

Universidade Federal de Juiz de Fora
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Mestrado em Sistemas de Energia

DANIEL FIORESI BOTELHO

**PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA COM FOCO NA
CONFIABILIDADE**

Juiz de Fora

2018

DANIEL FIORESI BOTELHO

**PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA COM FOCO NA
CONFIABILIDADE**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira

Coorientador: Prof. Dr. Bruno Henriques Dias

Juiz de Fora
2018

DANIEL FIORESI BOTELHO

**PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA COM FOCO NA
CONFIABILIDADE**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 31/08/2018.

Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc. (Orientador)
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Bruno Henriques Dias, D.Sc. (Coorientador)
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. João Alberto Passos Filho, D. Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Tales Pulinho Ramos, D. Sc.
Instituto Federal Sudeste de Minas Gerais

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, pelo amor e apoio contínuo, por formarem minha base.

À minha esposa Camile, por todo amor, apoio, paciência, carinho e ajuda.

Aos professores e orientadores Leonardo Willer de Oliveira e Bruno Henriques Dias, pelo apoio, orientação, dedicação e entusiasmo com este trabalho, mesmo com todos os desafios para sua conclusão. Pelo constante incentivo ao meu crescimento profissional.

“O homem que pretende vencer na vida
deverá se sujeitar a fazer aquilo que precisa
ser feito, mesmo sem possuir gosto,
tendência ou inclinação pela tarefa. Ao
persistir na execução da tarefa,
eventualmente acabará por fazê-la bem-
feita. Não que a natureza da tarefa tenha
mudado, mas a habilidade de fazê-la terá
aumentado.”.
(Ralph Waldo Emerson)

RESUMO

O presente trabalho apresenta uma metodologia para a alocação de unidades de Geração Distribuída no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica visando a melhoria dos indicadores de confiabilidade da rede. O objetivo é avaliar qual o melhor ponto do sistema para realizar a inserção da unidade GD. Realiza-se também a análise de como essa alocação afeta os indicadores de qualidade e as perdas elétricas do sistema em estudo. A inclusão de limite para um indicador de qualidade considerado na distribuição de energia elétrica é explorada neste trabalho, verificando que a inserção de geração distribuída na rede pode fazer com que tal restrição seja atendida. A metodologia proposta é baseada nas técnicas meta-heurísticas Sistema Imunológico Artificial e Algoritmo Genético afim de comparar os resultados obtidos por ambas as técnicas. A função objetivo avaliada é composta por um somatório dos custos de confiabilidade, custos de investimento em geração distribuída e os custos das perdas elétricas do sistema; buscando assim sempre minimizar estes custos. Os algoritmos propostos são testados em sistemas conhecidos da literatura.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Confiabilidade. Otimização. Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Algoritmo Genético. Sistema Imunológico Artificial.

ABSTRACT

The present work presents a methodology for the allocation of Distributed Generation units in the Electric Energy Distribution System aiming at the improvement of network reliability indicators. The objective is to evaluate the best point of the system to perform the insertion of the GD unit. An analysis of how this allocation affects the quality indicators and the electrical losses of the system under study is also carried out. The inclusion of a limit for a quality indicator considered in the distribution of electric energy is explored in this work, verifying that the insertion of distributed generation in the network can cause that such restriction is met. The proposed methodology is based on the metaheuristic techniques Artificial Immune System and Genetic Algorithm in order to compare the results obtained by both techniques. The objective function evaluated is composed of a sum of the costs of reliability, costs of investment in distributed generation and the costs of the electrical losses of the system; always seeking to minimize these costs. The proposed algorithms are tested in systems known in the literature.

Key-words: Distributed Generation. Reliability. Optimization. Distribution Systems. Genetic Algorithm. Artificial Immune System.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 3.1: Estrutura Básica de um AG.....	43
Figura 3.2: Codificação Utilizada no AG Proposto.....	44
Figura 3.3: Algoritmo Proposto.....	45
Figura 3.4: Camadas de defesa do sistema imunológico natural [46].	46
Figura 3.5: Processo de maturação da afinidade [46].....	47
Figura 3.6: Representação esquemática da maturação de afinidade [47].....	48
Figura 3.7: Fluxograma do algoritmo CLONALG [49].....	49
Figura 3.8: Função probabilística de mutação [49].	51
Figura 3.9: Sistema 8 Barras.	54
Figura 3.10: Indivíduo Ótimo para: a) Caso Base, b) Caso #1, c) Caso #2 e d) Caso #3.	59
Figura 3.11: Convergência Caso #1.	60
Figura 3.12: Convergência Caso #2.	60
Figura 3.13: Convergência Caso #3.	60
Figura 4.1: Sistema 33 Barras [55].....	68
Figura 4.2: <i>Box plot</i> para 25 indivíduos: a) AG e b) SIA.....	70
Figura 4.3: <i>Box plot</i> para 50 indivíduos: a) AG e b) SIA.....	71
Figura 4.4: <i>Box plot</i> para 100 indivíduos: a) AG e b) SIA.....	71
Figura 4.5: <i>Box plot</i> para 25 indivíduos e 75 gerações de estagnação: a) AG e b) SIA.....	72
Figura 4.6: Convergência Sistema 33 Barras: a) AG e b) SIA.....	74
Figura 4.7: <i>Box plot</i> : a) AG e b) SIA com restrição de DEC.....	77
Figura 4.8: Sistema 69 Barras. [55].....	78
Figura 4.9: Convergência Sistema 69 Barras: a) AG e b) SIA.....	80
Figura 4.10: <i>Box plot</i> Sistema 69 Barras: a) AG e b) SIA.....	81
Figura 4.11: Convergência Sistema 69 Barras com restrição de inserção GD: a) AG e b) SIA.	84
Figura 4.12: <i>Box plot</i> Sistema 69 Barras com restrição de inserção GD: a) AG e b) SIA.....	84
Figura 4.13: Sistema 84 Barras (TPC). [58].....	87
Figura 4.14: Sistema 84 Barras: a) AG e b) SIA.	90
Figura 4.15: <i>Box plot</i> Sistema 84 Barras: a) AG e b) SIA.....	90
Figura 4.16: <i>Box plot</i> Sistema 84 Barras com restrição de DEC: a) AG e b) SIA.....	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Função de Danos ao Consumidor.....	31
Tabela 2.2: Indicadores Comerciais a serem considerados no Mecanismo de Incentivos.....	34
Tabela 3.1: Limites de tensão para pontos de conexão em tensão nominal superior a 1kV e inferior a 69kV.	42
Tabela 3.2: Parâmetros do CLONALG.....	54
Tabela 3.3: Número de Consumidores por Barra.....	55
Tabela 3.4: Resultados Caso Tutorial 8 Barras.....	56
Tabela 3.5: Índices de Confiabilidade Calculados.....	57
Tabela 4.1: Número de Consumidores por Barra do Sistema 33 Barras.....	68
Tabela 4.2: Função Objetivo e otimalidade associada.....	69
Tabela 4.3: Tempo de Processamento Demandado.....	69
Tabela 4.4: Resultados Sistema 33 Barras.....	73
Tabela 4.5: Indicadores <i>FIC</i> e <i>FEC</i> do Sistema 33 Barras.....	75
Tabela 4.6: <i>DIC</i> e <i>rL</i> para o Caso Base do Sistema 33 Barras.....	75
Tabela 4.7: Índices de Confiabilidade Calculados.....	76
Tabela 4.8: Resultados Sistema 33 Barras com <i>DEC</i> _{máx}	77
Tabela 4.9: Indicador <i>DEC</i> calculado.....	77
Tabela 4.10: Número de Consumidores por Barra do Sistema 69 Barras.....	78
Tabela 4.11: Resultados Sistema 69 Barras.....	79
Tabela 4.12: Tempo Médio de Processamento, Função Objetivo e otimalidade associada.....	81
Tabela 4.13: Indicadores <i>FIC</i> e <i>FEC</i> do Sistema 69 Barras.....	82
Tabela 4.14: Índices de Confiabilidade Calculados.....	82
Tabela 4.15: Resultados Sistema 69 Barras com restrição de inserção GD.....	83
Tabela 4.16: Tempo Médio de Processamento, Função Objetivo e otimalidade associada.....	85
Tabela 4.17: Índices de Confiabilidade Calculados com restrição de inserção GD.....	85
Tabela 4.18: Resultados Sistema 69 Barras com <i>DEC</i> _{máx}	86
Tabela 4.19: Indicador <i>DEC</i> calculado.....	86
Tabela 4.20: Número de Consumidores por Barra do Sistema 84 Barras.....	88
Tabela 4.21: Resultados Sistema 84 Barras.....	89
Tabela 4.22: Tempo Médio de Processamento, Função Objetivo e otimalidade associada.....	91
Tabela 4.23: Indicadores <i>FIC</i> e <i>FEC</i> do Sistema 84 Barras.....	91

Tabela 4.24: Indicador <i>DEC</i> do Sistema 84 Barras.....	92
Tabela 4.25: Resultados Sistema 83 Barras com <i>DEC</i> _{máx}	93
Tabela 4.26: Indicador <i>DEC</i> calculado.....	93

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	13
1.2 CARACTERÍSTICAS DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	16
1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
1.4 MOTIVAÇÃO.....	19
1.5 OBJETIVO	19
1.6 PUBLICAÇÃO DECORRENTE	20
1.7 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	20
2. CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	21
2.1 INTRODUÇÃO.....	21
2.2 IMPACTOS DA CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	21
2.3 PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO	22
2.4 OPERAÇÃO ILHADA DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA	23
2.5 PRODIST - MÓDULO 8.....	24
2.5.1 Indicadores de continuidade individuais.....	25
2.5.2 Indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras	26
2.5.3 Limites de continuidade de serviço e compensações	26
2.6 PRORET-SUB-MÓDULO 2.5	31
2.7 CONCLUSÕES PARCIAIS	34
3. METODOLOGIA PROPOSTA	36
3.1 INTRODUÇÃO.....	36
3.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	36
3.2.1 Função objetivo.....	36
3.2.2 Restrições.....	39
3.3 METODOLOGIAS PROPOSTAS.....	43
3.3.1 Algoritmo Genético.....	43
3.3.2 Sistemas Imunológicos Artificiais	45
3.4 SISTEMA TUTORIAL 8 BARRAS	54
3.4.1 Procedimento de Cálculo dos Indicadores de Confiabilidade	61

3.5	CONCLUSÕES PARCIAIS.....	65
4.	ESTUDOS DE CASO	66
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	66
4.2	SISTEMA 33 BARRAS	67
4.3	SISTEMA 69 BARRAS	78
4.4	SISTEMA 84 BARRAS	87
5.	CONCLUSÕES	95
5.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS	95
5.2	SUGESTÕES PARA ESTUDOS FUTUROS.....	96
6.	REFERÊNCIAS	97

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A eletricidade tornou-se essencial para o desenvolvimento econômico e social das sociedades modernas, impulsionando o crescimento dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP). No decorrer do tempo, ocorreu a evolução física desses sistemas que se transformaram de pequenas estruturas eletricamente isoladas em sistemas robustos, complexos e eletricamente interligados, com extensão de abrangência nacional, ou até mesmo continental.

Durante um longo tempo, a estrutura do sistema elétrico brasileiro baseou-se predominantemente na centralização das unidades de geração em grandes centrais distantes dos pontos de consumo. Nesta estrutura, a energia é transmitida através de longas distâncias até os centros de carga via linhas de transmissão de diferentes níveis de tensão. A finalidade dessa topologia é prover energia com níveis de tensão e frequência satisfatórios e de forma segura, considerando critérios de economia, confiabilidade e qualidade através de um despacho centralizado [1,2]. No entanto, esta função envolve grandes complexidades, tais como a extensa quantidade de variáveis aleatórias envolvidas e o comportamento estocástico desses sistemas. Tais dificuldades inviabilizam a operação continuada, havendo a ocorrência de eventuais interrupções no fornecimento de energia. Entretanto, é possível e desejável se obter um nível satisfatório na qualidade desse fornecimento, que pode ser alcançado caso sejam realizados investimentos na expansão e operação desses sistemas de forma constante.

Um nível elevado de confiabilidade exige grandes aportes de investimentos para realização de reforços e melhorias no sistema, o que, por sua vez, pode resultar em um aumento no preço da eletricidade para os consumidores. Em vista disso, busca-se obter a melhor combinação possível entre custo e confiabilidade para o planejamento e operação dos sistemas de energia [2]. Esta realidade é válida para Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), tradicionalmente operados de forma radial sem a presença de fontes locais de geração, com fluxo de potência unidirecional das subestações para as cargas. Tais características do SDEE comprometem a confiabilidade da rede elétrica.

No entanto, a reestruturação do setor elétrico, ocorrida em diversos países, entre eles o Brasil, trouxe novos desafios e paradigmas ao modelo existente, incluindo o interesse, sob os pontos de vista técnico e econômico, pela operação de geradores instalados localmente nas redes de distribuição, próximos às cargas [3]. Essa modalidade de geração tornou-se conhecida como Geração Distribuída (GD) que, cada vez mais, consolida-se como

uma tendência [4,5], fomentada por questões ambientais, haja vista que muitas fontes de GD baseiam-se em energias renováveis [6-8].

A geração próxima aos centros de carga foi incentivada pelo governo brasileiro devido à crise energética ocorrida em 2001 no país, que motivou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a propor medidas emergenciais para incentivar o incremento desta geração [9]. A GD constitui-se uma importante alternativa para o aumento de eficiência e confiabilidade de SDEE, com potencial de aumento da oferta de energia bem como de redução de perdas técnicas e de custos de interrupção de fornecimento ao consumidor.

A geração distribuída tem sido caracterizada em diversos trabalhos da literatura [10-13], como próxima às cargas, localizada no sistema elétrico da empresa ou sítio do cliente, bem como por produção em pequena escala, de potência reduzida, com emprego de tecnologias diversas. O custo de investimento e o tempo de implementação são relativamente baixos comparados a grandes empreendimentos hidroelétricos. Para que as potenciais vantagens desta modalidade sejam alcançadas, como eficiência e confiabilidade, uma correta localização e dimensionamento são necessários. Estes esforços são necessários para que a GD não impacte negativamente na operação do SDEE.

Desta forma, a GD é uma opção atrativa para atender ao crescimento da demanda e minimizar os custos associados com construção de novas subestações, recondutoramento e recapacitação de subestações e transformadores, opções tradicionais de planejamento da expansão da distribuição. Complementarmente, uma GD conectada em um alimentador de distribuição pode ajudar na eliminação de violações de tensão e carregamento durante transferências de carga, reduzindo o tempo de restabelecimento de consumidores interrompidos por uma falha. Além disso, este tipo de geração pode suprir áreas de um alimentador isoladas por falha e desenergizadas pela rede durante o reparo do componente defeituoso [14]. Por outro lado, se os montantes de penetração de GD forem inadequadamente excessivos e/ou se os pontos de inserção não proporcionarem uma boa acomodação pelo sistema, a GD pode impactar negativamente, sob a forma de sobretensões na rede e/ou violação de capacidade de ativos, como por exemplo, sobrecarregar trechos de alimentadores e transformadores.

Atualmente, independente dos impactos, a penetração de GD em redes de distribuição é uma realidade e ocorre de forma significativa pelo lado do consumidor, que passa a exercer o papel de prosumidor [15], ou seja, pode tanto consumir quanto fornecer energia para a rede. Desta forma, depreende-se uma dificuldade de gestão por parte do sistema quanto ao controle dos pontos de acesso de GD. Porém, estudos de alocação ainda são

relevantes no sentido de sinalizar pontos estratégicos do ponto de vista sistêmico, que podem dar suporte a subsídios para a conexão em determinados locais em detrimento de outros, através de mecanismos tarifários, por exemplo, no contexto de redes inteligentes.

Além de poder facilitar a independência energética de determinada região, uma vez que há um atendimento local da demanda energética, a descentralização da produção de eletricidade pode ajudar a intensificar a segurança da rede, pois reduz os riscos de interrupções causadas por desastres naturais. Além disto, reduz a possibilidade de não suprimento de cargas em decorrência de potenciais falhas na transmissão.

Como relatado anteriormente, a continuidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores é de suma importância para garantir sua satisfação e evitar prejuízos monetários e sociais. No Brasil, a regulação dos serviços de distribuição de energia elétrica segue os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) [16], documentos elaborados pela ANEEL que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos SDE. A continuidade de fornecimento é avaliada através de indicadores que mensuram a frequência e a duração de interrupções ocorridas nos consumidores. Como exemplo, tem-se no Brasil os indicadores "Duração Equivalente de interrupção por Unidade Consumidora" (DEC) e "Frequência Equivalente de interrupção por Unidade Consumidora" (FEC) [16]. As concessionárias são responsabilizadas de forma direta ou indireta pelo fornecimento contínuo e com qualidade da energia. A ANEEL estabelece metas para os referidos indicadores, tanto para os sistemas quanto para os alimentadores de distribuição [16].

A capacidade de avaliar corretamente o valor de um serviço confiável ainda não está bem estabelecida [17] e o desenvolvimento de metodologias neste esforço é promissor. É tarefa bastante árdua e subjetiva determinar o valor de confiabilidade. Avaliar impactos causados aos clientes e as perdas monetárias decorrentes de falhas de fornecimento de energia elétrica é uma alternativa prática amplamente utilizada.

Vale destacar que o custo social da energia não suprida é a monetarização dos custos diretos e indiretos de interrupções para toda a sociedade e, geralmente, este valor é superior ao custo da energia não faturada pela distribuidora. Durante décadas, os Estados Unidos da América almejavam calcular os prejuízos relacionados com as interrupções de energia. Em 2006, um estudo apontou que o custo da interrupção aos consumidores poderia variar entre 26 a 400 bilhões de dólares, segundo estimativas da época [18]. Os custos de interrupção ao cliente podem fornecer subsídios para definir um valor de forma mais precisa para a confiabilidade [19].

1.2 CARACTERÍSTICAS DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Como mencionado anteriormente, estudos sobre a alocação ótima de GDs em sistemas de distribuição de energia elétrica com o intuito de sinalizar locais estratégicos do ponto de vista sistêmico, que podem dar suporte a subsídios para a conexão em determinados pontos em detrimento de outros, constitui-se em tema relevante. Estes estudos conduzem a problemas de programação matemática de difícil resolução, uma vez que estes têm natureza combinatória devido às variáveis discretas que representam decisões. Além disto, o número de soluções possíveis pode ser elevado dependendo do tamanho do SDEE considerado. Isto posto, o principal objetivo desses problemas é descobrir os melhores pontos e aportes para GD. A avaliação pontual de todas as possibilidades através de busca exaustiva é inviável, pois o tempo necessário para tal análise é excessivo.

Considerar a análise de indicadores de confiabilidade para determinar a alocação ótima de uma unidade GD é bastante complexo, pois há diversos indicadores e a correta avaliação varia de acordo com as características e requisitos do sistema em questão. A utilização de índices diversos pode gerar soluções variadas e concorrentes, ou seja, os resultados obtidos quando se otimiza o Custo da Energia Não Suprida (CENS), por exemplo, pode não ser o mesmo alcançado quando se otimiza um outro indicador de confiabilidade.

Outro obstáculo a ser superado é que um elevado nível de confiabilidade e baixo custo de investimento, sob o ponto de vista de um operador da distribuição, são dois requisitos conflitantes entre si, visto que maiores investimentos geralmente conferem um aumento da confiabilidade. Esta figura de operador, do inglês Distribution System Operator (DSO), pode ser encontrada em sistemas europeus [20]. No Brasil, as concessionárias de distribuição podem repassar seus investimentos ao consumidor final através da parcela B da tarifa, que representa os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora, próprios da atividade de distribuição que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa [21]. Ao mesmo tempo, viabilidade econômica é um dos critérios a se considerar de acordo com o PRODIST, em seu Módulo 2: Planejamento da Expansão da Distribuição [22]. Portanto, justifica-se a relevância de investigações e pesquisas considerando os critérios de confiabilidade e viabilidade econômica.

O cálculo de indicadores de qualidade exige um estudo detalhado do SDEE e de como os alimentadores primários e secundários conectam-se entre si. A interpretação equivocada do sistema pode levar a valores falsos para as grandezas de interesse,

comprometendo a melhor tomada de decisão possível. Portanto, o conhecimento da topologia da rede elétrica de distribuição e da composição dos consumidores é vital para o problema e também agrega complexidade ao mesmo.

Por fim, o problema de planejamento da alocação de unidades de GD visando otimizar índices de confiabilidade de SDEE pode ser modelado através de programação matemática computacional como um problema não-linear, inteiro misto, não diferenciável, envolvendo variáveis contínuas e discretas associadas às decisões de investimento em GD. Desta forma, a resolução deste tipo de problema através de métodos convencionais de programação matemática é difícil ou inviável devido ao grande número de combinações possíveis, distribuindo-se entre pontos de ótimos locais pelo espaço de soluções.

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A alocação ótima de geradores distribuídos visando otimizar algum aspecto de SDEE, como minimizar custos de expansão ou perdas elétricas, assim como a constante busca por melhoria de indicadores de confiabilidade, pode ser verificada em diversos trabalhos da literatura especializada.

Neste sentido, as referências [6-8] propõem metodologias de otimização baseadas em técnicas meta-heurísticas para a alocação ótima de GD em SDEE baseada em fontes renováveis, visando à redução dos custos totais de investimento e operação. Algoritmos Genéticos (AG) e Sistemas Imunológicos Artificiais (SIA) são propostos em [6,7] considerando fontes a biomassa e eólicas, enquanto que as energias eólica e fotovoltaica são contempladas em [8] através de uma representação mais detalhada de sua disponibilidade. No entanto, estes trabalhos não consideram o requisito de confiabilidade para o planejamento de GD. Tal requisito é abordado nas referências [23,24]. Em [23], é proposto um método de cálculo de um índice de confiabilidade para sistemas de distribuição com a presença de geração distribuída. Já em [24], tem-se uma avaliação da confiabilidade de SDEE com inserção de geração renovável que atende a todos os requisitos de carga dos consumidores. Porém, em [23,24], não se realiza o estudo de qual o melhor ponto de alocação da GD.

Em [25], um estudo é apresentado para definir a alocação ótima de unidades geradoras distribuídas e a quantidade de potência que deverá ser injetada por estas centrais, de modo a minimizar as perdas técnicas inerentes aos sistemas de distribuição, utilizando um algoritmo baseado na ecolocalização de morcegos.

Já [26] apresenta uma metodologia que incorpora a reconfiguração da rede elétrica e a alocação de GD no planejamento de SDEE. Segundo a proposta, a reconfiguração é realizada com o objetivo de minimizar perdas técnicas, melhorar o perfil de tensão e balancear cargas entre alimentadores. Com relação à alocação de geração distribuída, o objetivo é atender a um nível de demanda previsto sem violar restrições operacionais da rede e minimizar custos de interrupção. Restrições de confiabilidade são adicionadas.

Uma metodologia baseada em AG e teoria da decisão para alocação ótima de GD, considerando restrições técnicas como capacidade de alimentadores, queda de tensão e correntes de curto circuito, é apresentada em [27]. O artigo [28] expõe uma análise da relação custo-benefício da capacidade de geração distribuída com o plano de expansão da rede de distribuição baseada em uma heurística, visando atender ao pico de carga previsto com restrições de viabilidade econômica.

Uma metodologia para determinar o impacto da alocação de GD em perdas técnicas, confiabilidade e perfil de tensão de sistemas de distribuição é proposta em [29]. Um modelo de fluxo de potência com a representação de geradores como barras PV é utilizado para avaliar as perdas e o perfil de tensão. A metodologia tem como propósito avaliar a influência do local de instalação e da capacidade de GD nas características de desempenho do sistema para diferentes alternativas de planejamento da expansão.

Uma formulação multiobjetivo para determinar a localização e a dimensão de unidade de geração distribuída em SDEE, baseada em AG, é proposta em [30]. Tal metodologia permite selecionar a melhor relação entre os custos de redimensionamento de condutores da rede de distribuição, custos de perdas técnicas, de interrupção e de compra de energia.

Na referência [31], uma metodologia de alocação ótima de GD e de dispositivos de proteção é formulada para redes de distribuição considerando restrições de segurança e confiabilidade. A alocação ótima é determinada por uma análise de sensibilidade a partir das equações de fluxo de carga. Esta análise de sensibilidade permite que o método de otimização quantifique o número de geradores que podem ser conectados na rede e que atendam as restrições de segurança.

Em [32], é proposta uma abordagem através de um conjunto de índices para descrever alguns benefícios obtidos por GD de maneira quantitativa. Os índices propostos são associados a: melhoria de perfil de tensão, redução de perdas técnicas e redução de impacto ambiental. O estudo realizado em [33] apresenta um método para calcular o tamanho ótimo de

unidade de GD, de forma a minimizar perdas técnicas na rede primária de distribuição, com exposição dos efeitos do tamanho e do local da GD nas perdas técnicas.

Os autores de [34] apresentam uma metodologia de despacho de GD em pontos possíveis de conexão. A decisão final de dimensionamento e local é dada pelos pontos que apresentam os maiores valores despachados por GD. O problema de otimização visa à minimização de perdas técnicas e é resolvido pelo Método de Pontos Interiores.

Já em [35], propõe-se que a solução exata para a alocação de GD pode ser obtida a partir de uma completa enumeração de todas as combinações possíveis de localização e tamanho. Porém, tal proposição somente é interessante quando se avalia sistemas cujo tamanho é reduzido, uma vez que sistemas de dimensões maiores podem conduzir a tempos demasiadamente elevados, caso se deseje avaliar todas as combinações.

A análise de alocação ótima de GD através de otimização fuzzy multiobjetivo é realizada em [36]. O objetivo desta aplicação é a redução de variação de tensão, de capacidade de curto-circuito, de custo operacional e de perdas técnicas. Os resultados obtidos são próximos aos obtidos por métodos analíticos.

1.4 MOTIVAÇÃO

A partir da revisão bibliográfica anterior, pode-se observar que a maioria dos trabalhos desenvolvidos para a alocação ótima de GD tem como foco minimizar perdas técnicas em alimentadores de distribuição, melhorar o perfil de tensão e reduzir os custos de investimento e operação. Deste modo, é oportuno desenvolver um estudo sobre alocação de geração distribuída que considere otimizar, além destes critérios, os custos relacionados a confiabilidade de SDEE, uma vez que o tema com foco neste último critério em conjunto com os demais ainda é pouco explorado e constitui-se tema promissor para investigação haja vista sua importância caracterizada nas seções anteriores.

1.5 OBJETIVO

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma metodologia de planejamento de geração distribuída em redes de distribuição de energia elétrica, com foco em confiabilidade, através da análise de diferentes indicadores. Além disto, a metodologia propõe uma visão holística através de uma análise conjunta de outros critérios, contemplados pelo PRODIST, como perdas técnicas e viabilidade econômica. A metodologia de definição de pontos para conexão de GD baseia-se na aplicação de técnicas meta-heurísticas de otimização bioinspiradas. Mais especificamente, neste trabalho, as meta-heurísticas algoritmos genéticos e sistemas imunológicos artificiais, difundidas na literatura, adequadas para tratamento das

variáveis matemáticas discretas associadas ao processo decisório inerente a esta definição. O propósito de aplicação das duas técnicas é prover um estudo comparativo envolvendo duas técnicas meta-heurísticas para o problema de planejamento de GD em questão.

1.6 PUBLICAÇÃO DECORRENTE

O desenvolvimento do tema apresentado nesta dissertação de mestrado resultou na publicação decorrente de um artigo técnico-científico em simpósio na área do conhecimento. Os dados desta publicação são fornecidos a seguir.

- Botelho, Daniel F.; Oliveira, Leonardo W.; Arêdes, Camile; Dias, Bruno H.; Oliveira, Edimar J.. *Distributed Generation Planning in Distribution System With Focus on Reliability*. In: VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2018), 2018, Niterói, RJ. *Distributed Generation Planning in Distribution System With Focus on Reliability*, 2018.

1.7 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Além deste capítulo introdutório este trabalho contém mais cinco capítulos.

O Capítulo 2 trata sobre a descrição de fatores importantes sobre a conexão de GD em sistemas de distribuição de energia elétrica, os procedimentos que norteiam tal conexão, bem como os principais indicadores de qualidade de fornecimento de energia.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia proposta, abordando os fundamentos básicos das técnicas meta-heurísticas utilizadas, Algoritmos Genéticos e Sistemas Imunológicos Artificiais, e suas aplicações ao problema de planejamento. É apresentado também um estudo de um sistema tutorial de pequeno porte afim de consolidar e esclarecer em maiores detalhes a metodologia proposta.

O Capítulo 4 apresenta os estudos de caso realizados, através da utilização de três sistemas conhecidos na literatura.

Por fim, o Capítulo 5 trata das conclusões decorrente deste trabalho e as sugestões para possíveis estudos a serem desenvolvidos no futuro.

O Apêndice A apresenta os dados dos sistemas utilizados nos estudos de caso.

O Apêndice B apresenta algumas tabelas complementares de indicadores de qualidade calculados.

2 CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 INTRODUÇÃO

No setor elétrico brasileiro, a regulamentação sobre os requisitos para a conexão de acessantes aos sistemas de distribuição é dada nos Procedimentos de Distribuição [16], Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição, da ANEEL. Adicionalmente, as concessionárias de distribuição de energia elétrica de cada região definem, nas normas técnicas, os critérios e procedimentos a serem observados pelos produtores de energia elétrica acessantes de seus sistemas. Este capítulo apresenta uma descrição de aspectos importantes sobre a conexão de GD em SDEE, como os impactos decorrentes dessa inserção, os procedimentos da ANEEL que norteiam, através de seus módulos, as principais premissas que devem ser adotadas, bem como os requisitos para a operação ilhada da GD. Apresentam-se ainda procedimentos de regulação tarifária, visando subsidiar a abordagem proposta nesta dissertação.

2.2 IMPACTOS DA CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Dentre os impactos da conexão de GD em SDEE que requerem maior atenção, estão aqueles relacionados à qualidade do fornecimento de energia elétrica. Para que a conexão seja a melhor possível, são necessários testes e análises de diversos parâmetros que visam garantir tanto a segurança da instalação, quanto o fornecimento de uma energia confiável, que nos padrões nacionais devem atender principalmente a:

- Norma IEEE 1547.1 - “*IEEE Standard for Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*”;
- Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição da ANEEL; e
- Submódulo 2.2 dos Padrões de Desempenho da Rede Básica do Operador Nacional do Sistema (ONS).

