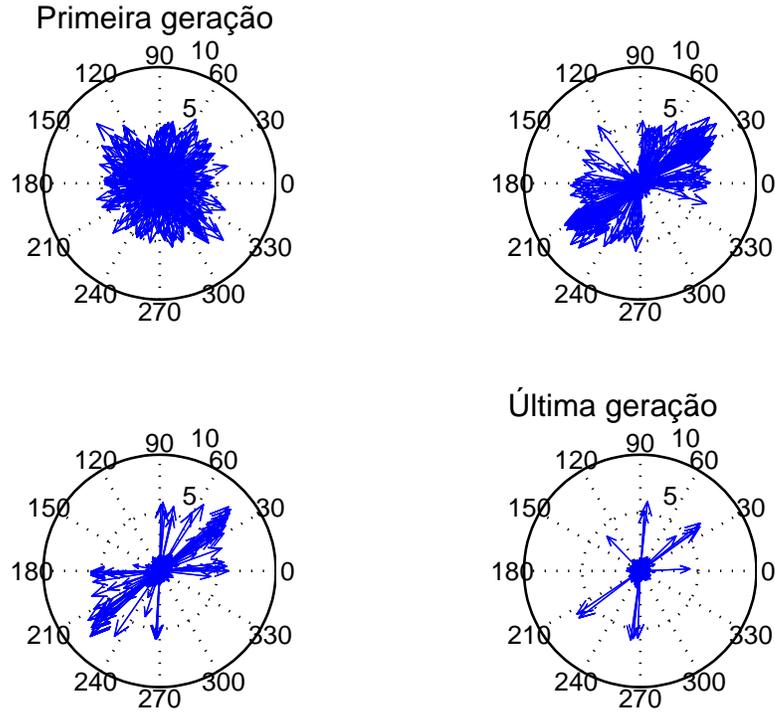


Figura 3.3: Evolução dos vetores de perturbação observados em uma execução do Algoritmo 2 com a função da Equação 3.4.

de população e quantidade máxima de gerações. Outra característica desejável da evolução diferencial é a velocidade de convergência competitiva com outros algoritmos, conforme já verificada em seu histórico de competições e descrita na literatura [20].

Apesar de inicialmente ser concebido para problemas de variáveis contínuas, foram também desenvolvidos algoritmos de evolução diferencial para variáveis discretas. Os problemas que possuem variáveis discretas frequentemente são caracterizados por um número elevado de soluções possíveis (a chamada *explosão combinatorial*). A busca de soluções para problemas dessa natureza pode ser realizada a partir da utilização

de metaheurísticas. Dadas as características de robustez e eficiência do algoritmo de evolução diferencial, diversos autores buscaram a adaptação desse algoritmo a esse universo de variáveis.

3.4 Evolução diferencial discreta

Alguns autores procuraram estabelecer a evolução diferencial para variáveis discretas transformando-as para o universo das variáveis contínuas. Em [23], as variáveis de um problema são mapeadas para valores reais entre 0 e 1 através de uma normalização. A partir daí, a Equação 3.3 pode ser aplicada normalmente. A obtenção da resposta final é realizada pela operação de desnormalização da variável. Essa é uma abordagem desvantajosa, pois muitas soluções inválidas podem ocorrer, o que demandaria uma estratégia de correção de codificações. Em [26] é proposto um mapeamento dado por

$$x_i^{pf} = -1 + x_i(1 + \alpha)$$

sendo x_i^{pf} parâmetro do vetor em ponto flutuante e α uma quantidade pequena. A evolução diferencial ocorreria sobre as variáveis contínuas x_i^{pf} , e a recuperação da variável discreta seria através da seguinte fórmula:

$$x_i = \text{arredonda}((1 + x_i^{pf})(2 - \alpha))$$

Assim como a codificação proposta em [23], este mapeamento pode produzir respostas inválidas para o problema de otimização e rotinas de reparação de respostas deveriam ser utilizadas.

A abordagem por mapeamentos de variáveis discretas para variáveis contínuas não é eficiente do ponto de vista de quantidade de operações. Não é possível estabelecer uma relação bijetiva entre esses dois domínios de variáveis e isso implica na necessidade de funções de restauração. Seja um mapeamento $\mathcal{M} : y_d = f(x_c) \Leftrightarrow x_c = f^{-1}(y_d)$, sendo y_d uma variável discreta e x_c uma variável contínua definida em uma região \mathcal{R} aberta tal que $\mathcal{R} : |x_c - \delta| < \epsilon$, $\delta \in \mathbb{R}, \epsilon \in \mathbb{R}_+^*$. Supõe-se que y_d seja mapeável por $f(\cdot)$ nessa região, de forma que $y_d = f(x_c \pm \delta)$; caso contrário, perde-se a condição de continuidade de x_c . Mas $f^{-1}(f(x_c \pm \delta)) = f^{-1}(y_d) = x_c$, o que implica não existir uma função e sua inversa definidas capazes de realizar \mathcal{M} . Portanto, não existe uma função bijetiva para esse mapeamento.

A abordagem consistente de evolução diferencial discreta reside em aplicar os conceitos de diferença, multiplicação por escalar e soma de variáveis discretas em seu próprio domínio. Sob essa perspectiva, em [28, 29] é definida a Lista de Movimentos (LM) e são definidos os operadores de multiplicação de uma LM por escalar e operação de soma de uma permutação com uma LM. A LM corresponde à informação de diferença entre duas permutações e a soma de uma permutação com uma lista de movimentos é outra permutação. Dessa forma, problemas cujas soluções podem ser codificadas como permutações (e.g. problemas do tipo TSP - *Traveling Salesman Problem*) podem ser tratados através da evolução diferencial discreta em seu domínio de variáveis.

Capítulo 4

Metodologia

O método proposto para a reconfiguração de redes de distribuição de energia consiste em um algoritmo de Evolução Diferencial Discreta. A premissa básica desse algoritmo é a extração da informação de diferença entre dois indivíduos da população e que essa informação seja utilizada para modificar um terceiro indivíduo. A diferença entre dois grafos que sejam induzidos sobre o mesmo conjunto de vértices consiste no conjunto de arestas que não estejam simultaneamente presentes em ambos.

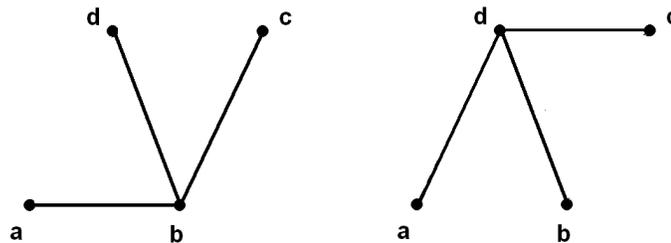


Figura 4.1: Duas árvores diferentes induzidas sobre o mesmo conjunto de vértices.

A Figura 4.1 representa duas árvores com topologias diferentes conectando o mesmo conjunto de vértices. A Definição 3 fundamenta a operação de diferença

entre duas árvores.

Definição 3. *Seja uma árvore $\vec{T}_{t,j} = G(\mathcal{A}_{\vec{T}_{t,j}}, \mathcal{V}_{\vec{T}_{t,j}})$; sendo $\mathcal{A}_{\vec{T}_{t,j}} \supset \{a_i a_j \cdots a_y\}$, $|\mathcal{A}_{\vec{T}_{t,j}}| = N - 1$ o conjunto de arestas e $\mathcal{V}_{\vec{T}_{t,j}} \supset \{v_a v_b \dots v_z\}$, $|\mathcal{V}_{\vec{T}_{t,j}}| = N$ o conjunto de vértices no grafo.*

A lista de dissimilaridades $\mathcal{L}_{\vec{T}_{t,i}, \vec{T}_{t,j}}$ entre duas árvores $\vec{T}_{t,i}$ e $\vec{T}_{t,j}$ induzidas sobre o mesmo conjunto de vértices $\mathcal{V}_{\vec{T}_{t,i}} = \mathcal{V}_{\vec{T}_{t,j}}$ é dada pela diferença simétrica entre seus conjuntos de arestas.

$$\mathcal{L}_{\vec{T}_{t,i}, \vec{T}_{t,j}} = \mathcal{A}_{\vec{T}_{t,j}} \ominus \mathcal{A}_{\vec{T}_{t,i}}$$

Corolário 1. *A cardinalidade do conjunto $\mathcal{L}_{\vec{T}_{t,i}, \vec{T}_{t,j}}$ tem valores entre zero e $2 \cdot (N - 1)$.*

Demonstração. Para duas árvores $\vec{T}_{t,i}$ e $\vec{T}_{t,j}$ iguais

$$\mathcal{L}_{\vec{T}_{t,i}, \vec{T}_{t,j}} = \mathcal{A}_{\vec{T}_{t,i}} \ominus \mathcal{A}_{\vec{T}_{t,j}}$$

$$\mathcal{L}_{\vec{T}_{t,i}, \vec{T}_{t,j}} = \mathcal{A}_{\vec{T}_{t,i}} \ominus \mathcal{A}_{\vec{T}_{t,i}}$$

$$\therefore \mathcal{L}_{\vec{T}_{t,i}, \vec{T}_{t,j}} = \emptyset$$

Para duas árvores $\vec{T}_{t,i}$ e $\vec{T}_{t,j}$ completamente diferentes

$$\mathcal{L}_{\vec{T}_{t,i}, \vec{T}_{t,j}} = \mathcal{A}_{\vec{T}_{t,i}} \ominus \mathcal{A}_{\vec{T}_{t,j}}$$

$$\mathcal{L}_{\vec{T}_{t,i}, \vec{T}_{t,j}} = (\mathcal{A}_{\vec{T}_{t,i}} \cup \mathcal{A}_{\vec{T}_{t,j}}) - (\mathcal{A}_{\vec{T}_{t,i}} \cap \mathcal{A}_{\vec{T}_{t,j}})$$

$$\mathcal{L}_{\vec{T}_{t,i}, \vec{T}_{t,j}} = \mathcal{A}_{\vec{T}_{t,i}} \cup \mathcal{A}_{\vec{T}_{t,j}} - \emptyset$$

$$\mathcal{L}_{\vec{T}_{t,i}, \vec{T}_{t,j}} = \mathcal{A}_{\vec{T}_{t,i}} \cup \mathcal{A}_{\vec{T}_{t,j}}$$

mas $|\mathcal{A}_{\vec{T}_{t,i}}| = |\mathcal{A}_{\vec{T}_{t,j}}| = N - 1$, logo $|\mathcal{L}_{\vec{T}_{t,i}, \vec{T}_{t,j}}| = 2 \cdot (N - 1)$ □

De forma semelhante à metodologia proposta em [29], propõe-se aqui a releitura dos termos da equação básica da evolução diferencial (v. as Equações 3.2 e 3.3) para variáveis discretas. A Definição 3 estabelece a extração da informação de diferença entre as topologias de duas árvores (soluções candidatas), o que é uma releitura da definição do vetor de perturbação para variáveis contínuas.

