



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PIAUÍ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANDREI CARVALHO RIBEIRO

**OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO PARA ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO VIA NSGA-II E COMPOSIÇÃO MAX-MIN**

TERESINA

2019

ANDREI CARVALHO RIBEIRO

OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO PARA ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO VIA NSGA-II E COMPOSIÇÃO MAX-MIN

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Piauí, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Sistemas de Energia Elétrica. Área de Concentração: Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos

Orientador: Prof. Dr. Fábio Rocha Barbosa

TERESINA

2019

FICHA CATALOGRÁFICA
Universidade Federal do Piauí
Biblioteca Comunitária Jornalista Carlos Castello Branco
Serviço de Processamento Técnico

R484o Ribeiro, Andrei Carvalho.
Otimização multiobjetivo para alocação de geração
distribuída em sistemas de distribuição via nsga-ii e
composição Max-Min / Andrei Carvalho Ribeiro. – 2019.
141 f.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –
Universidade Federal do Piauí, Teresina, 2019.
“Orientador: Prof. Dr. Fábio Rocha Barbosa”.

1. Alocação de GD. 2. Dimensionamento. 3. Fuzzy
Max-Min. 4. MATPOWER. 5. NSGA-II. I. Título.

CDD 621.3

ANDREI CARVALHO RIBEIRO

OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO PARA ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO VIA NSGA-II E COMPOSIÇÃO MAX-MIN

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Piauí, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Sistemas de Energia Elétrica. Área de Concentração: Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos

Aprovada em: 25 de outubro de 2019

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Fábio Rocha Barbosa (Orientador)
Universidade Federal do Piauí - UFPI

Prof. Dr. Luís Gustavo Mota Souza
Universidade Federal do Piauí - UFPI

Prof. Dr. José Maria Pires de Menezes Júnior
Universidade Federal do Piauí - UFPI

Prof. Dr. Arthur Plínio de Souza Braga
Universidade Federal do Ceará - UFC

Dedico este trabalho à minha família.

AGRADECIMENTOS

A Deus pelo dom da vida e pela força dada para vencer as dificuldades diárias.

À minha família, em especial meus pais, Francisca e Lázaro, pela oportunidade de estudar e por sempre acreditarem em mim.

À minha namorada, Andressa, pelo companheirismo e paciência.

Ao Prof. Dr. Fábio Rocha pela disponibilidade, orientações valiosas e suporte dados nesses dois anos.

Aos Prof. Dr Arthur Plínio, Prof. Dr. Luís Gustavo e Prof. Dr. José Maria, membros da banca de defesa, pelas sugestões valiosas que sem dúvida enriqueceram esse trabalho.

Aos amigos Francisco Victor, Heinrich Hertz, Jônatas Macêdo, Francisco Leão e Ênio Rodrigues pelo apoio e conhecimento compartilhado.

A todos que me ajudaram direta e indiretamente na conclusão dessa difícil mas prazerosa etapa.

E à CAPES/FAPEPI pelo financiamento da pesquisa de mestrado via bolsa de estudos.

“O sucesso é a soma de pequenos esforços repetidos dia após dia.”

(Robert Collier)

RESUMO

A alocação de unidades de Geração Distribuída (GD) no Sistema Elétrico de Potência (SEP) proporciona uma série de benefícios, sendo os principais a redução das perdas de potência nas linhas e a melhora do perfil de tensão do sistema. Porém, mesmo com a inserção de GD alcançando níveis cada vez maiores de penetração, os custos de instalação ainda são considerados bastante elevados. Este trabalho apresenta um modelo de otimização multiobjetivo contemplando os objetivos de natureza técnica - minimizar as perdas de potência ativa e tornar o perfil de tensão mais homogêneo a partir da redução do desvio de tensão; e o objetivo de natureza econômica - reduzir o custo de instalação, operação e manutenção do empreendimento. Utilizou-se o NSGA-II como ferramenta de busca para encontrar as variáveis de *siting* e *sizing* que determinam o problema de alocação de GD. As simulações foram realizadas integrando o MATPOWER e o MATLAB em sistemas amplamente utilizados na literatura, contendo 33 e 69 barras, e sistemas de maior porte, contendo 85 e 141 barras. Também foram realizadas modificações nos dados elétricos desses sistemas, ao passo que novas versões considerando perfis de consumo e patamares de carga também foram propostas. Utilizou-se lógica Fuzzy, composição max-min, para *trade-off* e compromisso de escolha final na fronteira de Pareto obtida. Com 50 execuções do algoritmo de busca e técnica de seleção, uma superpopulação foi formada, novamente com uso da composição max-min, determinou-se as soluções mais adequadas por patamar de carga. Essas soluções foram avaliadas e observou-se uma melhora significativa com a presença de GD. Por exemplo, para o patamar de carga média dos sistemas de 33, 69, 85 e 141 barras, as perdas de potência ativa foram reduzidas em até 52,71%, 69,8%, 45,89% e 64,9%, respectivamente, com o perfil de tensão dentro dos limites regulatórios. Os objetivos alcançados com a inserção de GD também foram comparados aos valores obtidos em outros trabalhos, e observou-se que a combinação das duas técnicas utilizadas apresentou desempenho promissor quando comparada com algoritmos propostos em outros trabalhos.

Palavras-chave: Alocação de GD. Posicionamento. Dimensionamento. Fuzzy Max-Min. NSGA-II. MATPOWER.

ABSTRACT

The allocation of Distributed Generation (DG) units in the Electric Power System (EPS) provides a series of benefits, the main ones being the reduction of power losses in the power lines and an improvement in the system voltage profile. However, even with the insertion of DG reaching increasingly higher levels of penetration, the installation costs are still considered quite high. This work presents a multiobjective optimization model contemplating the objectives of a technical nature - minimizing the losses of active power and make the profile of tension more homogeneous from the reduction of the voltage deviation; and the objective of financial nature - to reduce the cost of installation, operation and maintenance of the enterprise. The NSGA-II was used as a search tool to find the siting and sizing variables that determine the DG placement problem. The simulations were performed integrating MATPOWER and MATLAB in systems widely used in the literature, containing 33 and 69 bus, and larger systems, containing 85 and 141 bus. Modifications were also made to the electrical data of these systems, while versions considering consumption profiles and load levels were also proposed. Fuzzy logic, max-min composition, was used for trade-off and final choice compromise at the Pareto frontier obtained. With 50 executions of the search algorithm and the selection technique, an overpopulation was formed, again with the use of the max-min composition, the most suitable solutions were determined by loading level. These solutions were evaluated and a significant improvement of the systems was observed. For example, for the normal load level of the 33, 69, 85 and 141 bus systems, active power losses were reduced by up to 52.71%, 69.8%, 45.89% and 64.9%, respectively, with the voltage profile within regulatory limits. The objectives values reached with the proposed DG insertion were also compared to the values obtained in other projects, and it was observed that the combination of the two techniques used in this work presented higher performance.