Outra questão impactante a ser analisada são as perdas técnicas, decorrentes de dissipação de energia elétrica por efeito Joule através dos trechos de distribuição. A redução de perdas pode ser obtida com diminuição da corrente nos trechos, da resistência, ou de ambas. Se a GD é utilizada para prover potência localmente, as perdas podem ser reduzidas devido à redução da corrente que flui advinda da rede elétrica [34]. Tal conclusão permite verificar que o tamanho da GD conectada a uma determinada barra faz variar a corrente que

flui pelo trecho de alimentador conectado à mesma. Esta variação pode promover a redução nas perdas ou não, dependendo da barra de conexão e/ou do aporte de geração.

Outra característica de uma rede de distribuição é a redução gradual da bitola dos condutores ao longo do alimentador partindo da subestação. No entanto, este paradigma pode ser alterado dependendo do aporte e local da GD, pois fluxos reversos superiores aos diretos convencionais podem ocorrer dependendo destes fatores, requerendo maior capacidade dos trechos de distribuição e consequente recondutoramento, acrescentando nos custos de investimento de planejamento.

2.3 PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional são documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Os principais objetivos do PRODIST são [16]:

- Garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade;
- Propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre agentes;
- Disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica;
- Estabelecer requisitos para os intercâmbios de informações entre os agentes setoriais;
- Assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL; e
- Disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede.

No Módulo 1, são definidos os termos técnicos e expressões utilizadas nas várias atividades vinculadas à distribuição de energia elétrica, de maneira a uniformizar o seu entendimento, dirimindo dúvidas e ambigüidades.

O Módulo 2 estabelece as diretrizes para estudos de planejamento de curto e médio prazo para o Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT), que têm como objetivo detalhar a expansão, ampliação e reforços para o horizonte de cinco anos, de modo a atender

os critérios técnicos e econômicos, resultando no Plano de Obras. Contemplam estudos de fluxo de potência e curto-circuito. Quando necessário, os estudos também podem incluir: estabilidade de tensão, compensação de potência reativa, transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos.

Os critérios técnicos e operacionais para a conexão de unidades da categoria de produção ao sistema de distribuição são definidos no Módulo 3, junto com os requisitos de projeto de instalações de conexão, que devem observar as características técnicas, normas, padrões e procedimentos específicos do sistema de distribuição da acessada.

No Módulo 4, além dos procedimentos de operação em geral dos sistemas de distribuição de energia elétrica, são definidas as condições para a operação ilhada.

O Módulo 5 estabelece os requisitos mínimos para medição das grandezas elétricas do sistema de distribuição aplicáveis ao faturamento, à qualidade da energia elétrica, ao planejamento da expansão e à operação do sistema de distribuição.

O Módulo 6 define como as informações serão trocadas entre as distribuidoras, os acessantes, outros agentes e as entidades setoriais.

No Módulo 7 são estabelecidos a metodologia e os procedimentos para obtenção das informações e dados necessários para cálculo das perdas do sistema de distribuição de energia elétricas, bem como os indicadores para avaliação dessas perdas.

O Módulo 8 estabelece os critérios e procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica.

2.4 OPERAÇÃO ILHADA DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA

Como descrito na seção anterior, é no Módulo 4 do PRODIST que se encontram as condições necessárias para a operação ilhada de geração no sistema de distribuição de energia elétrica. Estas condições são dadas a seguir:

- A operação de central geradora alimentando uma parcela eletricamente isolada do sistema de distribuição, e as condições em que esta é permitida pela distribuidora, devem constar de Acordo Operativo estabelecido com a central geradora, e/ou transmissora envolvida, quando for o caso;
- A central geradora, responsável pelo controle de frequência da parcela eletricamente isolada do sistema de distribuição, deve ser dotada de Controle Automático de Geração (CAG), ou qualquer outra tecnologia que seja capaz de

desempenhar a mesma função, caso a operação ilhada seja utilizada de forma permanente;

- A distribuidora deve realizar estudos e instruções operativas e de segurança específicos para a operação ilhada;
- A central geradora deve fornecer as informações necessárias para a elaboração dos estudos de regime permanente e dinâmico e, quando solicitado pela distribuidora, adequar parâmetros de controle de forma a garantir o desempenho adequado do sistema.

2.5 PRODIST - MÓDULO 8

Este módulo tem como objetivo estabelecer os procedimentos relativos à Qualidade da Energia Elétrica (QEE), abordando a qualidade do produto, do serviço prestado e do tratamento de reclamações.

Para a qualidade do produto, este módulo define a terminologia e os indicadores, caracteriza os fenômenos, estabelece os limites ou valores de referência, a metodologia de medição, a gestão das reclamações relativas à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão, e os estudos específicos de qualidade da energia elétrica para fins de acesso aos sistemas de distribuição.

Para a qualidade do fornecimento de energia elétrica, o módulo estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades. Por fim, para a qualidade do tratamento de reclamações, o Módulo 8 estabelece a metodologia de cálculo dos limites do indicador de qualidade comercial [16].

Das três categorias de qualidade descritas, o presente trabalho focará na qualidade do fornecimento de energia elétrica, ou seja, no serviço prestado pela unidade geradora ao cliente. Dentre os diversos indicadores abordados no Módulo 8, a presente dissertação dá ênfase nos indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Por meio do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade, as distribuidoras, os consumidores, as centrais geradoras e a ANEEL podem avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico.

2.5.1 Indicadores de continuidade individuais

Estes indicadores devem ser apurados para todas as unidades consumidoras ou por ponto de conexão, sendo discriminados a seguir:

- Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão, conforme (2.1):

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2.1)$$

- Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão, conforme (2.2):

$$FIC = n \quad (2.2)$$

- Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão, como em (2.3):

$$DMIC = t_{max} \quad (2.3)$$

- Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão, dada por (2.4):

$$DICRI = t_{crítico} \quad (2.4)$$

Em que:

<i>DIC</i>	Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;
<i>FIC</i>	Frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em número de interrupções;
<i>DMIC</i>	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;
<i>DICRI</i>	Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;
<i>i</i>	Índice de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração, variando de 1 a <i>n</i> ;
<i>n</i>	Número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado, no período de apuração;
<i>t(i)</i>	Tempo de duração da interrupção (<i>i</i>) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração;
<i>t_{max}</i>	Valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua, no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de

conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas; e

$t_{critico}$ Duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

2.5.2 Indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras

Os indicadores de continuidade para cada conjunto de unidades consumidoras devem ser apurados conforme formulado a seguir.

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, dada por (2.5):

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (2.5)$$

- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, conforme (2.6):

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (2.6)$$

Em que:

DEC Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

FEC Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

i Índice de unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão - BT ou Média Tensão - MT faturadas do conjunto; e

Cc número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

2.5.3 Limites de continuidade de serviço e compensações

Segundo [16], os valores dos limites anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras devem ser disponibilizados por meio de audiência pública e estabelecidos em resolução específica, de acordo com a periodicidade da revisão tarifária da distribuidora.

Os valores estabelecidos para o período até a próxima revisão tarifária devem ser publicados por meio de resolução específica e entrarem vigor a partir do mês de janeiro do ano subsequente à publicação, devendo propiciar melhoria do limite anual global de DEC e FEC da distribuidora.

Os limites dos indicadores de continuidade individuais para as unidades consumidoras e centrais geradoras devem obedecer aos valores estabelecidos nas tabelas 1 a 5 do Anexo I do Módulo 8 do PRODIST [16], de acordo com a localização e com a tensão contratada. Os limites dos indicadores DIC e DMIC são vinculados ao limite anual do indicador DEC, enquanto que os limites do indicador FIC são vinculados aos limites anuais do indicador FEC.

No caso de violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC, DICRI e DMIC em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), a distribuidora deve calcular a compensação ao consumidor ou central geradora acessante do sistema de distribuição, inclusive àqueles conectados em demais instalações de transmissão, e efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o período de apuração. Para o cálculo do valor da compensação devida, as equações (2.7 - 2.10) são utilizadas.

- Para o *DIC*:

$$Valor = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) DIC_p * \frac{EUSD_{médio}}{730} * kei \quad (2.7)$$

- Para o *DMIC*:

$$Valor = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p * \frac{EUSD_{médio}}{730} * kei \quad (2.8)$$

- Para o *FIC*:

$$Valor = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) DIC_p * \frac{EUSD_{médio}}{730} * kei \quad (2.9)$$

- Para o *DICRI*:

$$Valor = \left(\frac{DICRI_v}{DICRI_p} - 1 \right) DICRI_p * \frac{EUSD_{médio}}{730} * kei \quad (2.10)$$

Em que:

- DIC_v* Duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;
- DIC_p* Limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;
- DMIC_v* Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado,

	expressa em horas e centésimos de hora;
$DMIC_p$	Limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;
FIC_v	Frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções;
FIC_p	Limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções;
$DICRI_v$	Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;
$DICRI_p$	Limite de continuidade estabelecido para o indicador de duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;
$EUSD_{médio}$	Média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;
730	Número médio de horas no mês;
kei	Coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em: <ul style="list-style-type: none"> • ‘15’ para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em baixa tensão; • ‘20’ para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em média tensão; • ‘27’ para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em alta tensão.

É importante destacar que todos os indicadores apresentados configuram apenas o desempenho passado do sistema através de estatísticas, ou seja, não é possível utilizar estas técnicas para realizar previsões sobre o desempenho do sistema quando modificações na topologia são realizadas. Uma alternativa para realizar estes estudos é a utilização de técnicas probabilísticas. Estas técnicas estimam o desempenho futuro da rede elétrica baseando-se na topologia e nos dados de falha dos componentes.

Portanto, a avaliação preditiva da confiabilidade de um SDEE é geralmente associada com o desempenho do sistema nos pontos de carga dos consumidores. Os índices para os pontos de carga usados na avaliação de confiabilidade de redes de distribuição são: taxa de falha - λ_L ; duração esperada das interrupções - r_L ; e indisponibilidade - U_L . Estes índices são associados com o ponto genérico de carga 'L' conforme cálculos de (2.11 - 2.13).

$$\lambda_L = \sum_i \lambda_i \quad (2.11)$$

$$U_L = \sum_i (\lambda_i * r_i) \quad (2.12)$$

$$r_L = \frac{U_L}{\lambda_L} = \frac{\sum_i \lambda_i * r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (2.13)$$

Em que:

- λ_L Taxa média de falha no ponto de carga L (falhas/ano);
- λ_i Taxa de falha do componente i (falhas/ano);
- U_L Duração de interrupção ao consumidor no ponto de carga L (horas/ano);
- r_i Tempo de reparo do componente i (horas); e
- r_L Tempo médio de reparo (horas/falha).

O índice λ_L representa a frequência de interrupção vivenciada pelos consumidores do ponto de carga 'L' durante um período anual. O índice U_L representa a probabilidade dos consumidores conectados ao ponto de carga 'L' sofrerem uma interrupção, durante um período anual. Destaca-se que U_L é um índice útil e representa o tempo médio de interrupção anual para os consumidores conectados a barra de carga 'L' [26]. No Brasil, os índices individuais de ponto de carga λ_L e U_L correspondem, respectivamente, aos índices estatísticos FIC e DIC descritos anteriormente [37].

Estes índices são importantes do ponto de vista dos consumidores individuais, porém não fornecem informações que caracterizem o desempenho total da rede de distribuição. Por exemplo, os mesmos valores de λ_L , r_L e U_L devem ser obtidos independentemente do número de consumidores conectados a um ponto de carga ou do valor médio da carga nos pontos de demanda. Desta forma, é necessário utilizar índices adicionais para se avaliar a confiabilidade de sistemas de distribuição, que reflitam a severidade e a abrangência das falhas dos componentes para toda a rede.

Um conjunto de índices adicionais pode ser obtido utilizando-se os índices apresentados anteriormente para cada ponto de carga do sistema e considerando-se os

aspectos citados. Os indicadores mais utilizados na avaliação de redes de distribuição são apresentados através das equações (2.14 - 2.18) [2,17].

- *SAIFI - System Average Interruption Frequency Index*. No Brasil, este índice é equivalente ao indicador *FEC* (falhas/ano);

$$SAIFI = \frac{\sum_i \lambda_i * N_i}{\sum_i N_i} \quad (2.14)$$

- *SAIDI - System Average Interruption Duration Index*. No Brasil, este índice é equivalente ao *DEC*(horas/ano);

$$SAIDI = \frac{\sum_i U_i * N_i}{\sum_i N_i} \quad (2.15)$$

- *CAIDI - Customer Average Interruption Duration Index*. Este índice representa o tempo médio de interrupção por consumidor fora de serviço durante uma falha no fornecimento de energia elétrica. O *CAIDI* difere do *SAIDI*, pois a duração do *SAIDI* está associada com o tempo total de interrupção por consumidor, durante o período anual.

$$CAIDI = \frac{\sum_i U_i * N_i}{\sum_i N_i * \lambda_i} \quad (2.16)$$

- *ENS - Energia Não Suprida*. Representa a energia não suprida pela rede de distribuição durante o período de um ano, dado em (kWh/ano);

$$ENS = \sum_L P_L * U_L \quad (2.17)$$

- *ECOST – Custo Esperado de Interrupção* (\$/ano).

$$ECOST = \sum_L [P_L * \lambda_L * FDC_L(r_L)] \quad (2.18)$$

Em que:

P_L Carga média no ponto de carga 'L' [kW]; e

FDC_L Função de Danos ao Consumidor no ponto de carga 'L' [\$ /kW], em função do tempo médio de reparo ou interrupção - r_L .

O processo de planejamento de redes de distribuição tem como objetivo estabelecer um equilíbrio entre custos e confiabilidade. A avaliação dos custos para se obter certo nível de confiabilidade deve incluir não somente os custos de expansão da rede e as perdas de receita durante as interrupções, mas também os custos de interrupção experimentados pelos consumidores durante uma perda no fornecimento de energia [26].

O conceito de custo de interrupção de energia elétrica é utilizado na literatura internacional, genericamente, para definir e agrupar os custos econômicos resultantes de uma

interrupção de fornecimento que afetam a sociedade. Este custo pode agregar os valores de interrupção de diversos consumidores de uma área de concessão, de modo a representar o valor médio em \$/kW através da FDC_L [38], pela qual um valor de prejuízo é associado a cada tipo de consumidor afetado por uma interrupção. Assim, o impacto de uma interrupção em uma indústria têxtil é diferente daquele em um grande comércio ou em uma residência, por exemplo.

De modo geral, a perda que um consumidor experimenta em decorrência de falhas no fornecimento varia com a estação do ano, momento do dia, aviso prévio ou não, duração da interrupção e segmento de consumo (clientes residenciais, industriais de pequeno porte, industriais de grande porte, comerciais). O presente trabalho considera os dois últimos fatores, duração e segmento, de forma simplificada, conforme valores médios de custos de interrupção da FDC da Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Função de Danos ao Consumidor.

Tipo de Consumidor	Duração da Interrupção					
	1 min	20 min	30 min	60 min	240 min	480 min
Industrial (\$/kW)	1,625	3,868	5,1723	9,085	25,16	55,81
Comercial (\$/kW)	0,381	2,969	4,3648	8,552	31,32	83,01
Residencial(\$/kW)	0,001	0,093	0,1903	0,482	4,914	15,69

2.6 PRORET–SUB-MÓDULO 2.5

O objetivo principal deste sub-módulo dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET [39] é estabelecer a metodologia a ser aplicada para o cálculo do chamado Fator X nas Revisões Tarifárias Periódicas (RTP) das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

O Fator X tem por objetivo primordial a garantia de que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos reposicionamentos tarifários subsequentes. Isto ocorre por meio da transferência ao consumidor dos ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica. A abordagem adotada pela ANEEL agrega ao Fator X mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor.

Assim, o Fator X é composto por três componentes, conforme (2.19).

$$Fator X = P_d + Q + T \quad (2.19)$$

Em que:

- P_d Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;
- Q Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor; e
- T Trajetória de custos operacionais.

A componente P_d consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, ajustada pela variação observada do mercado e das unidades consumidoras, pois estes são fatores que afetam os ganhos de produtividade das distribuidoras. Esta componente é calculada para uma concessionária ‘ i ’ pela equação (2.20), que agrega a mediana da produtividade do segmento de distribuição, o crescimento médio do mercado faturado e a variação do número de unidades consumidoras da concessionária.

$$P_d(i) = PTF + 0,14 \times (\Delta MWh(i) - \overline{\Delta MWh}) - 0,04 \times (\Delta UC(i) - \overline{\Delta UC}) \quad (2.20)$$

Em que:

- PTF Produtividade média do segmento de distribuição, de 1,53% a.a. [39];
- $\Delta MWh(i)$ Variação de energia anual média de mercado da concessionária i , entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento;
- $\overline{\Delta MWh}$ Variação de energia anual média de mercado das distribuidoras, de 4,65% a.a. [39];
- $\Delta UC(i)$ Variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária ‘ i ’, entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento; e
- $\overline{\Delta UC}$ Variação anual média do número de unidades consumidoras, de 3,39% a.a. [39].

A parcela PTF de (2.20) consiste na mediana da produtividade total dos fatores das distribuidoras de energia elétrica. Para a avaliação da variação anual média do mercado faturado ($\overline{\Delta MWh}$), os valores do crescimento dos mercados de baixa, média e alta tensão são ponderados pela participação de cada faixa de tensão na formação da Parcela B, inerente aos custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora, conforme tabela de pesos atribuídos aos mercados de Alta, Média e Baixa Tensão do anexo I do sub-módulo 2.5 do PRORET [39]. Estes custos são próprios da atividade de distribuição, sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa. Dessa forma, a variação anual média de mercado de cada concessionária é calculada por (2.21).

$$\Delta MWh(i) = \sqrt[n]{1 + \left[\ln \left(\frac{MWh_{AT_t}}{MWh_{AT_{t-1}}} \right) \times \pi_{AT} + \ln \left(\frac{MWh_{MT_t}}{MWh_{MT_{t-1}}} \right) \times \pi_{MT} + \ln \left(\frac{MWh_{BT_t}}{MWh_{BT_{t-1}}} \right) \times \pi_{BT} \right]} - 1 \quad (2.21)$$

Em que:

- n Número de anos entre a data da revisão tarifária anterior e da revisão tarifária em processamento;
- MWh_{X_t} Mercado faturado nos doze meses anteriores ao mês da revisão tarifária em processamento no nível de tensão X ($X = AT$: Alta Tensão, MT : Média Tensão e BT : Baixa Tensão);
- $MWh_{X_{t-1}}$ Mercado faturado nos doze meses anteriores ao mês da revisão tarifária anterior no nível de tensão X ($X = AT$: Alta Tensão, MT : Média Tensão e BT : Baixa Tensão); e
- π_X Participação do nível de tensão X na receita de Parcela B.

A variação do número de unidades consumidoras é calculada conforme equação (2.22).

$$\Delta UC(i) = \sqrt[n]{\left(\frac{UC_t}{UC_{t-1}} \right)} - 1 \quad (2.22)$$

Em que:

- UC_t Número de unidades consumidoras faturadas no sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária em processamento; e
- UC_{t-1} Número de unidades consumidoras faturadas no sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária anterior.

O valor da componente Q é resultado da qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores. Esta componente está inserida no contexto do Mecanismo de Incentivo - MI. Seu cálculo leva em conta a variação de sete indicadores e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL. As parcelas de qualidade técnica e comercial possuem pesos distintos conforme equação (2.23).

$$Q = 0,70 \cdot Q_{Técnico} + 0,30 \cdot Q_{Comercial} \quad (2.23)$$

A parcela técnica desta componente é calculada por meio dos indicadores DEC e FEC , enquanto que a parcela comercial é aferida por outros cinco indicadores, apresentados na Tabela 2.2.

Tabela 2.2: Indicadores Comerciais a serem considerados no Mecanismo de Incentivos.

Sigla Indicador	Indicador	Definição	Regulamentação
<i>FER</i>	Frequencia Equivalente de Reclamação	Frequencia equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	[40]
<i>IASC</i>	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	--
<i>INS</i>	Índice de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Art. 188 de [41]
<i>IAb</i>	Índice de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Art. 188 de [41]
<i>ICO</i>	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Art. 188 de [41]

Estes sete indicadores são ponderados conforme (2.24).

$$Q = 0,50 \cdot Q_{DEC} + 0,20 \cdot Q_{FEC} + 0,10 \cdot Q_{FER} + 0,10 \cdot Q_{IASC} + 0,04 \cdot Q_{INS} + 0,03 \cdot Q_{IAb} + 0,03 \cdot Q_{ICO} \quad (2.24)$$

A componente T ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente. O cálculo desta componente é descrita no submódulo 2.2 do PRORET[42] e é dado por (2.25).

$$T = \left(1 - \sqrt[N-1]{\frac{CO_{meta}}{CO_p}} \right) \cdot \frac{CO_p}{VPB_p} \quad (2.25)$$

Em que:

VPB_p Valor da Parcela B da revisão tarifária em processamento;

CO_p Valor de custos operacionais regulatórios a ser considerado na revisão tarifária em processamento [42];

CO_{meta} Meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual.; e

N Número de anos do ciclo tarifário da concessionária.

2.7 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo, realizou-se uma descrição de fatores importantes sobre a conexão de GD em sistemas de distribuição de energia elétrica, como os impactos ocasionados por esta inserção, os procedimentos a serem seguidos para que a conexão ocorra de forma segura e

eficiente, bem como alguns indicadores de qualidade de fornecimento de energia. Foram expostos alguns índices orientados ao consumidor e outros orientados à energia, assim como se caracterizou a função de danos ao consumidor. Realizou-se também um estudo mais detalhado do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição e do sub-módulo 2.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária da Agência Nacional de Energia Elétrica. Esta fundamentação visou subsidiar a abordagem proposta na presente dissertação.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta a metodologia proposta para o planejamento de geração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, com foco no critério confiabilidade, conforme previsto nos Procedimentos de Distribuição da Agência Nacional de Energia Elétrica. Embora o foco seja avaliar os impactos das decisões de planejamento em indicadores de confiabilidade, a metodologia visa determinar a localização mais adequada da GD no sistema, ou seja, o melhor ponto da rede elétrica para a injeção da potência proveniente, sob o ponto de vista deste critério de qualidade em conjunto com outros critérios previstos no PRODIST, como o de viabilidade econômica e o de perdas técnicas. Para o planejamento das decisões de alocação de GD, aplica-se as técnicas meta-heurísticas de otimização bioinspirada, algoritmos genéticos [43,44] e sistemas imunológicos artificiais [45-47].

Portanto, o capítulo apresenta a formulação matemática do modelo de otimização proposto para planejamento de GD em SDEE, através da descrição da função objetivo e restrições do problema. A resolução deste modelo permite determinar os indicadores de confiabilidade propostos para análise, com base em taxas de falha e tempos de reparo de componentes do sistema, como trechos de alimentadores e transformadores de distribuição. As perdas técnicas também são calculadas para soluções candidatas avaliadas pelo AG, a partir do cálculo de fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson [48]. O capítulo apresenta ainda a codificação utilizada no AG proposto para aplicação, bem como os respectivos parâmetros adotados.

3.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A metodologia proposta no presente trabalho envolve uma modelagem constituída de uma função objetivo formada com base nos critérios de confiabilidade, perdas técnicas e econômicos, bem como de restrições, que são descritas e formuladas na sequência.

3.2.1 Função objetivo

Conforme introduzido anteriormente, a função objetivo do modelo de otimização proposto para o planejamento de GD em SDE engloba os critérios de confiabilidade, perdas

técnicas e viabilidade econômica do PRODIST, ANEEL. A função objetivo modelada no presente trabalho é formulada como (3.1):

$$\text{Min } (CC + Cpe + Cinv) \quad (3.1)$$

Em que:

CC Custo anual de confiabilidade [\$/ano];

Cpe Custo anual de perdas técnicas [\$/ano];

$Cinv$ Custo de investimento [\$/ano].

O custo de confiabilidade CC é formulado pelas equações (3.2 - 3.4) a seguir [51]:

$$CC = \sum_{a \in NA} CENS_a \quad (3.2)$$

$$CENS_a = \sum_{s \in NSa} CAI_s \quad (3.3)$$

$$CAI_s = \lambda_s * l_s * (CP_s + CM_s + CJ_s) \quad (3.4)$$

Em que:

NA Número de alimentadores de distribuição;

$CENS_a$ Custo anual de energia não-suprida ao alimentador a (1 ano) [\$/ano];

NSa Número de seções ou trechos de distribuição do alimentador a ;

CAI_s Custo anual de energia não-suprida à seção ou trecho de distribuição s [\$/ano];

λ_s Taxa anual de falha da seção s por unidade de comprimento [falhas/ano/km];

l_s Comprimento da seção s [km]; e

CP_s, CM_s, CJ_s Custo de uma interrupção aos consumidores da seção sob falha, à montante e à jusante da seção sob falha, respectivamente [\$/falha].

Os valores de CP_s, CM_s e CJ_s , por sua vez, são dados por (3.5 - 3.7) [51]:

$$CP_s = (LR_s * CIR + LC_s * CIC + LI_s * CII) * PL_s \quad (3.5)$$

$$CM_s = \sum_{m \in SM_s} (LR_m * CIR + LC_m * CIC + LI_m * CII) * PL_m \quad (3.6)$$

$$CJ_s = \sum_{m \in SJ_s} (LR_m * CIR + LC_m * CIC + LI_m * CII) * PL_m \quad (3.7)$$

Em que:

LR, LC, LI	Percentuais de cargas residenciais, comerciais e industriais, respectivamente [%];
CIR, CIC, CII	Custos de interrupção [\$/kW/falha] aos consumidores residenciais, comerciais e industriais, respectivamente;
SM_s, SJ_s	Conjunto de seções à montante e à jusante da seção s , respectivamente; e
PL_s, PL_m	Cargas das seções s e m [kW], respectivamente, proporcionais às cargas médias nos pontos atendidos por estas seções.

Fazendo uma associação com os índices de confiabilidade tradicionalmente utilizados na distribuição, descritos na seção 2.5 desta dissertação, os custos CIR , CIC e CII correspondem às funções de danos aos consumidores residenciais, comerciais e industriais, respectivamente, obtidos da Tabela 2.1. O custo anual de energia não-suprida à seção ou trecho de distribuição s , CAI_s , corresponde ao custo esperado de interrupção ($ECOST$) para a seção s , computado de forma diretamente proporcional ao comprimento desta seção, conforme (3.4), pois quanto maior o comprimento do trecho, maior sua suscetibilidade a falhas.

A partir do sistema (3.2 - 3.7), depreende-se que o custo de confiabilidade CC de (3.2) consiste no custo $ECOST$ para o sistema como um todo, dado pela combinação de energia não-suprida - ENS , com os custos unitários de interrupção por unidade de potência da Tabela 2.1, dados por CIR , CIC e CII , em função das durações de interrupção - DIC . Em outras palavras, os fatores CIR , CIC e CII são obtidas da Tabela 2.1 em função dos tempos DIC , que são os parâmetros "Duração de Interrupção" na tabela.

Portanto, conforme mencionado anteriormente, o índice de confiabilidade utilizado na função objetivo do presente trabalho é orientado à energia, sob um ponto de vista sistêmico. No entanto, a metodologia pode ser estendida para uma orientação ao consumidor, através dos índices DEC e FEC , conforme restrições do modelo proposto descritas adiante.

O custo de perdas (3.8) é formulado a seguir em função das perdas técnicas da rede elétrica e do respectivo custo unitário [50].

$$C_{pe} = c_{ue} * P_e \quad (3.8)$$

Em que:

c_{ue}	Custo unitário de perdas elétricas [\$/kWh];
P_e	Perda elétrica na rede de distribuição [kW]; e

T_{pl} Horizonte de tempo do período de planejamento [horas].

Na função objetivo anualizada da equação (3.1), T_{pl} corresponde ao tempo, em horas, de um ano, ou seja, 8760 horas. A perda de potência - Pe , por sua vez, é dada por (3.9):

$$Pe = \sum_{a \in NA} \sum_{s \in NSa} [g_s * V_k^2 - V_k * V_m * (g_s * \cos\theta_{km} + b_s * \sen\theta_{km})] \quad (3.9)$$

Em que:

k, m Barras terminais do trecho s ;
 V_k Módulo de tensão da barra k [p.u.];
 θ_k Ângulo de fase nodal da barra k [rad];
 b_s, g_s Susceptância e condutância do trecho s [p.u.], respectivamente; e
 S_{base} Potência base [kW].

O custo de investimento em GD, por sua vez, é formulado em função do aporte de potência e respectivo custo unitário, como (3.10) [51]:

$$C_{inv} = c_{GD} * \sum_{L=1}^{NGD} PGD_L \quad (3.10)$$

Em que:

c_{GD} Custo unitário de GD [\$/kVA];
 PGD_L Injeção de potência constante e predefinida na barra 'L' (kVA); e
 NGD Número de barras ou pontos da rede elétrica com GD alocada.

Destaca-se que, no presente trabalho, a potência de uma unidade de GD é predefinida como sendo o valor da carga da barra em que a GD é instalada, para fins de atendimento local no ponto terminal. Portanto, nesta premissa, existe a possibilidade de operação isolada da barra terminal, através da formação de uma ilha na rede. No entanto, as condições para ilhamento estabelecidas nos Procedimentos de Rede devem ser atendidas, como capacidade de regulação de tensão e de frequência [16].

3.2.2 Restrições

Na metodologia proposta de planejamento de GD em sistemas de distribuição de energia elétrica, a busca pelos objetivos descritos e formulados na subseção anterior está sujeita a restrições de ordem de confiabilidade, técnicas operacionais associadas à rede

elétrica, de limites operativos e físicos de componentes desta rede, além de restrições financeiras.