O Corolário 1 será importante para a Definição 4, que é adaptação da operação de multiplicação por escalar. O produto dessa operação será um subconjunto de arestas $\ell \subset \mathcal{L}$. A modificação de uma árvore com a informação de um subconjunto $\ell \subset \mathcal{L}$ corresponde à soma nas variáveis contínuas e segue definida na Definição 5.

Definição 4. *Seja $\eta \in]0, 1[$ e seja \mathcal{L} uma lista de dissimilaridades entre duas árvores com $N - 1$ arestas. A operação $\ell = \eta \circledast \mathcal{L}$, $\ell \subset \mathcal{L}$, fica definida como sendo*

$$\ell = \eta \circledast \mathcal{L} = \begin{cases} \lfloor \eta \cdot |\mathcal{L}| \rfloor \text{ elementos contidos em } \mathcal{L}, \text{ se } \lfloor \eta \cdot |\mathcal{L}| \rfloor < N - 1 \\ N - 1 \text{ elementos em } \mathcal{L}, \text{ c.c.} \end{cases}$$

Definição 5. *Uma árvore \vec{T} será modificada com arestas contidas em um subconjunto de uma lista de dissimilaridades $\ell \subset \mathcal{L}$ por uma função de aplicação de arestas.*

Uma vez conhecido o conjunto de arestas mutuamente diferentes entre duas árvores, a aplicação das arestas em uma terceira árvore implicará necessariamente na formação de ciclos (v. Teorema 1). A operação de aplicação das arestas contidas em $\mathcal{L}_{\vec{T}_{t,i}, \vec{T}_{t,j}}$ sobre uma árvore $\vec{T}_{t,k}$ deve realizar o rompimento dos laços que se formam. O algoritmo para aplicar arestas em uma árvore mantendo sua radialidade está descrito no Algoritmo 3.

Algorithm 3 Função de aplicação e arestas em um árvore

Receba a árvore $\vec{T}_{t,k}$ e a lista de \mathcal{L}

para $i = 1$ até $i = |\eta \otimes \mathcal{L}|$ **faça**

3: **se** $\mathcal{L}[i]$ não está presente em $\vec{T}_{t,k}$ **então**

Insira a aresta no grafo $\vec{T}_{t,k}$

ciclo \leftarrow encontraCiclo($\vec{T}_{t,k}$)

6: aresta \leftarrow escolheAresta(ciclo)

Remova aresta do grafo $\vec{T}_{t,k}$

fim se

9: **fim para**

Retorne a árvore modificada $\vec{T}_{t+1,k}$

Dessa forma, pode-se reformular as Equações 3.2 e 3.3 para variáveis discretas de acordo com as Equações 4.1 e 4.2.

$$\mathcal{L} = \vec{T}_{t,i} \ominus \vec{T}_{t,j} \quad (4.1)$$

$$\vec{U}_{t,k} = \vec{T}_{t,k} \oplus \eta \otimes \mathcal{L} \quad (4.2)$$

A função encontraCiclo(.) no Algoritmo 3 pode ser realizada utilizando-se o algoritmo de Dijkstra [33]. Uma vez conhecido o ciclo que se fecha após a inclusão da aresta $\mathcal{L}[i]$ (v. Algoritmo 3), a escolha de qual aresta deve ser retirada do mesmo para que se mantenha a radialidade da rede deve ser feita de acordo com uma estratégia de otimização. Neste trabalho, seleciona-se a aresta com maior impedância em um ciclo para removê-la. Entretanto, outras estratégias podem ser adotadas, como a remoção

da aresta com menor confiabilidade, ou com maior custo.

Todas essas operações dependem fortemente da codificação utilizada para representação das árvores. Dentre as numerosas possibilidades de codificação, a que proporciona uma implementação mais imediata dos conceitos apresentados é a Vetor Característico, conforme será discutido adiante.

4.1 Análise da codificação por Matriz de Adjacências

Esta representação não é eficiente para árvores (v. Seção 2.2.1), fato esse que impede a sua utilização. Entretanto, a informação de diferença entre dois grafos com essa representação pode ser extraída através de uma operação XOR, uma vez que as matrizes envolvem apenas valores booleanos [30].

Tomando o exemplo da Figura 4.1, a diferença entre os dois grafos pode ser representada como:

$$\mathcal{L} = \begin{array}{c|cccc} & a & b & c & d \\ \hline a & 0 & 1 & 0 & 0 \\ b & 1 & 0 & 1 & 1 \\ c & 0 & 1 & 0 & 0 \\ d & 0 & 1 & 0 & 0 \end{array} \otimes \begin{array}{c|cccc} & a & b & c & d \\ \hline a & 0 & 0 & 0 & 1 \\ b & 0 & 0 & 0 & 1 \\ c & 0 & 0 & 0 & 1 \\ d & 1 & 1 & 1 & 0 \end{array} = \begin{array}{c|cccc} & a & b & c & d \\ \hline a & 0 & 1 & 0 & 1 \\ b & 1 & 0 & 1 & 0 \\ c & 0 & 1 & 0 & 1 \\ d & 1 & 0 & 1 & 0 \end{array} \quad (4.3)$$

Sendo os grafos representados não direcionados, a resposta da Equação 4.3 pode ser obtida observando-se apenas a matrix triangular superior (ou apenas a inferior), e nota-se que a lista $\mathcal{L} \supset \{a - b, a - d, b - c, c - d\}$.

4.2 Análise da codificação Nó-Profundidade

A codificação Nó-Profundidade está orientada aos nodos do grafo 2.2.2, e a informação a ser extraída para diferenciar árvores no presente caso reside nas arestas. Para se extrair a informação da lista \mathcal{L} com essa codificação, é necessária a obtenção do conjunto de arestas para se fazer comparação sobre esse conjunto. Como exemplo, as árvores da Figura 4.1 podem ser codificadas como

$$\begin{array}{|c|c|c|c|} \hline \text{Profundidade:} & 0 & 1 & 1 & 1 \\ \hline \text{Nó:} & b & a & c & d \\ \hline \end{array} \quad \text{e} \quad \begin{array}{|c|c|c|c|} \hline \text{Profundidade:} & 0 & 1 & 1 & 1 \\ \hline \text{Nó:} & d & a & b & c \\ \hline \end{array} \quad (4.4)$$

Para se encontrar a lista \mathcal{L} a partir dessa codificação, podem-se recriar as listas de adjacência [15, 33] para cada árvore e verificar quais sequências não estão presentes simultaneamente nas duas listas (v. Equação 4.5)

$$\begin{array}{c} \overline{b \leftrightarrow a} \quad \overline{d \leftrightarrow a} \\ b \leftrightarrow c \quad \text{e} \quad d \leftrightarrow b \\ \overline{b \leftrightarrow d} \quad \overline{d \leftrightarrow c} \end{array} \quad (4.5)$$

Observa-se que as sequências $\{b \leftrightarrow a, b \leftrightarrow c, d \leftrightarrow a, d \leftrightarrow c\}$ constituem a lista \mathcal{L} .

4.3 Análise da codificação Vetor Característico

A vantagem desta codificação reside na imediata extração da informação da lista \mathcal{L} .

Tomando-se novamente o exemplo da Figura 4.1, a codificação dos grafos será

$$\begin{array}{c} \hline a-b \quad a-c \quad a-d \quad b-c \quad b-d \quad c-d \\ \hline 1 \quad 0 \quad 0 \quad 1 \quad 1 \quad 0 \end{array} \text{ e } \begin{array}{c} \hline a-b \quad a-c \quad a-d \quad b-c \quad b-d \quad c-d \\ \hline 0 \quad 0 \quad 1 \quad 0 \quad 1 \quad 1 \end{array} \quad (4.6)$$

A lista \mathcal{L} , a partir das árvores codificadas na Equação 4.6, é dada diretamente realizando uma operação de XOR sobre os vetores binários, o que resulta

$$\begin{array}{c} \hline a-b \quad a-c \quad a-d \quad b-c \quad b-d \quad c-d \\ \hline 1 \quad 0 \quad 1 \quad 1 \quad 0 \quad 1 \end{array} \quad (4.7)$$

Mais uma vez, se verifica que a lista \mathcal{L} para os grafos da figura é

$$\mathcal{L} \supset \{a-b, a-d, b-c, c-d\}$$

Esta codificação é uma particularidade da Matriz de Adjacências (v. Seção 2.2.3). Entretanto, para os problemas tratados aqui os vetores terão dimensão reduzida à quantidade de chaves seccionadas. Devido à complexidade de memória linear sobre o número de chaves e à simplificação da operação de obtenção da lista \mathcal{L} , esta será a codificação utilizada neste trabalho.

Exemplo de mutação diferencial em árvores

Considerando a Figura 4.2, será mostrado o procedimento de aplicação da Equação 4.2.

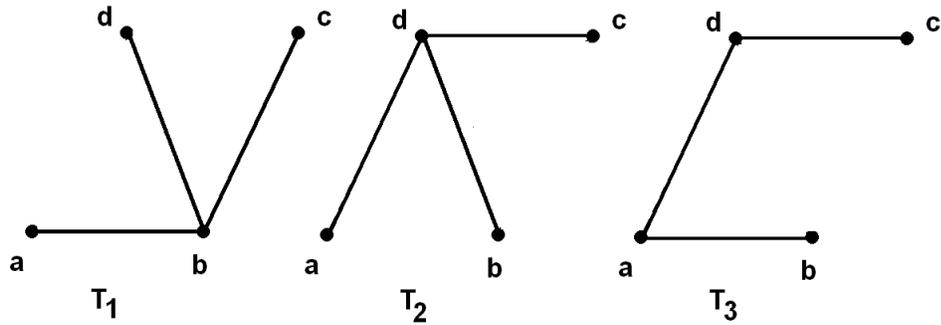


Figura 4.2: Exemplo da mutação diferencial discreta.

Conforme já mostrado na Seção 4.3, a lista $\mathcal{L}_{T_1, T_2} = \{a - b, a - d, b - c, c - d\}$; η será considerado como 0,25, logo será tomada apenas uma aresta de \mathcal{L} . Sendo $b - c$ a única aresta não presente em T_3 , ela será a única aresta de \mathcal{L} a ser incluída em T_3 produzindo um ciclo ligando os vértices $\{a, b, c, d\}$.

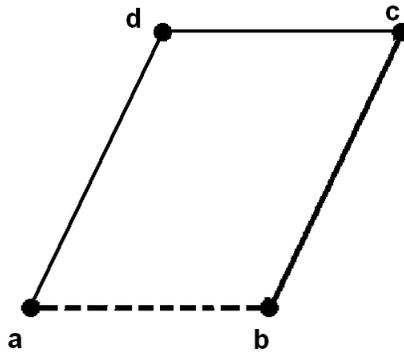


Figura 4.3: Ciclo e aresta a ser removida do ciclo (em pontilhado).

Escolhe-se então uma das arestas $\{a - b, b - c, c - d, d - a\}$ do ciclo formado para removê-la (v. Figura 4.3), e assim produzir uma solução de teste U_t (v. Figura 4.4).