Keywords: DG Placement. Siting. Sizing. Fuzzy Max-Min. NSGA-II. MATPOWER

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Tipos de empreendimentos de geração elétrica no Brasil	27
Figura 2 – Previsão de micro e minigeração distribuída no país	27
Figura 3 – Efeito da tarifa binômica e de mudanças na legislação na previsão de micro e minigeração distribuída no país	28
Figura 4 – Empregos criados em 2018 pelo uso de energia renovável em países com maior destaque	30
Figura 5 – Modificação do fluxo de potência em redes radiais de distribuição	31
Figura 6 – Publicações que consideram a alocação de geradores distribuídos	33
Figura 7 – Técnicas utilizadas para otimização em problemas de alocação de GD	36
Figura 8 – Objetivos considerados em problemas de alocação de GD	37
Figura 9 – Restrições adotadas em problemas de alocação de GD	38
Figura 10 – Operação convencional de um sistema de distribuição	40
Figura 11 – Operação de um sistema de distribuição na presença GD	40
Figura 12 – Distância de agrupamento	51
Figura 13 – Processo de formação de população no NSGA-II	51
Figura 14 – Hipervolume ou medida de Lebesgue	54
Figura 15 – Os vetores <i>nadir</i> z^n e pior caso z_{pior}	55
Figura 16 – Relação de dominância para minimização de dois objetivos	58
Figura 17 – Função de pertinência μ_α para redução das perdas	60
Figura 18 – Função de pertinência μ_β para redução do custo de instalação, operação e manutenção	61
Figura 19 – Função de pertinência μ_γ para redução do desvio do perfil de tensão nas barras	62
Figura 20 – Fluxograma da estratégia de solução proposta	64
Figura 21 – Sistema de distribuição radial com 33 barras	67
Figura 22 – Curva de perfil de tensão para o sistema de 33 barras nos patamares de carga leve, média e pesada sem Geração Distribuída (GD)	68
Figura 23 – Objetivos comparados aos pares para a última geração de uma execução do algoritmo de busca <i>Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm-II</i> (NSGA-II)	69
Figura 24 – Gráfico 3D ilustrando a fronteira de Pareto obtida na última geração em uma execução do NSGA-II	70

Figura 25 – Histogramas associado às soluções obtidas na última geração para o problema de alocação no sistema de 33 barras, considerando $N_{exec} = 50$	71
Figura 26 – Perfil de tensão no sistema de 33 barras no cenário sem GD e nos cenários com GD a partir das soluções escolhidas por patamar de carga	74
Figura 27 – Sistema de distribuição radial com 69 barras	76
Figura 28 – Curva de perfil de tensão para o sistema de 69 barras nos patamares de carga leve, média e pesada	77
Figura 29 – Objetivos comparados aos pares para a última geração de uma execução do algoritmo de busca NSGA-II	78
Figura 30 – Gráfico tridimensional ilustrando a fronteira de Pareto obtida na última geração em uma execução no sistema de 69 barras.	79
Figura 31 – Histogramas associado às soluções obtidas na última geração para o problema de alocação no sistema de 69 barras, considerando $N_{exec} = 50$	81
Figura 32 – Perfil de tensão no sistema de 69 barras no cenário sem GD e nos cenários com GD a partir das soluções escolhidas por patamar de carga	83
Figura 33 – Sistema de distribuição radial com 85 barras	85
Figura 34 – Curva de perfil de tensão para o sistema de 85 barras nos patamares de carga leve, média e pesada	86
Figura 35 – Objetivos aos pares para a última geração de uma execução do NSGA-II	87
Figura 36 – Gráfico 3D da fronteira de Pareto obtida.	87
Figura 37 – Histogramas associado às soluções obtidas na última geração para o problema de alocação no sistema de 85 barras, considerando $N_{exec} = 50$	88
Figura 38 – Perfil de tensão no sistema de 85 barras no cenário sem GD e nos cenários com GD a partir das soluções escolhidas por patamar de carga	93
Figura 39 – Sistema de distribuição radial com 141 barras	94
Figura 40 – Curva de perfil de tensão para o sistema de 141 barras nos patamares de carga leve, média e pesada	95
Figura 41 – Objetivos comparados aos pares para a última geração de uma execução do algoritmo de busca NSGA-II	96
Figura 42 – Gráfico tridimensional ilustrando a fronteira de Pareto obtida.	96
Figura 43 – Histogramas associado às soluções obtidas na última geração para o problema de alocação no sistema de 141 barras, considerando $N_{exec} = 50$	97

Figura 44 – Perfil de tensão no sistema de 141 barras no cenário sem GD e nos cenários com GD a partir das soluções escolhidas por patamar de carga	102
Figura 45 – Curvas de convergência do NSGA-II para alocação de GD no sistema de 33 barras	112
Figura 46 – Curvas de convergência do NSGA-II para alocação de GD no sistema de 69 barras	113
Figura 47 – Curvas de convergência do NSGA-II para alocação de GD no sistema de 85 barras	114
Figura 48 – Curvas de convergência do NSGA-II para alocação de GD no sistema de 141 barras	115

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Custo de instalação e fator de capacidade por tipo de geração distribuída . . .	43
Tabela 2 – Coeficientes atribuídos aos patamares de carga considerando o perfil de carga das barras	47
Tabela 3 – Cenários pré-alocação e pós-alocação para o sistema de 33 barras com f_1 indicando as perdas em MW, f_2 representando o custo anualizado da inserção em milhões de R\$ e f_3 o desvio de tensão	49
Tabela 4 – Parâmetros especificados para o NSGA-II	56
Tabela 5 – População gerada por composição max-min para o sistema de 33 barras com $N_{GD}^{max} = 3$. Os valores de <i>sizing</i> e perdas f_1 estão em MW, os valores de custo anualizado f_2 em milhões de R\$	72
Tabela 6 – Soluções finais para alocação dos geradores distribuídos por patamar de carga no sistema de 33 barras com $N_{GD}^{max} = 3$	74
Tabela 7 – Cenários sem alocação e considerando as soluções para cada patamar de carga no sistema de 33 barras	75
Tabela 8 – População gerada por composição max-min para o sistema de 69 barras com $N_{GD}^{max} = 4$. Os valores de <i>sizing</i> e perdas f_1 estão em MW, o custo anualizado f_2 em milhões de R\$	79
Tabela 9 – Barras candidatas à alocação e tamanho dos geradores distribuídos para cada patamar de carga através de composição max-min para o sistema de 69 barras com $N_{GD}^{max} = 4$	82
Tabela 10 – Cenários sem alocação e considerando as soluções para cada patamar de carga no sistema de 69 barras	84
Tabela 11 – População gerada por composição max-min para o sistema de 85 barras com $N_{GD}^{max} = 5$. Os valores de <i>sizing</i> e perdas f_1 estão em MW, os valores de custo anualizado f_2 em milhões de R\$	89
Tabela 12 – Barras candidatas à alocação e tamanho dos geradores distribuídos no sistema de 85 barras com $N_{GD}^{max} = 5$ para cada patamar de carga através de composição max-min para a Tabela 11	92
Tabela 13 – Cenários sem alocação e considerando as soluções para cada patamar de carga no sistema de 85 barras	93