As possíveis restrições de confiabilidade (3.11 - 3.22), descritas e formuladas no capítulo anterior e que podem ser consideradas na metodologia proposta nessa dissertação são apresentadas a seguir.

$$DIC \leq DIC_{max} \quad (3.11)$$

$$FIC \leq FIC_{max} \quad (3.12)$$

$$DMIC \leq DMIC_{max} \quad (3.13)$$

$$DEC \leq DEC_{max} \quad (3.14)$$

$$FEC \leq FEC_{max} \quad (3.15)$$

$$CAIDI \leq CAIDI_{max} \quad (3.16)$$

$$DIC_a \leq DIC_{a,max} \quad (3.17)$$

$$FIC_a \leq FIC_{a,max} \quad (3.18)$$

$$DMIC_a \leq DMIC_{a,max} \quad (3.19)$$

$$DEC_a \leq DEC_{a,max} \quad (3.20)$$

$$FEC_a \leq FEC_{a,max} \quad (3.21)$$

$$CAIDI_a \leq CAIDI_{a,max} \quad (3.22)$$

Em que:

- | | |
|------------------------------|---|
| $DIC_{max}, DIC_{a,max}$ | Valores limites do indicador DIC , para todo o SDEE sob análise e para o alimentador a deste SDEE, respectivamente; |
| $FIC_{max}, FIC_{a,max}$ | Valores limites do indicador FIC , para todo o SDEE sob análise e para o alimentador a deste SDEE, respectivamente; |
| $DMIC_{max}, DMIC_{a,max}$ | Valores limites do indicador $DMIC$, para todo o SDEE sob análise e para o alimentador a deste SDEE, respectivamente; |
| $DEC_{max}, DEC_{a,max}$ | Valores limites do indicador DEC , para todo o SDEE sob análise e para o alimentador a deste SDEE, respectivamente; |
| $FEC_{max}, FEC_{a,max}$ | Valores limites do indicador FEC , para todo o SDEE sob análise e para o alimentador a deste SDEE, respectivamente; e |
| $CAIDI_{max}, CAIDI_{a,max}$ | Valores limites do indicador $CAIDI$, para todo o SDEE sob análise e para o alimentador a deste SDEE, respectivamente. |

Porém, vale destacar que nos estudos de caso apresentados no presente trabalho, somente foram investigadas as restrições (3.14 e 3.20), visando apresentar uma sensibilidade dos resultados de planejamento mediante tais restrições. Para as demais restrições, os sistemas considerados não apresentaram variações sensíveis considerando-se seu porte e características. No entanto, a metodologia permite restringir todos os índices formulados, conforme descrito anteriormente.

As restrições técnicas da rede elétrica, consideradas no cálculo de perdas técnicas através do modelo de fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson [48], são dadas por (3.23,3.24):

$$PG_k - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km} = PL_k \quad \forall k \in NB \quad (3.23)$$

$$QG_k - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km} = QL_k \quad \forall k \in NB \quad (3.24)$$

Em que:

- PG_k, QG_k Potências ativa e reativa geradas na barra k ;
 P_{km}, Q_{km} Fluxos de potência ativa e reativa no trecho km ;
 PL_k, QL_k Demandas de potências ativa e reativa na barra k ;
 Ω_k Conjunto de barras conectadas à barra k através de trechos km ; e
 NB Conjunto de barras de todo o SDEE.

As equações (3.23 e 3.24) consistem em restrições de balanço de potência ativa e reativa nas barras da rede elétrica de distribuição.

Sobre as potências geradas PG_k e QG_k , estas variáveis representam:

- a potência advinda de subestação, caso a barra k seja terminal de subestação; ou
- a potência proveniente de GD caso a barra k seja ponto de conexão de GD.

Para as demais barras k , que não sejam terminais de subestação ou ponto de conexão de GD, $PG_k = QG_k = 0$.

Por se tratar de uma solução em regime permanente, o problema de fluxo de potência é modelado pelo conjunto de equações algébricas (3.23 - 3.24). Destaca-se a não linearidade destas equações, decorrente do comportamento do fluxo de carga em SDEE. Neste modelo, geração e demanda são modeladas como potência constante.

As restrições de limites englobam níveis mínimos de tensão na rede elétrica [16], (limites operacionais) ,conforme Tabela 3.1, formulados em (3.25), e limites de fluxos em trechos, alimentadores e subestações da rede elétrica, formulados em (3.26 - 3.28).

Tabela 3.1: Limites de tensão para pontos de conexão em tensão nominal superior a 1kV e inferior a 69kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação a Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

$$V_{k,min} \leq V_k \leq V_{k,max} \quad \forall k \in NB \quad (3.25)$$

$$I_s \leq I_{s,max} \quad \forall s \in NSa, \forall a \in NA \quad (3.26)$$

$$SA_a \leq SA_{a,max} \quad \forall a \in NA \quad (3.27)$$

$$SS_{se} \leq SS_{se,max} \quad \forall se \in NSE \quad (3.28)$$

Em que:

$V_{k,min}, V_{k,max}$ Limites inferior e superior de módulo de tensão na barra k ;

I_s Corrente no trecho s [A];

$I_{s,max}$ Limite de corrente no trecho s , dado pela capacidade da linha de distribuição deste trecho [A];

SA_a Potência aparente no início do alimentador a [kVA];

$SA_{a,max}$ Limite de potência aparente do alimentador a , dado pela capacidade do transformador que alimenta este trecho [kVA];

SS_{se} Potência aparente da subestação se [kVA];

$SS_{se,max}$ Limite de potência aparente da subestação se , dado pela capacidade desta subestação [kVA].

Por fim, a restrição financeira relaciona um valor máximo para o investimento realizado em GD. Esta restrição é formulada em (3.29).

$$C_{inv} \leq C_{inv,max} \quad (3.29)$$

Em que CC_{max} é o limite de investimento do SDEE em GD.

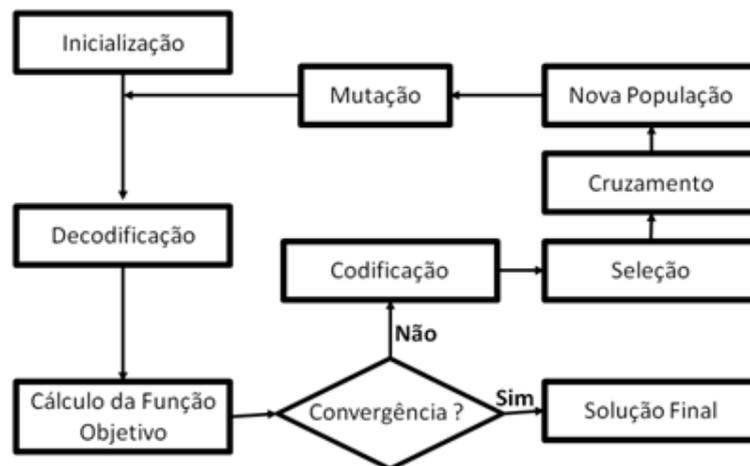
3.3 METODOLOGIAS PROPOSTAS

As técnicas utilizadas para localizar a melhor barra (ou barras) para a alocação de GD são o Algoritmo Genético e os Sistemas Imunológicos Artificiais, a fim de prover um estudo comparativo de aplicação destes dois métodos de otimização aplicados ao problema. Estas duas técnicas são descritas de forma sucinta nas próximas seções.

3.3.1 Algoritmo Genético

O processo de otimização por algoritmos genéticos [43,44] fundamenta-se na teoria da evolução das espécies de Charles Darwin. O algoritmo da Figura 3.1 apresenta o fluxograma básico de um AG, cujas etapas são sucintamente descritas na sequência.

Figura 3.1: Estrutura Básica de um AG.



- Inicializa-se um conjunto aleatório de possíveis soluções para o problema de otimização em questão, denominado população de indivíduos;
- Durante o processo evolutivo, esta população é avaliada, sendo um índice atribuído a cada indivíduo de forma proporcional à sua qualidade;
- Um percentual de indivíduos de maior qualidade é mantido e submetido ao processo denominado reprodução, que envolve seleção, recombinação de características ou cruzamento e alterações aleatórias de baixa probabilidade ou mutação; os demais indivíduos são descartados;
- Novos indivíduos são gerados na etapa anterior e o processo de reprodução é repetido até uma condição de parada, que pode ser dada pelo limite de iterações (gerações), estagnação da melhor solução ao longo das gerações ou ainda a partir de informações sobre sua qualidade.

Embora simplistas do ponto de vista biológico, AG são suficientemente robustos para fornecer mecanismos de busca adaptativos eficazes. No entanto, para que a eficácia seja a maior possível, uma codificação adequada das soluções candidatas é importante. No presente trabalho, utiliza-se a codificação binária, em que cada indivíduo apresenta um número de características ou atributos igual ao número de barras candidatas à alocação de GD, e cada atributo representa a decisão pela alocação na barra respectiva (atributo = '1') ou não (atributo = '0'), conforme ilustrado na Figura 3.2 para um caso fictício de cinco barras candidatas. Na solução da Figura 3.2, as decisões são por alocação de GD nas barras '2' e '5', e por ausência de alocação nas demais barras.

Figura 3.2: Codificação Utilizada no AG Proposto.

0	1	0	0	1
---	---	---	---	---

Outro ponto importante a ser detalhado é sobre a representação das gerações distribuídas. A GD é representada como a injeção de potência constante e predefinida na barra candidata ' k ' selecionada pelo AG, PGD_k . Desta forma, a demanda de carga na barra ' k ' é descontada da injeção da GD, conforme (3.30).

$$PL'_k = PL_k - PGD_k \quad (3.30)$$

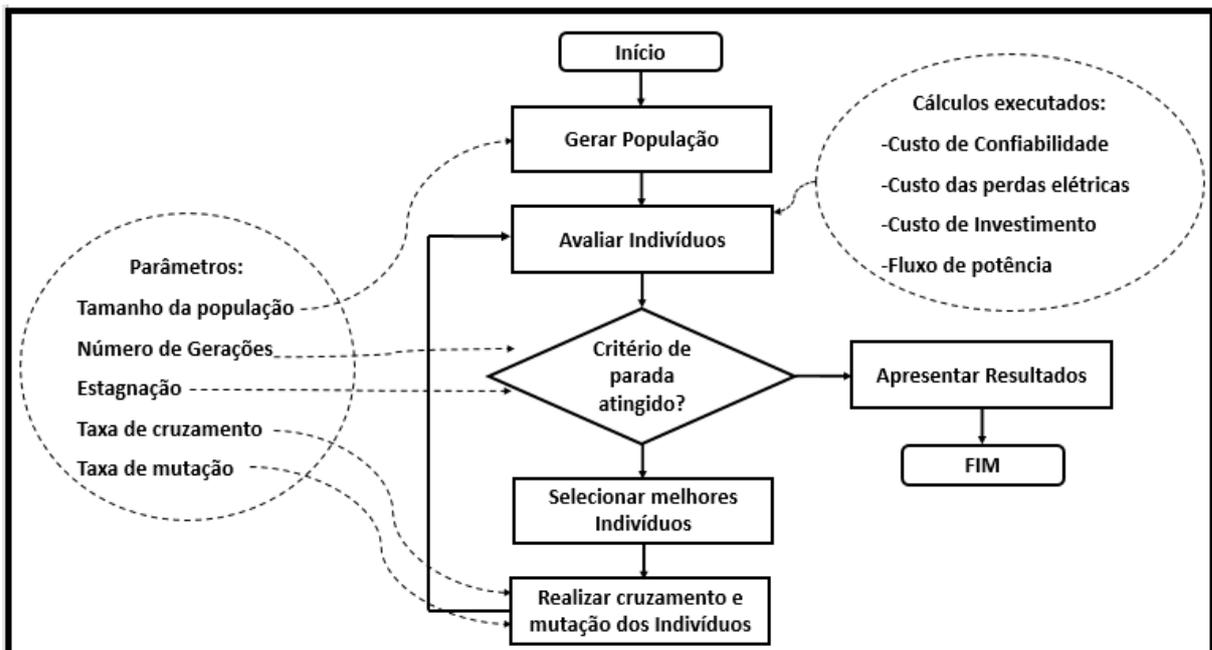
Em que P'_k é a carga na barra selecionada ' k ' descontada da injeção da GD. Destaca-se que PL'_k passa a ser considerada para a determinação de PL_s e PL_m no cálculo dos custos CP_s, CM_s, CJ_s de (3.5 - 3.7) e que, portanto, as decisões sobre alocação de GD impactam no custo de confiabilidade - ' CC '. Verifica-se ainda que, de acordo com a metodologia proposta, o AG determina a localização da GD e o valor de potência desta unidade geradora é igual ao valor de potência demandada pela barra selecionada para a alocação. Portanto, o montante de potência fornecida pela GD no sistema equivale ao somatório dos valores de carga das barras selecionadas para alocação.

Vale destacar que o modelo proposto sempre calcula os custos operacionais, englobando confiabilidade e perdas técnicas, e em caso de alocação de GD, também os custos de investimento associados. Caso não haja alocação, o modelo alcança um ponto de convergência, o caso base sem GD, e neste caso, apenas os custos operacionais são calculados, uma vez que não há investimento em GD.

Assim sendo, o algoritmo proposto para solucionar o modelo proposto é representado na Figura 3.3. Neste algoritmo, uma população inicial de indivíduos é gerada no AG, conforme ilustrado na Figura 3.2. Daí, os custos de confiabilidade são calculados, juntamente com as perdas técnicas a partir da resolução do problema de fluxo de potência [48] via método de Newton-Raphson. Os custos de investimentos em GD ficam determinados pela decisão sobre GD da solução candidata.

O algoritmo aplica os mecanismos evolutivos do AG à população inicial. A população atualizada após cada passo desta evolução é avaliada conforme descrito anteriormente, até que um critério de convergência seja alcançado, quando então o algoritmo é finalizado. Este critério é dado pelo número máximo de gerações ou pela estagnação da melhor solução obtida durante determinado número de gerações.

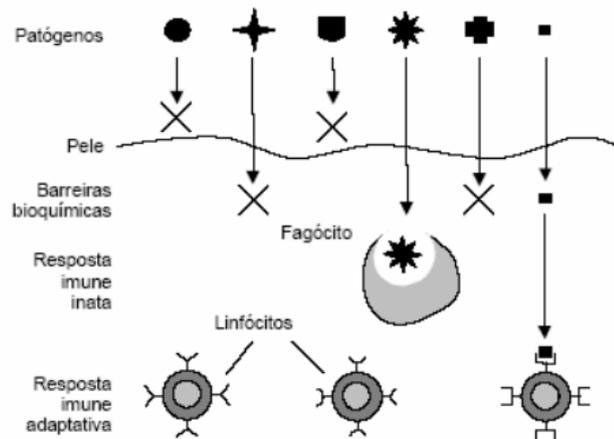
Figura 3.3: Algoritmo Proposto.



3.3.2 Sistemas Imunológicos Artificiais

O sistema imunológico natural dos animais vertebrados tem como principal função o combate a micro-organismos invasores. Seus mecanismos de combate têm a capacidade de realizar uma resposta rápida e efetiva contra agentes patógenos. A Figura 3.4 apresenta a arquitetura das camadas de defesa do sistema imunológico natural [46].

Figura 3.4: Camadas de defesa do sistema imunológico natural [46].



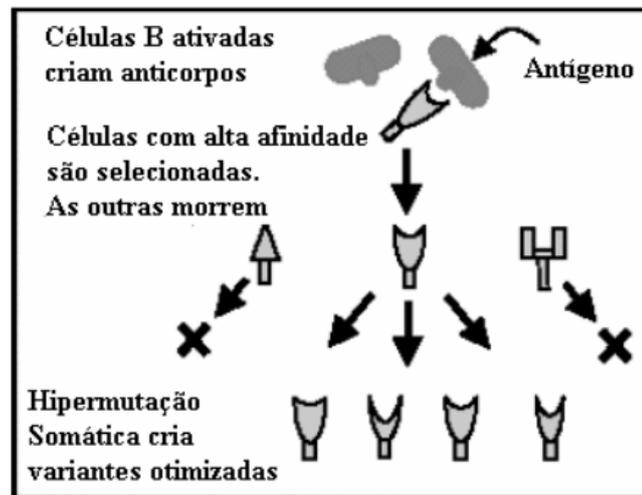
A pele funciona como uma primeira barreira contra infecções. Uma segunda barreira é de natureza bioquímica, onde condições de temperatura e pH são impróprias para a sobrevivência de organismos estranhos. Uma vez que os agentes patogênicos são fortes o suficiente para ultrapassarem as duas primeiras barreiras e entrem no corpo, eles são combatidos pelo sistema imunológico inato e pelo sistema imunológico adaptativo. O sistema imune inato responde sempre da mesma forma à entrada de invasores, denominados antígenos, sendo imediatamente disponível. Sua constituição se resume basicamente a células capazes de digerir certos tipos de materiais, eliminando do organismo, por exemplo, agentes patogênicos desativados. O sistema imune adaptativo, por sua vez, tem uma estrutura mais complexa sendo capaz de produzir anticorpos para um antígeno específico. Por ter uma estrutura mais elaborada e a capacidade de se adaptar às características dos antígenos, o sistema imune adaptativo é o que é utilizado como inspiração para o desenvolvimento da meta-heurística SIA.

A resposta imune inata é capaz de prevenir e controlar muitas infecções. No entanto, a maioria dos micro-organismos patogênicos possuem a capacidade de evoluírem e superarem as defesas iniciais. Portanto, a proteção contra essas infecções requer os mecanismos mais especializados e poderosos da imunidade adaptativa. Os principais e mais relevantes mecanismos do sistema imune adaptativo que são especialmente importantes para a técnica SIA são: i) produção de células ou linfócitos B na medula óssea, emissores de anticorpos; ii) seleção clonal; iii) hipermutação somática; iv) edição de receptores; v) seleção negativa.

A produção de linfócitos B na medula óssea é realizada de forma aleatória. O material genético é armazenado em conjuntos e, através de recombinação genética, segmentos destes conjuntos são aleatoriamente selecionados para formar uma nova célula B, produtora

de anticorpos, também denominados de receptores. Neste processo, cada célula só pode reconhecer um único tipo antigênico específico e o grau de reconhecimento é denominado de complementaridade ou afinidade de ligação entre a célula e o antígeno. Quando esta afinidade é superior a um valor limiar, ocorre a ativação da célula B e a maturação da afinidade, onde os processos de seleção clonal e hipermutação somática possibilitam ao organismo produzir variedades de células com alta afinidade ao antígeno, conforme ilustrado na Figura 3.5. O anticorpo e o linfócito B que o produz têm a mesma especificidade, ou seja, a mesma afinidade para um antígeno específico e, por isto, seus conceitos se confundem na fundamentação da técnica SIA.

Figura 3.5: Processo de maturação da afinidade [46].



A seleção clonal consiste na seleção para clonagem dos linfócitos B, ou anticorpos, ativados devido ao reconhecimento a um antígeno. A taxa de clonagem de um anticorpo é proporcional a sua afinidade. Na sequência, a hipermutação somática permite introduzir variações no repertório de anticorpos, através de mutações, e as novas células são ativadas ou não de acordo com a afinidade de ligação ao antígeno. Ou seja, este processo de evolução permite priorizar a produção de células e anticorpos com maior afinidade ou aptidão, resultando no aumento da afinidade do repertório como um todo.

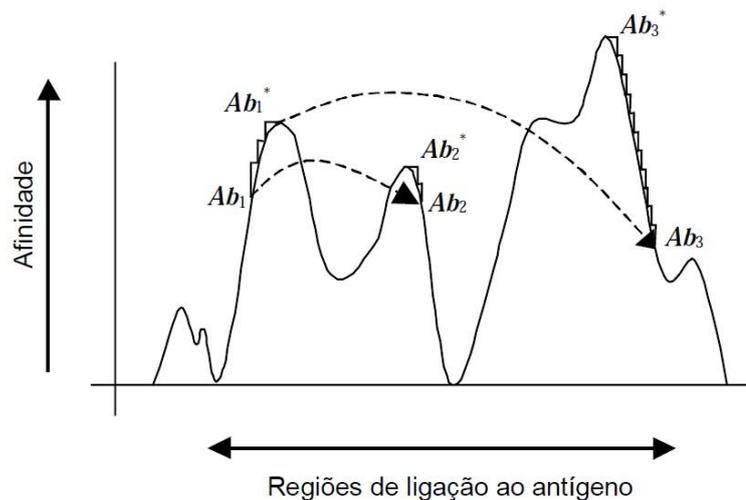
A atuação conjunta dos mecanismos de seleção clonal e hipermutação somática possibilitam a exploração local do espaço de soluções possíveis, que no sistema natural significam os tipos de células e anticorpos.

Em um sistema artificial, faz-se uma analogia do anticorpo com uma possível solução para um problema específico e a região factível envolve as soluções viáveis para este problema. Ou seja, enquanto que no sistema imune natural o processo evolutivo promove o

aumento de afinidade do repertório, no SIA ocorre a aproximação ao ponto ótimo de solução para o problema em questão.

O mecanismo de edição de receptores efetua uma variação mais efetiva no repertório com uma taxa reduzida. Em outras palavras, este processo promove a edição de um número limitado de células e anticorpos com maior aleatoriedade em relação à hipermutação somática e que, portanto, podem se diferenciar mais das demais células do repertório. A finalidade deste mecanismo é introduzir maior diversidade no repertório para evitar a estagnação do processo evolutivo em regiões de ótimos locais, o que pode ser estendido para o SIA. Assim, os processos de hipermutação somática (busca local) e edição de receptores (busca global) executam funções complementares para a maturação de afinidade, como ilustrado na Figura 3.6 [47]. Esta figura representa a evolução da solução Ab_1 para Ab_1^* na mesma região, através dos mecanismos de seleção clonal e hipermutação somática, e a evolução de Ab_1^* para outras regiões, Ab_2 e Ab_3 , através de edições de receptores.

Figura 3.6: Representação esquemática da maturação de afinidade [47].



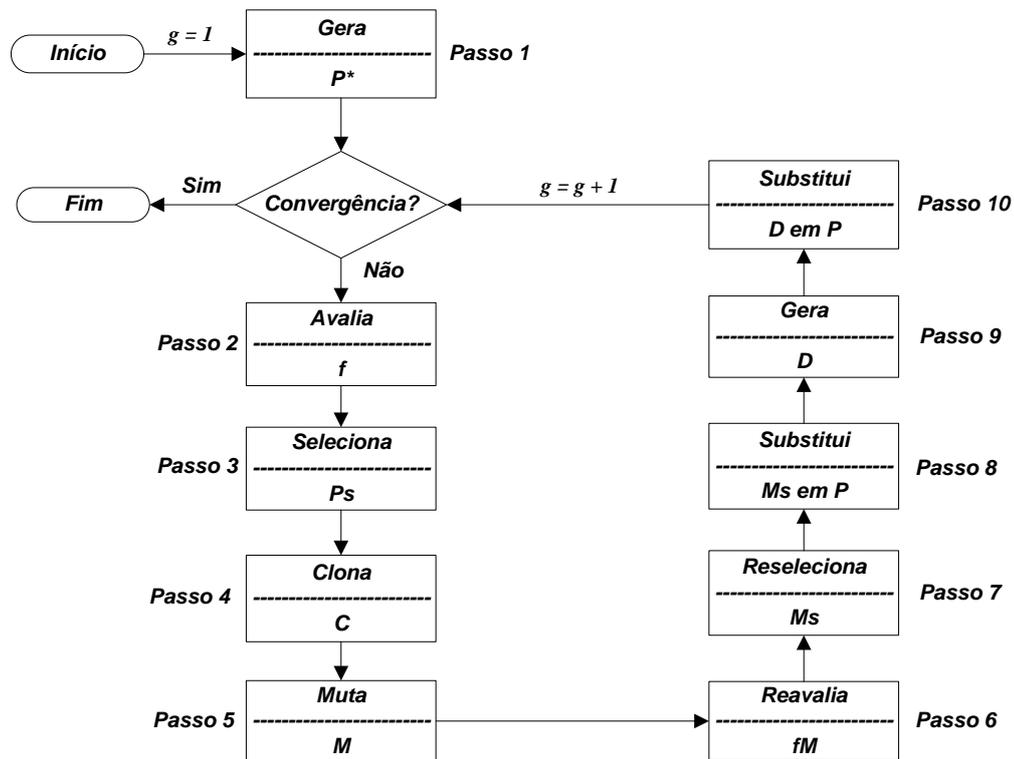
Os mecanismos descritos até agora podem apresentar um grande problema, que consiste na geração aleatória de anticorpos que reconhecem e, portanto, combatem células do próprio organismo.

Este processo é denominado de resposta auto-imunes e representa um ataque ao próprio organismo. Tais anticorpos devem, portanto, ser eliminados, ou sujeitos ao mecanismo de edição de receptores para a alteração de seu padrão. O mecanismo que identifica e elimina as células responsáveis pela resposta auto-imune denomina-se seleção negativa.

Os mecanismos apresentados na seção anterior foram representados e sintetizados em [46], através de um algoritmo computacional capaz de adequar as principais características do sistema imune adaptativo ao problema de otimização a ser resolvido. Este algoritmo foi denominado de seleção clonal, cuja designação recebida foi CLONALG. Aprimoramentos foram desenvolvidos por [49] a fim de melhor adequação a problemas de sistemas de energia.

A Figura 3.7 apresenta o fluxograma do algoritmo CLONALG, cujos passos são descritos a seguir.

Figura 3.7: Fluxograma do algoritmo CLONALG [49].



Passo 1: *Geração do conjunto inicial de anticorpos P^** : Este passo é executado somente na primeira geração ($g = 1$) do algoritmo CLONALG. Cada anticorpo corresponde a uma barra candidata à alocação de GD. O repertório P^* contém Nab anticorpos. Destaca-se que P^* representa uma matriz $[Nab \times L]$, em que L é o número de atributos de cada anticorpo e corresponde ao número de barras candidatas do sistema. Cada atributo de um anticorpo representa a alocação ou não de uma unidade GD na barra em questão. Para ‘alocação’ o atributo recebe o valor “1” e para ‘não alocação’ o valor “0”.

A codificação utilizada no SIA é a mesma utilizada no AG, ilustrada na Figura 3.2. Após a formação do repertório inicial de anticorpos P^* , o algoritmo avança para o **Passo 2** com o repertório $P = P^*$.

Passo 2: *Avaliação da afinidade f dos anticorpos de P^* :* A afinidade de cada anticorpo tem relação inversamente proporcional com a função objetivo formulada na equação (3.1). Para tanto, os indicadores de confiabilidade devem ser calculados por inspeção considerando-se a estrutura radial da rede de distribuição. O sistema tutorial apresentado na próxima seção ilustra o procedimento sistemático por inspeção para cálculo destes índices. Destaca-se que a generalização computacional de tais procedimentos para quaisquer sistemas é um dos maiores agregadores de complexidade à metodologia proposta na presente dissertação.

Passo 3: *Seleção dos melhores anticorpos de P^* para clonagem:* São selecionados n anticorpos distintos de P^* com maior afinidade (menores valores da função objetivo) para compor o conjunto Ps .

Passo 4: *Clonagem dos anticorpos de Ps :* São clonados os anticorpos do conjunto Ps , formando o conjunto C . O número de clones é diretamente proporcional à afinidade normalizada dos anticorpos de Ps . O número de clones (N_C) gerados no processo de clonagem para cada anticorpo selecionado é dado pela equação (3.31).

$$N_C(i) = \text{round}(\beta \cdot f^*(i)) \quad (3.31)$$

Onde $N_C(i)$ é o número total de clones associados ao anticorpo i ; $\text{round}(\cdot)$, operador que arredonda para o valor inteiro mais próximo; β , parâmetro que controla o processo de clonagem, $f^*(i)$, afinidade normalizada do anticorpo i .

A afinidade normalizada do anticorpo i ($f^*(i)$) é calculada em função de sua afinidade $f(i)$ conforme equação (3.32) [50].

$$f^*(i) = \frac{1}{\left\{1 + e^{\left[-\left(\frac{f(i) - \bar{f}}{\delta^*}\right)\right]}\right\}} \quad (3.32)$$

Onde $f(i)$ é a afinidade do anticorpo i ; \bar{f} , média aritmética das afinidades dos anticorpos selecionados para comporem o conjunto Ps , δ^* , desvio padrão das afinidades dos anticorpos do conjunto Ps .

Cabe destacar, que tanto o cálculo do número de clones na equação (3.31) como o cálculo da afinidade normalizada na equação (3.32) consistem em aperfeiçoamentos no algoritmo CLONALG originalmente proposto em [46], conforme sugerido em [50], para

aprimoramento do processo de otimização. A normalização do tipo sigmoidal da equação (3.32) permitiu obter uma distribuição mais adequada dos valores de afinidade dentro da faixa normalizada [50]. A afinidade normalizada de um clone genérico ic de um anticorpo i é igual a afinidade normalizada de i ($f^*(ic) = f^*(i)$).

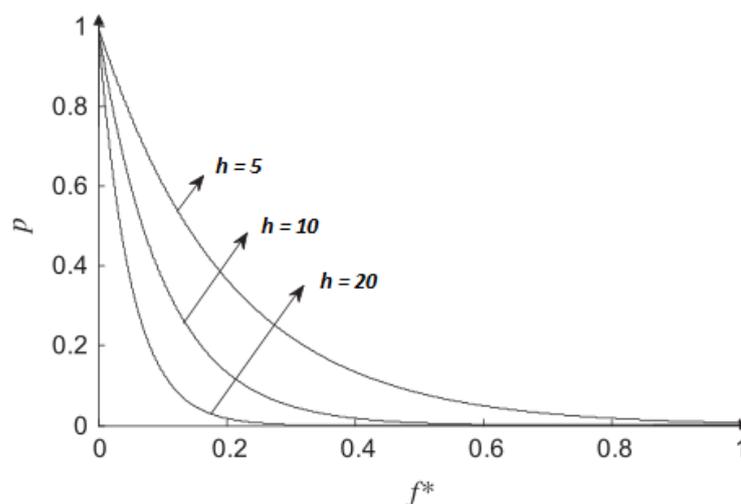
Passo 5: Hipermutação Somática dos anticorpos de C : Os anticorpos de C são submetidos ao processo de hipermutação somática formando o conjunto de mutantes M . A probabilidade de mutação de um clone ic do conjunto C é inversamente proporcional à afinidade normalizada $f^*(ic)$, como mostra a equação (3.33) [50].

$$p(ic) = e^{-h \cdot f^*(ic)} \quad (3.33)$$

Onde $p(ic)$ é a probabilidade de mutação do clone ic , que deve estar no intervalo $[0,1]$, e h é o parâmetro que controla o processo de hipermutação somática.