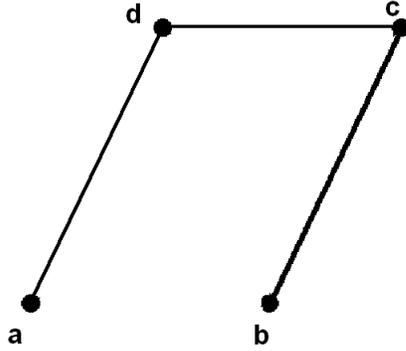


Figura 4.4: Solução de teste obtida ao final da aplicação da Equação 4.2.

4.4 Convergência da distribuição de diferenças da população

A convergência do algoritmo de evolução diferencial para o caso contínuo é verificada através da progressiva redução da magnitude dos vetores de perturbação (v. Figura 3.3). Da mesma forma, espera-se que ao longo da execução do algoritmo de evolução diferencial discreta se observe a progressiva redução do tamanho das listas de dissimilaridades.

A Figura 4.5 mostra o tamanho médio das listas \mathcal{L} na população a cada geração em uma execução típica do algoritmo de evolução diferencial discreta aplicado a uma instância de otimização mono-objetivo da rede de 21 barras (v. Seção 5.1.1). Ou seja, ao longo da execução do algoritmo, existe uma tendência à convergência e estabilização das redes candidatas para uma vizinhança. Dentro dessa vizinhança, as dissimilaridades entre as soluções candidatas são menores, e portanto o tamanho médio das listas \mathcal{L} é menor. Essa é uma constatação importante para que se verifique a correspondência do comportamento do algoritmo tanto para variáveis contínuas

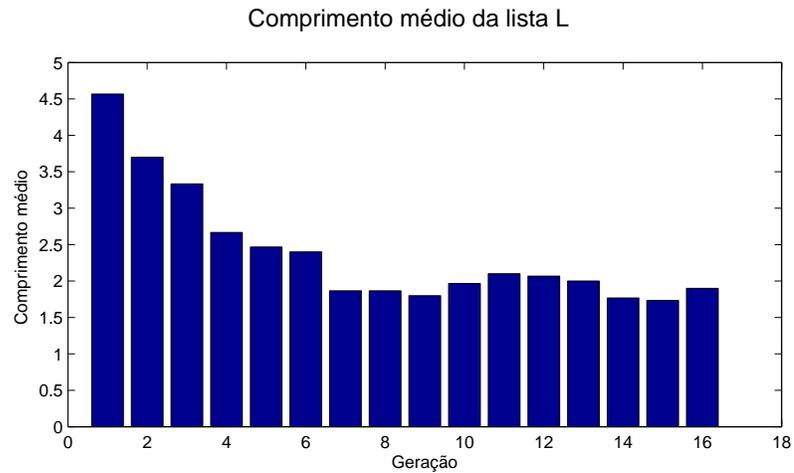


Figura 4.5: Média na população do número de arestas nas listas \mathcal{L} por geração.

quanto para variáveis discretas.

A Figura 4.6 mostra a frequência de uso de chaves que compõem as arestas contidas nas listas de dissimilaridades ao longo da execução do algoritmo. Os tamanhos das listas \mathcal{L} tendem a diminuir à medida que a população se estabiliza com indivíduos progressivamente mais similares através das gerações, e portanto a composição desse histograma fica com somatório menor e mais concentrado em alguns pontos apenas, ao contrário da distribuição quase uniforme da primeira geração.

4.5 Conclusão

Foram apresentados os fundamentos do algoritmo de Evolução Diferencial Discreta e definidos e discutidos os operadores necessários à sua efetuação. Foi realizada a releitura das operações de subtração, multiplicação por escalar e soma, aplicáveis no domínio das variáveis contínuas. A operação de subtração foi identificada com a lista de dissimilaridades \mathcal{L} , cuja informação é necessariamente a diferença entre duas

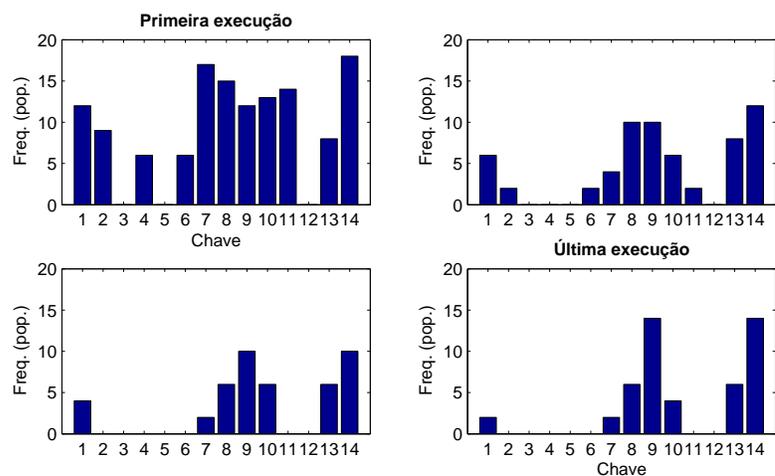


Figura 4.6: Histogramas de aparecimento das chaves utilizadas nas arestas que compõem as listas de dissimilaridades ao longo das gerações do algoritmo. Esse gráfico é análogo ao da Figura 3.3.

árvores induzidas sobre o mesmo conjunto de vértices. A multiplicação por escalar foi reinterpretada como a extração de um subconjunto ℓ de arestas contidas na lista de dissimilaridades. A soma de uma árvore com a informação de ℓ só é possível devido a uma função de aplicação de arestas. Essa função adiciona arestas a uma árvore removendo os ciclos que se formam com a aresta adicionada. Dessa forma restaura-se o grafo às condições que atendam à Definição 1.

Capítulo 5

Simulações computacionais

Os algoritmos descritos no Capítulo 4 foram implementados na linguagem MATLAB versão R2007a e executados sob a plataforma Windows XP SP3, em um computador com processador Intel Core2Duo 1,5 GHz e 2 GB de memória RAM. Foram avaliadas características da dinâmica do algoritmo e da qualidade das respostas obtidas.

Foram utilizados dois sistemas de teste para demonstração da validade da metodologia proposta. Os sistemas de 21 e de 100 barras foram utilizados nos trabalhos recentes [8, 7] para projetos de redes e projetos de expansão dos sistemas elétricos. Em [21] esses sistemas foram adaptados para o estudo de reconfiguração utilizando um algoritmo genético multi-objetivo. Esses mesmos sistemas serão utilizados neste trabalho com a finalidade de ilustrar a efetividade da reconfiguração por algoritmo de Evolução Diferencial Discreta.

Nas simulações adiante, foram considerados os objetivos de custos de falha, custos monetários (somente a parcela devido a perdas resistivas) e número de manobras na rede. A descrição detalhada dessas funções objetivo está na Seção 2.4.

Foram simuladas aqui as três características principais que demandam reconfiguração: a ocorrência de uma falta na rede, a evolução do perfil de consumo de carga dos nós que compõem a rede em um dado momento e a expansão do sistema elétrico.

As ocorrências de faltas foram simuladas na forma de retirada do ramo que liga as barras 7 e 9 no sistema de 21 barras e do ramo que liga as barras 72 e 81 no sistema de 100 barras.

A evolução do perfil das cargas em uma rede foi simulada através do aumento do consumo de potência ativa em algumas barras. No sistema de 21 barras, a potência ativa dos nós 3, 5 e 6 foi triplicada, simulando o aumento do consumo da região atendida por essas barras. No sistema de 100 barras, os nós 72, 81, 90, 91, 92 e 93 tiveram suas potências ativas triplicadas.

Pode-se simular a expansão do sistema elétrico por um aumento da carga em uma única folha na ponta-de-linha. No sistema de 21 barras, a carga do nó 20 foi triplicada, simulando a carga fornecida a uma nova ramificação ligada a essa barra. No sistema de 100 barras, o nó 41 teve sua carga triplicada simulando a expansão do sistema.

5.1 Bases de dados utilizadas

Os sistemas utilizados para demonstração foram os sistemas de 21 barras e de 100 barras [9, 21]. Os parâmetros desses sistemas estão compilados nos Anexos C e D. Segue uma breve descrição dos sistemas simulados.

5.1.1 Sistema de 21 barras

A rede inicial a ser reconfigurada foi encontrada por um algoritmo genético através da otimização mono-objetivo minimizando os custos de instalação, manutenção e perdas [21] (v. Equação 2.8). Esse sistema de 21 barras é composto por uma subestação, 4 chaves normalmente fechadas (NF) e 10 chaves normalmente abertas (NA). As Figuras 5.2 e 5.3 contêm as representações das chaves NA e NF, respectivamente. A Figura 5.1 representa a rede básica antes da reconfiguração.

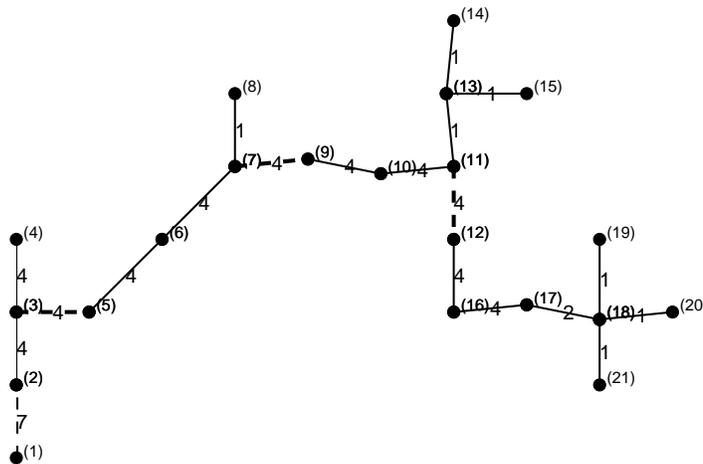


Figura 5.1: Rede base do sistema de 21 barras.

Os números entre parênteses identificam as barras, e os demais números correspondem ao tipo de condutor utilizado nas linhas (v. Tabela B.1).

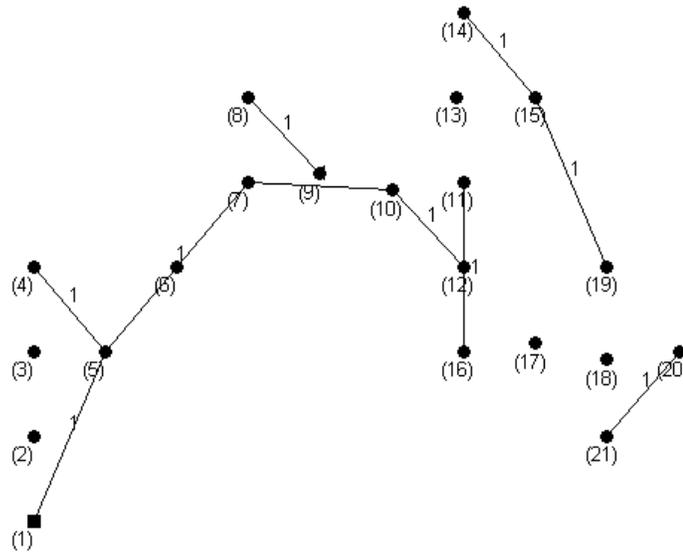


Figura 5.2: Chaves NA no sistema de 21 barras.