Tabela 14 – População gerada por composição max-min para o sistema de 141 barras com $N_{GD}^{max} = 6$. Os valores de <i>sizing</i> e perdas f_1 estão em MW, os valores de custo anualizado f_2 em milhões de R\$	98
Tabela 15 – Barras candidatas à alocação e tamanho dos geradores distribuídos no sistema de 141 barras com $N_{GD}^{max} = 6$ para cada patamar de carga através de composição max-min para a Tabela 14	101
Tabela 16 – Cenários sem alocação e considerando as soluções para cada patamar de carga no sistema de 141 barras	101
Tabela 17 – Soluções propostas para <i>siting</i> e <i>sizing</i> em trabalhos de alocação de GD e resultados alcançados considerando perdas técnicas, custo anualizado em milhões de R\$ e desvio de tensão	116
Tabela A1 – Dados de carga em cada uma das barras do sistema de 33 barras com exceção da barra 1 (<i>slack bus</i>). Os valores de carga P_k e Q_k estão em MW e MVA _r .	118
Tabela A2 – Dados elétricos das linhas de distribuição do sistema de 33 barras. Os valores de r_{km} e x_{km} são apresentados em Ω	119
Tabela B1 – Dados de carga em cada uma das barras do sistema de 69 barras com exceção da barra 1 (<i>slack bus</i>). Os valores de carga P_k e Q_k estão em MW e MVA _r .	121
Tabela B2 – Dados elétricos das linhas de distribuição do sistema de 69 barras. Os valores de r_{km} e x_{km} são apresentados em Ω	123
Tabela C1 – Dados de carga em cada uma das barras do sistema de 85 barras com exceção da barra 1 (<i>slack bus</i>). Os valores de carga P_k e Q_k estão em MW e MVA _r .	126
Tabela C2 – Dados elétricos das linhas de distribuição do sistema de 85 barras. Os valores de r_{km} e x_{km} são apresentados em Ω	129
Tabela D1 – Dados de carga em cada uma das barras do sistema de 141 barras com exceção da barra 1 (<i>slack bus</i>). Os valores de carga P_k e Q_k estão em MW e MVA _r .	132
Tabela D2 – Dados elétricos das linhas de distribuição do sistema de 141 barras. Os valores de r_{km} e x_{km} são apresentados em Ω	136

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Hipóteses levantadas, comentários acerca e parecer final	106
---	-----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
AEs	Algoritmos Evolutivos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações de Geração
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CGU	Central Geradora Undi-elétrica
CTD	Capacidade de Transferência Disponível
EOL	Central Geradora Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FLNSGA-II	<i>Fuzzy Logic Guided Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm-II</i>
GD	Geração Distribuída
IRENA	International Renewable Energy Agency
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
NSGA-II	<i>Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm-II</i>
O&M	Custo de Operação e Manutenção
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PPD	Percentual de Perdas de Distribuição
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
SDR	Sistemas de Distribuição Radiais
SIN	Sistema Interligado Nacional
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termoelétrica
UTN	Usina Termonuclear

LISTA DE SÍMBOLOS

N_r	Número de ramos
N_{GD}	Número de unidades de GD inseridas
N_{GD}^{max}	Quantidade máxima de GD inseridas
Tam_{GD}	Tamanho dos geradores distribuídos inseridos
Tam_{GD}^{max}	Tamanho máximo da GD
IP	Índice de penetração de GD
IP_{max}	Índice de penetração máximo de GD permitido
f_1	Objetivo 1 - perdas técnicas
f_2	Objetivo 2 - custo anualizado de instalação, operação e manutenção
f_3	Objetivo 3 - desvio de perfil de tensão total
a	Fator de ponderação
HV	Hipervolume
α_i	Coefficiente normalizado de perdas indivíduo i
β_i	Coefficiente normalizado de custo indivíduo i
γ_i	Coefficiente normalizado de desvio de perfil de tensão indivíduo i
μ_α	Função de pertinência de perdas
μ_β	Função de pertinência de custo
μ_γ	Função de pertinência de desvio de perfil de tensão
AF_i	Fator anualizado
UC_k	Custo unitário de alocação
$C_{k,max}^{GD}$	Injeção máxima de potência da GD
i	Taxa de juros
T	Horizonte de estudo
f_c	Fator de capacidade
R	Receita proveniente da venda de energia
t_r	Parâmetro tarifário sem tributos

FC	Fluxo de caixa
N_b	Número de barras
V_j^{ref}	Tensão de referência da barra j
V_j	Tensão na barra j
P_G	Potência ativa gerada
P_L	Perdas de potência ativa
P_D	Potência ativa consumida
Q_G	Potência reativa gerada
Q_L	Perdas de potência reativa
Q_D	Potência reativa consumida
z^n	Vetor <i>nadir</i>
X_{ref}	Ponto de referência
EI	Energia injetada (cargas + perdas)
EF	Energia para atendimento das cargas

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Delimitação do Tema	21
1.2	Justificativas e Relevância	22
1.3	Objetivos	23
1.4	Hipóteses	23
1.5	Publicações	24
1.6	Estrutura	24
1.7	Resumo do Capítulo	25
2	ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	26
2.1	Matriz Elétrica Brasileira	26
2.2	Vantagens e Desvantagens da Descentralização	28
2.2.1	<i>Vantagens da Aplicação de Geração Distribuída</i>	28
2.2.2	<i>Desvantagens da Aplicação de Geração Distribuída</i>	29
2.3	Normas e Regulamentos no Brasil	31
2.4	Revisão Bibliográfica	32
2.4.1	<i>Técnicas Utilizadas na Literatura</i>	36
2.4.2	<i>Objetivos Adotados na Literatura</i>	37
2.4.3	<i>Restrições Utilizadas na Literatura</i>	38
2.5	Resumo do Capítulo	38
3	MODELO MULTIOBJETIVO	39
3.1	Geração Distribuída e o Sistema de Distribuição	39
3.2	Funções-Objetivo	41
3.2.1	<i>Redução das Perdas Técnicas</i>	41
3.2.2	<i>Reduzir o Custo de Instalação e O&M</i>	42
3.2.3	<i>Melhorar o Perfil de Tensão</i>	43
3.3	Outros Fatores Importantes para a Alocação	43
3.4	Restrições	44
3.4.1	<i>Limitações de Potência</i>	45
3.4.2	<i>Limitações de Tensão</i>	45
3.4.3	<i>Limitações de Projeto</i>	45