O parâmetro h controla o amortecimento da função exponencial apresentada na equação (3.33). Quanto maior o valor de h , menor amortecimento a função exponencial, conforme ilustrado na Figura 3.8, onde se pode notar que a probabilidade de mutação p é inversamente proporcional à afinidade normalizada f^* . Percebe-se também que, para um mesmo valor de afinidade normalizada, a probabilidade de mutação aumenta com a diminuição do parâmetro h .

Figura 3.8: Função probabilística de mutação [49].



Como a mutação é um processo probabilístico, podem existir clones que no conjunto M não possuam nenhuma alteração em relação ao conjunto C . Após o cálculo das

probabilidades de mutação de acordo com a equação (3.33), um número aleatório é gerado no intervalo $[0,1]$ para cada clone do conjunto C . Se o número aleatório referente ao clone ic é menor que a probabilidade de mutação $p(ic)$, este clone sofre mutação, caso contrário, permanece inalterado. Tanto os clones sorteados para a mutação como os não sorteados constituem o conjunto M .

Utilizando o fato de que para um mesmo valor de afinidade normalizada, a probabilidade de mutação aumenta com a diminuição do valor de h , desenvolveu-se uma técnica de intercalamento entre gerações de alta e baixa mutação, com o objetivo de aumentar a eficiência do processo de busca do algoritmo CLONALG. A ideia é iniciar uma geração de alta mutação quando o processo de busca está estagnado, ou seja, quando a diversidade da população é baixa, através da diminuição do parâmetro h ($h = h_2 < h_1$), em que h_1 é o valor inicial de h . À medida que o algoritmo evolui, se a diversidade aumenta, o valor de h pode ser restabelecido para h_1 . Duas condições são utilizadas para a detecção de estagnação do processo de busca e, conseqüentemente, alteração do parâmetro h [49]:

- A melhor solução do repertório P permanece inalterada durante um número de gerações igual a g^* .
- A diversidade do repertório P é inferior a um determinado limite ($limd$).

Dessa forma, evita-se convergência prematura em regiões de estagnação do algoritmo. Quando as duas condições apresentadas não são mais válidas, o valor inicial de h é reestabelecido. A diversidade da população de anticorpos (div) verificada na segunda condição é calculada de acordo com a equação (3.34).

$$div = \frac{Nab_dist}{Nab} \quad (3.34)$$

Em que Nab_dist é o número de indivíduos únicos, ou seja, indivíduos que não se repetem no repertório P .

O processo de mutação é realizado através de alteração aleatória em alguma posição de cada solução candidata selecionada para este processo, ou seja, uma alteração de '1' para '0', ou de '0' para '1'.

Passo 6: *Avaliação da afinidade fM dos anticorpos de M :* O procedimento é o mesmo descrito no segundo passo.

Passo 7: *Seleção dos melhores anticorpos de M:* O procedimento é o mesmo descrito no terceiro passo. Os anticorpos selecionados formam o conjunto M_s .

Passo 8: *Substituição dos anticorpos de P pelos anticorpos de Ms:* Neste passo, os anticorpos de M_s substituem um número igual de anticorpos com as menores afinidades em P .

Passo 9: *Edição de Receptores:* São gerados de forma aleatória d novos anticorpos que constituem o conjunto D . É utilizada neste passo a mesma estratégia de geração de anticorpos do primeiro passo. Este mecanismo de atuação visa evitar a convergência prematura do algoritmo em soluções sub-ótimas, conduzindo o processo de otimização para novas regiões do espaço de busca.

Passo 10: *Substituição dos anticorpos de P pelos anticorpos de D:* Neste passo, os novos anticorpos gerados pelo processo de edição de receptores do conjunto D substituem, em igual número, os anticorpos com as menores afinidades do conjunto P .

Após a execução do **Passo 10**, uma geração do algoritmo CLONALG é contabilizada e o critério de convergência é verificado. A convergência do algoritmo é obtida quando uma das duas condições apresentadas a seguir é satisfeita.

- O número de gerações (g) atinge um valor máximo igual a g_{max} , ou
- A melhor solução do repertório P permanece inalterada durante um número de gerações igual a g_{est} .

Quando a convergência é alcançada, o algoritmo CLONALG é finalizado. Caso contrário, o processo de otimização retorna ao **Passo 2**. A Tabela 3.2 apresenta os parâmetros do algoritmo proposto, respectivamente, lembrando que alguns parâmetros serão variados nos estudos de casos apresentados na seção 4.2. Estes dados apresentados foram especificados a partir de testes empíricos. Ainda, destaca-se que a codificação proposta é a mesma do AG.

Em que N_{ab} é o número de anticorpos do conjunto P ; β , parâmetro que controla o processo de clonagem; n , tamanho do conjunto P_s ; h, h_1, h_2 , parâmetro de controle do processo de hipermutação somática e valores deste parâmetro em geração de baixa e alta mutação, respectivamente; g^* , número de gerações sem atualização da melhor solução necessário para inicializar uma geração de alta mutação; $limd$, limite inferior de diversidade

do conjunto P necessário para inicializar uma geração de alta mutação; b , número de atributos alterados em cada anticorpo selecionado para mutação.

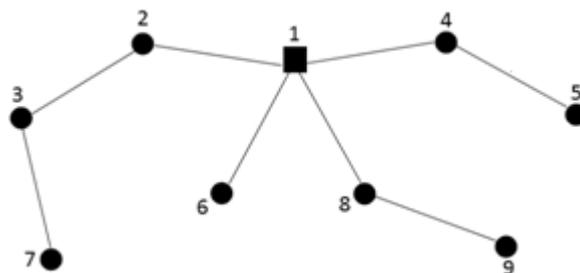
Tabela 3.2: Parâmetros do CLONALG.

Nab	25	h	$h_1 = 1,0; h_2 = 0,2$
$gmax$	500	$gest$	50
β	20	g^*	5
n	$6\%Nab$	$limd$	50%
d	$3\%Nab$	b	1

3.4 SISTEMA TUTORIAL 8 BARRAS

Para validar a metodologia de planejamento de GD proposta no presente trabalho, utilizou-se o sistema tutorial de distribuição radial de [53], de oito barras de carga e uma subestação (SE) conforme ilustrado na Figura 3.9. Neste estudo, considera-se apenas o cenário de pico de carga. Destaca-se que a metodologia proposta pode ser adaptada para incluir outros níveis de carregamento. Adicionalmente, apenas o AG é utilizado neste tutorial, uma vez que seu propósito é demonstrar a aplicabilidade do modelo de otimização proposto e, a aplicação do SIA segue a mesma estruturação do AG, porém substituindo os mecanismos de evolução do AG pelos do SIA.

Figura 3.9: Sistema 8 Barras.



Esta topologia dispõe, além da subestação na barra '1', de quatro alimentadores a partir desta subestação, alimentadores A1-A4, e oito seções ou trechos de distribuição. Os alimentadores são:

- A1: alimentador saindo da SE para a barra 2;
- A2: alimentador saindo da SE para a barra 6;
- A3: alimentador saindo da SE para a barra 8; e

- A4: alimentador saindo da SE para a barra 4.

As barras '2' a '9' são de carga e consideradas como candidatas à alocação de GD. Os dados de carga e de rede deste sistema podem ser encontrados em [53].

Considerou-se um período de interrupção por cada falta possível igual ou superior a oito horas ou 480 minutos. Entre as oito barras de carga candidatas, a GD pode ser alocada em uma ou mais barras. O valor predefinido para uma unidade de GD é igual ao valor da carga da barra em que a GD é instalada, ou seja, este valor varia conforme a barra selecionada. A demanda média considerada de cada unidade consumidora é de 5,0 kVA, implicando nos números de consumidores em cada barra da rede da Figura 3.9 apresentados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Número de Consumidores por Barra.

Nº da Barra	Nº de Consumidores
2	1528
3	1744
4	1528
5	800
6	916
7	1454
8	1222
9	1028

Este estudo tutorial considera as seguintes parcelas da função objetivo de (3.1):

- Caso #1: Apenas a parcela referente ao custo de confiabilidade, ' CC ';
- Caso #2: As parcelas referentes ao custo de confiabilidade e ao custo de instalação de GD, ' $CC + C_{inv}$ ';e
- Caso #3: Considera todas as parcelas da função objetivo de (3.1), ou seja, o custo de confiabilidade, o custo de instalação de GD e o custo das perdas elétricas, ' $CC + C_{inv} + C_{pe}$ '.

O propósito dos três casos propostos para análise é avaliar o impacto da inclusão de diferentes funções de mérito nas decisões de alocação de GD, visando prover uma avaliação técnica deste impacto. Considerou-se um horizonte de planejamento de 5 anos e que a carga permanece constante neste período. O custo de investimento em GD, quando

considerado, é de \$1110,00 por kVA, valor escolhido por se tratar do limiar entre o investimento ou não em GD.

Com relação aos parâmetros do AG, utilizou-se uma população artificial de 20 indivíduos, o critério de convergência dado pelo número máximo de 100 gerações ou pela estagnação da melhor solução durante 50 gerações. Os critérios de cruzamento e mutação são disponibilizados pela toolbox de AG do MATLAB®, sendo cruzamento em dois pontos, aleatoriamente selecionados, e mutação uniforme. A taxa de cruzamento é de 100%, a de mutação é 5%, e o critério de elitismo é utilizado para os dois melhores indivíduos da população.

A Tabela 3.4 apresenta os resultados obtidos pela metodologia proposta, confrontados com o caso base, ou seja, a condição sem presença de GD no sistema. Nesta tabela, o custo total, terceira linha, computa as três parcelas de custo de (3.1), mesmo nos casos em que as três não são consideradas na função objetivo, como nos Casos #1 e #2. O propósito é avaliar o impacto no custo total de planejamento sob o ponto de vista de todos critérios quando estes são incluídos como funções de mérito do modelo de otimização proposto.

Tabela 3.4: Resultados Caso Tutorial 8 Barras.

Estudos	Caso Base	Caso #1	Caso #2	Caso #3
Barra(s) de inserção da GD	--	'2', '3', '4', '5', '6', '7', '8' e '9'	'7'	'7' e '9'
Custo Total [\$]	$6,5236 \cdot 10^7$	$6,8524 \cdot 10^7$	$5,5674 \cdot 10^7$	$4,8835 \cdot 10^7$
GD Total [kVA]	0,00	51100,00	7270,00	12410,00
CC [\$]	$1,8085 \cdot 10^7$	0,00	$9,9558 \cdot 10^6$	$9,0702 \cdot 10^6$
Cinv [\$]	0,00	$5,6721 \cdot 10^7$	$8,0700 \cdot 10^6$	$1,3775 \cdot 10^7$
Cpe [\$]	$4,7151 \cdot 10^7$	$1,1803 \cdot 10^7$	$3,7648 \cdot 10^7$	$2,5990 \cdot 10^7$
Perdas [kW]	2153,00	538,94	1719,10	1186,80
Tensão Mínima [p.u.]	0,8718	0,9400	0,8718	0,9018

Conforme Tabela 3.4, no Caso #1, que considera somente os custos de confiabilidade, não considerando os custos de investimento nem os custos relacionados as perdas elétricas, o algoritmo aloca uma GD em cada barra candidata. Este resultado era

esperado, pois como não se consideram os custos, a decisão pela máxima alocação é tomada uma vez que ela minimiza o custo de confiabilidade, pois as barras que recebem GD passam a ser não susceptíveis a interrupções. Em outras palavras, neste caso, caso ocorram falhas em trechos de distribuição, as cargas permanecem 100% atendidas pela geração distribuída. Porém, planejar GD em diversos pontos pode:

- implicar em custos proibitivos, como pode ser o caso do obtido no Caso #1;
- implicar em perdas elevadas no sistema em relação a outras soluções, embora isto não tenha sido observado nos casos apresentados, porém, pode ocorrer se o nível de penetração alcança patamares muito elevados para o sistema em questão [6].

Portanto, estes aspectos deixam clara a necessidade de se incluir outros fatores na função objetivo, como feito para os Casos #2 e #3.

No Caso #2, a alocação ocorre na barra '7', como já esperado uma vez que esta barra situa-se no final do alimentador mais longo da rede, conforme Figura 3.9, que tem o maior carregamento do sistema. Verifica-se que a inclusão do custo de investimento considerado já limita a alocação a apenas uma barra, o que pode estar mais enquadrado à viabilidade financeira da distribuidora, reforçando, portanto, a importância da parcela associada ao custo.

Já no Caso #3, que considera ainda os custos relacionados às perdas elétricas juntamente com os anteriores, a alocação de GD ocorre nas barras '7' e '9', com redução de 25,14% no custo total em relação ao Caso Base. Este resultado demonstra que a inclusão das perdas como mérito faz com que o investimento aumente, uma vez que este implica em menor custo de perdas, porém, não alcançando o investimento do Caso #1. Em outras palavras, o investimento do Caso # 3 é moderado e consiste no ponto em que a partir do mesmo, a redução nos custos de confiabilidade e perdas não compensa o acréscimo de aporte de capital.

A Tabela 3.5 mostra todos os índices de confiabilidade calculados para os três Casos propostos e para o Caso Base, em que o subscrito 'Sx' nos índices indica seção número 'x'.

Tabela 3.5: Índices de Confiabilidade Calculados.

Indicadores	Caso Base	Caso #1	Caso #2	Caso #3	
FIC_{S1}		3,17			[falhas/ano]
FIC_{S2}		1,33			
FIC_{S3}		0,52			

Indicadores	Caso Base	Caso #1	Caso #2	Caso #3	
FIC_{S4}	2,58				
FIC_{S5}	1,33				
FIC_{S6}	2,58				
FIC_{S7}	3,17				
FIC_{S8}	3,17				
DIC_{S1}	9,00	0,00	9,00	9,00	[horas/ano]
DIC_{S2}	4,64	0,00	4,64	4,64	
DIC_{S3}	5,24	0,00	5,24	5,24	
DIC_{S4}	13,25	0,00	13,25	13,25	
DIC_{S5}	13,52	0,00	13,52	13,52	
DIC_{S6}	26,23	0,00	26,23	0,00	
DIC_{S7}	23,82	0,00	23,82	23,82	
DIC_{S8}	32,17	0,00	0,00	0,00	
$DMIC_{A1}$	32,17	0,00	23,82	23,82	[horas/ano]
$DMIC_{A2}$	5,24	0,00	5,24	5,24	
$DMIC_{A3}$	26,23	0,00	26,23	13,25	
$DMIC_{A4}$	13,52	0,00	13,52	13,52	
$DMIC$	32,17	0,00	26,23	23,82	
rL_{S1}	2,84	0,00	2,84	2,84	[horas/falha]
rL_{S2}	3,49	0,00	3,49	3,49	
rL_{S3}	10,15	0,00	10,15	10,15	
rL_{S4}	5,13	0,00	5,13	5,13	
rL_{S5}	10,15	0,00	10,15	10,15	
rL_{S6}	10,15	0,00	10,15	0,00	
rL_{S7}	7,52	0,00	7,52	7,52	
rL_{S8}	10,15	0,00	0,00	0,00	
FEC_{A1}	3,17				[oc./cons./ano]
FEC_{A2}	1,33				
FEC_{A3}	0,52				
FEC_{A4}	2,58				

Indicadores	Caso Base	Caso #1	Caso #2	Caso #3	
FEC_{Total}	2,38				
DEC_{A1}	21,60	0,00	11,70	11,70	[horas/cons./ano]
DEC_{A2}	7,69	0,00	7,69	7,69	
DEC_{A3}	5,24	0,00	5,24	5,24	
DEC_{A4}	19,18	0,00	19,18	7,20	
DEC_{Total}	16,43	0,00	11,86	9,21	
$CAIDI_{A1}$	6,81	0,00	3,69	3,69	[horas/oc.]
$CAIDI_{A2}$	5,78	0,00	5,78	5,78	
$CAIDI_{A3}$	10,15	0,00	10,15	10,15	
$CAIDI_{A4}$	7,42	0,00	7,42	2,79	
ENS_{A1}	$5,10 \cdot 10^5$	0,00	$2,77 \cdot 10^5$	$2,77 \cdot 10^5$	[kWh/ano]
ENS_{A2}	$0,90 \cdot 10^5$	0,00	$0,90 \cdot 10^5$	$0,90 \cdot 10^5$	
ENS_{A3}	$0,24 \cdot 10^5$	0,00	$0,24 \cdot 10^5$	$0,24 \cdot 10^5$	
ENS_{A4}	$2,16 \cdot 10^5$	0,00	$2,16 \cdot 10^5$	$0,81 \cdot 10^5$	
$ECOST_{A1}$	$1,26 \cdot 10^6$	0,00	$0,47 \cdot 10^6$	$0,47 \cdot 10^6$	[\$/ano]
$ECOST_{A2}$	$0,13 \cdot 10^6$	0,00	$0,13 \cdot 10^6$	$0,13 \cdot 10^6$	
$ECOST_{A3}$	$0,20 \cdot 10^6$	0,00	$0,20 \cdot 10^6$	$0,20 \cdot 10^6$	
$ECOST_{A4}$	$1,35 \cdot 10^6$	0,00	$1,35 \cdot 10^6$	$0,88 \cdot 10^6$	

A Figura 3.10 ilustra os indivíduos codificados correspondentes ao caso base e às soluções dos Casos #1, #2 e #3.

Figura 3.10: Indivíduo Ótimo para: a) Caso Base, b) Caso #1, c) Caso #2 e d) Caso #3.

a)	0	0	0	0	0	0	0	0
b)	1	1	1	1	1	1	1	1
c)	0	0	0	0	0	0	0	1
d)	0	0	0	0	0	1	0	1

Por fim, as Figuras 3.11, 3.12 e 3.13 apresentam as curvas de convergência do AG para os Casos #1, #2 e #3, respectivamente, em que o eixo das ordenadas correspondem aos valores da Função objetivo (Fob) considerada e o eixo das abscissas o número de gerações do

AG. Observa-se que em todos, o critério de estagnação determina a convergência do algoritmo.

Figura 3.11: Convergência Caso #1.

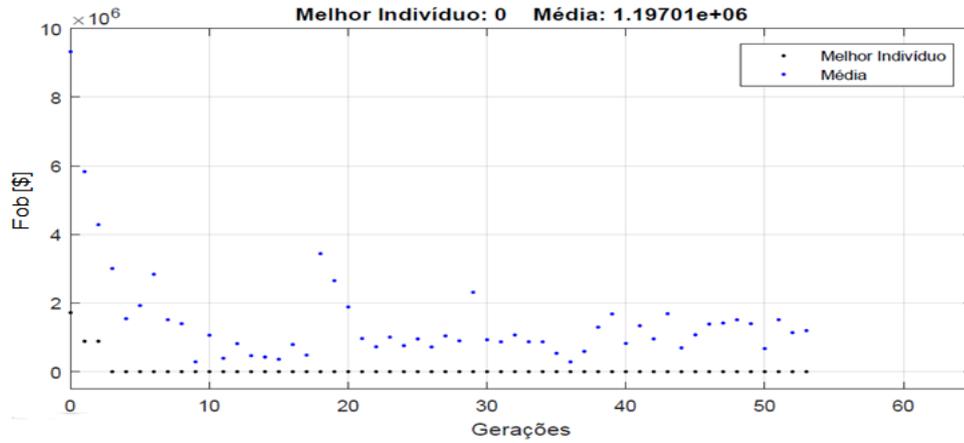


Figura 3.12: Convergência Caso #2.

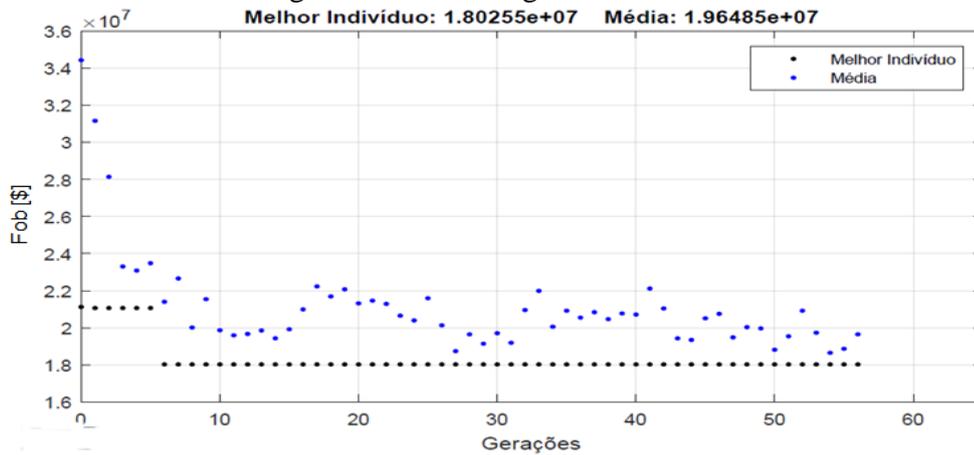
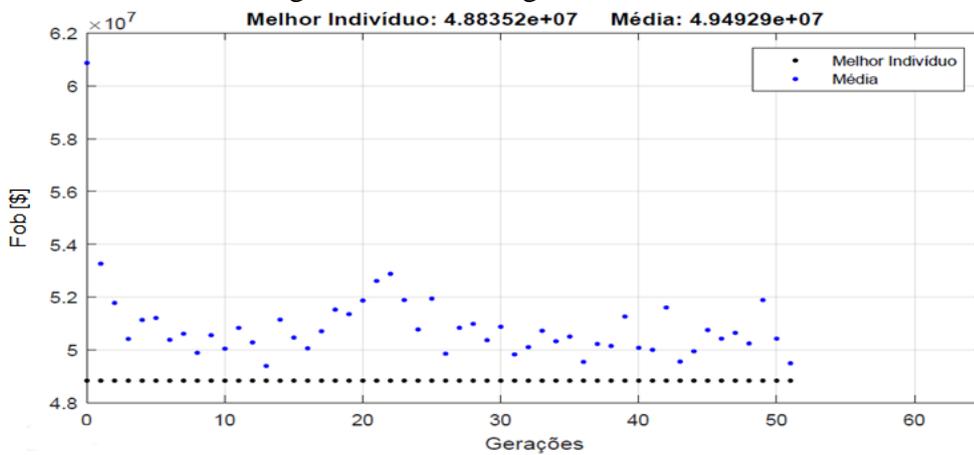


Figura 3.13: Convergência Caso #3.



3.4.1 Procedimento de Cálculo dos Indicadores de Confiabilidade

Esta subseção apresenta o procedimento de cálculo por inspeção dos indicadores de confiabilidades formulados neste capítulo, considerando para efeitos de simplificação o alimentador #1. Este cálculo é realizado no Passo 2 dos algoritmos meta-heurísticos propostos. Destaca-se que a implementação computacional realizada para generalizar tal procedimento a outros sistemas agrega dificuldade à metodologia proposta nesta dissertação.

É importante salientar que o número subscrito em todos os indicadores aqui calculados representam a barra em análise, assim, por exemplo, 'X₁' corresponde ao indicador 'X' calculado para a barra 1.

Primeiramente, calcula-se o Custo de Confiabilidade (3.2) para o alimentador em questão, para isso é necessário valorar o custo da interrupção do fornecimento de energia elétrica para todas as barras que o compõem, bem como analisar de que maneira uma falha em barras a montante ou a jusante de determinado ponto contribuem para o CC, conforme as equações (3.5 - 3.7). Assim:

- Cálculo do Custo Próprio (CP):

$$CP_2 = FDC_2 * carga_2 = 15,69 * 6494 = \mathbf{101890,86} \text{ [$/falha]}$$

$$CP_3 = FDC_3 * carga_3 = 15,69 * 7412 = \mathbf{116294,28} \text{ [$/falha]}$$

$$CP_7 = FDC_7 * carga_7 = 83,01 * 6179,5 = \mathbf{512960,30} \text{ [$/falha]}$$

- Cálculo do Custo à Montante (CM):

$$CM_2 = FDC_m * carga_m = \mathbf{0,00} \text{ [$/falha]}$$

$$CM_3 = FDC_2 * carga_2 = \mathbf{101890,86} \text{ [$/falha]}$$

$$CM_7 = (FDC_2 * carga_2) + (FDC_3 * carga_3) = \mathbf{218185,14} \text{ [$/falha]}$$

- Cálculo do Custo à Jusante (CJ):

$$CJ_2 = (FDC_3 * carga_3) + (FDC_7 * carga_7) = \mathbf{629254,58} \text{ [$/falha]}$$

$$CJ_3 = FDC_7 * carga_7 = \mathbf{512960,30} \text{ [$/falha]}$$

$$CJ_7 = FDC_j * carga_j = \mathbf{0,00} \text{ [$/falha]}$$

Para este sistema as barras são compostas por somente 1 segmento de cliente, o FDC da barra sete difere-se das barras dois e três pois estas últimas são residenciais enquanto a outra é comercial.

Os custos CM_2 e CJ_7 são iguais a zero, pois não há barras de carga a montante da barra dois nem a jusante da barra sete.

Substituindo os valores de CP , CM e CJ na equação (3.4), chega-se aos valores de CAI para cada barra.

- Cálculo do Custo anual de energia não-suprida à seção (CAI):

$$CAI_2 = \lambda_2 * l_2 * (CP_2 + CM_2 + CJ_2)$$

$$CAI_2 = 0,096039 * 7,9994 * (101890,86 + 0,00 + 629254,58)$$

$$CAI_2 = \mathbf{561705,68} [\$/\text{ano}]$$

$$CAI_3 = \lambda_3 * l_3 * (CP_3 + CM_3 + CJ_3)$$

$$CAI_3 = 0,096039 * 15,9976 * (116294,28 + 101890,86 + 512960,30)$$

$$CAI_3 = \mathbf{1123327,11} [\$/\text{ano}]$$

$$CAI_7 = \lambda_7 * l_7 * (CP_7 + CM_7 + CJ_7)$$

$$CAI_7 = 0,096039 * 9,0049 * (512960,30 + 218185,14 + 0,00)$$

$$CAI_7 = \mathbf{632310,36} [\$/\text{ano}]$$

Esta análise considera somente o alimentador #1, assim o CC (3.2) é igual ao Custo da Energia Não Suprida ($CENS$) à este alimentador, definida em (3.3). Então:

$$CC = CENS_{A1} = (CAI_2 + CAI_3 + CAI_7)$$

$$CC = CENS_{A1} = (561705,68 + 1123327,11 + 632310,36)$$

$$CC = CENS_{A1} = \mathbf{2317343,15} [\$/\text{ano}]$$

Agora efetua-se os cálculos dos indicadores de qualidade que foram descritos neste trabalho. Primeiro os indicadores individuais.

- Cálculo do FIC :

Todas as barras analisadas fazem parte do mesmo alimentador, assim o FIC será o mesmo para as três conforme (2.11).

$$FIC = FIC_2 = FIC_3 = FIC_7 = (\lambda_2 * l_2) + (\lambda_3 * l_3) + (\lambda_7 * l_7)$$

$$FIC = (0,096039 * 7,9994) + (0,096039 * 15,9976) + (0,096039 * 9,0049)$$

$$FIC = 0,768 + 1,536 + 0,865$$

$$FIC = 3,17 \text{ [falhas/ano]}$$

- Cálculo do DIC :

Este cálculo considera que o tempo de reparo de uma falha em determinada barra é de 10,15 horas, assim como o tempo de reparo em qualquer falha que ocorra em qualquer barra à montante da analisada, já para as barras à jusante o tempo considerado é o tempo de manobra (r_m), que consiste em 0,5 horas,. Assim:

$$DIC_2 = (\lambda_2 * l_2 * r_2) + (\lambda_3 * l_3 * r_m) + (\lambda_7 * l_7 * r_m)$$

$$DIC_2 = (0,096039 * 7,9994 * 10,15) + (0,096039 * 15,9976 * 0,5) + (0,096039 * 9,0049 * 0,5)$$

$$DIC_2 = 7,80 + 0,77 + 0,43 = \mathbf{9,00 \text{ [horas/ano]}}$$

$$DIC_3 = (\lambda_2 * l_2 * r_2) + (\lambda_3 * l_3 * r_3) + (\lambda_7 * l_7 * r_m)$$

$$DIC_3 = (0,096039 * 7,9994 * 10,15) + (0,096039 * 15,9976 * 10,15)$$

$$+ (0,096039 * 9,0049 * 0,5)$$

$$DIC_3 = 7,80 + 15,59 + 0,43 = \mathbf{23,82 \text{ [horas/ano]}}$$

$$DIC_7 = (\lambda_2 * l_2 * r_2) + (\lambda_3 * l_3 * r_3) + (\lambda_7 * l_7 * r_7)$$

$$DIC_7 = (0,096039 * 7,9994 * 10,15) + (0,096039 * 15,9976 * 10,15)$$

$$+ (0,096039 * 9,0049 * 10,15)$$

$$DIC_7 = 7,80 + 15,59 + 8,78 = \mathbf{32,17 \text{ [horas/ano]}}$$

- Cálculo do rL :

O tempo médio de reparo por cada falha é dado conforme equação (2.13).

$$rL_2 = \frac{DIC_2}{FIC_2} = \frac{9,00}{3,17} = \mathbf{2,84 \text{ [horas/falha]}}$$

$$rL_3 = \frac{DIC_3}{FIC_3} = \frac{23,82}{3,17} = \mathbf{7,51 \text{ [horas/falha]}}$$

$$rL_7 = \frac{DIC_7}{FIC_7} = \frac{32,17}{3,17} = \mathbf{10,15 \text{ [horas/falha]}}$$

Agora os indicadores coletivos.