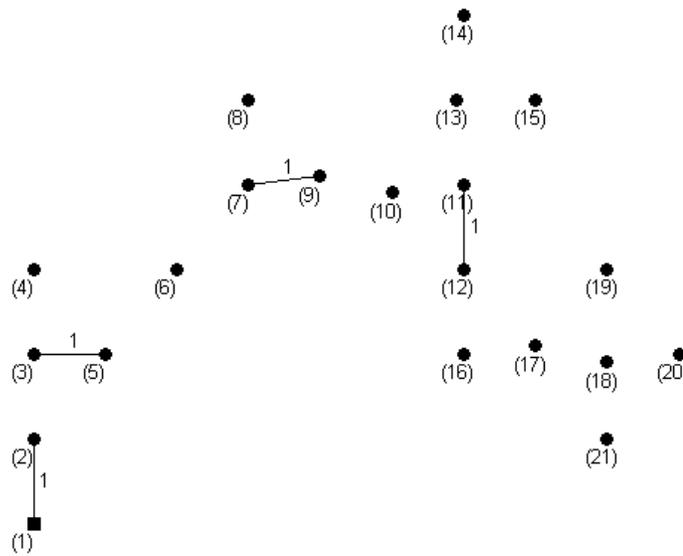


Figura 5.3: Chaves NF no sistema de 21 barras.

5.1.2 Sistema de 100 barras

A topologia base desse sistema (v. Figura 5.4) foi projetada de forma semelhante ao sistema de 21 barras [21], mas os tipos de cabos foram adaptados para este trabalho e seguem registrados nas Tabelas D.3 e D.4. As chaves manobráveis do sistema de 100 barras estão representadas nas Figuras 5.5 e 5.6.

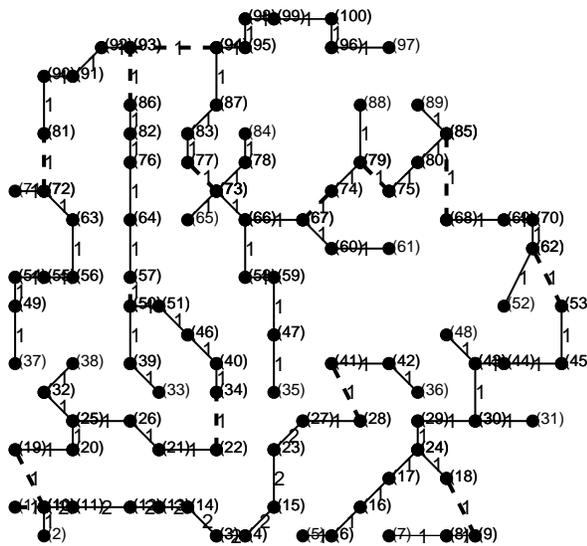


Figura 5.4: Rede base do sistema de 100 barras.

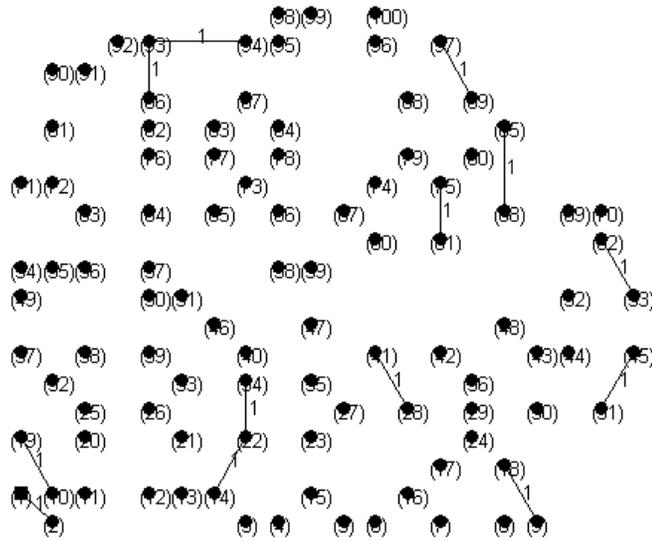


Figura 5.5: Chaves NA no sistema de 100 barras.

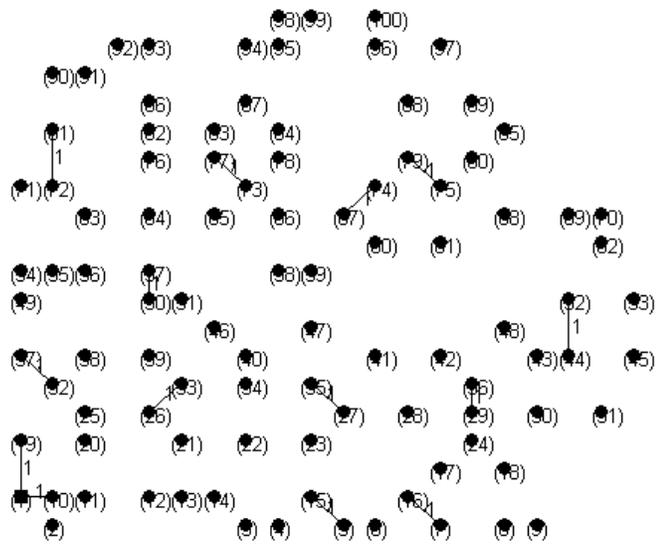


Figura 5.6: Chaves NF no sistema de 100 barras.

5.2 Falta na linha entre as barras 7 e 9 no sistema de 21 barras

A aresta ligando as barras 7 e 9 (v. Figura 5.1) alimenta mais da metade das barras do sistema. Uma falta nesse ramo representa danos muito grandes para o sistema como um todo e deve ser corrigida de forma imediata.

Em [21], utilizando um algoritmo genético foram necessárias até 2000 avaliações de função para obtenção da estimativa do conjunto Pareto-ótimo para a resolução do problema de reconfiguração para esse sistema nessa condição.

O método de Evolução Diferencial Discreta foi capaz de encontrar a estimativa do conjunto Pareto-ótimo com até 1500 avaliações de função para essa situação de contingência. A Tabela 5.1 contém os valores do conjunto Pareto estimado.

Tabela 5.1: Conjunto Pareto estimado para Reconfiguração do sistema de 21 barras - falha entre as barras 7 e 9

Reconfiguração	Custos monetários (\$)	Custos de falhas (\$)	# manobras
REC1	159.829,87	1.040.068,05	3
REC2	173.721,19	1.029.593,55	3
REC3	157.199,86	869.813,60	5
REC4	143.577,79	880.367,75	5
REC5	222.209,30	1.649.611,33	1
REC6	158.570,45	848.332,38	7

Para seleção de uma das soluções de Pareto, um decisor deve ser designado [10, 39].

Este trabalho não se preocupa com a construção de um decisor para o problema de reconfiguração. Entretanto, como no presente caso tem-se um problema relacionado a contingência, a solução REC5 (v. Tabela 5.2 e Figura 5.7) provavelmente será a melhor indicada, dado que depende de apenas uma manobra para sua realização. Entretanto, pode-se verificar que os custos monetários (devido a perdas resistivas) são maiores e a confiabilidade é menor (custos de falha maiores) para essa configuração, pelo que ela deve ser utilizada somente durante um curto período de tempo.

Note que para um problema de reconfiguração envolvendo apenas a mudança de topologia devido a fatores como necessidade de retirar a linha aérea de uma região, a modelagem para a obtenção do conjunto de Pareto é exatamente a mesma realizada aqui. Nesse caso, a solução final que será adotada pelo decisor poderá ter uma maior quantidade de chaves manobradas de forma a adequar os custos de perdas resistivas e a confiabilidade.

A Tabela 5.2 representa quais chaves NA estão fechadas e quais chaves NF estão abertas em cada solução Pareto-ótima para esse caso de reconfiguração. As Tabelas C.1 e C.2 elucidam quais ligações estão representadas pelas chaves citadas. A reconfiguração correspondendo a REC5 está representada na Figura 5.7.

Tabela 5.2: Chaves manobradas - Sistema de 21 barras com contingência entre as barras 7 e 9

Reconfiguração	Abrir	Fechar
REC1	k200	k500, k800
REC2	k100	k500, k800
REC3	k100, k400	k500, k800, k1000
REC4	k200, k400	k500, k800, k1000
REC5	-	k800
REC6	k100, k200, k400	k500, k600, k800, k1000

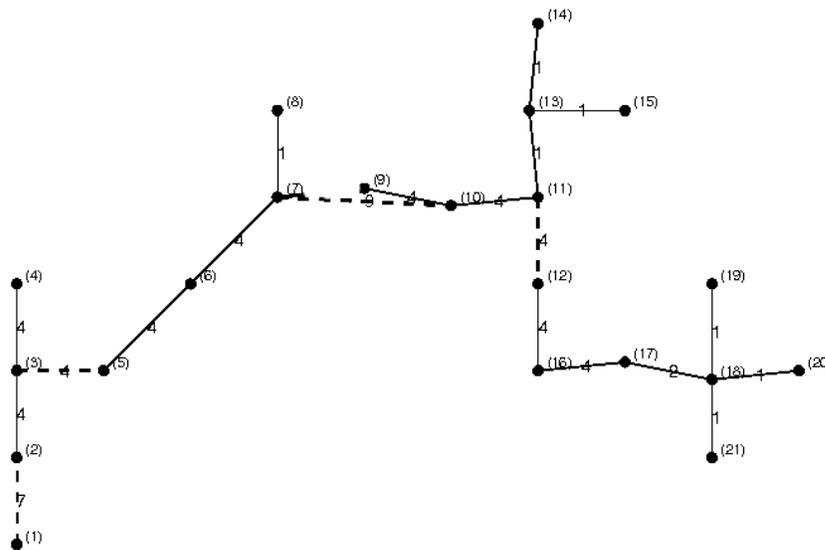


Figura 5.7: Reconfiguração REC5 - Contingência entre as barras 7 e 9

5.3 Mudança do perfil de cargas nas barras 3, 5 e 6 no sistema de 21 barras

As barras 3, 5 e 6 tiveram suas cargas ativas triplicadas e as análises foram feitas de acordo com um horizonte de tempo de cinco anos. Essa mudança de perfil representa o caso em que a rede tem sua topologia mantida, mas as cargas se modificam ao longo do tempo. Uma modificação na topologia da rede pode significar uma melhoria no funcionamento do sistema utilizando os próprios recursos do sistema, sem a necessidade imediata de novos investimentos.

Para esse caso, uma estimativa de Pareto com sete pontos foi obtido (v. Tabela 5.3).