3.5	Premissas	46
3.6	Modelo Multiobjetivo Completo	47
3.7	Resumo do Capítulo	48
4	ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO DO MODELO	49
4.1	Algoritmos Evolutivos	49
4.1.1	<i>Algoritmo Genético Elitista Baseado em Ordenamento Não-Dominado</i>	<i>50</i>
4.1.1.1	<i>Seleção</i>	<i>52</i>
4.1.1.2	<i>Crossover</i>	<i>52</i>
4.1.1.3	<i>Mutação</i>	<i>53</i>
4.1.2	<i>Métricas de Performance</i>	<i>53</i>
4.2	MATPOWER e a Integração com o NSGA-II	55
4.3	Relações de Dominância	57
4.4	Lógica Fuzzy como Metodologia de Seleção	59
4.4.1	<i>Função de Pertinência para as Perdas Técnicas</i>	<i>59</i>
4.4.2	<i>Função de Pertinência para o Custo Anualizado</i>	<i>60</i>
4.4.3	<i>Função de Pertinência para o Desvio de Tensão</i>	<i>61</i>
4.5	Composição Max-Min	62
4.6	Fluxograma	63
4.7	Resumo do Capítulo	65
5	ESTUDOS DE CASO, SIMULAÇÕES E RESULTADOS	66
5.1	Sistema de 33 Barras	67
5.1.1	<i>Cenários sem Geração Distribuída</i>	<i>67</i>
5.1.2	<i>Cenários Pós-Alocação</i>	<i>69</i>
5.2	Sistema de 69 Barras	76
5.2.1	<i>Cenários sem Geração Distribuída</i>	<i>76</i>
5.2.2	<i>Cenários Pós-Alocação</i>	<i>77</i>
5.3	Sistema de 85 Barras	84
5.3.1	<i>Cenários sem Geração Distribuída</i>	<i>85</i>
5.3.2	<i>Cenários Pós-Alocação</i>	<i>86</i>
5.4	Sistema de 141 Barras	93
5.4.1	<i>Cenários sem Geração Distribuída</i>	<i>94</i>
5.4.2	<i>Cenários Pós-Alocação</i>	<i>95</i>

5.5	Resumo do Capítulo	103
6	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	104
	REFERÊNCIAS	107
	APÊNDICES	112
	APÊNDICE A – Curvas de convergência	112
	APÊNDICE B – Resultados obtidos em outros trabalhos na literatura . . .	116
	ANEXOS	117
	ANEXO A – Dados elétricos do sistema de 33 barras	118
	ANEXO B – Dados elétricos do sistema de 69 barras	121
	ANEXO C – Dados elétricos do sistema de 85 barras	126
	ANEXO D – Dados elétricos do sistema de 141 barras	132

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho propõe um modelo de otimização multiobjetivo referente à inserção de Geração Distribuída (GD) em Sistemas de Distribuição Radiais (SDR), considerando propósitos técnicos e econômicos. Para introduzir o tema, o atual capítulo apresenta uma visão concisa com contexto e impacto da inserção de GD. Nas seções seguintes são apresentados as justificativas e relevância da pesquisa, os objetivos, as publicações alcançadas e a estrutura organizacional do trabalho.

1.1 Delimitação do Tema

Diferente do modelo de geração centralizada cuja produção de energia está situada em locais distantes dos centros de consumo, a Geração Distribuída, também conhecida como geração embarcada e geração descentralizada, possibilita gerar energia elétrica através de pequenas centrais geradoras, geralmente estimuladas por recursos renováveis, localizadas próximo aos consumidores finais (ACKERMANN *et al.*, 2001).

A escassez energética é uma forte restrição ao crescimento econômico (STERN, 2011). Além da necessidade de expansão de forma competitiva para beneficiar os consumidores com justiça tarifária, aumentar a continuidade e trazer confiabilidade ao serviço, há também uma preocupação crescente com os impactos ambientais causados pela operação de usinas de potência tradicionais (AKELLA *et al.*, 2009).

A incorporação de GD aos sistemas de distribuição pode auxiliar no atendimento das necessidades citadas. Essa geração pode ser utilizada para resolver satisfatoriamente requisitos de aquecimento, energia remota, reserva de energia, picos de potência e assim melhorar a qualidade de energia (BANSAL, 2017). A utilização de GD em maior escala também tem potencial para reduzir de forma expressiva as perdas técnicas e mitigar o congestionamento das linhas de transmissão, reduzindo investimentos em interligação necessários para expansão. Porém, existem vários gargalos. Além do alto custo de implementação, o nível de complexidade em relação à operação, controle e proteção do sistema fica significativamente maior (FARHANGI, 2010).

Apesar do problema de inserção de geradores descentralizados em sistemas de subtransmissão e distribuição ser caracterizado apenas pelo tipo de GD, número de unidades inseridas, posição e dimensionamento, ou seja, uma representação simples e intuitiva, a resolução é bastante complexa. Determinar qual é a melhor solução em sistemas de grande porte é um

problema de otimização bastante complexo (VIRAL; KHATOD, 2012). A escolha do barramento, o número de unidades inseridas, a quantidade de potência a ser injetada e fator de potência variam bastante de acordo com os objetivos muitas vezes conflitantes, restrições e premissas adotadas (HA *et al.*, 2017; SULTANA *et al.*, 2016; JORDEHI, 2016).

Além disso, a energia elétrica derivada de fontes renováveis também apresenta uma maior dependência meteorológica, e é mais difícil de gerenciar do que quando derivada de combustíveis fósseis (KHATIB *et al.*, 2012). Para considerar o comportamento sazonal, é importante que os pesquisadores consigam simular através de modelos probabilísticos (ABDI; AFSHAR, 2013), em determinado período, a produção considerando flutuações naturais, como por exemplo, a velocidade do vento ou fator de sombreamento (JDEED, 2016).

Em um cenário tão complexo, o uso de modelos propícios e ferramentas adequadas auxilia os engenheiros e gestores do setor elétrico na tomada de decisão, providenciando a melhor solução ou, pelo menos, um conjunto de soluções factíveis e não-dominadas.

1.2 Justificativas e Relevância

Como será detalhado no Capítulo 2, a GD é uma opção cada vez mais atrativa para atender ao crescimento da demanda e substituir escolhas mais tradicionais de expansão. Porém, para que os benefícios dessa modalidade de geração sejam efetivamente aproveitados é necessário que a localização (*siting*) e o dimensionamento (*sizing*) das unidades a serem inseridas sejam adequados. Esta exigência é importante também para evitar impactos negativos na operação do sistema.

Impactos negativos, como sobretensões e violações da capacidade de ativos, são esperados quando a localização e o dimensionamento da GD não proporcionam uma boa acomodação ao sistema (BOTELHO, 2018). Na prática, as alocações de GD são sumariamente definidas pelos consumidores, de modo que trabalhos dessa natureza podem também colaborar com estudos e a regulamentação de eventuais incentivos para os clientes que instalem GD em locais ótimos, e até mesmo aperfeiçoar outras operações como a reconfiguração ou o posicionamento estratégico de bancos de capacitores pelas concessionárias.

O presente trabalho propõe um modelo multiobjetivo, e sua solução, que visa contribuir para o planejamento e expansão de sistemas elétricos a partir do relevante problema da inserção de GD de forma efetiva. O trabalho propõe otimizar não só funções de natureza técnica, mas também uma função de natureza econômica. Dessa forma, os benefícios da GD são

aproveitados tanto para a concessionária como para eventuais investidores.

1.3 Objetivos

Os objetivos deste trabalho podem ser classificados em duas categorias: geral e específicos. O objetivo geral é propor um modelo de otimização multiobjetivo referente à inserção de Geração Distribuída (GD) em Sistemas de Distribuição Radiais (SDR), onde a solução do modelo tem como propósitos: minimizar as perdas técnicas e melhorar o perfil de tensão. Tais propósitos técnicos são confrontados por um terceiro propósito de natureza financeira que é a redução do custo do empreendimento.