- Cálculo do *FEC*:

Este indicador é calculado para o alimentador e não para cada barra, conforme (2.14). Como é analisado somente 1 alimentador, o valor do *FEC* será igual ao valor do *FIC*. Tal fato é detalhado em seção posterior.

$$FEC_{A1} = [(FIC_2 * N_2) + (FIC_3 * N_3) + (FIC_7 * N_7)] / N_{Total}$$

$$FEC_{A1} = [(3,17 * 1528) + (3,17 * 1744) + (3,17 * 1454)] / 4726$$

$$FEC_{A1} = \frac{14981,42}{4726} = \mathbf{3,17 [oc./cons./ano]}$$

- Cálculo do *DEC*:

$$DEC_{A1} = [(DIC_2 * N_2) + (DIC_3 * N_3) + (DIC_7 * N_7)] / N_{Total}$$

$$DEC_{A1} = [(9,00 * 1528) + (23,82 * 1744) + (32,17 * 1454)] / 4726$$

$$DEC_{A1} = \frac{102069,26}{4726} = \mathbf{21,60 [horas/cons./ano]}$$

- Cálculo do *CAIDI*:

$$CAIDI_{A1} = \frac{DEC_{A1}}{FEC_{A1}} = \frac{21,60}{3,17} = \mathbf{6,81 [horas/oc.]}$$

- Cálculo do *ENS*:

$$ENS_{A1} = (DIC_2 * carga_2) + (DIC_3 * carga_3) + (DIC_7 * carga_7)$$

$$ENS_{A1} = (9,00 * 7640) + (23,82 * 8720) + (32,17 * 7270)$$

$$ENS_{A1} = \mathbf{510346,3 [kWh/ano]}$$

- Cálculo do *ECOST*:

$$ECOST_2 = (carga_2 * \lambda_2 * l_2 * FDC_2) + (carga_2 * \lambda_3 * l_3 * FDC_{mr}) + (carga_2 * \lambda_7 * l_7 * FDC_{mc})$$

$$ECOST_2 = (7640 * 0,768 * 15,69) + (7640 * 1,536 * 0,1903) + (7640 * 0,865 * 4,3648)$$

$$ECOST_2 = 92061,14 + 2233,18 + 28845,22$$

$$ECOST_2 = \mathbf{123139,54 [$/ano]}$$

$$ECOST_3 = (carga_3 * \lambda_2 * l_2 * FDC_2) + (carga_3 * \lambda_3 * l_3 * FDC_3) + (carga_3 * \lambda_7 * l_7 * FDC_{mc})$$

$$ECOST_3 = (8720 * 0,768 * 15,69) + (8720 * 1,536 * 15,69) + (8720 * 0,865 * 4,3648)$$

$$ECOST_3 = 105075,30 + 210150,60 + 32922,81$$

$$ECOST_3 = \mathbf{348148,71 [$/ano]}$$

$$\begin{aligned}
 ECOST_7 &= (carga_7 * \lambda_2 * l_2 * FDC_2) + (carga_7 * \lambda_3 * l_3 * FDC_3) + (carga_7 * \lambda_7 * l_7 * FDC_7) \\
 ECOST_7 &= (7270 * 0,768 * 15,69) + (7270 * 1,536 * 15,69) + (7270 * 0,865 * 83,01) \\
 ECOST_7 &= 87602,92 + 175205,84 + 522012,54 \\
 ECOST_7 &= \mathbf{784821,30} \text{ [$/ano]}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 ECOST_{A1} &= ECOST_2 + ECOST_3 + ECOST_7 \\
 ECOST_{A1} &= \mathbf{1256109,55} \text{ [$/ano]}
 \end{aligned}$$

3.5 CONCLUSÕES PARCIAIS

Este capítulo apresentou a formulação matemática proposta para o problema de planejamento de geração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, visando à minimização de custos de confiabilidade, investimento e operacionais associadas a perdas técnicas. Adicionalmente, foram apresentados os fundamentos básicos das técnicas meta-heurísticas proposta para utilização, Algoritmos Genéticos e Sistemas Imunológicos Artificiais, e suas aplicações ao problema de planejamento. A partir do modelo, verifica-se que consiste em programação matemática não linear inteira mista, envolvendo diferentes objetivos mensurados como custos em uma abordagem mono-objetivo, ou seja, por uma única função incluindo todos os critérios econômicos sob análise. Em outras palavras, os critérios de confiabilidade e de perdas são convertidos em econômicos através dos respectivos custos unitários associados a estes critérios.

4 ESTUDOS DE CASO

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos através da aplicação da metodologia desenvolvida para a alocação de geração distribuída em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Para tanto, os sistemas 33 barras, 69 barras e 83 barras serão utilizados.

Para os sistemas aqui analisados, não se encontrou estudos na literatura especializada nas mesmas condições de otimização com foco em confiabilidade consideradas neste trabalho.

Conforme descrito no Capítulo 3 os objetivos a serem minimizados para a escolha dos melhores pontos de conexão de uma GD são: o custo da confiabilidade, o custo de investimento em GD e o custo das perdas elétricas.

As análises realizadas envolvem, assim como no sistema tutorial:

- Um único nível de carregamento do sistema;
- O valor da unidade de GD é igual ao valor da carga da barra em que a GD é instalada;
- Os valores de taxa de falhas e tempo de reparo são os mesmos utilizados no sistema 8 barras;
- Foi adotado um período de interrupção por cada falta possível igual ou superior a oito horas;
- A demanda média considerada de cada unidade consumidora é de 5,0 kVA;
- Horizonte de planejamento de 5 anos; e
- Carga constante neste período.

Para o sistema 33 barras fez-se uma análise de sensibilidade acerca do número de indivíduos da população do AG e do SIA e uma outra análise onde foi adotado um valor máximo para o índice *DEC*. No caso do sistema 69 barras, fez-se uma análise sem restrições adicionais na função objetivo proposta, uma outra inserindo restrição sobre a inserção máxima de GD, ou seja, estipulando uma porcentagem máxima da carga total do sistema que pode ser assumida pelas unidades de geração distribuída e uma terceira impondo um *DEC* máximo. Por fim, para o sistema 83 barras, foi realizada a análise sem restrições adicionais na função objetivo. Todos os sistemas estudados foram analisados através do AG e do SIA afim de comparar ambas meta-heurísticas.

Os testes foram realizados utilizando-se um microcomputador Intel® Core™ i7, 2,3 GHz, 8,00 GB de memória RAM; e o software MATLAB.

A justificativa para a aplicação das técnicas meta-heurísticas é dada pelo número de soluções possíveis a partir do processo de enumeração exaustiva para cada caso, ou seja, este número é dado por:

- 33 Barras: $2^{33} = 8,59 \cdot 10^9$ combinações;
- 69 Barras: $2^{69} = 5,90 \cdot 10^{20}$ combinações e;
- 83 Barras: $2^{83} = 9,67 \cdot 10^{24}$ combinações.

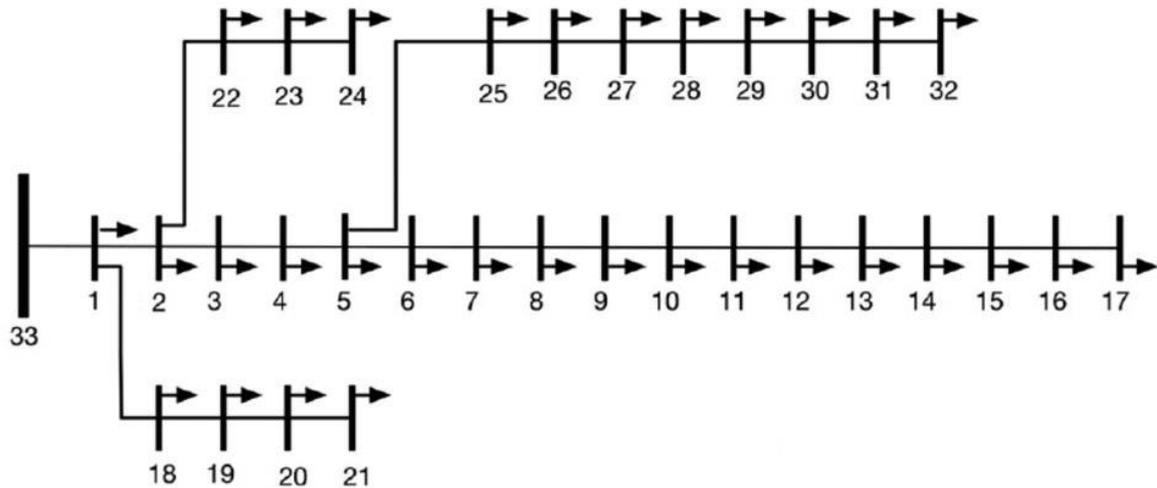
A partir dos números anteriores e considerando que para cada solução candidata, a execução de um fluxo de potência, bem como o cálculo de todos os indicadores de confiabilidade são necessários, depreende-se que é impeditivo avaliar todas as soluções candidatas para os tempos requeridos para análises de planejamento, justificando a aplicação de métodos eficientes como as técnicas meta-heurísticas propostas.

Para a implementação dos algoritmos aqui propostos utilizou-se a toolbox do MATLAB para o caso da meta-heurística baseada nos Algoritmos Genéticos e para o caso dos Sistemas Imunológicos Artificiais o algoritmo foi implementado em MATLAB.

4.2 SISTEMA 33 BARRAS

Este sistema [54], ilustrado na Figura 4.1 [55], possui demanda total de 3,7 MW e 2,3 MVAr, dispõe de uma subestação de 12,66 kV na barra '33', e as barras de carga, de '1' até '32', são consideradas como candidatas à alocação de GD. Os dados deste sistema se encontram no Apêndice A.1. Os consumidores alimentados pelas barras '6', '7', '23', '24', '29' e '31' são classificados como puramente industriais. As barras restantes têm cargas constituídas por um percentual de 40% comercial e 60% residencial. Vale lembrar que a numeração de seção é dada pela numeração da barra à sua jusante, ou seja, a seção 'Sx' corresponde ao trecho à montante da barra 'x'.

Figura 4.1: Sistema 33 Barras [55].



A demanda média considerada de cada unidade consumidora é de 5,0 kVA, como predefinido anteriormente, assim o número de consumidores (Consum.) em cada barra deste sistema é apresentada na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Número de Consumidores por Barra do Sistema 33 Barras.

Nº da Barra	Nº de Consum.						
1	20	9	12	17	18	25	12
2	18	10	9	18	18	26	12
3	24	11	12	19	18	27	12
4	12	12	12	20	18	28	24
5	12	13	24	21	18	29	40
6	40	14	12	22	18	30	30
7	40	15	12	23	84	31	42
8	12	16	12	24	84	32	12

Com relação aos parâmetros do AG e do SIA, o critério de convergência dado pelo número máximo de 500 gerações ou pela estagnação da melhor solução durante 50 gerações, critérios de cruzamento, mutação e elitismo foram os mesmos utilizados para o sistema tutorial 8 Barras para o caso do AG e os mesmos dados pela Tabela 3.2 para o SIA.

Uma análise de sensibilidade acerca do número de indivíduos da população inicial foi realizada afim de observar qual impacto tal mudança ocasionaria nos resultados e no tempo de processamento, assim quatro simulações foram feitas para as seguintes condições:

- Análise #1: População de 25 indivíduos;
- Análise #2: População de 50 indivíduos;
- Análise #3: População de 100 indivíduos; e
- Análise #4: População de 25 indivíduos e estagnação em 75 gerações.

Para cada uma das situações acima foram feitas 100 iterações do programa. Com isso pode-se observar o tempo computacional demandado, o melhor valor atingido e sua otimalidade (percentual do número de vezes em que a solução é obtida em relação ao número total de simulações). A Tabela 4.2 destaca os valores de função objetivos mais atingidos pelo algoritmo assim como a otimalidade associada a esta Fob. Já a Tabela 4.3 mostra o tempo médio de processamento demandado por cada iteração em cada análise proposta.

Tabela 4.2: Função Objetivo e otimalidade associada.

ALGORITMO GENÉTICO				
Fob [\$/kVA]	Análise #1	Análise #2	Análise #3	Análise #4
	Otimalidade [%]	Otimalidade [%]	Otimalidade [%]	Otimalidade [%]
5,2734*10 ⁶	31	34	41	44
5,2755*10 ⁶	37	52	46	44
5,2756*10 ⁶	12	7	6	4
SISTEMA IMUNOLÓGICO ARTIFICIAL				
5,2734*10 ⁶	52	79	96	58
5,2755*10 ⁶	9	--	--	4
5,2929*10 ⁶	14	15	2	23

Tabela 4.3: Tempo de Processamento Demandado.

Tempo de Processamento [s]			
Análise #1	Análise #2	Análise #3	Análise #4
ALGORITMO GENÉTICO			
31,44	54,93	98,97	43,26
SISTEMA IMUNOLÓGICO ARTIFICIAL			
41,00	76,63	146,87	54,34

Para reforçar os dados da Tabela 4.2 as Figuras 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5 mostram um diagrama de caixa (*boxplot*) com os resultados obtidos ao final das simulações para as quatro situações de população analisadas, para os dois algoritmos aqui propostos. A interpretação das informações presentes no *box plot* dá-se da seguinte maneira: a caixa contém 50% (25% a 75% dos valores obtidos) de todos os valores presentes nos dados, a linha vermelha, que a divide, representa a mediana do conjunto. A reta tracejada que se estende verticalmente além do retângulo são chamadas de "bigodes" e indicam a variabilidade fora do quartil superior e/ou inferior [57]. Os valores atípicos ou discrepantes, chamados *outliers*, são plotados como pontos individuais por cruzes vermelhas.

Observa-se que para o AG os três melhores valores de Fob atingidos são extremamente próximos, o que não ocorre para o SIA uma vez que o terceiro valor é relativamente mais distante dos outros dois. Isto faz com que a ‘caixa’ das Figuras 4.2 e 4.5 se alonguem mais.

Figura 4.2: *Box plot* para 25 indivíduos: a) AG e b) SIA.

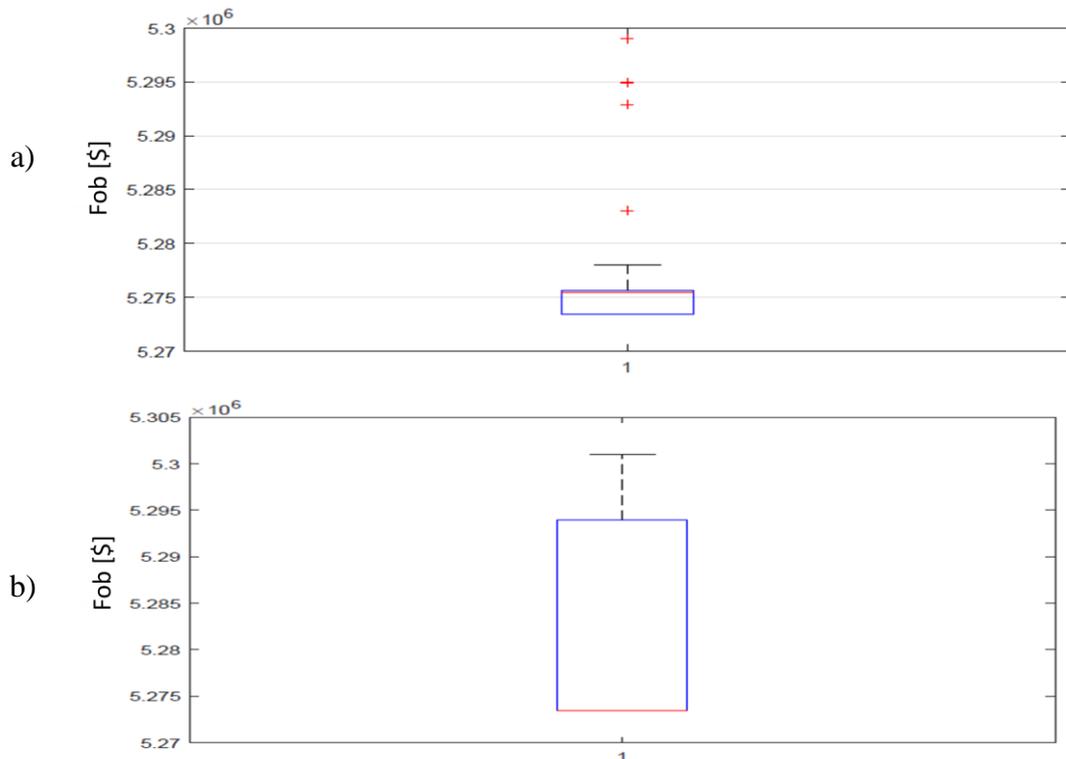


Figura 4.3: *Box plot* para 50 indivíduos: a) AG e b) SIA.

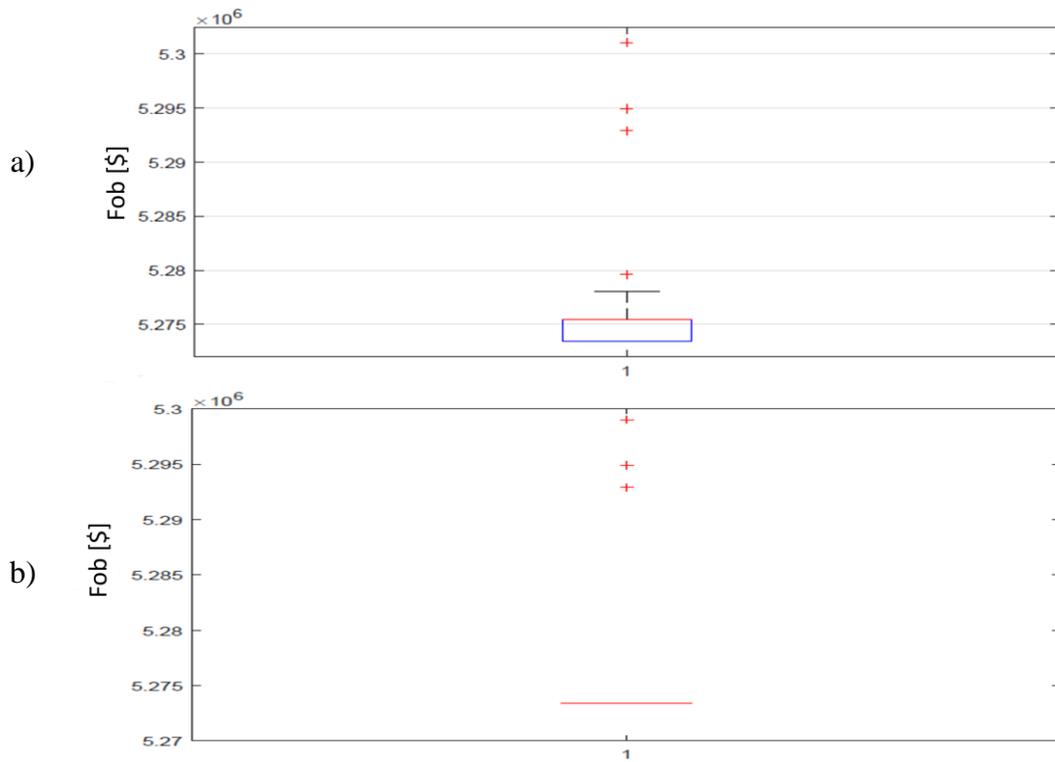


Figura 4.4: *Box plot* para 100 indivíduos: a) AG e b) SIA.

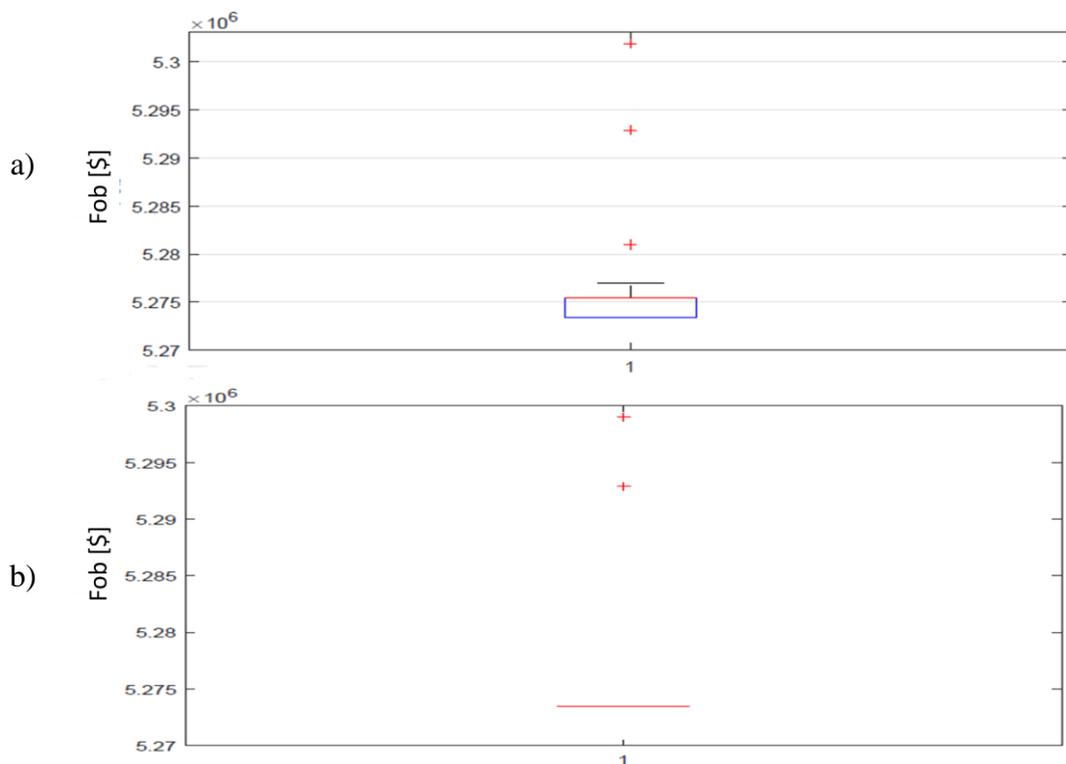
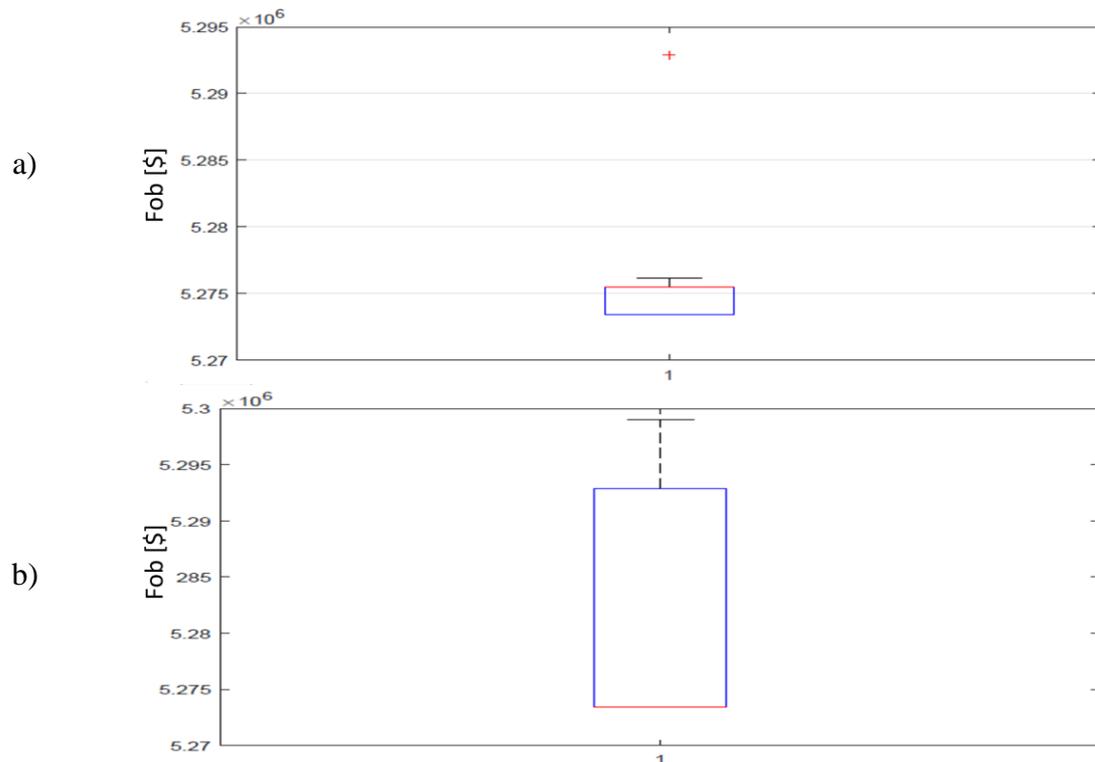


Figura 4.5: *Box plot* para 25 indivíduos e 75 gerações de estagnação: a) AG e b) SIA.



Nota-se que os resultados possuem baixa dispersão para todos os gráficos, diminuindo os *outliers* a medida que o número de indivíduos aumenta, indicando um aumento da otimalidade, como já mostrado anteriormente; o aumento de 50 para 75 gerações de estagnação fez com que a otimalidade, para o AG, aumentasse em 13% a custo de um acréscimo de 11,82 segundos por iteração em relação aos mesmos 25 indivíduos da análise #1, já para o SIA o aumento foi de somente 6% e de 13,34 segundos.

Além disso este aumento da estagnação fez com que o AG atingisse o mesmo nível de otimalidade (3% a mais) que a análise #3, com 100 indivíduos, com um tempo de processamento 56,29% menor.

Em todos os casos, o Sistema Imunológico Artificial superou o Algoritmo Genético no quesito da otimalidade porém a um custo computacional maior.

Dito isto, com o intuito de que ambos algoritmos utilizados possam ter seu desempenho comparado, os parâmetros da análise #4 serão os usados para os próximos sistemas estudados, uma vez que para ambas meta-heurísticas, tais parâmetros apresentam um bom balanço entre otimalidade e tempo de processamento. No entanto, não é possível generalizar que tais parâmetros sejam os melhores para outros tipos de problemas.

Observa-se que nestes casos, não há soluções com desvio abaixo de 25% entre as mais encontradas pelo algoritmo, o que implica, portanto, na ausência dos bigodes inferiores

das caixas dos gráficos *box plot* anteriores, assim sendo, é correto afirmar que 75% ou mais de todas as soluções obtidas estão dentro dos limites da caixa. Verifica-se ainda que, apesar de haver *outliers* nas soluções obtidas, os referidos gráficos apresentam uma variação percentual entre as melhores soluções (linhas inferiores da caixas) e as piores soluções (pontos isolados nos gráficos ou *outliers*) menor que 0,6% para o AG, o que demonstra a robustez do algoritmo utilizado para o planejamento proposto.

Para as análises #2 e #3 do SIA, a otimalidade atingida foi bastante elevada, fazendo com que os gráficos apresentados pelas Figuras 4.3 e 4.4 (letra b) sejam apenas uma reta e os outros valores que não o ótimo encontrado fossem considerados *outliers*.

Como observado na Tabela 4.2, todas as análises obtiveram o mesmo valor ótimo, variando apenas a otimalidade e tempo de processamento. Tal valor corresponde a alocação de GD nas barras '14', '15', '16', '17' e '31'. As primeiras quatro barras citadas situam-se no final do alimentador do sistema, são as barras de carga mais distantes da subestação, impactando assim no cálculo de confiabilidade de todas as barras que estão a montante, já a barra '31' apesar de não estar em final de linha, é uma barra considerada puramente industrial, tendo assim um impacto maior na Fob do que a barra '32', que é uma barra de final de linha, mesmo estando a jusante desta.

Na Tabela 4.4, consta o comparativo entre o Caso Base e a melhor solução encontrada; as duas meta-heurísticas utilizadas atingiram o mesmo ponto ótimo, denominado na Tabela 4.4 a seguir como 'Solução proposta'. O custo de investimento em GD, quando considerado, é de \$2293,00 por kVA [56] por se tratar de um valor encontrado na literatura especializada.

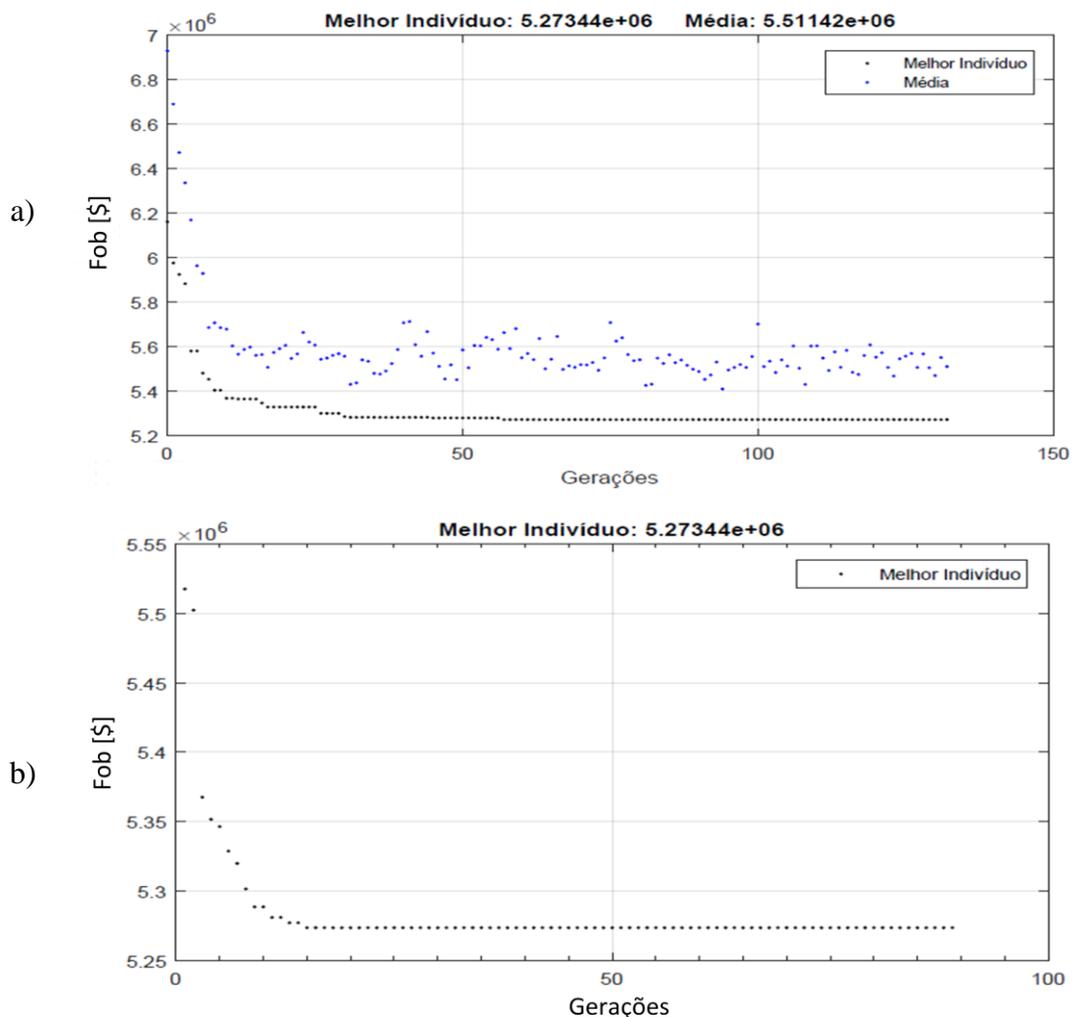
Tabela 4.4: Resultados Sistema 33 Barras.