Tabela 5.3: Conjunto Pareto estimado para Reconfiguração do sistema de 21 barras - triplicação das cargas nos nós 3, 5 e 6

Reconfiguração	Custos monetários (\$)	Custos de falhas (\$)	# manobras
REC7	1.306.625,99	8.843.415,94	BASE
REC8	823.639,71	3.783.058,45	6
REC9	981.874,89	5.581.486,01	2
REC10	708.907,77	3.914.532,18	6
REC11	842.295,68	3.695.222,13	8
REC12	862.872,14	5.711.313,25	2
REC13	789.432,42	5.042.313,92	4
REC14	906.342,29	4.911.687,36	4

Um decisor para esse problema deve levar em consideração se, com a modificação do perfil de cargas, será necessária a busca de uma rede com maior índice de confiabilidade - por exemplo, se essas cargas corresponderem a clientes críticos como hospitais e indústrias - ou se busca simplesmente minimizar os custos monetários devido a perdas.

O caso base (v. REC7) está na Tabela 5.3 para se observar o impacto benéfico da reconfiguração. As projeções de custos reduzem significativamente em qualquer número de manobras realizadas.

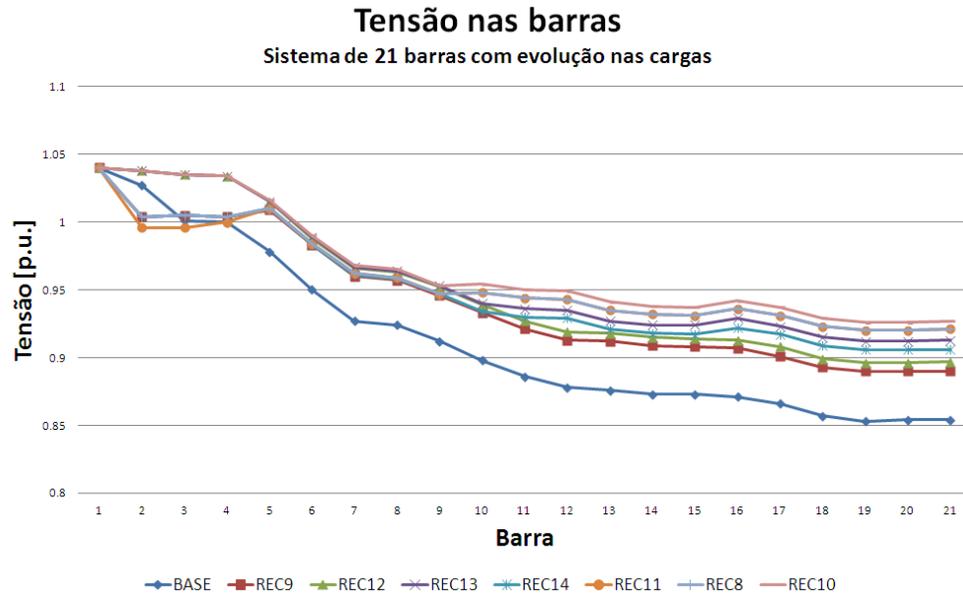


Figura 5.8: Tensões nas barras do sistema com as cargas das barras 3, 5 e 6 triplicadas

As Figuras 5.8 e 5.9 mostram que o sistema reconfigurado fica mais robusto que o sistema sem reconfiguração. Na nova condição de carga e sem reconfiguração da rede, as tensões nas barras ficaram com menor magnitude e ângulos com maiores

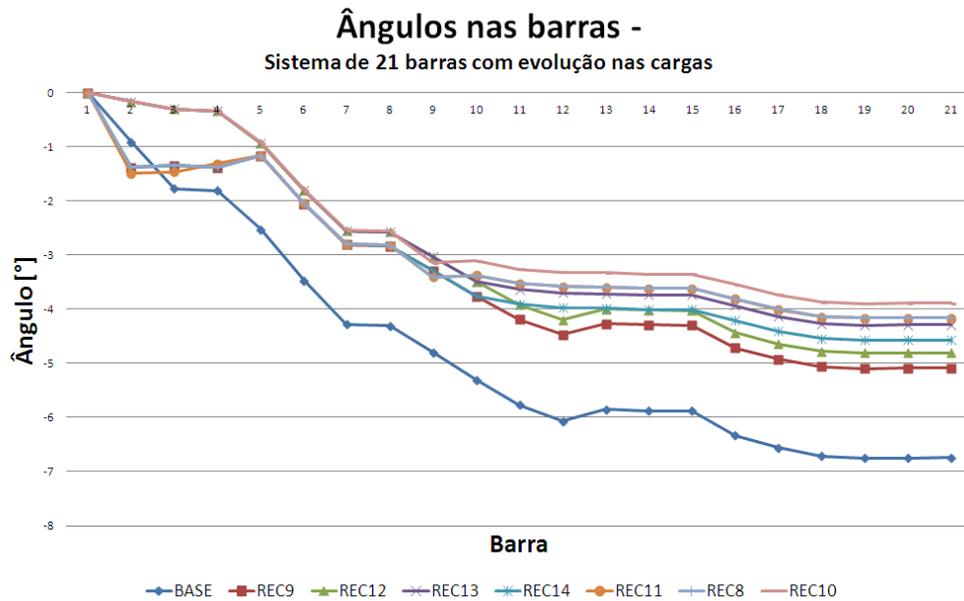


Figura 5.9: Ângulos das tensões nas barras do sistema com as cargas das barras 3, 5 e 6 triplicadas

diferenças entre si, o que pode levar o sistema à instabilidade [34, 41]. Os benefícios de um sistema com menores perdas, com maior confiabilidade e mais estável do ponto de vista do Sistema Elétrico de Potência foram alcançados apenas atualizando a topologia da rede para a nova condição de carga imposta.

5.4 Expansão do sistema de 21 barras

A expansão de um sistema elétrico pode se dar através da instalação de novos alimentadores destinados a fornecer energia para uma nova região consumidora; ou ainda através da ligação do novo ramal à ponta-de-linha.

Para simular a expansão do sistema de 21 barras, a carga ativa da barra 20 teve seu valor triplicado, correspondendo à carga adicionada de um novo ramal. Essa é

uma situação de pior caso, já que essa barra se encontra muito distante do alimentador, e portanto o percurso da energia até ela sofre maiores perdas. O tempo de funcionamento considerado para sistema nessa condição é de cinco anos.

A Tabela 5.4 contém a estimativa do conjunto de Pareto para essa situação de reconfiguração.

Tabela 5.4: Conjunto Pareto estimado para Reconfiguração do sistema de 21 barras
- Expansão do sistema

Reconfiguração	Custos monetários (\$)	Custos de falhas (\$)	# manobras
REC15	1.422.555,94	9.416.400,54	BASE
REC16	1.117.624,64	6.449.632,26	2
REC17	989.215,42	5.086.697,53	4
REC18	1.048.961,91	6.490.489,60	2
REC19	814.047,06	4.269.375,43	6
REC20	884.119,04	4.138.744,69	8
REC21	878.440,32	4.226.710,52	6
REC22	930.581,09	5.607.176,71	4

Assim como no caso apresentado na Seção 5.3, a reconfiguração do sistema significará a redução das projeções de custos no horizonte de tempo considerado. Esse resultado implica que ainda se pode expandir o sistema elétrico que atende a uma região utilizando os próprios recursos existentes, sem a necessidade imediata de adicionar um alimentador à subestação.

As Figuras 5.10 e 5.11 mostram que a reconfiguração aumentou a estabilidade do

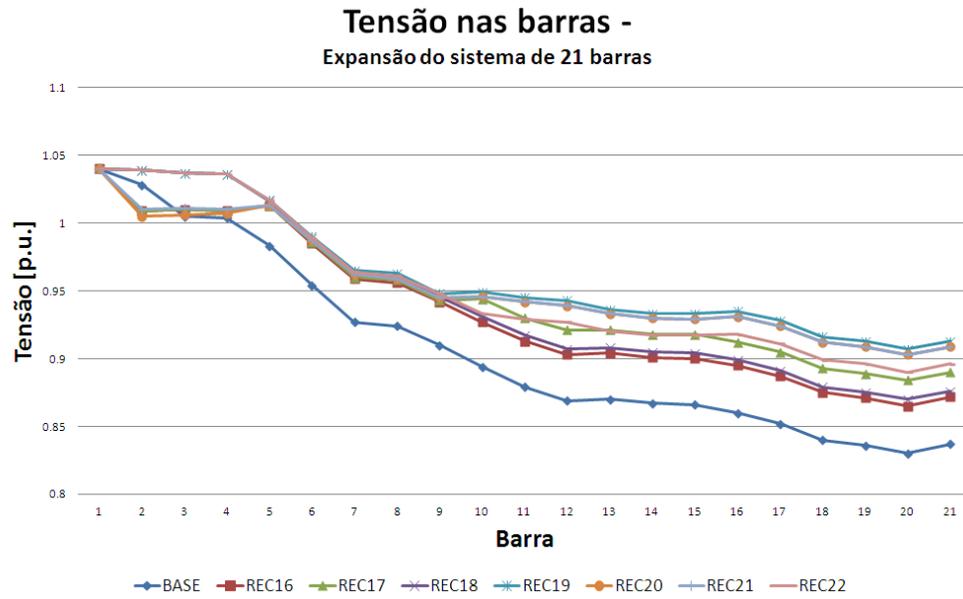


Figura 5.10: Tensões nas barras do sistema de 21 barras expandido.

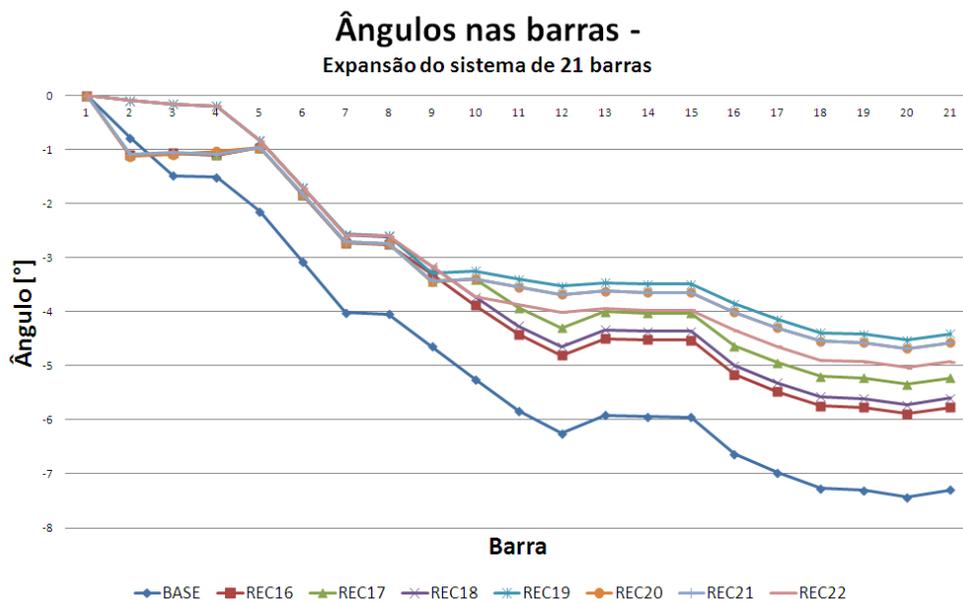


Figura 5.11: Ângulos das tensões nas barras do sistema de 21 barras expandido.

sistema, como já foi observado para o caso da evolução de carga (v. Seção 5.3).