Os objetivos específicos configuram o objetivo geral, e são: executar o fluxo de potência nos sistemas estudados considerando diferentes níveis de carga em cenários pré-alocação; desenvolver uma estratégia de solução para o modelo multiobjetivo proposto otimizando suas funções-objetivo; a partir de mecanismo de busca, apresentar o rol de soluções não-dominadas que obedeça às restrições do problema de alocação; a partir de critérios de decisão e mecanismo de escolha, reduzir o número de opções e determinar a quantidade de unidades alocadas, a localização (*siting*) e dimensionamento (*sizing*); e por fim, comparar os cenários pré-alocação dos sistemas estudados com as escolhas em cenários pós-alocação.

1.4 Hipóteses

Algumas hipóteses foram levantadas durante o desenvolvimento da pesquisa:

- O uso do MATPOWER como ambiente para modelagem e cálculo de fluxo de potência em sistemas de distribuição é satisfatório?
- Os objetivos e restrições propostos são adequados para o problema de alocação de geradores distribuídos?
- O método de busca utilizado para solução do modelo é conveniente?
- A ferramenta de escolha empregada facilita o processo de escolha final?
- A qualidade das soluções obtidas é satisfatória? A presença adequada de Geração Distribuída melhora a performance de um sistema de distribuição radial?

Os comentários e parecer final para cada hipótese estão sintetizados no Quadro 1 presente no final do Capítulo 6.

1.5 Publicações

Durante a pesquisa, os seguintes trabalhos foram aprovados e apresentados:

- LEMOS, F. V. E.; RIBEIRO, A. C.; BARBOSA, F. R. **Alocação Ótima de Unidades de Geração Distribuída Usando Algoritmos Genéticos para Redução das Perdas de Potência**, *XI Congresso Brasileiro de Planejamento Energético - CBPE*, Cuiabá (Mato Grosso), 11-14 de Setembro, 2018.
- RIBEIRO, A. C.; LEMOS, F. V. E.; BARBOSA, F. R. **Siting and sizing of distributed generators via NSGA-II and max-min composition**, *XVI Encontro Nacional de Inteligência Artificial e Computacional - ENIAC*, Salvador (Bahia), 15-18 de Outubro, 2019.
- RIBEIRO, A. C.; LEMOS, F. V. E.; BARBOSA, F. R. **Alocação de geradores e banco de capacitores fixos para otimização multiobjetivo**, *XIV Congresso Brasileiro de Inteligência Computacional - CBIC*, Belém (Pará), 03-06 de Novembro, 2019.

1.6 Estrutura

A dissertação está dividida em seis capítulos, enumerados a seguir:

1. Este capítulo introdutório;
2. Uma revisão bibliográfica sobre o problema de alocação ótima de Geração Distribuída. Tópicos como a metodologia, funções-objetivo, restrições e resultados de trabalhos do gênero são discutidos;
3. O modelo proposto é construído. A modelagem dos geradores distribuídos, as funções-objetivo, critérios de decisão, restrições e premissas são apresentados;
4. A estratégia de solução implementada para o modelo é introduzida. O ambiente de simulação é apresentado. As ferramentas que compõe a solução são desenvolvidas;
5. Os estudos de caso são apresentados e as simulações para solução do modelo são executadas. Os resultados obtidos são discutidos;
6. As principais conclusões são explanadas. A contribuição alcançada é reforçada e possíveis trabalhos futuros são sugeridos. Por fim, as hipóteses levantadas são comentadas e recebem um parecer final.

1.7 Resumo do Capítulo

O presente capítulo foi iniciado, a partir da Seção 1.1, com uma visão bastante resumida sobre a Geração Distribuída. As justificativas e relevância do tema, discutidas na Seção 1.2, apoiaram os objetivos apresentados na Seção 1.3. Para o Capítulo 2, essa discussão é retomada sendo abordada de forma mais ampla.

2 ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Este capítulo apresenta na Seção 2.1 dados e previsões em relação à participação da Geração Distribuída na matriz elétrica brasileira considerando documentos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Algumas vantagens e desvantagens da descentralização e as normas e regulamentos existentes no país também são discutidos nas Seções 2.2 e 2.3, respectivamente. Além disso, ao final do capítulo, o problema de alocação ótima de GD é explorado a partir de revisão bibliográfica na Seção 2.4.

2.1 Matriz Elétrica Brasileira

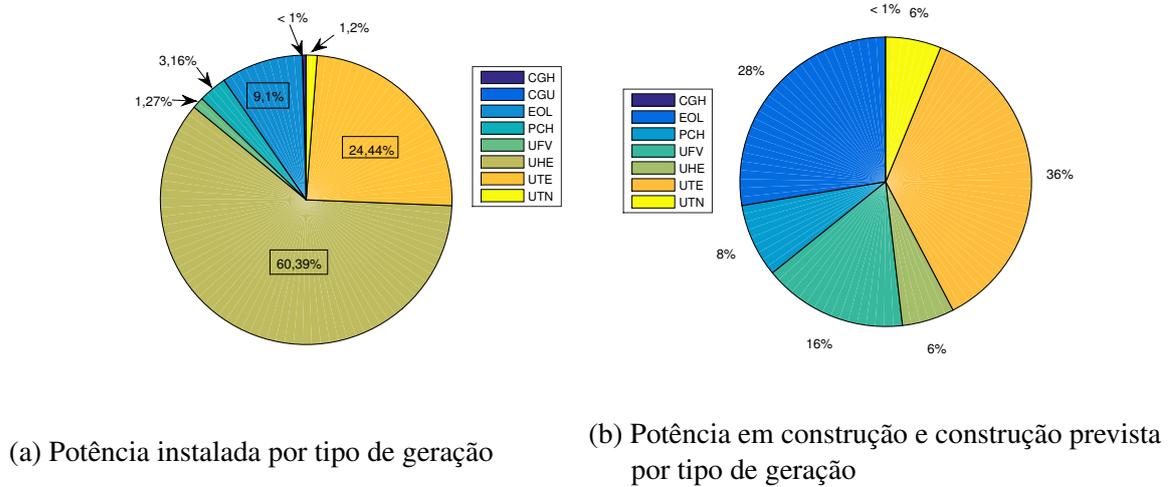
Segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) disponibilizado para acesso em tempo real pela ANEEL (2019), o Brasil possui 7.451 empreendimentos de geração elétrica em operação, totalizando 165.469.379 kW de potência instalada. Ainda segundo o BIG, está prevista para os próximos anos a expansão desse valor em 13% com a adição de 21.953.323 kW na capacidade do país.

Levando em consideração os empreendimentos em operação mostrados na Figura 1a, as usinas hidrelétricas (UHE) são a principal fonte de geração no Brasil com 60,39% de participação. Por outro lado, com a privatização da Eletrobras e maiores restrições ambientais e de licenciamento em terras indígenas, a expectativa de novos empreendimentos dessa natureza é menor. Essa constatação é ilustrada na Figura 1b, as usinas termelétricas (UTE), usinas eólicas (EOL) e centrais geradoras solar fotovoltaicas (UFV) apresentam maior potência em construção e com construção prevista em relação às hidrelétricas (UHE). Com menor destaque, as centrais geradoras hidrelétricas (CGH), as pequenas centrais hidrelétricas (PCH), as usinas termonucleares (UTN) e uma central geradora undi-elétrica (CGU) complementam as informações de geração da Figura 1a.