Estudos	Caso Base	Solução Proposta
Barra(s) de inserção da GD	--	'14', '15', '16', '17' e '31'
Custo Total [\$]	$5,5327 \cdot 10^6$	$5,2734 \cdot 10^6$
GD Total [kVA]	0,00	480,00
CC [\$]	$1,0941 \cdot 10^6$	$9,2695 \cdot 10^5$
Cinv [\$]	0,00	$1,1006 \cdot 10^6$
Cpe [\$]	$4,4386 \cdot 10^6$	$3,2458 \cdot 10^6$
Perdas [kW]	202,68	148,21
Tensão Mínima [p.u.]	0,9131	0,9303

Nota-se que, as duas meta-heurísticas utilizadas obtiveram os mesmos resultados, com a alocação das 5 unidades de geração distribuída, num total de 480 kVA, ou seja, aproximadamente 13% de inserção GD no sistema obteve-se uma diminuição de 54,47 kW da perdas elétricas com um aumento da tensão mínima do sistema para 0,9303 p.u., passando de uma situação de tensão precária para adequada segunda a Tabela 3.1. Há uma queda nos custos de confiabilidade e perdas, porém ocorre o acréscimo do custo de investimento em GD fazendo com que o custo total diminua somente 4,68% se mantendo em um mesmo patamar para os dois casos.

Por fim, a Figura 4.6 apresenta a curva de convergência do AG (a) e do SIA (b) para a melhor condição identificada, ou seja, a Análise #4. Observa-se que o critério de estagnação determina a convergência do algoritmo e que o segundo método converge mais rápido.

Figura 4.6: Convergência Sistema 33 Barras: a) AG e b) SIA.



A seguir, são expostos todos os indicadores de confiabilidade calculados para o Caso Base e para as Soluções Propostas. Como observado no estudo tutorial os valores de *FIC* e *FEC* não se alteram com a alocação da geração distribuída na rede, visto que o número de ocorrência de possíveis falhas é inerente ao sistema e não muda se não houver mudanças em equipamentos deste sistema; o que muda com a alocação é a duração da interrupção e isto causa impacto nos outros indicadores de qualidade do sistema. Assim na Tabela 4.5 constam os valores de *FIC* e *FEC* para o sistema 33 Barras.

Tabela 4.5: Indicadores *FIC* e *FEC* do Sistema 33 Barras.

<i>FIC</i>	3,0732	[falhas/ano]
<i>FEC</i>	3,0732	[oc./cons./ano]

Como o sistema em questão é composto por somente 1 alimentador, e as taxas de falha e os comprimentos de todos os seus trechos são idênticos entre si, das expressões para cálculo de *FIC* e *FEC*, apresentadas no Capítulo 2 deste trabalho, depreende-se que estas conduzem ao mesmo valor nestas condições, conforme resultado da Tabela 4.5. Isto significa que há a variação do *FEC* por seção analisada, porém, quando se trata do sistema, em média, todo consumidor sofre o mesmo número de interrupções em um ano.

Em se tratando da Duração da Interrupção - *DIC* e ao tempo médio de reparo - *rL*, a diferença entre o Caso Base, Tabela 4.6, e a solução proposta é que na última estes valores são igual a zero nas seções em que houve a alocação de GD.

Tabela 4.6: *DIC* e *rL* para o Caso Base do Sistema 33 Barras.

Indicador	[horas/ano]	Indicador	[horas/ano]	Indicador	[horas/falha]	Indicador	[horas/falha]
<i>DIC</i> _{S1}	2,46	<i>DIC</i> _{S17}	17,29	<i>rL</i> _{S1}	0,80	<i>rL</i> _{S17}	5,63
<i>DIC</i> _{S2}	3,39	<i>DIC</i> _{S18}	3,39	<i>rL</i> _{S2}	1,10	<i>rL</i> _{S18}	1,10
<i>DIC</i> _{S3}	4,32	<i>DIC</i> _{S19}	4,32	<i>rL</i> _{S3}	1,41	<i>rL</i> _{S19}	1,41
<i>DIC</i> _{S4}	5,24	<i>DIC</i> _{S20}	5,24	<i>rL</i> _{S4}	1,71	<i>rL</i> _{S20}	1,71
<i>DIC</i> _{S5}	6,17	<i>DIC</i> _{S21}	6,17	<i>rL</i> _{S5}	2,01	<i>rL</i> _{S21}	2,01
<i>DIC</i> _{S6}	7,10	<i>DIC</i> _{S22}	4,32	<i>rL</i> _{S6}	2,30	<i>rL</i> _{S22}	1,41
<i>DIC</i> _{S7}	8,02	<i>DIC</i> _{S23}	5,24	<i>rL</i> _{S7}	2,61	<i>rL</i> _{S23}	1,71
<i>DIC</i> _{S8}	8,95	<i>DIC</i> _{S24}	6,17	<i>rL</i> _{S8}	2,91	<i>rL</i> _{S24}	2,01
<i>DIC</i> _{S9}	9,88	<i>DIC</i> _{S25}	7,10	<i>rL</i> _{S9}	3,21	<i>rL</i> _{S25}	2,30
<i>DIC</i> _{S10}	10,80	<i>DIC</i> _{S26}	8,02	<i>rL</i> _{S10}	3,52	<i>rL</i> _{S26}	2,61
<i>DIC</i> _{S11}	11,73	<i>DIC</i> _{S27}	8,95	<i>rL</i> _{S11}	3,82	<i>rL</i> _{S27}	2,91

Indicador	[horas/ano]	Indicador	[horas/ano]	Indicador	[horas/falha]	Indicador	[horas/falha]
DIC_{S12}	12,66	DIC_{S28}	9,88	rL_{S12}	4,12	rL_{S28}	3,21
DIC_{S13}	13,58	DIC_{S29}	10,80	rL_{S13}	4,42	rL_{S29}	3,52
DIC_{S14}	14,51	DIC_{S30}	11,73	rL_{S14}	4,72	rL_{S30}	3,82
DIC_{S15}	15,44	DIC_{S31}	12,66	rL_{S15}	5,02	rL_{S31}	4,12
DIC_{S16}	16,37	DIC_{S32}	13,58	rL_{S16}	5,33	rL_{S32}	4,42

Os demais indicadores são mostrados a seguir na Tabela 4.7 para o Caso Base e para as Soluções Propostas.

Tabela 4.7: Índices de Confiabilidade Calculados.

Indicador	Caso Base	Soluções Propostas	
DEC	8,28	6,40	[horas/cons./ano]
$DMIC$	17,29	13,59	[horas/ano]
$CAIDI$	2,69	2,08	[horas/oc.]
ENS	$3,08 \cdot 10^4$	$2,38 \cdot 10^4$	[kWh/ano]
$ECOST$	$1,20 \cdot 10^5$	$1,13 \cdot 10^5$	[k\$/ano]

Verifica-se um decréscimo em todos os indicadores da Tabela 4.7, indicando que a inserção da unidade de geração distribuída melhora tais índices de qualidade de energia elétrica.

Na sequência, para as melhores topologias encontradas para o AG e o SIA, estes algoritmos foram aplicados, porém, considerando o seguinte limite para o indicador de confiabilidade DEC: $DEC_{\text{máx}} = 6,0$ horas/cons./ano, tomando como referência o DEC limite do alimentador ‘Juiz de Fora 4’ da Distribuidora CEMIG, estabelecido pela ANEEL no ano de 2017. Tais resultados são expostos na Tabela 4.8.

O valor de DEC encontrado é mostrado a seguir na Tabela 4.9 e fica abaixo do valor máximo estipulado.

A Figura 4.7 apresenta os gráficos *box plot* com os resultados obtidos nas simulações com a restrição de DEC proposta. A maior otimalidade do SIA é confirmada pela ausência do bigode inferior no respectivo *box plot*.

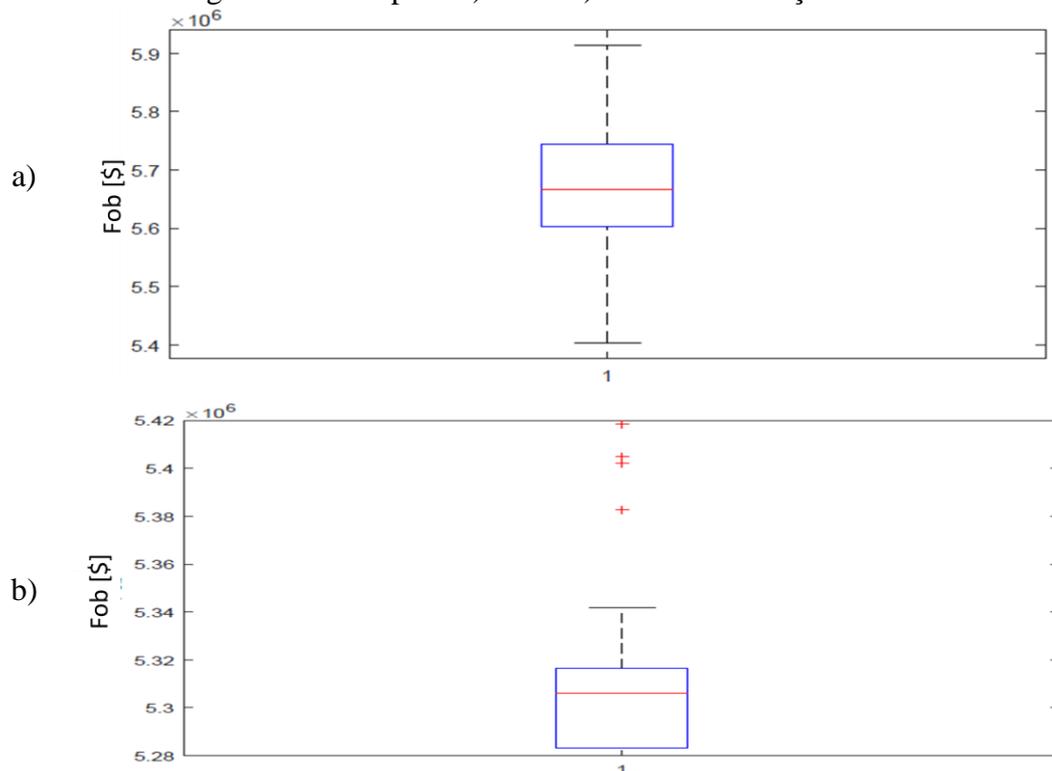
Tabela 4.8: Resultados Sistema 33 Barras com DECmáx.

Estudos	Solução AG	Solução SIA
Barra(s) de inserção da GD	'13', '15', '16', '17', '31' e '32'	'13', '15', '16', '17', '31' e '32'
Custo Total [\$]	$5,2832 \cdot 10^6$	$5,2832 \cdot 10^6$
GD Total [kVA]	600,00	600,00
CC [\$]	$8,9012 \cdot 10^5$	$8,9012 \cdot 10^5$
Cinv [\$]	$1,3758 \cdot 10^6$	$1,3758 \cdot 10^6$
Cpe [\$]	$3,0172 \cdot 10^6$	$3,0172 \cdot 10^6$
Perdas [kW]	137,77	137,77
Tensão Mínima [p.u.]	0,9340	0,9340
Tempo de Processamento [minutos]	1,32	1,87
Otimalidade [%]	16	33

Tabela 4.9: Indicador DEC calculado.

Indicador	Soluções Propostas
DEC [horas/cons./ano]	5,97

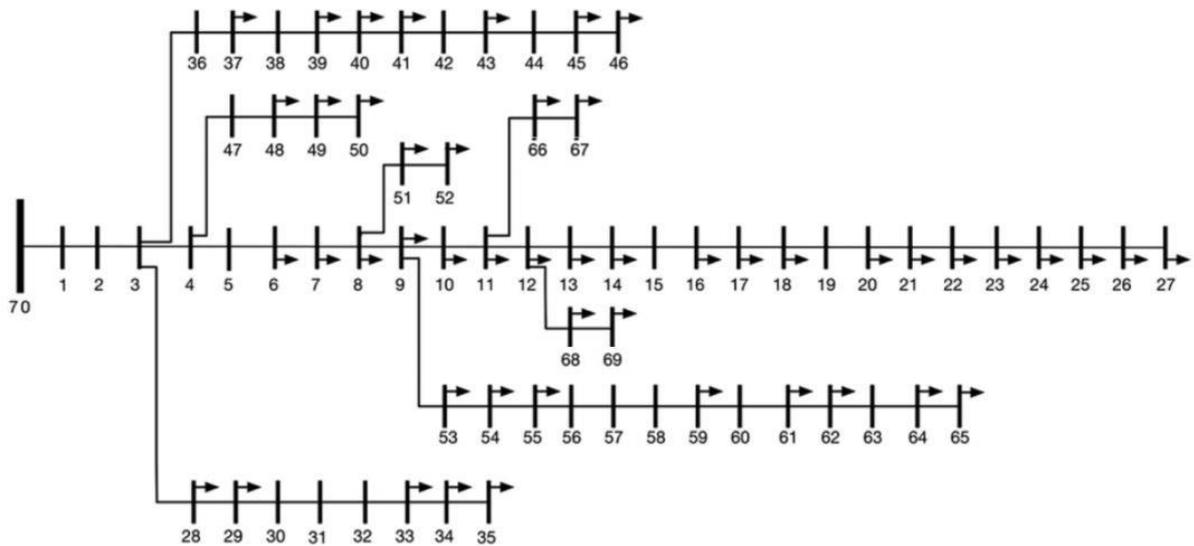
Figura 4.7: Box plot: a) AG e b) SIA com restrição de DEC.



4.3 SISTEMA 69 BARRAS

O sistema 69 barras [53] possui cargas conectadas em suas barras com um valor total de 3,8 MW e 2,69 MVar. Sua tensão base é 12,66 kV e de uma subestação de capacidade 12,66 kV na barra '70', sendo a topologia do sistema apresentada através da Figura 4.8. Os dados das cargas, impedâncias dos trechos do circuito e conexões se encontram no Apêndice A.2. Todas as barras de carga são consideradas como candidatas à alocação de GD e constituídas por um percentual de 40% comercial e 60% residencial.

Figura 4.8: Sistema 69 Barras. [55]



O número de consumidores em cada barra deste sistema é apresentada na Tabela 4.10.

Tabela 4.10: Número de Consumidores por Barra do Sistema 69 Barras.

Nº da Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Nº de Consum.	0	0	0	0	0	1	9	15	6	6	29	29	2	2
Nº da Barra	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Nº de Consum.	0	10	12	12	0	1	23	2	0	6	0	3	3	6
Nº da Barra	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
Nº de Consum.	6	0	0	0	3	4	2	6	6	0	5	5	1	0
Nº da Barra	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56

Nº de Consum.	2	0	8	8	0	16	77	77	9	1	1	6	5	0
Nº da Barra	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	--
Nº de Consum.	0	0	20	0	249	7	0	46	12	4	4	6	6	--

Com relação aos parâmetros dos algoritmos utilizados, o critério de convergência dado pelo número máximo de 500 gerações ou pela estagnação da melhor solução durante 75 gerações, critérios de cruzamento, mutação e elitismo foram os mesmos utilizados anteriormente. Como analisado no caso anterior, a população de 25 indivíduos produzem resultados satisfatórios com um tempo de processamento computacional reduzido quando comparado a uma população inicial maior, assim sendo utilizou-se este valor.

Na Tabela 4.11 consta o comparativo entre o Caso Base e as soluções propostas. O custo de investimento em GD, é o mesmo utilizado na seção 4.2. Ambas técnicas atingiram o mesmo ponto ótimo, novamente denominado como ‘Solução proposta’.

Tabela 4.11: Resultados Sistema 69 Barras.

Estudos	Caso Base	Solução Proposta
Barra(s) de inserção da GD	--	'61'
Custo Total [\$]	$7,4812 \cdot 10^6$	$6,4173 \cdot 10^6$
GD Total [kVA]	0,00	1244,00
CC [\$]	$1,5519 \cdot 10^6$	$9,9179 \cdot 10^5$
Cinv [\$]	0,00	$2,8525 \cdot 10^6$
Cpe [\$]	$5,9293 \cdot 10^6$	$2,5730 \cdot 10^6$
Perdas [kW]	270,75	117,49
Tensão Mínima [p.u.]	0,9092	0,9567

Nota-se que com a alocação da unidade de geração distribuída, num total de 1244 kVA, ou seja, aproximadamente 32,74% de inserção GD no sistema, ou seja, um alto grau de inserção GD, obteve-se uma diminuição de 153,26 kW das perdas elétricas com um aumento da tensão mínima do sistema para 0,9567 p.u., atingindo um ponto de tensão mínima adequada.

As Figuras 4.9 e 4.10 apresentam a curva de convergência do AG e do SIA e os gráficos *box plot* com os resultados obtidos nas simulações, respectivamente. Observa-se que o critério de estagnação determina a convergência do algoritmo, como no sistema

anterior. Foram realizadas 100 iterações e os resultados nos *box plots* possuem baixíssima dispersão o que indica que o algoritmo alcançou uma boa taxa de otimalidade; neste caso, mais de 50% dos resultados atingidos foram o ótimo.

A otimização via Sistema Imunológico converge em pouco mais de 100 iterações, contra quase 300 do Algoritmo Genético.

Figura 4.9: Convergência Sistema 69 Barras: a) AG e b) SIA.

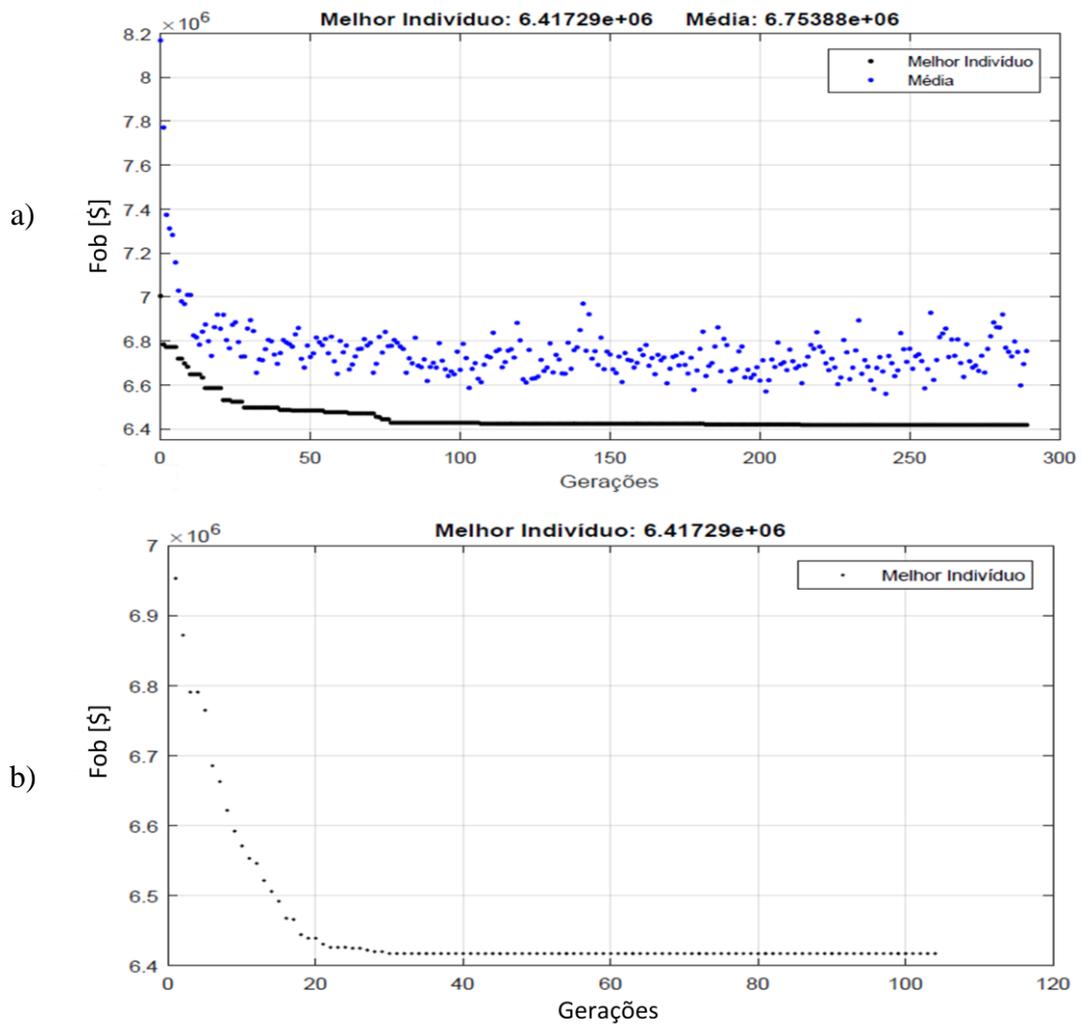
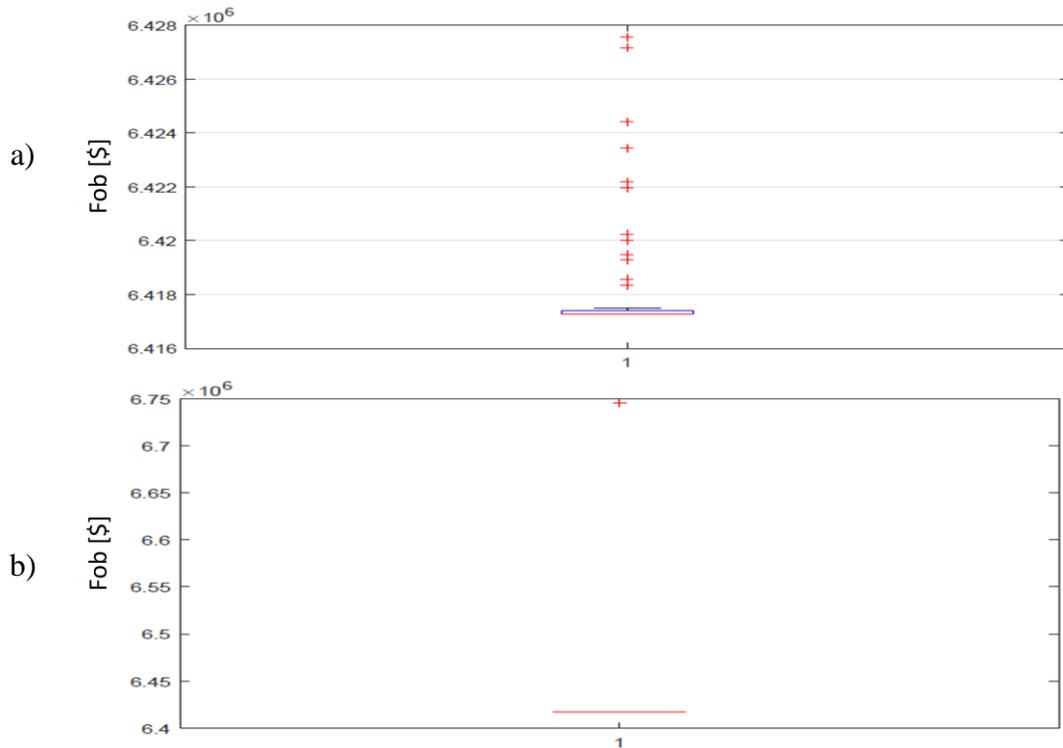


Figura 4.10: *Box plot* Sistema 69 Barras: a) AG e b) SIA.

A Tabela 4.12 destaca os menores valores de função objetivos atingidos pelo algoritmo assim como a otimalidade associada a esta Fob e também o tempo médio de processamento demandado por cada iteração.

Tabela 4.12: Tempo Médio de Processamento, Função Objetivo e otimalidade associada.

	Fob [\$/kVA]	Otimalidade[%]	Tempo de processamento [minutos]	
AG	$6,4173 \cdot 10^6$	75		3,66
	$6,4175 \cdot 10^6$	2		
	$6,4183 \cdot 10^6$	2		
SIA	$6,4173 \cdot 10^6$	81		4,22
	$6,7457 \cdot 10^6$	19		

Verifica-se que como a otimalidade neste caso ficou em 75% para o AG, o gráfico da Figura 4.10 (a) apresenta ausência do bigode inferior e uma proximidade entre as linhas superior e inferior da caixa, conforme descrito anteriormente para a estrutura *box plot* utilizada. Já para o SIA alcançou-se 81% de otimalidade e somente mais 1 valor fora o considerado ótimo foi atingido, resultando em um *box plot* (Figura 4.10 b) composto somente por uma linha na posição do ótimo e um *outlier* na posição do segundo valor.

Apesar do SIA convergir mais rapidamente e alcançar maior otimalidade, este é 33,6 segundos mais lento por iteração.

A Tabela 4.13 e a Tabela 4.14 expõem todos os indicadores de confiabilidade calculados para o Caso Base e para as Soluções Propostas.

Tabela 4.13: Indicadores *FIC* e *FEC* do Sistema 69 Barras.

<i>FIC</i>	6,6276	[falhas/ano]
<i>FEC</i>	6,6267	[oc./cons./ano]

Como dito no caso anterior, em se tratando do *DIC* e *rL*, a diferença entre o Caso Base e as solução proposta é que na última, estes valores são iguais a zero nas seções em que houve a alocação de GD. Estes índices são apresentados no Apêndice B, Tabela B.1. Os demais índices são apresentados na Tabela 4.14.

Tabela 4.14: Índices de Confiabilidade Calculados.

Indicador	Caso Base	Solução Proposta	
<i>DEC</i>	22,19	15,79	[horas/cons./ano]
<i>DMIC</i>	67,26	67,26	[horas/ano]
<i>CAIDI</i>	3,35	2,38	[horas/oc.]
<i>ENS</i>	$8,42 \cdot 10^4$	$5,93 \cdot 10^4$	[kWh/ano]
<i>ECOST</i>	$5,00 \cdot 10^5$	$3,54 \cdot 10^5$	[k\$/ano]

Novamente, como no caso apresentado na seção 4.2, os índices da tabela anterior diminuem com a alocação de GD. O índice *DMIC* não sofre alteração, pois a GD é inserida em uma ramificação diferente do sistema, sendo assim não altera o *DIC* da ramificação responsável pelo valor do índice *DMIC* neste caso.

A fim de demonstrar o impacto de restrições no problema de planejamento de GD, outra simulação foi realizada, porém, considerando um limite de 25% de penetração de GD neste sistema. Destaca-se que este limite é dado, por exemplo, por sobretensões na rede ou sobrecarga de ativos do sistema em decorrência de penetração elevada de GD. No entanto, no presente caso, embora estes problemas não tenham sido verificados, o limite de 25% é considerado nesta simulação adicional apenas para verificar o impacto desta restrição no problema de planejamento.

Isto posto, a Tabela 4.15 mostra os resultados atingidos pelos algoritmos.

Tabela 4.15: Resultados Sistema 69 Barras com restrição de inserção GD.

Estudos	Solução Proposta
Barra(s) de inserção da GD	'20', '22', '24', '26', '27', '59', '62', '64' e '65'
Custo Total [\$]	$6,7457 \cdot 10^6$
GD Total [kVA]	480,30
CC [\$]	$1,3293 \cdot 10^6$
Cinv [\$]	$1,1013 \cdot 10^6$
Cpe [\$]	$4,3151 \cdot 10^6$
Perdas [kW]	197,04
Tensão Mínima [p.u.]	0,9278

Nota-se que com a restrição adotada a alocação da unidade de geração distribuída, apesar de inserir GD em nove barras, num total de 480,3 kVA, representa somente 12,64% da carga total do sistema ficando abaixo dos 25% estipulados. Obteve-se uma diminuição em relação ao caso base da perda elétrica para 197,04 kW. Em comparação à análise realizado sem restrições houve piora de todos os indicadores, como já era esperado, uma vez que o acréscimo de restrições em um problema de otimização normalmente leva a uma piora da função objetivo.

As Figuras 4.11 e 4.12 apresentam a curva de convergência e o *box plot* com os resultados obtidos nas simulações, respectivamente. Observa-se que, como em todos os casos apresentados até o momento, o critério de estagnação determina a convergência do algoritmo. Foram realizadas 100 iterações e os resultados no *box plot* possuem baixíssima dispersão o que indica que o algoritmo alcançou uma boa taxa de otimalidade. Mais uma vez o SIA convergiu mais rápido, com a metade das iterações do AG.

A Tabela 4.16 destaca os menores valores de função objetivos atingidos pelos algoritmos assim como a otimalidade associada a esta Fob e também o tempo médio de processamento demandado por cada iteração. O maior tempo demandado pelo Sistema Imune Artificial é compensado pela maior otimalidade atingida.

Figura 4.11: Convergência Sistema 69 Barras com restrição de inserção GD: a) AG e b) SIA.