5.5 Falta na linha entre as barras 72 e 81 no sistema de 100 barras

Similarmente à análise feita na Seção 5.2, simulou-se uma situação de contingência inutilizando-se a linha que liga as barras 72 e 81. Os parâmetros para execução do algoritmo foram os mesmos do caso anterior, e obteve-se a estimativa do Pareto-ótimo do problema em até 2000 avaliações de função.

A Tabela 5.5 registra os valores do conjunto Pareto estimado obtido para resolução deste problema. A reconfiguração REC26 apresenta menor número de chaveamentos, mas possui maiores estimativas de custo devido a perdas e menor confiabilidade, como esperado. A Tabela 5.6 contém a correspondência de quais chaves serão manobradas em cada reconfiguração Pareto-ótima encontrada.

Tabela 5.5: Conjunto Pareto estimado para Reconfiguração do sistema de 100 barras - falha entre as barras 72 e 81

Reconfiguração	Custos monetários (\$)	Custos de falha (\$)	# manobras
REC23	122.005,58	1.826.911,50	5
REC24	149.756,09	2.003.123,64	3
REC25	122.355,89	1.464.137,18	7
REC26	141.941,50	2.307.453,54	1

Tabela 5.6: Chaves manobradas - Sistema de 100 barras com contingência entre as barras 72 e 81

Reconfiguração	Abrir	Fechar
REC23	k62, k403	k527, k775, k837
REC24	k62, k124, k186	k496, k527, k775, k837
REC25	k62	k527, k775
REC26	-	k775

5.6 Mudança do perfil de cargas e expansão no sistema de 100 barras

A mudança do perfil de cargas foi simulada modificando a potência ativa das barras 72, 81, 90, 91, 92 e 93 para seu triplo. O conjunto das soluções não-dominadas e reconfiguração para essa nova condição da rede de distribuição está registrada nas Tabelas 5.7 e 5.8.

Para simular o caso de expansão do sistema, a carga do nó 41 foi triplicada; para essa situação, similar à apresentada na Seção 5.4, o Pareto estimado encontrado segue na Tabela 5.9.

5.7 Conclusão

Neste capítulo pode-se verificar o compromisso entre as funções de custos devido a perdas, custos devido a faltas e de número de manobras sobre a rede. Foram obtidos conjuntos de Pareto para cada situação que exige reconfiguração em uma rede de

Tabela 5.7: Conjunto Pareto estimado para Reconfiguração do sistema de 100 barras
 - triplicação das cargas nos nós 72, 81, 90, 91, 92 e 93

Reconfiguração	Custos monetários (\$)	Custos de falha (\$)	# manobras
REC27	1.013.084,25	10.479.989,98	6
REC28	934.232,60	12.761.772,66	6
REC29	937.348,34	12.693.197,46	8
REC30	1.176.891,06	8.257.378,41	8
REC31	918.190,76	14.951.149,92	4
REC32	1.080.451,34	13.904.116,49	4

distribuição de energia elétrica. Verificou-se que cada momento exige uma análise particular do conjunto de soluções não dominadas obtido.

Para as situações de contingência, as soluções com menores números de manobra seriam preferíveis, embora tenham maiores perdas e menor confiabilidade (ou maiores custos de falha): essas soluções proporcionam o rápido religamento do sistema, o que diminui os índices de frequência e duração de falhas. Uma vez restabelecido o sistema e eliminada a causa da falta, pode-se voltar o sistema para a topologia anterior, ou outra que seja considerada adequada.

Para os casos de reconfiguração devido a evolução da carga instalada na rede ou devido a expansão do sistema de distribuição, a reconfiguração pode fornecer alternativas que sejam mais rápidas e econômicas do que a construção de novos ramais ou instalação de novos alimentadores. Tem-se, portanto, a necessidade de um decisor para determinar, dentre as possibilidades do conjunto de soluções não dominadas obtido, a solução que seja uma resposta adequada à modificação ocorrida na rede

Tabela 5.8: Chaves manobradas - Sistema de 100 barras com mudança do perfil de cargas

Reconfiguração	Abrir	Fechar
REC27	k372, k62, k186	k527, k775, k837
REC28	k372, k62, k403	k527, k775, k837
REC29	k372, k403, k62, k124	k496, k527, k775, k837
REC30	k372, k62, k155, k186	k527, k589, k837
REC31	k372, k186	k775, k837
REC32	k372, k62	k527, k775

de distribuição. Por exemplo, caso a evolução de carga seja devido ao consumo de um cliente crítico, uma reconfiguração que favoreça a confiabilidade da rede pode ser mais interessante no momento; caso a expansão do sistema se dê pelo crescimento de uma área residencial, talvez a decisão passe por ser mais importante uma rede com menores perdas.

Tabela 5.9: Conjunto Pareto estimado para Reconfiguração do sistema de 100 barras

- Expansão do sistema

Reconfiguração	Custos monetários (\$)	Custos de falhas (\$)	# manobras
REC33	958.454,60	15.409.941,02	4
REC34	954.101,66	15.697.582,49	2
REC35	806.239,40	9.979.299,73	8
REC36	961.408,97	15.308.656,68	2
REC37	1.013.296,66	13.326.513,44	4
REC38	815.916,87	9.881.312,83	6
REC39	956.876,52	15.628.872,42	4

Capítulo 6

Conclusão

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são a principal fonte de perdas de energia no Sistema Elétrico, dadas as extensas áreas cobertas por suas redes. Essa realidade obriga as concessionárias a tomarem medidas de contenção dessas perdas, dado que elas refletirão em energia não faturada. As perdas podem ser de origem técnica (perdas resistivas) ou de origem não-técnica (fraudes). Este trabalho mostrou que a reconfiguração de redes pode resultar em topologias cujas perdas técnicas totais sejam minimizadas em relação a uma topologia inicial.

Além da realidade das perdas, a confiabilidade é outra variável importante para esses sistemas. Existem clientes para os quais, caso haja desabastecimento de energia, haverá prejuízos incalculáveis. Nesse caso, a confiabilidade da rede deve ser elevada, mesmo que isso signifique custos adicionais do ponto de vista de construção da rede. A reconfiguração também pode auxiliar nessa busca de redes mais confiáveis. Ao ajustar a topologia de uma rede, o fluxo de carga pode ficar mais equilibrado, reduzindo a corrente circulante total e retardando o processo de envelhecimento do sistema. Além

disso, condutores com maior confiabilidade já presentes na rede podem ser utilizados em ligações apropriadas elevando o nível de confiabilidade global do sistema. Neste trabalho, a confiabilidade foi mensurada em termos de custos de falhas: uma menor confiabilidade do sistema implica em maiores custos de falha do mesmo.

Uma utilidade primária da reconfiguração reside no restabelecimento do sistema em casos de contingência e de mudança de topologia por outros motivos - urbanísticos, paisagísticos, políticos e outros. Nesse caso, um critério importante para a reconfiguração é o número de manobras a serem efetuadas. Não é desejável mudar uma grande parte da estrutura original da rede devido a um evento isolado.

Esses três critérios apresentados (custos devido a perdas, custos devido a falhas e número de manobras) foram as figuras de mérito utilizadas nesse trabalho na forma de uma otimização multiobjetivo. Para otimizá-las, uma nova metodologia baseada na Evolução Diferencial Discreta com aplicação em grafos em árvores foi definida e utilizada.

A Evolução Diferencial Discreta já é tratada na literatura. Entretanto, sua aplicação em problemas combinatoriais, mais especificamente, na busca de árvores com topologia ótima, ainda é passível de receber maiores contribuições. O método proposto por este trabalho se pauta na obtenção de listas de dissimilaridades entre árvores e a utilização dessa informação para modificar a topologia na busca pela solução ótima. Foi demonstrada a adequação dessa abordagem com a formulação original do método de Evolução Diferencial, aplicado em variáveis contínuas.

As simulações realizadas obtiveram resultados consistentes com a proposta da reconfiguração. Nos casos de contingência, reconfigurações com menores números de chaveamento foram encontradas no conjunto Pareto estimado; para os casos de

evolução de carga e expansão do sistema elétrico, foram encontradas topologias capazes de minimizar as expectativas de custos devido a perdas e de custos devido a faltas. Além disso, verificou-se a melhora da robustez do sistema na forma da melhoria dos perfis de tensões nas barras. Verificou-se ainda que essas reconfigurações implicam na possibilidade de se operar o mesmo sistema com nova condição de carga sem a necessidade imediata de novos investimentos nas subestações ou nas linhas.

A principal contribuição deste trabalho reside na proposição de um novo método de evolução diferencial discreta aplicado ao problema de otimização de estruturas em árvores, o qual não havia sido abordado ainda na literatura. A formulação proposta permite que o algoritmo inicie realizando uma busca global no espaço de redes e, à medida que as listas de dissimilaridades vão se tornando progressivamente menores, é exibida uma característica de busca local, devido às pequenas perturbações aplicadas, de forma semelhante ao que ocorre no algoritmo para variáveis contínuas. Espera-se que esse comportamento garanta uma otimização mais robusta e com melhor desempenho, gerando boas respostas para auxiliar as concessionárias de energia elétrica nas rotinas de reconfiguração de suas redes.

Referências Bibliográficas

- [1] Balanço energético nacional. Technical report, Empresa de Pesquisa Energética, Brasília, 2011.
- [2] E. H. L. Aarts and J. H. M. Korst. *Simulated Annealing and Boltzmann Machines*. John Wiley and Sons, 1989.
- [3] M. Adas. *Geografia: [livro do professor]*. Number v. 2 in Geografia: [livro do professor]. Editora Moderna, 1986.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução 395 de 15 de dezembro de 2009*.
- [5] D. P. Bernardon. *Novos métodos para Reconfiguração das Redes de Distribuição a Partir de Algoritmos de Tomadas de Decisão Multicriteriais*. PhD thesis, UFSM, dezembro 2007.
- [6] E. Carrano, C. Fonseca, R. Takahashi, L. Pimenta, and O. Neto. A preliminary comparison of tree encoding schemes for evolutionary algorithms. In *Systems, Man and Cybernetics, 2007. ISIC. IEEE International Conference on*, pages 1969–1974, oct. 2007.