Além disso, devido a legislação propícia (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015), há uma forte tendência para a redução da distância entre a produção e o consumo de energia elétrica. Essa tendência e a necessidade de diversificar a matriz de forma sustentável propiciam o uso de recursos renováveis e o crescimento da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) no país.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2027 da EPE que teve como base o trabalho de Konzen (2014), com projeções conservadoras, haverá 1,35 milhão de adotantes de sistemas de micro ou minigeração, totalizando 11,9 GW conforme a Figura 2, ou o

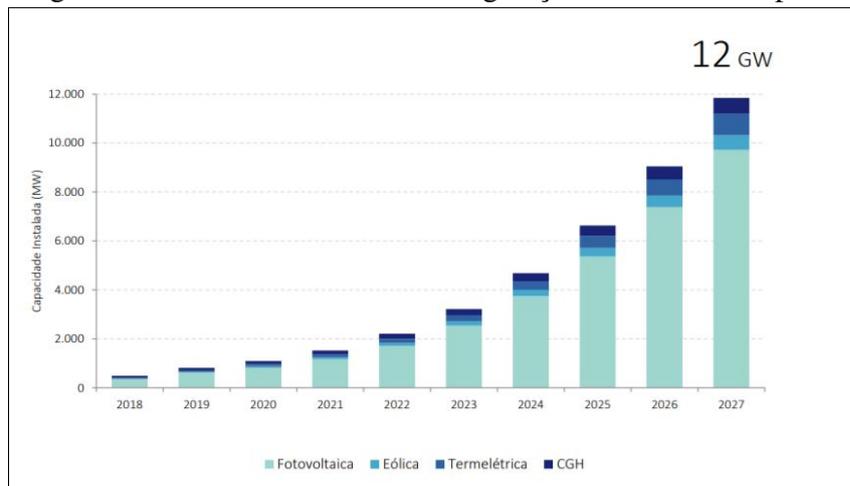
Figura 1 – Tipos de empreendimentos de geração elétrica no Brasil



Fonte: Banco de Informações de Geração - ANEEL (2019).

equivalente a R\$ 60 bilhões em investimento.

Figura 2 – Previsão de micro e minigeração distribuída no país



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 - EPE (2018)

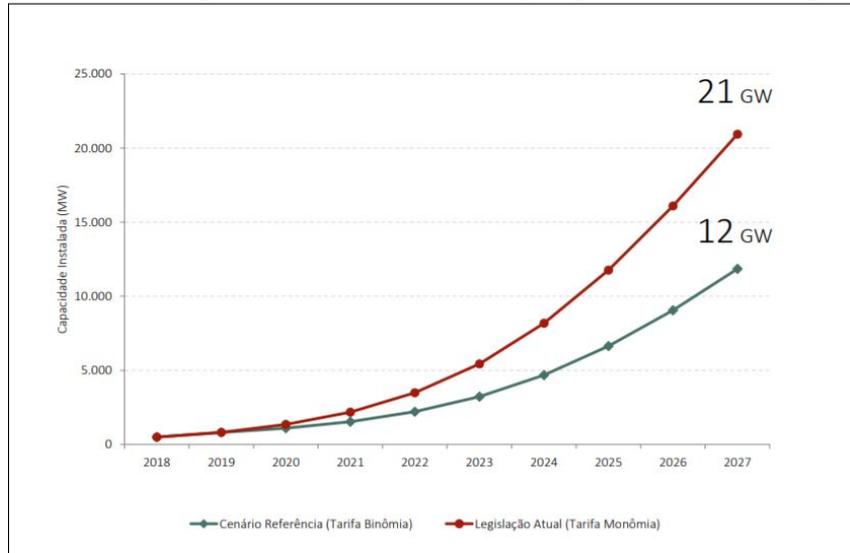
A capacidade alcançada no final desse horizonte será suficiente para atender 2,4% da carga total nacional. Mesmo considerando a premissa de tarifa binômia¹ e alterações na legislação atual, com a compensação de créditos deixando de ser integral, as projeções mais recentes foram alavancadas pelo grande crescimento no ano de 2017 e no primeiro semestre de 2018 e por isso houve uma elevação em relação ao PDE anterior.

Se forem mantidas as condições atuais, por exemplo, a compensação integral de créditos gerados, deve-se quase dobrar essa previsão e chegar a 21 GW instalados como pode ser

¹ No modelo de tarifa monômnia, um custo fixo, também chamado de tarifa fio, é determinado sobre o serviço de distribuição. Enquanto que na tarifa binômnia, o valor cobrado pelo serviço de distribuição passa a ser proporcional ao consumo.

visto na Figura 3. Nesse nível, a presença de MMGD no Sistema Interligado Nacional (SIN) não é insignificante, de modo que seus impactos (positivos e negativos) devem ser apropriadamente considerados.

Figura 3 – Efeito da tarifa binômica e de mudanças na legislação na previsão de micro e minigeração distribuída no país



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 - EPE (2018)

Os dados apresentados nas Figuras 2 e 3 reforçam a necessidade de estudos atualizados e aprofundamentos para quantificar os custos e benefícios dessa modalidade de geração para auxiliar as próximas decisões políticas e regulatórias relacionadas à MMGD. Na seção seguinte são mencionados alguns dos impactos positivos e negativos da inserção de geradores distribuídos em redes de subtransmissão e distribuição.

2.2 Vantagens e Desvantagens da Descentralização

A descentralização provoca alterações na dinâmica de redes de subtransmissão e distribuição. Com os níveis previstos de penetração cada vez maiores, essas alterações são mais significativas. O planejamento e inserção de GD busca potencializar os impactos positivos, ao passo que os negativos são reduzidos.

2.2.1 Vantagens da Aplicação de Geração Distribuída

Para a concessionária, a GD pode proporcionar redução do nível de carregamento em condições de sobrecarga e diminuir as perdas de potência, devido à oportunidade de inserção

em barras com maior demanda. Esse benefício também permite postergar investimentos na construção de subestações de transformação (BAYOD-RÚJULA, 2009; DUGAN *et al.*, 2004).

A inserção de GD pode aumentar a confiabilidade do sistema em questão. Com a adição de mais fontes de fornecimento de energia, reduz-se o impacto de falhas e interrupções (PEPERMANS *et al.*, 2005), há também a possibilidade de ilhamento intencional onde cargas prioritárias continuam a ser atendidas (GUEDES, 2006).

Adicionar geradores distribuídos em um barramento é uma solução efetiva para afundamentos de tensão (BAYOD-RÚJULA, 2009). Com a adição de GD em uma barra, o nível de tensão nessa e nas barras vizinhas é aumentado. Logo, a inserção adequada permite melhorar o perfil de tensão do sistema (PEPERMANS *et al.*, 2005).