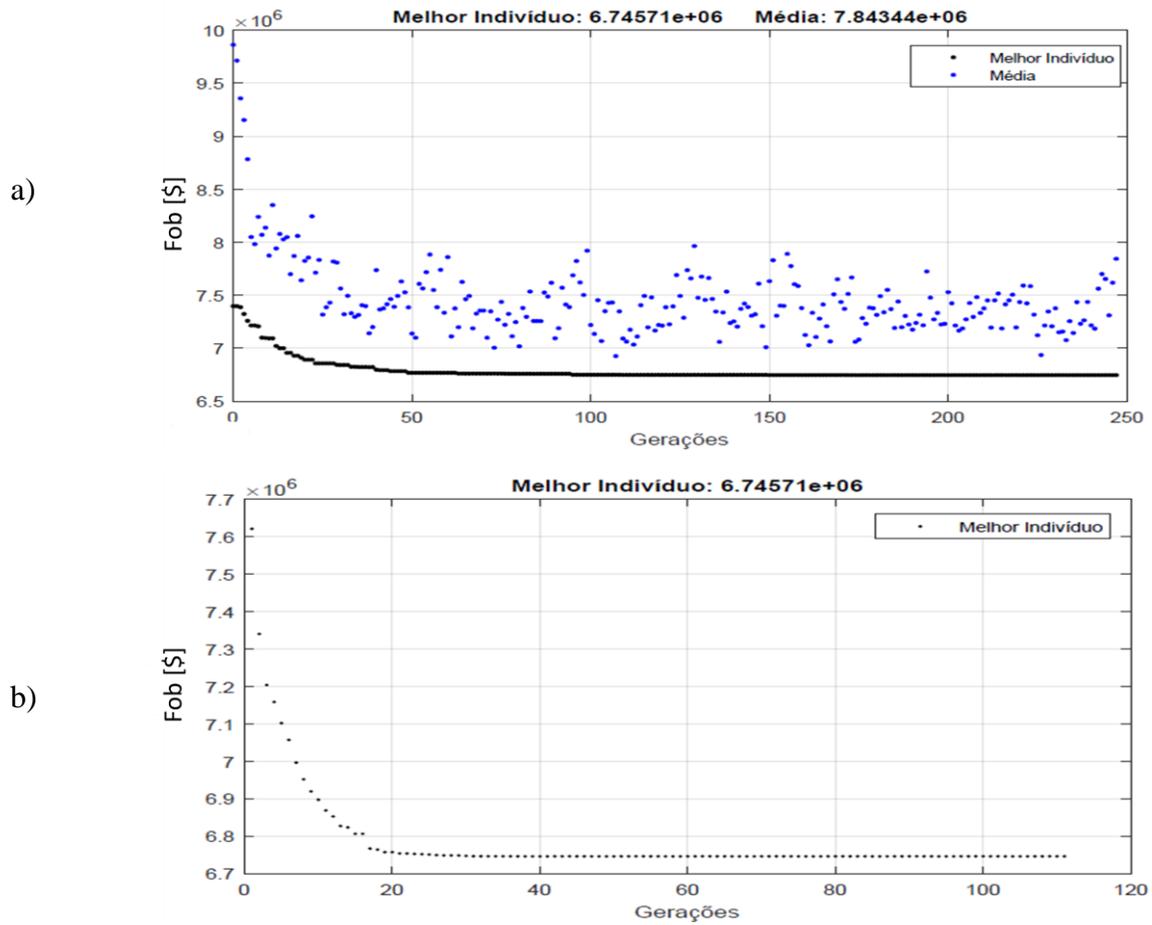


Figura 4.12: Box plot Sistema 69 Barras com restrição de inserção GD: a) AG e b) SIA.

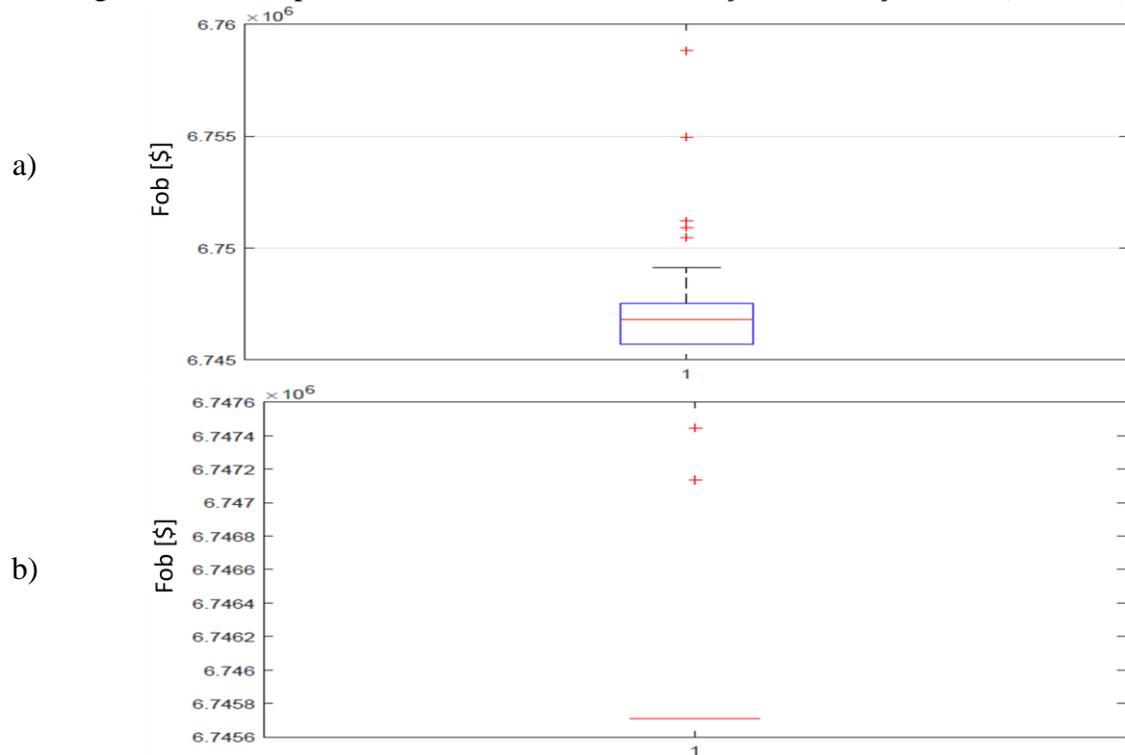


Tabela 4.16: Tempo Médio de Processamento, Função Objetivo e otimalidade associada.

	Fob [\$/kVA]	Otimalidade[%]	Tempo de processamento [minutos]		
AG	6,7457*10 ⁶	54			2,83
	6,7460*10 ⁶	1			
	6,7466*10 ⁶	3			
SIA	6,7457*10 ⁶	95			3,91
	6,7471*10 ⁶	3			
	6,7474*10 ⁶	2			

Verifica-se que, apesar dos outliers, a variação percentual entre a melhor solução e a pior solução é menor que 0,2%.

Os indicadores *FIC* e *FEC* são os mesmo da Tabela 4.13, visto que não foi alterado nenhum equipamento do sistema.

Os indicadores *DIC* e *rL*, são idênticos ao Caso Base que são apresentados no Apêndice B, Tabela B.1, com a diferença que os valores de *DIC* e *rL* para as barras em que houve a alocação de GD serão iguais a zero. Os demais índices, alcançados para a melhor solução, são apresentados na Tabela 4.17.

Tabela 4.17: Índices de Confiabilidade Calculados com restrição de inserção GD.

Indicador	Melhor Solução	
<i>DEC</i>	18,57	[horas/cons./ano]
<i>DMIC</i>	67,26	[horas/ano]
<i>CAIDI</i>	2,80	[horas/oc.]
<i>ENS</i>	7,10*10 ⁴	[kWh/ano]
<i>ECOST</i>	4,52*10 ⁵	[k\$/ano]

Em seguida, para as melhores topologias encontradas para o AG e o SIA, estes algoritmos foram aplicados, porém, considerando o seguinte limite para o indicador de confiabilidade DEC: $DEC_{\text{máx}} = 11,0$ horas/cons./ano. Tais resultados são expostos na Tabela 4.18.

Tabela 4.18: Resultados Sistema 69 Barras com DECmáx.

Estudos	Solução AG	Solução SIA
Barra(s) de inserção da GD	'6', '13', '14', '16', '18', '20', '21', '22', '24', '26', '27' e '61'	'6', '13', '14', '16', '17', '20', '21', '22', '24', '26', '27' e '61'
Custo Total [\$]	6,5829*10 ⁶	6,5850*10 ⁶
GD Total [kVA]	1544,44	1545,60
CC [\$]	8,2479*10 ⁵	8,2445*10 ⁵
Cinv [\$]	3,5413*10 ⁶	3,5444*10 ⁶
Cpe [\$]	2,2168*10 ⁶	2,2165*10 ⁶
Perdas [kW]	101,23	101,21
Tensão Mínima [p.u.]	0,9586	0,9586
Tempo de Processamento [minutos]	7,63	8,99
Otimalidade [%]	2	1

Apesar de os algoritmos chegarem a valores extremamente próximos, diferindo-se apenas a partir da terceira casa decimal, o AG atinge um menor custo total e ainda obter um processamento quase 1 minuto e meio mais rápido. A diferença entre ambos consiste na alocação da GD na barra 18 (no melhor caso) em substituição à barra 17; alocando 1,16 kVA a menos fazendo com que a diminuição dos custos de investimento sobressaia aos acréscimos sofridos pelos custos de perdas elétricas e confiabilidade.

Nota-se também que o nível de inserção GD foi bastante alto, aproximadamente 40%.

Os valores de DEC encontrados são mostrados a seguir na Tabela 4.19 para o AG e para o SIA, ambos abaixo do valor estipulado.

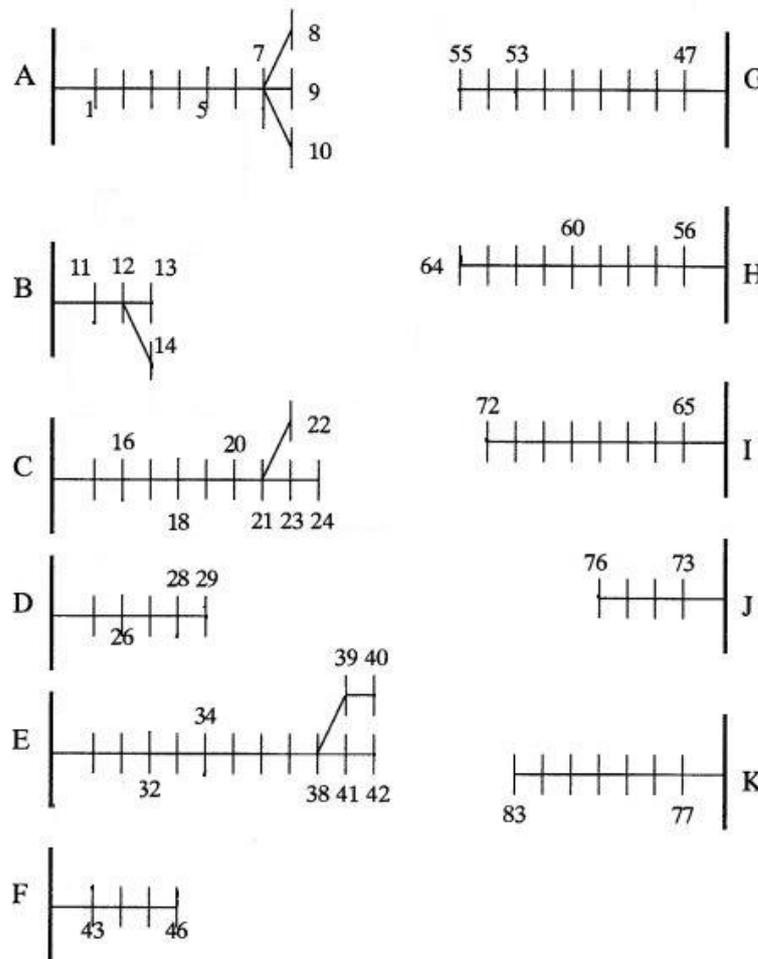
Tabela 4.19: Indicador DEC calculado.

Indicador	Solução AG	Solução SIA	
DEC	10,980	10,997	[horas/cons./ano]

4.4 SISTEMA 84 BARRAS

O sistema 84 barras da Taiwan Power Corporation (TPC) [58] possui cargas conectadas em suas barras com um valor total de 28.350,0 kW e 20.700kVAr. Consistindo de 11 alimentadores de 11,4 kV, sendo a topologia do sistema apresentada através da Figura 4.13. Os alimentadores são nomeados de 'A' a 'K'. Os dados das cargas, impedâncias dos trechos do circuito e conexões se encontram no Apêndice A.3. Novamente todas as barras de carga são consideradas como candidatas à alocação de GD. Os alimentadores 'A', 'F', 'G' e 'H' são residenciais, 'B', 'J' e 'K' são industriais e 'C', 'D', 'E' e 'I' são comerciais.

Figura 4.13: Sistema 84 Barras (TPC). [58]



O número de consumidores em cada barra deste sistema é apresentada na Tabela 4.20.

Tabela 4.20: Número de Consumidores por Barra do Sistema 84 Barras.

Nº da Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Nº de Consum.	0	20	60	70	44	220	80	60	60	60	0	240	160	140
Nº da Barra	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Nº de Consum.	0	60	100	140	240	60	80	10	10	10	10	20	20	360
Nº da Barra	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
Nº de Consum.	40	0	360	40	40	160	20	20	4	4	4	4	40	10
Nº da Barra	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56
Nº de Consum.	0	6	160	40	0	0	0	40	160	100	100	100	40	0
Nº da Barra	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
Nº de Consum.	6	120	0	4	4	40	60	60	0	10	0	80	0	0
Nº da Barra	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84
Nº de Consum.	400	40	0	0	240	60	0	80	400	40	100	20	80	0

Os parâmetros do AG e do SIA são os mesmos utilizados no caso anterior.

Na Tabela 4.21 consta o comparativo entre o Caso Base e a solução proposta, uma vez que ambos chegaram novamente a um mesmo resultado. O custo de investimento em GD, neste caso, foi de \$ 1.230,00, tal valor foi escolhido por tratar-se do limiar entre a alocação ou não de GD no sistema.

Tabela 4.21: Resultados Sistema 84 Barras.

Estudos	Caso Base	Solução AG
Barra(s) de inserção da GD	--	'9' e '39'
Custo Total [\$]	$1,7826 \cdot 10^7$	$1,7812 \cdot 10^6$
GD Total [kVA]	0,00	320,00
CC [\$]	$6,1756 \cdot 10^6$	$6,1449 \cdot 10^6$
Cinv [\$]	0,00	$3,9360 \cdot 10^5$
Cpe [\$]	$1,1651 \cdot 10^7$	$1,1274 \cdot 10^7$
Perdas [kW]	531,99	514,78
Tensão Mínima [p.u.]	0,9285	0,9321

Com a alocação da unidade de geração distribuída nas barras '9' e '39', num total de 320 kVA, ou seja, apenas 1,13% de inserção GD no sistema, obteve-se uma diminuição de 17,21 kW das perdas elétricas com um aumento da tensão mínima do sistema para 0,9321 p.u., passado de uma situação de tensão precária para adequada.

Além da alocação proposta na Tabela 4.21 (barras 9 e 39), há uma outra possibilidade que atinge o mesmo valor de custo total encontrado pelas meta-heurísticas utilizadas; diferindo-se do valor ótimo somente por 0,005%. Tal alocação consistem em inserir uma unidade de geração distribuída na barra 8.

As Figuras 4.14 e 4.15 apresentam a curva de convergência e o *box plot* com os resultados obtidos nas simulações, respectivamente. Mais uma vez o critério de estagnação determina a convergência do algoritmo.

A Tabela 4.22 destaca os menores valores de função objetivo atingidos pelo algoritmo assim como a otimalidade associada a esta Fob e o tempo médio de processamento demandado por cada iteração.

O menor tempo de processamento demandado pelo Sistema Imune pode ser explicado pela convergência com 1 terço das gerações necessárias ao AG

Nesses 87% de confiabilidade do SIA estão inclusas as duas soluções que atingem praticamente o mesmo valor, como explicado anteriormente. Esses soluções tão próximas explicam também o surgimento da caixa no *box plot* da Figura 4.15.

Figura 4.14: Sistema 84 Barras: a) AG e b) SIA.

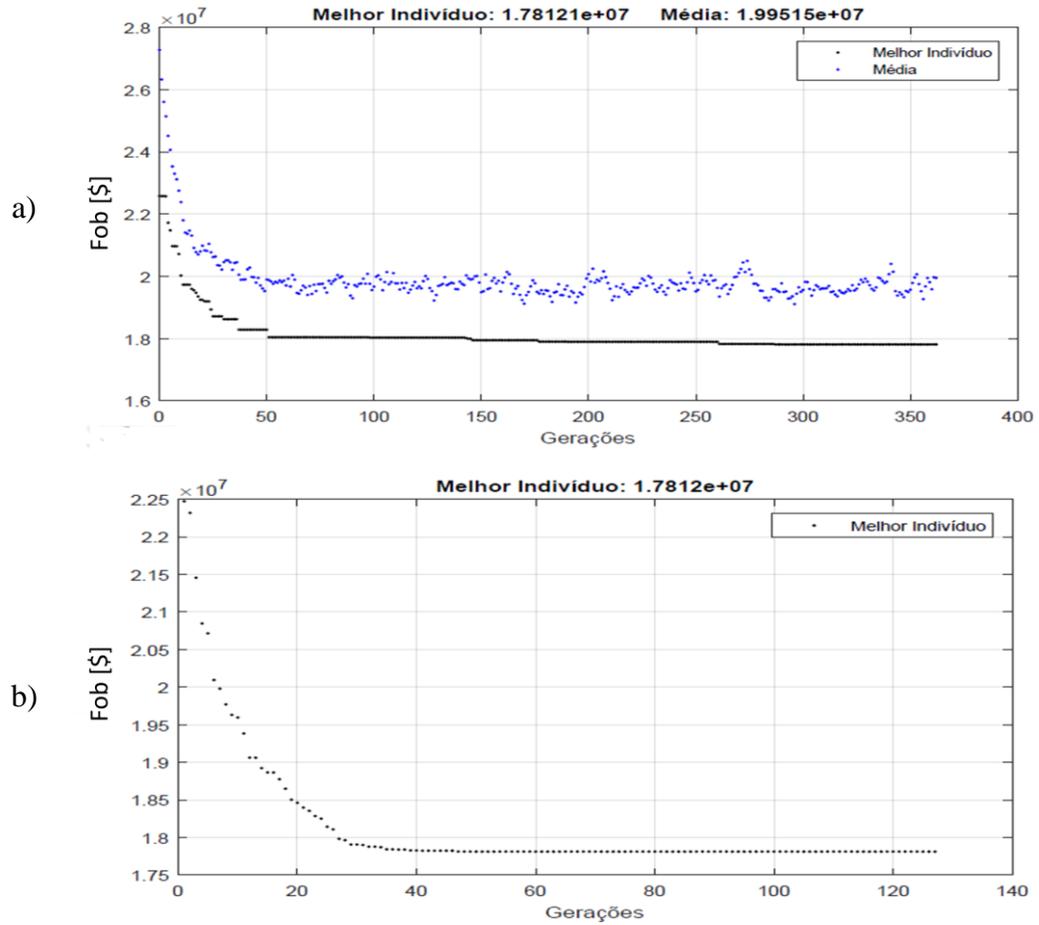


Figura 4.15: Box plot Sistema 84 Barras: a) AG e b) SIA.

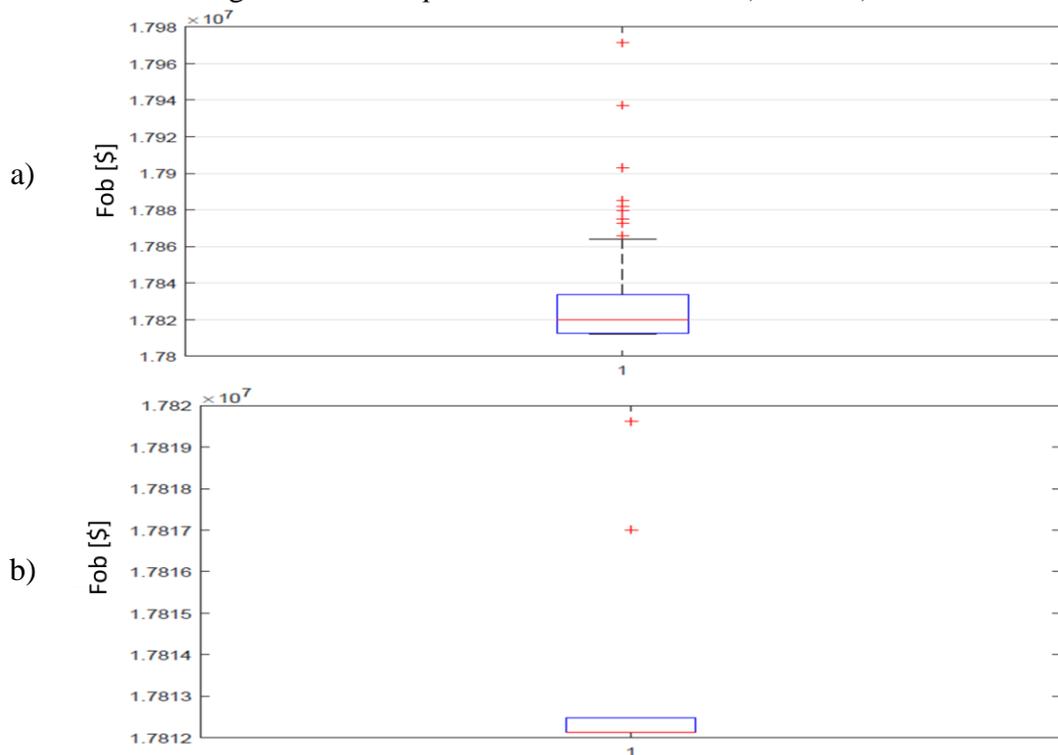


Tabela 4.22: Tempo Médio de Processamento, Função Objetivo e otimalidade associada.

	Fob [\$/kVA]	Otimalidade[%]	Tempo de processamento [minutos]	2,27
AG	1,7812*10 ⁷	22		
	1,7813*10 ⁷	6		
	1,7814*10 ⁷	2		
SIA	1,7812*10 ⁶	87		1,97
	1,7817*10 ⁶	11		
	1,7820*10 ⁶	2		

Os indicadores FIC e FEC são mostrados na Tabela 4.23 e são os mesmos para o caso base e para a solução proposta como explicado anteriormente.

Os indicadores DIC e rL para o caso base, são apresentados no Apêndice B, Tabela B.2, os valores de DIC e rL para as barras em que houve a alocação de GD serão iguais a zero na solução proposta.

Tabela 4.23: Indicadores *FIC* e *FEC* do Sistema 84 Barras.

Estudos	<i>FIC</i> [falhas/ano]	<i>FEC</i> [oc./cons./ano]
Alimentador_A	0,9604	0,1142
Alimentador_B	0,3842	0,0366
Alimentador_C	0,9604	0,1203
Alimentador_D	0,4802	0,0381
Alimentador_E	1,2485	0,1555
Alimentador_F	0,3842	0,0140
Alimentador_G	0,8644	0,0823
Alimentador_H	0,8644	0,0448
Alimentador_I	0,7683	0,0718
Alimentador_J	0,3842	0,0203
Alimentador_K	0,6723	0,0854

Na Tabela 4.24 são expostos os valores para o indicador **DEC** por alimentador para o Caso Base e para a solução obtida.

Tabela 4.24: Indicador **DEC** do Sistema 84 Barras.

Estudos	Caso Base	Solução Proposta
	DEC[horas/cons./ano]	
Alimentador_A	0,7174	0,6339
Alimentador_B	0,2439	0,2439
Alimentador_C	0,6093	0,6093
Alimentador_D	0,3051	0,3051
Alimentador_E	0,5226	0,5157
Alimentador_F	0,1135	0,1135
Alimentador_G	0,6002	0,6002
Alimentador_H	0,3029	0,3029
Alimentador_I	0,6015	0,6015
Alimentador_J	0,1671	0,1671
Alimentador_K	0,4709	0,4709

Como observado na tabela anterior o **DEC** varia somente no alimentador em que houve a alocação da unidade de geração distribuída.

Novamente, para as melhores topologias encontradas, os algoritmos propostos foram aplicados, considerando o $DEC_{\text{máx}} = 0,6$ horas/cons./ano para todos os alimentadores do sistema. Tais resultados são expostos na Tabela 4.25.

Para este sistema o SIA consegue melhores resultados quando comparado ao AG atingindo um custo total menor e também um menor tempo de processamento. Vê-se que com a alocação de menos unidades GD a economia no investimento se sobrepõe aos valores um pouco maiores de custos de perdas elétricas e confiabilidade. Neste caso a inserção de GD fica em torno de 4% da carga total para as duas soluções.

Tabela 4.25: Resultados Sistema 83 Barras com DECmáx.

Estudos	Solução AG	Solução SIA
Barra(s) de inserção da GD	'5', '9', '23', '35', '38', '42', '55', '57' e '72'	'8', '9', '22', '55' e '66'
Custo Total [\$]	1,8064*10 ⁷	1,8013*10 ⁷
GD Total [kVA]	1170,00	900
CC [\$]	5,9553*10 ⁶	6,0832*10 ⁶
Cinv [\$]	1,4391*10 ⁶	1,1070*10 ⁶
Cpe [\$]	1,0670*10 ⁷	1,0823*10 ⁷
Perdas [kW]	487,20	494,19
Tensão Mínima [p.u.]	0,9340	0,9350
Tempo de Processamento [minutos]	5,84	5,18
Otimalidade [%]	1	1

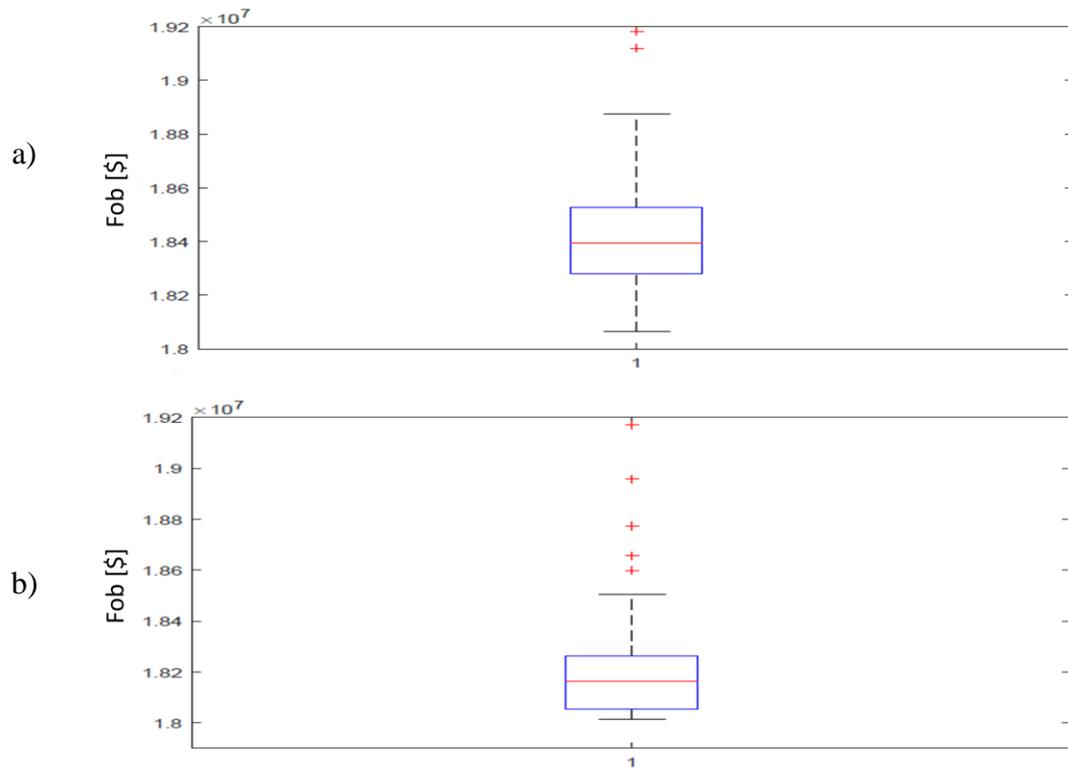
Os valores de DEC encontrados são mostrados a seguir na Tabela 4.26 para o AG e para o SIA, todos abaixo do valor máximo estabelecido.

A Figura 4.16 apresenta os *box plot* com os resultados obtidos nas simulações.

Tabela 4.26: Indicador DEC calculado.

Alimentador	Solução AG	Solução SIA
	DEC[horas/cons./ano]	
A	0,5942	0,5504
B	0,2439	0,2439
C	0,5938	0,5954
D	0,3051	0,3051
E	0,4754	0,5226
F	0,1135	0,1135
G	0,5383	0,5383
H	0,3005	0,3029
I	0,5464	0,5975
J	0,1671	0,1671
K	0,4709	0,4709

Figura 4.16: Box plot Sistema 84 Barras com restrição de DEC: a) AG e b) SIA.



5 CONCLUSÕES

5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta dissertação apresentou uma metodologia para alocação de unidades de geração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica visando a melhora da confiabilidade levando em consideração além dos custos de confiabilidade, os custos das perdas elétricas e os custos de investimento neste tipo de geração.

Devido à explosão combinatorial de possibilidades de alocação da GD, foi desenvolvida uma metodologia baseada nas técnicas meta-heurísticas de Algoritmos Genéticos e Sistemas Imunológicos Artificiais, afim de comparar os resultados obtidos com as duas técnicas; uma vez que não se encontrou na literatura especializada um outro estudo com os mesmos parâmetros aqui utilizados para que se pudesse realizar tal comparação. A metodologia ainda aliou as decisões ótimas encontradas pelos algoritmos com um modelo de cálculo de confiabilidade, desenvolvido durante a realização deste trabalho com base em referências tradicionais e reconhecidas da literatura.

Mesmo com a grande maioria das unidades GD sendo inseridas no sistema pelos consumidores, sem a concessionária poder exercer uma gestão, estudos de alocação ainda são relevantes no sentido de sinalizar quais são os pontos estratégicos do ponto de vista sistêmico, que podem dar suporte a subsídios para a conexão em determinados locais em detrimento de outros, através de mecanismos tarifários, por exemplo, no contexto de redes inteligentes; sendo esta a principal contribuição deste trabalho.

Além da contribuição descrita no parágrafo anterior esta dissertação também contribui para determinar quais os melhores pontos de inserção de unidades GD no sistema para que os indicadores de qualidade da concessionária sejam otimizados, contribuindo assim para a diminuição dos custos desta com multas sobre, por exemplo, duração de interrupções da rede.

Os estudos de caso realizados apresentam validações da metodologia proposta, além da comparação entre o desempenho das meta-heurísticas utilizadas.

Tendo em vista os resultados obtidos, conclui-se que a metodologia proposta nesta dissertação se apresenta como uma ferramenta relevante para os estudos de confiabilidade e inserção de geração distribuída em redes de distribuição de energia elétrica.

5.2 SUGESTÕES PARA ESTUDOS FUTUROS

A seguir são apresentadas algumas sugestões de desenvolvimentos futuros, dando continuidade à linha de pesquisa descrita no presente trabalho:

- Variação dos patamares da carga do sistema;
- Inclusão de sistemas de maior porte;
- Inclusão de fontes de geração renováveis, levando em consideração suas incertezas inerentes;
- Estudos sobre compensação e multas à concessionária de energia elétrica a fim de valorar tais quesitos e incluí-los na função objetivo; e
- Otimizar tanto a alocação quanto o dimensionamento das unidades GD.