- [7] E. Carrano, F. Guimaraes, R. Takahashi, O. Neto, and F. Campelo. Electric distribution network expansion under load-evolution uncertainty using an immune system inspired algorithm. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(2):851–861, may 2007.
- [8] E. Carrano, L. Soares, R. Takahashi, R. Saldanha, and O. Neto. Electric distribution network multiobjective design using a problem-specific genetic algorithm. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 21(2):995 – 1005, april 2006.
- [9] E. G. Carrano. *Algoritmos Evolucionários Eficientes para Otimização de Redes*. PhD thesis, PPGEE-UFMG, agosto 2007.
- [10] V. Chankong and Y. Y. Haimes. *Multiobjective Decision Making Theory and Methodology*. Elsevier Science, New York, 1983.
- [11] L. de Castro and F. Von Zuben. Learning and optimization using the clonal selection principle. *Evolutionary Computation, IEEE Transactions on*, 6(3):239–251, jun 2002.
- [12] K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal, and T. Meyarivan. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. *IEEE TRANSACTIONS ON EVOLUTIONARY COMPUTATION*, 6(2):182 – 197, APRIL 2002.
- [13] N. Deo. *Graph Theory with Applications to Engineering and Computer Science (Prentice Hall Series in Automatic Computation)*. Prentice-Hall, Inc., Upper Saddle River, NJ, USA, 1974.

- [14] N. Deo. *Graph Theory with Applications to Engineering and Computer Science*. Prentice-Hall Of India Pvt. Ltd., 2004.
- [15] A. C. dos Santos. *Algoritmo Evolutivo Computacionalmente Eficiente para Reconfiguração de Sistemas de Distribuição*. PhD thesis, USP, São Carlos, 2009.
- [16] Electric Power Research Institute. *Transmission Line Reference Book: 345 kV and above*, 2 edition, 1982.
- [17] C. Gellings. *The smart grid: enabling energy efficiency and demand response*. Fairmont Press, 2009.
- [18] D. E. Goldberg. *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*. Addison Wesley, 1989.
- [19] J. GRIMONI, L. GALVAO, and M. UDAETA. *Iniciação a conceitos de sistemas energéticos para o desenvolvimento limpo*. EDUSP, 2004.
- [20] F. G. Guimarães. *Algoritmos de Evolução Diferencial para Otimização e Aprendizado de Máquina*, pages 1–17. Anais do IX Congresso Brasileiro de Redes Neurais e Inteligência Computacional (IX CBRN/IC). Sociedade Brasileira de Redes Neurais, Rio de Janeiro.
- [21] M. A. S. Jardim. *Reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica usando algoritmo genético multiobjetivo*. Master's thesis, PPGEE-UFMG, março 2011.

- [22] J. Kennedy and R. Eberhart. Particle swarm optimization. In *Neural Networks, 1995. Proceedings., IEEE International Conference on*, volume 4, pages 1942–1948 vol.4, nov/dec 1995.
- [23] D. Lichtblau. Differential evolution in discrete and combinatorial optimization - mathematica tutorial notes, Último acesso em 09/02/2011 2002.
- [24] M. R. Mansour, A. C. dos Santos, J. B. A. L. Jr., A. C. B. Delbem, and N. G. Bretas. Representação nó-profundidade e algoritmos evolutivos aplicados ao problema de restabelecimento de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica. *XVIII Congresso Brasileiro de Automática*, setembro 2010.
- [25] G. R. Mateus and H. P. L. Luna. *Programação Não Linear*. V Escola de Computação, 1986.
- [26] G. C. Onwubolu and D. Davendra. *Differential Evolution: A Handbook for Global Permutation-Based Combinatorial Optimization*. Springer Publishing Company, Incorporated, 2009.
- [27] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Sistema de transmissão 2010 - 2013. <http://www.ons.org.br>, setembro Conforme visualizado em 1 de outubro de 2011.
- [28] R. Prado, R. Silva, F. Guimara andes, and O. Neto. Using differential evolution for combinatorial optimization: A general approach. In *Systems Man and Cybernetics (SMC), 2010 IEEE International Conference on*, pages 11–18, oct. 2010.

- [29] R. S. Prado, R. C. P. Silva, F. G. Guimarães, and O. M. Neto. A new differential evolution based metaheuristic for discrete optimization. *IJNCR*, 1(2):15–32, 2010.
- [30] K. Price, R. Storn, and J. Lampinen. *Differential evolution: a practical approach to global optimization*. Natural computing series. Springer, 2005.
- [31] F. Rothlauf. *Representations for genetic and evolutionary algorithms*. Springer, 2006.
- [32] R. A. Sarker and C. S. Newton. *Optimization Modelling: A Practical Approach*. CRC Press, 2007.
- [33] R. Sedgewick. *Algorithms in Java*, volume 2. Addison Wesley, 2003.
- [34] T. Short. *Electric power distribution handbook*. Electric power engineering series. CRC Press, 2004.
- [35] V. L. S. Silva, E. F. Wanner, S. A. A. G. Cerqueira, and R. H. C. Takahashi. A new performance metric for multiobjective optimization: The integrate sphere counting. IEEE Congress on Evolutionary Computation, 2007.
- [36] N. Srinivas and K. Deb. Multiobjective function optimization using nondominated sorting genetic algorithms. *Evol. Comput*, 2(3):221–248, Fall 1995.
- [37] R. Storn and K. Price. Differential evolution - a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces. *J. of Global Optimization*, 11:341–359, December 1997.

- [38] R. Takahashi, R. Saldanha, W. Dias-Filho, and J. Ramirez. A new constrained ellipsoidal algorithm for nonlinear optimization with equality constraints. *Magnetics, IEEE Transactions on*, 39(3):1289 – 1292, may 2003.
- [39] R. H. C. Takahashi. Otimização escalar e vetorial. <http://www.mat.ufmg.br/taka/>, abril 2004.
- [40] U.S. Energy Department, <http://www.oe.energy.gov/SmartGridIntroduction.htm>. *The SMART GRID: an Introduction*, 2008.
- [41] W. F. Usida. Controle fuzzy para melhoria do perfil de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica. Master's thesis, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.

Apêndice A

Trabalhos publicados durante o mestrado

SILVA, C. J. ; MAGELA NETO, O. ; SANTOS, J. J. S. . Controller Design With a Evolutionary Multi-objective Optimization Approach. In: CEC 2010, 2010, Barcelona. Proceedings of CEC 2010, 2010.

SILVA, C. J. ; MAGELA NETO, O. ; SANTOS, J. J. S. . Aplicação de Estratégia de Otimização Multi-objetivo ao Projeto de Controladores. In: IX SIMMEC, 2010, S. João del Rei. Anais do Nono Simpósio de Mecânica Computacional, 2010.

SILVA, C. J. ; GUIMARÃES, F. G. ; MAGELA NETO, O. . Evolução Diferencial Discreta Aplicada a Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica. CBIC 2011, Fortaleza, novembro de 2011.

SILVA, C. J. ; MAGELA NETO, O. ; MARTINS, F. V. C. . Utilização de Algoritmo de Evolução Multiobjetivo no Projeto de Controladores. CBIC 2011, Fortaleza, novembro de 2011.

MARTINS, F. V. C. ; SILVA, C. J. ; NAKAMURA, F. G. ; MATEUS, G. R. ;
TAKAHASHI, R. H. C. . Controle multiobjetivo para o problema de cobertura em
uma rede de sensores sem fio plana com conectividade garantida. CBA 2010, Bonito,
setembro de 2010.

Apêndice B

Parâmetros dos cabos

Tabela B.1: Parâmetros de vários tipos de cabos

Tipo:	1	2	3	4	5	6	7	8	9
R [Ω/km]	1.6118	1.0145	0.6375	0.5205	0.4019	0.3184	0.2006	0.822	0.2646
X [Ω/km]	0.4853	0.4679	0.4505	0.4428	0.4331	0.4237	0.4026	0.3037	0.2567
$Pot_{nominal}$	2817	3776	5115	5975	6860	7983	10828	4278	8652
$Taxa_{falhas}$	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.00625	0.00625
$Dura_{falhas}$	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.01	0.01
$Custo_{constr.}$	32126.23	32321.31	32653.55	32780.81	33378.78	33752.81	31100	43000	45476.95
$Manut_{prevent.}$	0	8420.35	8752.6	8879.86	9477.83	9851.86	10200	21257	23734.27
$Manut_{corret.}$	1733.54	1733.54	1733.54	1733.54	1733.54	1733.54	1733.54	218.77	218.77

Apêndice C

Sistema de 21 barras

Tabela C.1: Chaves NA

Nome_chave	De_barra	Para_barra
k900	8	9
k1200	14	15
k1300	15	19
k1400	20	21
k1100	11	16
k500	1	5
k600	4	5
k700	5	7
k800	7	10
k1000	10	12

Tabela C.2: Chaves NF

Nome_chave	De_barra	Para_barra
k100	1	2
k200	3	5
k300	7	9
k400	11	12

Tabela C.3: Linhas não seccionadas

De_barra	Para_barra	R_{se} [p.u.]	X_{se} [p.u.]	Tipo de condutor
2	3	0.139	0.135	9
3	4	0.139	0.135	9
5	6	0.196	0.191	9
6	7	0.196	0.191	9
9	10	0.142	0.137	9
10	11	0.106	0.212	7
11	13	0.851	0.256	1
13	14	0.851	0.256	1
13	15	0.931	0.28	1
12	16	0.273	0.233	4
16	17	0.275	0.234	4
17	18	0.44	0.163	8
18	19	0.931	0.28	1

18	20	0.851	0.256	1
18	21	0.762	0.229	1
7	8	0.432	0.159	8

Tabela C.4: Linhas seccionadas

Chave	De_barra	Para_barra	R_{se} [p.u.]	X_{se} [p.u.]	Tipo de condutor
k100	1	2	0.105	0.211	7
k200	3	5	0.273	0.233	4
k300	7	9	0.275	0.234	4
k400	11	12	0.273	0.233	4
k500	1	5	0.311	0.301	9
k600	4	5	0.61	0.226	8
k700	5	7	0.393	0.381	9
k800	7	10	0.278	0.27	9
k900	8	9	0.368	0.313	4
k1000	10	12	0.187	0.181	9
k1100	11	16	0.278	0.27	9
k1200	14	15	1.197	0.36	1
k1300	15	19	0.965	0.357	8
k1400	20	21	0.61	0.226	8

Tabela C.5: Barras

Barra	Tipo	P [p.u.]	Q [p.u.]	x_{coord}	y_{coord}
1	Slack	0	0	1	1
2	PQ	0.0031	0.0005	1	2
3	PQ	0.0031	0.0005	1	3
4	PQ	0.0031	0.0005	1	4
5	PQ	0.0031	0.0005	2	3
6	PQ	0.0031	0.0005	3	4
7	PQ	0.0031	0.0005	4	5
8	PQ	0.0031	0.0005	4	6
9	PQ	0.0031	0.0005	5	5.1
10	PQ	0.0031	0.0005	6	4.9
11	PQ	0.0031	0.0005	7	5
12	PQ	0.0031	0.0005	7	4
13	PQ	0.0031	0.0005	6.9	6
14	PQ	0.0031	0.0005	7	7
15	PQ	0.0031	0.0005	8	6
16	PQ	0.0031	0.0005	7	3
17	PQ	0.0031	0.0005	8	3.1
18	PQ	0.0031	0.0005	9	2.9
19	PQ	0.0031	0.0005	9	4
20	PQ	0.0031	0.0005	10	3