Como dito anteriormente, as privatizações da Eletrobras, regulamentações ambientais mais duras e licenciamento em terras indígenas são os principais gargalos para a construção de novas hidrelétricas. A GD alimentada por recursos renováveis, com baixa emissão de gases poluentes, pode preencher essa lacuna, apresentando-se como uma alternativa viável para atender à demanda crescente com pequeno impacto ambiental (DUGAN *et al.*, 2004; BANSAL, 2017).

A reestruturação do mercado de energia com a inserção de GD também cria empregos e incentiva a economia. Segundo estudo da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) até o final de 2018, a MMGD solar fotovoltaica gerou mais de 20 mil empregos no Brasil. A estimativa para o ano de 2019 é que o segmento adicione mais de 15 mil novos postos de trabalho, pois, segundo estatísticas internacionais do setor, para cada 1 MW solar fotovoltaico instalado por ano são gerados de 25 a 30 novos postos de trabalho de qualidade (ABSOLAR, 2019).

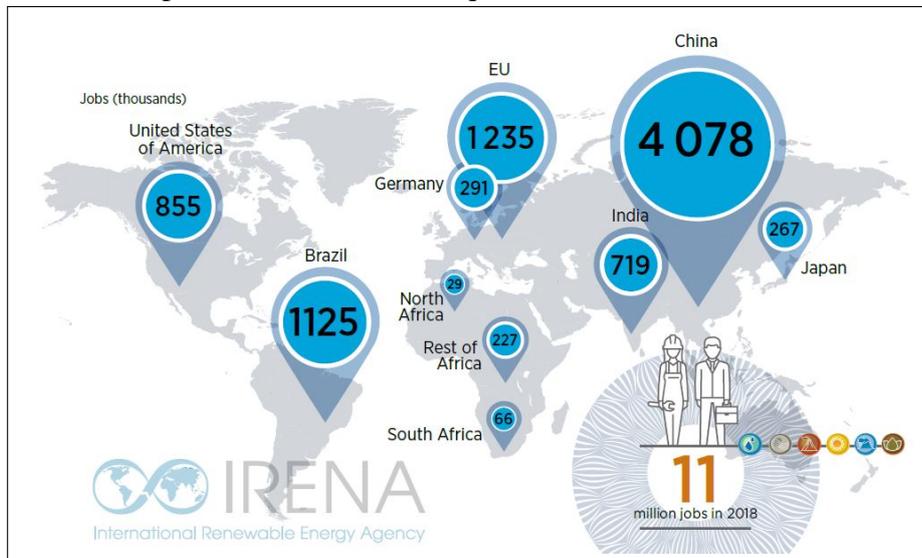
De acordo com dados publicados pela International Renewable Energy Agency (IRENA) em seu relatório anual de 2019, mais de 11 milhões de empregos foram criados mundialmente em 2018, sendo 39% destes na China, conforme a Figura 4.

No Brasil, o maior destaque é o setor de biocombustíveis que empregou mais de 830 mil trabalhadores. A produção de etanol quebrou recordes em 2018, e as previsões sugerem aumento da produção em 20 bilhões de litros até 2028 (IRENA, 2019).

2.2.2 Desvantagens da Aplicação de Geração Distribuída

O custo de capital por kW instalado em comparação com grandes usinas centrais é relativamente alto (BANSAL, 2017). Além disso, algumas vantagens citadas na Seção 2.2.1

Figura 4 – Empregos criados em 2018 pelo uso de energia renovável em países com maior destaque



Fonte: Energia Renovável e Empregos: Relatório Anual - IRENA (2019)

podem tornar-se desvantagens caso os geradores não sejam posicionados e dimensionados de forma adequada (ZANIN, 2018).

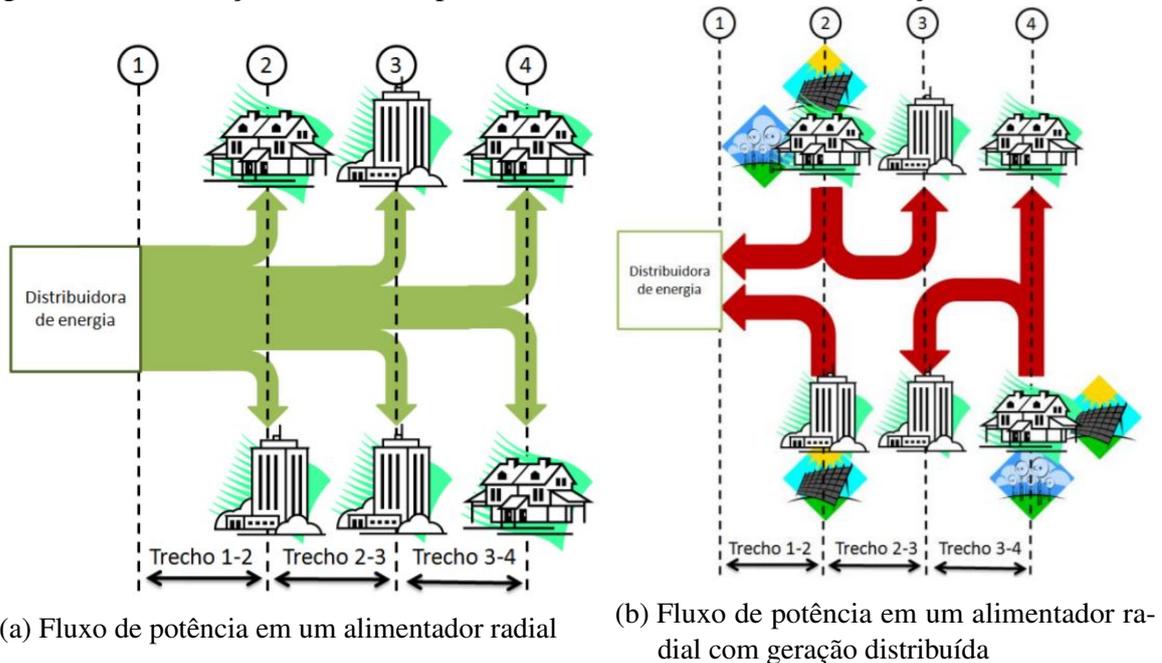
Com a inserção de GD ocorre uma elevação nos níveis de curto-circuitos da rede. Esse parâmetro é usado para especificar equipamentos como transformadores, disjuntores, religadores e fusíveis. De modo que pode haver perda da coordenação e necessidade de adaptações no sistema de proteção (GUEDES, 2006; PEPERMANS *et al.*, 2005).

A presença de ilhamento quando indesejável é um grande problema. Realizar manutenção sob tal circunstância coloca em sério risco a vida de eletricitistas. O ilhamento indesejado também pode danificar equipamentos permanentemente por estarem fora das faixas de operação. A recomposição do sistema também pode acontecer fora de sincronismo (GUEDES, 2006).