REFERÊNCIAS

- [1] LUIZ, Cicéli Martins. Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico. Universidade Federal de Minas Gerais–UFMG, Escola de Engenharia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica–PPGEE. Belo Horizonte, MG, 2012.
- [2] BILLINTON, Roy; ALLAN, Ronald Norman. Reliability evaluation of engineering systems. New York: Plenum press, 1992.
- [3] CARVALHO, R. C. Conexão da Geração Distribuída de Consumidores Industriais em Paralelo com o Sistema de Distribuição e de Transmissão de Concessionárias de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Dissertação de Mestrado, UFRJ, 2008.
- [4] JENKINS, Nick et al. Embedded generation, ser. IEE Power and Energy Series: IEE Books, 2000.
- [5] ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran; SÖDER, Lennart. Distributed generation: a definition1. Electric power systems research, v. 57, n. 3, p. 195-204, 2001.
- [6] OLIVEIRA, Leonardo W. et al. Power distribution systems planning with distributed thermal and wind generation. In: PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven. IEEE, 2015. p. 1-6.
- [7] OLIVEIRA, Leonardo W. et al. Planejamento de geração distribuída através de sistemas imunológicos artificiais. In: Proc. 2015 XI Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission (CLAGTEE). 2015. p. 1-7.
- [8] OLIVEIRA, Leonardo Willer; MARIA, Thaisy Cristina Jose. Planning of Renewable Generation in Distribution Systems Considering Daily Operating Periods. IEEE Latin America Transactions, v. 15, n. 5, p. 901-907, 2017.
- [9] ANDRADE, W. S. Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição e Sub-Transmissão Considerando Geração Distribuída. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Tese de Doutorado, UFRJ, 2007.
- [10] OLADE. Organización Latinoamericana de Energía. "Curso de la Generación Distribuida." SABA System, 2011.
- [11] ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran; SÖDER, Lennart. Distributed generation: a definition1. Electric power systems research, v. 57, n. 3, p. 195-204, 2001.
- [12] EL-KHATTAM, Walid; SALAMA, Magdy MA. Distributed generation technologies, definitions and benefits. Electric power systems research, v. 71, n. 2, p. 119-128, 2004.
- [13] PEPERMANS, Guido et al. Distributed generation: definition, benefits and issues. Energy policy, v. 33, n. 6, p. 787-798, 2005.

- [14] DUGAN, Roger C.; MCGRANAGHAN, Mark F.; BEATY, H. Wayne. Electrical power systems quality. New York, NY: McGraw-Hill,| c1996, 1996.
- [15] CAI, Ye et al. Self-sustainable community of electricity prosumers in the emerging distribution system. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 8, n. 5, p. 2207-2216, 2017.
- [16] PRODIST, ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 8, revisão 10. 2018.
- [17] ALLAN, R., BILLINTON, R., “Reliability assessment of large electric power systems”, 1988.
- [18] LACOMMARE, Kristina Hamachi; ETO, Joseph H. Cost of power interruptions to electricity consumers in the United States (US). Energy, v. 31, n. 12, p. 1845-1855, 2006.
- [19] WACKER, G., BILLINTON, R., “Customer cost of electric service interruptions”, Proceedings of the IEEE, v. 77, n. 6, pp. 919–930, 1989.
- [20] BIRK, Michael et al. TSO/DSO coordination in a context of distributed energy resource penetration. In: Energy Economics Iberian Conference, Lisbon, Portugal. 2016.
- [21] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Entendendo a Tarifa, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/>>. Acesso em: 05 abr. 2018.
- [22] PRODIST, ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrica Nacional. Módulo 2, revisão 7. 2016.
- [23] ZHAO, Hong-Shan; ZHAO, Hang-Yu; DENG, Song. Reliability evaluation for distribution system connected with distributed generations. In: Power System Technology (POWERCON), 2014 International Conference on. IEEE, 2014. p. 1467-1473.
- [24] ADEFARATI, T.; BANSAL, R. C. Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation. Applied energy, v. 185, p. 158-171, 2017.
- [25] COELHO, Francisco Carlos Rodrigues et al. Alocação de geração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica via otimização bioinspirada na ecolocalização de morcegos. 2013.
- [26] COELHO NETO, Agnelo et al. Análise da confiabilidade em redes de distribuição radiais: Reconfiguração e alocação de geração distribuída. 2006.
- [27] CARPINELLI, G. et al. Distributed generation siting and sizing under uncertainty. In: Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto. IEEE, 2001. p. 7 pp. vol. 4.
- [28] EL-KHATTAM, Walid et al. Optimal investment planning for distributed generation in a competitive electricity market. IEEE Transactions on power systems, v. 19, n. 3, p. 1674-1684, 2004.

- [29] BORGES, Carmen LT; FALCÃO, Djalma M. Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile. In: Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna. IEEE, 2003. p. 5 pp. Vol. 2.
- [30] CELLI, Gianni et al. A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation. IEEE Transactions on power systems, v. 20, n. 2, p. 750-757, 2005.
- [31] POPOVIĆ, D. H. et al. Placement of distributed generators and reclosers for distribution network security and reliability. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 27, n. 5-6, p. 398-408, 2005.
- [32] CHIRADEJA, Pathomthat; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. IEEE Transactions on energy conversion, v. 19, n. 4, p. 764-773, 2004.
- [33] ACHARYA, Naresh; MAHAT, Pukar; MITHULANANTHAN, Nadarajah. An analytical approach for DG allocation in primary distribution network. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 28, n. 10, p. 669-678, 2006.
- [34] KHOA, Truong Quang Dang; BINH, P. T. T.; TRAN, H. B. Optimizing location and sizing of distributed generation in distribution systems. In: Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE'06. 2006 IEEE PES. IEEE, 2006. p. 725-732.
- [35] GANDOMKAR, M.; VAKILIAN, M.; EHSAN, M. Optimal distributed generation allocation in distribution network using Hereford Ranch algorithm. In: Electrical Machines and Systems, 2005. ICEMS 2005. Proceedings of the Eighth International Conference on. IEEE, 2005. p. 916-918.
- [36] CANO, Edwin B. Utilizing fuzzy optimization for distributed generation allocation. In: TENCON 2007-2007 IEEE Region 10 Conference. IEEE, 2007. p. 1-4.
- [37] ANEEL, “Resolução 024 - estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras,” Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Janeiro 2000.
- [38] CANDIÁ JÚNIOR, Antônio et al. Alocação ótima de dispositivos de manobra e proteção para planejamento de sistemas de distribuição. 2016.
- [39] PRORET, ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica - Procedimentos de Regulação Tarifária. SUBMODULO 2.5, versão 2.0. 2015.
- [40] ANEEL, “Resolução 574 - estabelece a metodologia e os limites para os indicadores de qualidade comercial DER - Duração Equivalente de Reclamação e FER - Frequência Equivalente de Reclamação e dá outras providências,” Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Agosto 2013.

- [41] ANEEL, “Resolução 414 - estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada,” Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Setembro 2010.
- [42] PRORET, ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica - Procedimentos de Regulação Tarifária. SUBMODULO 2.2, versão 2.2. 2018.
- [43] DASGUPTA, Dipankar; MCGREGOR, Douglas R. Thermal unit commitment using genetic algorithms. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, v. 141, n. 5, p. 459-465, 1994.
- [44] GOLDBERG, David E. E. 1989. Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning. Reading: Addison-Wesley, 1990.
- [45] DE CASTRO, L. Nunes; VON ZUBEN, Fernando J. The clonal selection algorithm with engineering applications. In: Proceedings of GECCO. 2000. p. 36-39.
- [46] DE CASTRO, Leandro N.; VON ZUBEN, Fernando J. Learning and optimization using the clonal selection principle. IEEE transactions on evolutionary computation, v. 6, n. 3, p. 239-251, 2002.
- [47] SILVA, Leandro Nunes de Castro et al. Engenharia Imunológica: desenvolvimento e Aplicação de ferramentas computacionais inspiradas em sistemas imunológicos artificiais. 2001.
- [48] MONTICELLI, Alcir José; GARCIA, Ariovaldo. Introdução a sistemas de energia elétrica. Ed Unicamp, 1999.
- [49] DE OLIVEIRA, Leonardo W. et al. Optimal reconfiguration and capacitor allocation in radial distribution systems for energy losses minimization. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 32, n. 8, p. 840-848, 2010.
- [50] RESENDE, P. V. C. et al. Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica via Sistemas Imunológicos Artificiais. In: Proc. 2011IX Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission (CLAGTEE). 2011.
- [51] COSSI, Antonio Marcos. Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão. 2008.
- [52] GÖNEN, Turan. Electric power distribution system engineering. New York: McGraw-Hill, 1986.
- [53] BARAN, Mesut E.; WU, Felix F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. IEEE Transactions on Power delivery, v. 4, n. 2, p. 1401-1407, 1989.

- [54] KASHEM, M. A. et al. A novel method for loss minimization in distribution networks. In: Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2000. Proceedings. DRPT 2000. International Conference on. IEEE, 2000. p. 251-256.
- [55] BECERRA, John E. C.; RIAÑO, Helman E. H.; MERCADO, Alcides R. S.. Location and size of renewable energy sources and capacitors in radial distribution systems with commercial losses/Localización y dimensionamiento de energías renovables y capacitores en sistemas de distribución radiales con pérdidas comerciales. *Ingeniare: Revista Chilena de Ingeniería*, v. 24, n. 4, p. 600, 2016.
- [56] ZOU, Kai et al. Distribution system planning with incorporating DG reactive capability and system uncertainties. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 3, n. 1, p. 112-123, 2012.
- [57] MONTGOMERY, Douglas C.; RUNGER, George C. *Applied statistics and probability for engineers*. John Wiley & Sons, 2010.
- [58] CHIOU, Ji-Pyng; CHANG, Chung-Fu; SU, Ching-Tzong. Variable scaling hybrid differential evolution for solving network reconfiguration of distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2, p. 668-674, 2005.

Apêndice A : DADOS DOS SISTEMAS

Este apêndice contém os dados de cargas e linhas dos sistemas elétricos de distribuição utilizados nesta tese. Os vetores “DE” e “PARA” enumeram, respectivamente, as barras de origem e destino das linhas cujos dados elétricos se encontram nos vetores de resistência “R” e reatância “X”. As demandas de potência ativa e reativa são informadas nos vetores “PL” e “QL”, respectivamente.

A.1 SISTEMA 33 BARRAS

Tensão base: 12,66 kV.

Potência base: 10 MVA.

DE: [33 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 1 18 19 20 2 22 23 5 25 26 27 28 29 30 31].

PARA: [1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32].

R (Ω): [0,0922 0,4930 0,3660 0,3811 0,8190 0,1872 1,7114 1,0300 1,0440 0,1966 0,3744 1,4680,5416 0,5910 0,7463 1,2890 0,7320 0,1640 1,5042 0,4095 0,7089 0,4512 0,8980 0,8960 0,20300,2842 1,0590 0,8042 0,5075 0,9744 0,3105 0,3410].

X (Ω): [0,0470 0,2511 0,1864 0,1941 0,7070 0,6188 1,2351 0,7400 0,7400 0,0650 0,1238 1,1550,7129 0,5260 0,5450 1,7210 0,5740 0,1565 1,3554 0,4784 0,9373 0,3083 0,7091 0,7011 0,1034,1447 0,9337 0,7006 0,2585 0,9630 0,3619 0,5302].

PL (MW): [0,1 0,09 0,12 0,06 0,06 0,2 0,2 0,06 0,06 0,045 0,06 0,06 0,12 0,06 0,06 0,06 0,09 0,09,09 0,09 0,09 0,42 0,42 0,06 0,06 0,06 0,12 0,20 0,15 0,21 0,06 0].

QL (MVar): [0,06 0,04 0,08 0,03 0,02 0,1 0,1 0,02 0,02 0,03 0,035 0,035 0,08 0,01 0,02 0,02 0,04 0,04,04 0,04 0,04 0,05 0,2 0,2 0,025 0,025 0,02 0,07 0,6 0,07 0,1 0,04 0].

A.2 SISTEMA 69 BARRAS

Tensão base: 12,66 kV.

Potência base: 1 MVA.

DE: [1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 3 29 30 31 32 33 34 35 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 5 48 49 50 9 52 10 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 12 67 13 69].

PARA: [2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34,35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67,68 69 70].

R (Ω): [0,0005 0,0005 0,0000 0,0015 0,0251 0,3660 0,3811 0,0922 0,0493 0,8190 0,1872 0,7114 1,031,044 1,0580 0,1966 0,3744 0,0047 0,3276 0,2106 0,3416 0,0140 0,1591 0,3463 0,7488 0,30890,1732 0,0044 0,0640 0,3978 0,0702 0,351 0,8390 1,7080 1,4740 0,0044 0,0640 0,1053 0,03040,0018 0,7283 0,3100 0,0410 0,0092 0,1089 0,0009 0,0034 0,0851 0,2898 0,0822 0,0928 0,33190,1740 0,2030 0,2842 0,2813 1,5900 0,7837 0,3042 0,3861 0,5075 0,0974 0,1450 0,7105 1,04100,2012 0,0047 0,7394 0,0047].

X (Ω): [0,0012 0,0012 0,0000 0,0036 0,0294 0,1864 0,1941 0,0470 0,0251 0,2707 0,0619 0,2351 0,340,345 0,3496 0,0650 0,1238 0,0016 0,1083 0,0696 0,1129 0,0046 0,0526 0,1145 0,2475 0,10210,0572 0,0108 0,1565 0,1315 0,0232 0,116 0,2816 0,5646 0,4873 0,0108 0,1565 0,1230 0,03550,0021 0,8509 0,3623 0,0478 0,0116 0,1373 0,0012 0,0084 0,2083 0,7091 0,2011 0,0473 0,11140,0886 0,1034 0,1447 0,1433 0,5337 0,2630 0,1006 0,1172 0,2585 0,0496 0,0738 0,3619 0,53020,0611 0,0014 0,2444 0,0016].

PL (MW): [0 0 0 0 0 0,0026 0,0404 0,075 0,03 0,028 0,145 0,145 0,008 0,008 0 0,0455 0,06 0,06 00,001 0,114 0,0053 0 0,028 0 0,014 0,014 0,026 0,026 0 0 0 0,014 0,0195 0,006 0,026 0,026 0 0,0240,024 0,0012 0 0,006 0 0,0392 0,0392 0 0,079 0,3847 0,3847 0,0405 0,0036 0,0044 0,0264 0,024 0 00 0,1 0 1,244 0,032 0 0,227 0,059 0,018 0,018 0,028 0,028].

QL (Mvar): [0 0 0 0 0 0,0022 0,03 0,054 0,022 0,019 0,104 0,104 0,0055 0,0055 0 0,03 0,035 0,035 00,0006 0,081 0,0035 0 0,02 0 0,01 0,01 0,0186 0,0186 0 0 0 0,01 0,014 0,004 0,0186 0,0186 0 0,0170,017 0,001 0 0,0043 0 0,0263 0,0263 0 0,0564 0,2745 0,2745 0,0283 0,0027 0,0035 0,019 0,0172 0 00 0,072 0 0,888 0,023 0 0,162 0,042 0,013 0,013 0,02 0,02].

A.3 SISTEMA 83 BARRAS

Tensão base: 11,4 kV.

Potência base: 100 MVA.

DE = [84 1 2 3 4 5 6 7 7 7 85 11 12 12 86 15 16 17 18 19 20 21 21 23 87 25 26 27 28 88 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 38 41 89 43 44 45 90 47 48 49 50 51 52 53 54 91 56 57 58 59 60 61 62 63 92 65 66 67 68 69 70 71 93 73 74 75 94 77 78 79 80 81 82].

PARA = [1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83].

R = [0.1944 0.2096 0.2358 0.0917 0.2096 0.0393 0.0405 0.1048 0.2358 0.1048 0.0786 0.3406 0.0262 0.0786 0.1134 0.0524 0.0524 0.1572 0.0393 0.1703 0.2358 0.1572 0.1965 0.1310 0.0567 0.1048 0.2489 0.0486 0.1310 0.1965 0.1310 0.1310 0.0262 0.1703 0.0524 0.4978 0.0393 0.0393 0.0786 0.2096 0.1965 0.2096 0.0486 0.0393 0.1310 0.2358 0.2430

0.0655 0.0655 0.0393 0.0786 0.0393 0.0786 0.0524 0.1310 0.2268 0.5371 0.0524 0.0405
 0.0393 0.0262 0.1048 0.2358 0.0243 0.0486 0.1703 0.1215 0.2187 0.0486 0.0729 0.0567
 0.0262 0.3240 0.0324 0.0567 0.0486 0.2511 0.1296 0.0486 0.1310 0.1310 0.0917 0.3144].

X = [0.6624 0.4304 0.4842 0.1883 0.4304 0.0807 0.1380 0.2152 0.4842 0.2152 0.1614
 0.6944 0.0538 0.1614 0.3864 0.1076 0.1076 0.3228 0.0807 0.3497 0.4842 0.3228 0.4035
 0.2690 0.1932 0.2152 0.5111 0.1656 0.2690 0.3960 0.2690 0.2690 0.0538 0.3497 0.1076
 1.0222 0.0807 0.0807 0.1614 0.4304 0.4035 0.4304 0.1656 0.0807 0.2690 0.4842 0.8280
 0.1345 0.1345 0.0807 0.1614 0.0807 0.1614 0.1076 0.2690 0.7728 1.1029 0.1076 0.1380
 0.0807 0.0538 0.2152 0.4842 0.0828 0.1656 0.3497 0.4140 0.7452 0.1656 0.2484 0.1932
 0.0528 1.1040 0.1104 0.1932 0.1656 0.8556 0.4416 0.1656 0.2640 0.2640 0.1883 0.6456].

P = [0 100 300 350 220 1100 400 300 300 300 0 1200 800 700 0 300 500 700 1200 300 400
 50 50 50 50 100 100 1800 200 0 1800 200 200 800 100 100 20 20 20 20 200 50 0 30 800 200
 0 0 0 200 800 500 500 500 200 0 30 600 0 20 20 200 300 300 0 50 0 400 0 0 2000 200 0 0
 1200 300 0 400 2000 200 500 100 400 0].

Q = [0 50 200 250 100 800 320 200 230 260 0 800 600 500 0 150 350 400 1000 300 350 20
 20 10 30 60 70 1300 120 0 1600 150 100 600 60 60 10 10 10 10 160 30 0 20 700 150 0 0 0
 160 600 300 350 300 80 0 20 420 0 10 10 130 240 200 0 30 0 360 0 0 1500 150 0 0 950 180 0
 360 1300 140 360 30 360 0].

Apêndice B : INDICADORES DE QUALIDADETabela B.1: *DIC* e *rL* para o Caso Base do Sistema 69 Barras.

Indicador	[horas/ano]	Indicador	[horas/ano]	Indicador	[horas/falha]	Indicador	[horas/falha]
DIC_{S1}	0,00	DIC_{S36}	7,02	rL_{S1}	0,00	rL_{S36}	1,06
DIC_{S2}	0,00	DIC_{S37}	7,94	rL_{S2}	0,00	rL_{S37}	1,20
DIC_{S3}	0,00	DIC_{S38}	0,00	rL_{S3}	0,00	rL_{S38}	0,00
DIC_{S4}	0,00	DIC_{S39}	9,80	rL_{S4}	0,00	rL_{S39}	1,48
DIC_{S5}	0,00	DIC_{S40}	10,73	rL_{S5}	0,00	rL_{S40}	1,62
DIC_{S6}	16,29	DIC_{S41}	11,65	rL_{S6}	2,46	rL_{S41}	1,76
DIC_{S7}	20,00	DIC_{S42}	0,00	rL_{S7}	3,02	rL_{S42}	0,00
DIC_{S8}	23,70	DIC_{S43}	13,51	rL_{S8}	3,58	rL_{S43}	2,04
DIC_{S9}	27,41	DIC_{S44}	0,00	rL_{S9}	4,14	rL_{S44}	0,00
DIC_{S10}	32,04	DIC_{S45}	15,36	rL_{S10}	4,84	rL_{S45}	2,32
DIC_{S11}	35,75	DIC_{S46}	16,29	rL_{S11}	5,39	rL_{S46}	2,46
DIC_{S12}	39,46	DIC_{S47}	0,00	rL_{S12}	5,95	rL_{S47}	0,00
DIC_{S13}	44,09	DIC_{S48}	8,87	rL_{S13}	6,65	rL_{S48}	1,34
DIC_{S14}	47,80	DIC_{S49}	9,80	rL_{S14}	7,21	rL_{S49}	1,45
DIC_{S15}	0,00	DIC_{S50}	10,73	rL_{S15}	0,00	rL_{S50}	1,62
DIC_{S16}	51,51	DIC_{S51}	11,65	rL_{S16}	7,77	rL_{S51}	1,76
DIC_{S17}	53,36	DIC_{S52}	12,58	rL_{S17}	8,05	rL_{S52}	1,90
DIC_{S18}	55,21	DIC_{S53}	12,58	rL_{S18}	8,33	rL_{S53}	1,90
DIC_{S19}	0,00	DIC_{S54}	13,51	rL_{S19}	0,00	rL_{S54}	2,04
DIC_{S20}	58,92	DIC_{S55}	14,43	rL_{S20}	8,89	rL_{S55}	2,18
DIC_{S21}	60,77	DIC_{S56}	0,00	rL_{S21}	9,17	rL_{S56}	0,00
DIC_{S22}	62,63	DIC_{S57}	0,00	rL_{S22}	9,45	rL_{S57}	0,00
DIC_{S23}	0,00	DIC_{S58}	0,00	rL_{S23}	0,00	rL_{S58}	0,00
DIC_{S24}	64,48	DIC_{S59}	18,14	rL_{S24}	9,73	rL_{S59}	2,74
DIC_{S25}	0,00	DIC_{S60}	0,00	rL_{S25}	0,00	rL_{S60}	0,00
DIC_{S26}	66,33	DIC_{S61}	20,00	rL_{S26}	10,01	rL_{S61}	3,02
DIC_{S27}	67,26	DIC_{S62}	20,92	rL_{S27}	10,15	rL_{S62}	3,16
DIC_{S28}	7,02	DIC_{S63}	0,00	rL_{S28}	1,06	rL_{S63}	0,00
DIC_{S29}	7,95	DIC_{S64}	22,78	rL_{S29}	1,20	rL_{S64}	3,44

Indicador	[horas/ano]	Indicador	[horas/ano]	Indicador	[horas/falha]	Indicador	[horas/falha]
DIC_{S30}	0,00	DIC_{S65}	23,70	rL_{S30}	0,00	rL_{S65}	3,58
DIC_{S31}	0,00	DIC_{S66}	14,43	rL_{S31}	0,00	rL_{S66}	2,18
DIC_{S32}	0,00	DIC_{S67}	15,36	rL_{S32}	0,00	rL_{S67}	2,32
DIC_{S33}	11,65	DIC_{S68}	15,36	rL_{S33}	1,76	rL_{S68}	2,32
DIC_{S34}	12,58	DIC_{S69}	16,29	rL_{S34}	1,90	rL_{S69}	2,46
DIC_{S35}	13,51	--	--	rL_{S35}	2,04	--	--

Tabela B.2: DIC e rL para o Caso Base do Sistema 84 Barras.

Indicador	[horas/ano]	Indicador	[horas/ano]	Indicador	[horas/falha]	Indicador	[horas/falha]
DIC_{S1}	1,4070	DIC_{S43}	1,1189	rL_{S1}	1,4650	rL_{S43}	2,9125
DIC_{S2}	2,3337	DIC_{S44}	2,0456	rL_{S2}	2,4300	rL_{S44}	5,3250
DIC_{S3}	3,2605	DIC_{S45}	2,9724	rL_{S3}	3,3950	rL_{S45}	7,7375
DIC_{S4}	4,1873	DIC_{S46}	3,8992	rL_{S4}	4,3600	rL_{S46}	10,1500
DIC_{S5}	5,1141	DIC_{S47}	1,3590	rL_{S5}	5,3250	rL_{S47}	1,5722
DIC_{S6}	6,0409	DIC_{S48}	2,2857	rL_{S6}	6,2900	rL_{S48}	2,6444
DIC_{S7}	6,9676	DIC_{S49}	3,2125	rL_{S7}	7,2550	rL_{S49}	3,7167
DIC_{S8}	7,8944	DIC_{S50}	4,1393	rL_{S8}	8,2200	rL_{S50}	4,7889
DIC_{S9}	7,8944	DIC_{S51}	5,0661	rL_{S9}	8,2200	rL_{S51}	5,8611
DIC_{S10}	7,8944	DIC_{S52}	5,9928	rL_{S10}	8,2200	rL_{S52}	6,9333
DIC_{S11}	1,1189	DIC_{S53}	6,9196	rL_{S11}	2,9125	rL_{S53}	8,0056
DIC_{S12}	2,0456	DIC_{S54}	7,8464	rL_{S12}	5,3250	rL_{S54}	9,0778
DIC_{S13}	2,9724	DIC_{S55}	8,7732	rL_{S13}	7,7375	rL_{S55}	10,1500
DIC_{S14}	2,9724	DIC_{S56}	1,3590	rL_{S14}	7,7375	rL_{S56}	1,5722
DIC_{S15}	1,4070	DIC_{S57}	2,2857	rL_{S15}	1,4650	rL_{S57}	2,6444
DIC_{S16}	2,3337	DIC_{S58}	3,2125	rL_{S16}	2,4300	rL_{S58}	3,7167
DIC_{S17}	3,2605	DIC_{S59}	4,1393	rL_{S17}	3,3950	rL_{S59}	4,7889
DIC_{S18}	4,1873	DIC_{S60}	5,0661	rL_{S18}	4,3600	rL_{S60}	5,8611
DIC_{S19}	5,1141	DIC_{S61}	5,9928	rL_{S19}	5,3250	rL_{S61}	6,9333
DIC_{S20}	6,0409	DIC_{S62}	6,9196	rL_{S20}	6,2900	rL_{S62}	8,0056
DIC_{S21}	6,9676	DIC_{S63}	7,8464	rL_{S21}	7,2550	rL_{S63}	9,0778
DIC_{S22}	7,8944	DIC_{S64}	8,7732	rL_{S22}	8,2200	rL_{S64}	10,1500

Indicador	[horas/ano]	Indicador	[horas/ano]	Indicador	[horas/falha]	Indicador	[horas/falha]
<i>DIC_{S23}</i>	8,8212	<i>DIC_{S65}</i>	1,3109	<i>rL_{S23}</i>	9,1850	<i>rL_{S65}</i>	1,7063
<i>DIC_{S24}</i>	8,8212	<i>DIC_{S66}</i>	2,2377	<i>rL_{S24}</i>	9,1850	<i>rL_{S66}</i>	2,9125
<i>DIC_{S25}</i>	1,1669	<i>DIC_{S67}</i>	3,1645	<i>rL_{S25}</i>	2,4300	<i>rL_{S67}</i>	4,1188
<i>DIC_{S26}</i>	2,0937	<i>DIC_{S68}</i>	4,0913	<i>rL_{S26}</i>	4,3600	<i>rL_{S68}</i>	5,3212
<i>DIC_{S27}</i>	3,0204	<i>DIC_{S69}</i>	5,0180	<i>rL_{S27}</i>	6,2900	<i>rL_{S69}</i>	6,5312
<i>DIC_{S28}</i>	3,9472	<i>DIC_{S70}</i>	5,9448	<i>rL_{S28}</i>	8,2200	<i>rL_{S70}</i>	7,7375
<i>DIC_{S29}</i>	4,8740	<i>DIC_{S71}</i>	6,8716	<i>rL_{S29}</i>	10,1500	<i>rL_{S71}</i>	8,9437
<i>DIC_{S30}</i>	1,5510	<i>DIC_{S72}</i>	7,7984	<i>rL_{S30}</i>	1,2423	<i>rL_{S72}</i>	10,1500
<i>DIC_{S31}</i>	2,4778	<i>DIC_{S73}</i>	1,1189	<i>rL_{S31}</i>	1,9846	<i>rL_{S73}</i>	2,9125
<i>DIC_{S32}</i>	3,4046	<i>DIC_{S74}</i>	2,0456	<i>rL_{S32}</i>	2,7269	<i>rL_{S74}</i>	5,3250
<i>DIC_{S33}</i>	3,4046	<i>DIC_{S75}</i>	2,9724	<i>rL_{S33}</i>	2,7269	<i>rL_{S75}</i>	7,7375
<i>DIC_{S34}</i>	5,2581	<i>DIC_{S76}</i>	3,8992	<i>rL_{S34}</i>	4,2115	<i>rL_{S76}</i>	10,1500
<i>DIC_{S35}</i>	6,1849	<i>DIC_{S77}</i>	1,2629	<i>rL_{S35}</i>	4,9538	<i>rL_{S77}</i>	1,8786
<i>DIC_{S36}</i>	7,1117	<i>DIC_{S78}</i>	2,1897	<i>rL_{S36}</i>	5,6962	<i>rL_{S78}</i>	3,2571
<i>DIC_{S37}</i>	8,0385	<i>DIC_{S79}</i>	3,1165	<i>rL_{S37}</i>	6,4385	<i>rL_{S79}</i>	4,6357
<i>DIC_{S38}</i>	8,9652	<i>DIC_{S80}</i>	4,0432	<i>rL_{S38}</i>	7,1808	<i>rL_{S80}</i>	6,0143
<i>DIC_{S39}</i>	9,8920	<i>DIC_{S81}</i>	4,9700	<i>rL_{S39}</i>	7,9231	<i>rL_{S81}</i>	7,3929
<i>DIC_{S40}</i>	10,8188	<i>DIC_{S82}</i>	5,8968	<i>rL_{S40}</i>	8,6654	<i>rL_{S82}</i>	8,7714
<i>DIC_{S41}</i>	10,8188	<i>DIC_{S83}</i>	5,8968	<i>rL_{S41}</i>	8,6654	<i>rL_{S83}</i>	8,7714
<i>DIC_{S42}</i>	10,8188	--	--	<i>rL_{S42}</i>	8,6654	--	--