21	PQ	0.0031	0.0005	9	2
----	----	--------	--------	---	---

Tabela C.6: Parâmetros do sistema de 21 barras

Parâmetro	Valor
S_{base}	100 MVA
V_{base}	13.8 kV
ΔV	15 %
Custo da energia por falha	13.70 \$/MW/falha
Custo da energia por hora de falha	21.30 \$/MW/h
Taxa de juros	10 % a.a
Custo da energia	60.00 \$/MWh
Fator de perdas	0.664

Apêndice D

Sistema de 100 barras

Tabela D.1: Chaves NA

Nome_chave	De_barra	Para_barra
k465	1	2
k496	9	18
k527	10	19
k558	14	22
k589	22	34
k620	28	41
k651	31	45
k682	53	62
k713	61	75
k744	68	85
k775	86	93

k806	89	97
k837	93	94

Tabela D.2: Chaves NF

Nome_chave	De_barra	Para_barra
k31	1	10
k62	1	19
k93	5	15
k124	7	16
k155	26	33
k186	27	35
k217	29	36
k248	32	37
k279	44	52
k310	50	57
k341	67	74
k372	72	81
k403	73	77
k434	75	79

Tabela D.3: Linhas não seccionadas

De_barra	Para_barra	R_{se} [p.u.]	X_{se} [p.u.]	Tipo de condutor
82	86	0.022	0.021	9
83	87	0.031	0.03	9
87	94	0.044	0.042	9
91	92	0.031	0.03	9
92	93	0.022	0.021	9
94	95	0.022	0.021	9
95	98	0.133	0.04	1
98	99	0.022	0.021	9
99	100	0.044	0.042	9
100	96	0.022	0.021	9
96	97	0.044	0.042	9
46	51	0.031	0.03	9
50	51	0.022	0.021	9
2	10	0.022	0.021	9
11	12	0.266	0.08	1
10	11	0.022	0.021	9
12	13	0.022	0.021	9
13	14	0.022	0.021	9
14	3	0.031	0.03	9
3	4	0.017	0.033	7
4	15	0.031	0.03	9

15	23	0.033	0.066	7
5	6	0.017	0.033	7
6	16	0.031	0.03	9
7	8	0.044	0.042	9
8	9	0.133	0.04	1
19	20	0.044	0.042	9
20	25	0.017	0.033	7
25	26	0.044	0.042	9
26	21	0.031	0.03	9
21	22	0.044	0.042	9
23	27	0.031	0.03	9
27	28	0.044	0.042	9
16	17	0.031	0.03	9
17	24	0.031	0.03	9
24	18	0.031	0.03	9
30	31	0.044	0.042	9
29	30	0.105	0.074	3
29	24	0.022	0.021	9
30	43	0.105	0.074	3
36	42	0.031	0.03	9
42	41	0.105	0.074	3
43	44	0.022	0.021	9
43	48	0.031	0.03	9

44	45	0.044	0.042	9
45	53	0.086	0.073	4
35	47	0.044	0.042	9
25	32	0.037	0.049	6
32	38	0.031	0.03	9
37	49	0.044	0.042	9
33	39	0.037	0.049	6
34	40	0.022	0.021	9
40	46	0.031	0.03	9
47	59	0.044	0.042	9
58	59	0.022	0.021	9
58	66	0.044	0.042	9
39	50	0.044	0.042	9
49	54	0.022	0.021	9
54	55	0.022	0.021	9
55	56	0.022	0.021	9
56	63	0.044	0.042	9
57	64	0.044	0.042	9
60	61	0.044	0.042	9
52	62	0.049	0.047	9
62	70	0.022	0.021	9
68	69	0.044	0.042	9
69	70	0.022	0.021	9

71	72	0.022	0.021	9
72	63	0.031	0.03	9
64	76	0.044	0.042	9
65	73	0.031	0.03	9
66	73	0.031	0.03	9
66	67	0.044	0.042	9
81	90	0.044	0.042	9
90	91	0.022	0.021	9
67	60	0.118	0.055	2
74	79	0.031	0.03	9
75	80	0.031	0.03	9
80	85	0.118	0.055	2
79	88	0.044	0.042	9
73	78	0.118	0.055	2
78	84	0.022	0.021	9
85	89	0.031	0.03	9
77	83	0.022	0.021	9
76	82	0.022	0.021	9

Tabela D.4: Linhas seccionadas

Chave	De_barra	Para_barra	R_{se} [p.u.]	X_{se} [p.u.]	Tipo de condutor
k31	1	10	0.022	0.021	9
k310	50	57	0.022	0.021	9

k341	67	74	0.031	0.03	9
k372	72	81	0.086	0.073	4
k403	73	77	0.031	0.03	9
k434	75	79	0.031	0.03	9
k465	1	2	0.031	0.03	9
k496	9	18	0.049	0.047	9
k527	10	19	0.049	0.047	9
k558	14	22	0.049	0.047	9
k589	22	34	0.044	0.042	9
k62	1	19	0.053	0.07	6
k620	28	41	0.049	0.047	9
k651	31	45	0.049	0.047	9
k682	53	62	0.074	0.08	5
k713	61	75	0.044	0.042	9
k744	68	85	0.066	0.064	9
k775	86	93	0.044	0.042	9
k806	89	97	0.049	0.047	9
k837	93	94	0.066	0.064	9
k93	5	15	0.031	0.03	9
k124	7	16	0.023	0.047	7
k155	26	33	0.031	0.03	9
k186	27	35	0.074	0.053	3
k217	29	36	0.022	0.021	9

k248	32	37	0.031	0.03	9
k279	44	52	0.044	0.042	9

Tabela D.5: Barras

Barra	Tipo	P [p.u.]	Q [p.u.]	x_{coord}	y_{coord}
1	Slack	1	1	0	1
2	PQ	0.00125	0.0005	1	0
3	PQ	0.0011	0.0005	7	0
4	PQ	0.0013	0.0005	8	0
5	PQ	0.0015	0.0005	10	0
6	PQ	0.0014	0.0005	11	0
7	PQ	0.0011	0.0005	13	0
8	PQ	0.00115	0.0005	15	0
9	PQ	0.0009	0.0005	16	0
10	PQ	0.002	0.0005	1	1
11	PQ	0.00075	0.0005	2	1
12	PQ	0.0016	0.0005	4	1
13	PQ	0.0012	0.0005	5	1
14	PQ	0.0013	0.0005	6	1
15	PQ	0.0014	0.0005	9	1
16	PQ	0.0011	0.0005	12	1
17	PQ	0.001	0.0005	13	2
18	PQ	0.0012	0.0005	15	2

19	PQ	0.0011	0.0005	0	3
20	PQ	0.00185	0.0005	2	3
21	PQ	0.0014	0.0005	5	3
22	PQ	0.00075	0.0005	7	3
23	PQ	0.0015	0.0005	9	3
24	PQ	0.0012	0.0005	14	3
25	PQ	0.0013	0.0005	2	4
26	PQ	0.0014	0.0005	4	4
27	PQ	0.0011	0.0005	10	4
28	PQ	0.0011	0.0005	12	4
29	PQ	0.001	0.0005	14	4
30	PQ	0.001	0.0005	16	4
31	PQ	0.001	0.0005	18	4
32	PQ	0.00135	0.0005	1	5
33	PQ	0.002	0.0005	5	5
34	PQ	0.0016	0.0005	7	5
35	PQ	0.0011	0.0005	9	5
36	PQ	0.0012	0.0005	14	5
37	PQ	0.001	0.0005	0	6
38	PQ	0.0013	0.0005	2	6
39	PQ	0.0013	0.0005	4	6
40	PQ	0.0019	0.0005	7	6
41	PQ	0.001	0.0005	11	6

42	PQ	0.0013	0.0005	13	6
43	PQ	0.0014	0.0005	16	6
44	PQ	0.0011	0.0005	17	6
45	PQ	0.00115	0.0005	19	6
46	PQ	0.0012	0.0005	6	7
47	PQ	0.00175	0.0005	9	7
48	PQ	0.001	0.0005	15	7
49	PQ	0.001	0.0005	0	8
50	PQ	0.0009	0.0005	4	8
51	PQ	0.0012	0.0005	5	8
52	PQ	0.0021	0.0005	17	8
53	PQ	0.0013	0.0005	19	8
54	PQ	0.0021	0.0005	0	9
55	PQ	0.0013	0.0005	1	9
56	PQ	0.0011	0.0005	2	9
57	PQ	0.00115	0.0005	4	9
58	PQ	0.00125	0.0005	8	9
59	PQ	0.0013	0.0005	9	9
60	PQ	0.0019	0.0005	11	10
61	PQ	0.0017	0.0005	13	10
62	PQ	0.001	0.0005	18	10
63	PQ	0.0012	0.0005	2	11
64	PQ	0.0013	0.0005	4	11

65	PQ	0.0013	0.0005	6	11
66	PQ	0.00125	0.0005	8	11
67	PQ	0.0011	0.0005	10	11
68	PQ	0.00125	0.0005	15	11
69	PQ	0.0009	0.0005	17	11
70	PQ	0.0018	0.0005	18	11
71	PQ	0.0011	0.0005	0	12
72	PQ	0.0013	0.0005	1	12
73	PQ	0.001	0.0005	7	12
74	PQ	0.0013	0.0005	11	12
75	PQ	0.0014	0.0005	13	12
76	PQ	0.00145	0.0005	4	13
77	PQ	0.0011	0.0005	6	13
78	PQ	0.00115	0.0005	8	13
79	PQ	0.001	0.0005	12	13
80	PQ	0.0013	0.0005	14	13
81	PQ	0.0013	0.0005	1	14
82	PQ	0.00125	0.0005	4	14
83	PQ	0.001	0.0005	6	14
84	PQ	0.0014	0.0005	8	14
85	PQ	0.0015	0.0005	15	14
86	PQ	0.0014	0.0005	4	15
87	PQ	0.0014	0.0005	7	15

88	PQ	0.00125	0.0005	12	15
89	PQ	0.00115	0.0005	14	15
90	PQ	0.0018	0.0005	1	16
91	PQ	0.0012	0.0005	2	16
92	PQ	0.0011	0.0005	3	17
93	PQ	0.001	0.0005	4	17
94	PQ	0.0013	0.0005	7	17
95	PQ	0.0015	0.0005	8	17
96	PQ	0.0012	0.0005	11	17
97	PQ	0.0012	0.0005	13	17
98	PQ	0.00125	0.0005	8	18
99	PQ	0.001	0.0005	9	18
100	PQ	0.001	0.0005	11	18

Tabela D.6: Parâmetros do sistema de 100 barras

Parâmetro	Valor
S_{base}	100 MVA
V_{base}	34.8 kV
ΔV	15 %
Custo da energia por falha	13.70 \$/MW/falha
Custo da energia por hora de falha	21.30 \$/MW/h
Taxa de juros	10 % a.a
Custo da energia	60.00 \$/MWh
Fator de perdas	0.664