A inserção de GD provoca a modificação do fluxo de potência em redes radiais de distribuição como pode ser visto na Figura 5. Com a utilização da GD, passam a existir diversos pontos de geração interligados à rede de distribuição, alterando drasticamente o fluxo de potência. Nessa situação, o fluxo não é mais unidirecional e a subestação da distribuidora pode até receber potência ao invés de fornecer. Isso causa impactos na rede, principalmente do ponto de vista da proteção do sistema, no que diz respeito aos ajustes de parâmetros e a devida coordenação (GUEDES, 2006; SHAYANI, 2010).

As unidades de geração distribuída de pequeno e médio porte utilizam geradores assíncronos que não são capazes de fornecer energia reativa. Por outro lado, as unidades de GD

Figura 5 – Modificação do fluxo de potência em redes radiais de distribuição



Fonte: Shayani (2010)

com interface de eletrônica de potência podem resolver essa limitação ao fornecer uma certa quantidade de energia reativa (PEPERMANS *et al.*, 2005). Porém, essa solução pode provocar a injeção de harmônicos na rede devido aos dispositivos de interface utilizados, principalmente se forem conversores estáticos que podem provocar mal funcionamento ou danos em cargas mais sensíveis.

2.3 Normas e Regulamentos no Brasil

Dentre os vários documentos relacionados à geração distribuída, dá-se destaque aos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) da ANEEL. Esses módulos normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição. A Resolução Normativa (REN) 482/2012 foi o marco regulatório da GD no país e teve aperfeiçoamentos com as REN 687/2015 e REN 786/2017.

No módulo 1 do PRODIST, são definidos os termos técnicos e expressões com o objetivo de uniformizar o entendimento para outros módulos. O módulo 2 estabelece as diretrizes para planejamento de curto e médio prazo no que diz respeito à expansão. No módulo 3, os critérios técnicos e operacionais para conexão de unidades ao sistema são definidos. O módulo 4 define as condições para operação ilhada. O módulo 5 especifica os requisitos para medição de energia elétrica no sistema de distribuição. O módulo 6 define as informações que serão trocadas

entre as distribuidoras, acessantes, agentes e entidades setoriais. No módulo 7, a metodologia para cálculo de perdas e indicadores de avaliação é especificada. O módulo 8 estabelece os critérios de qualidade da energia. Como será visto no Capítulo 3, alguns módulos do PRODIST foram utilizados para a construção do modelo proposto.

A Resolução Normativa 482/2012 regulamenta a geração de energia elétrica pelo consumidor, que agora pode ser um prossumidor², utilizando fontes renováveis ou cogeração qualificada com a possibilidade de fornecer o excedente para a rede de distribuição (ANEEL, 2012). Com a entrada da Resolução Normativa 687/2015, a Resolução 482/2012 sofreu algumas alterações: houve redução no processo burocrático para inserção de GD junto às concessionárias, o prazo para utilização dos créditos de compensação foi estendido de 36 para 60 meses e a potência permitida para MMGD também foi ampliada (ANEEL, 2015).

Desde o marco regulatório com a REN 482/2012 e com a REN 687/2015, que tornou o processo de conexão mais célere e favorável à operação de sistemas de energia em paralelo, a GD tem crescido com taxas superiores às projeções previstas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2018).

2.4 Revisão Bibliográfica

Diversos trabalhos têm sido realizados para aproveitar ao máximo a inserção de geradores distribuídos. Ao realizar uma pesquisa com os termos "*dg placement*" no Scopus, base de dados de periódicos acadêmicos, veja a Figura 6, observa-se um aumento na produção de pesquisas sobre o tema ao longo das duas últimas décadas.

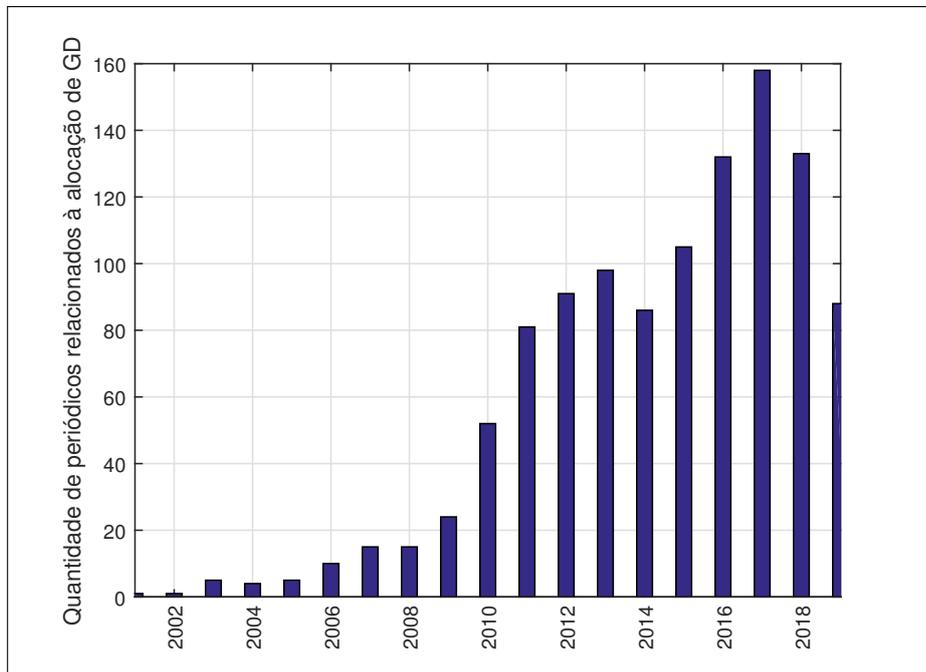
A viabilidade técnica crescente da GD associada à redução de custos de instalação têm impulsionado o número de publicações relacionadas. Trata-se de um tema de grande interesse e que permite a exploração considerando vários cenários.

Um dos primeiros trabalhos que considerou a alocação de geração distribuída é o trabalho de Rau e Wan (1994), a partir de um método clássico de segunda ordem buscou-se identificar o dimensionamento (*sizing*) em nós selecionados. As simulações foram realizadas em um sistema de seis barras com o método proposto convergindo mais rápido para o mínimo global que o método de gradiente reduzido generalizado.

O trabalho de Acharya *et al.* (2006) propôs um algoritmo para solucionar de forma separada os problemas de *siting* e *sizing* com o intuito de reduzir as perdas em redes de sub-

² Prossumidor é um neologismo que provém da junção de produtor + consumidor ou profissional + consumidor.

Figura 6 – Publicações que consideram a alocação de geradores distribuídos



Fonte: Adaptado de Scopus

transmissão e distribuição primária, através dos sistemas de teste de 30, 33 e 69 barras. Esse trabalho também mostrou que a utilização de índices de sensibilidade para a seleção não garantiu escolhas melhores para o algoritmo proposto.

O trabalho de Rao *et al.* (2012) apresenta um método para resolver o problema de reconfiguração na presença de geração distribuída com o objetivo de minimizar as perdas de potência ativa e melhorar o perfil de tensão no sistema de distribuição. Uma meta-heurística é usada para reconfigurar e identificar simultaneamente os locais ideais para a instalação de unidades GD em uma rede de distribuição. Além disso, utiliza-se análise de sensibilidade para identificar locais ideais para instalação de unidades GD. As restrições de tensão e capacidade de carga da corrente de ramificação são incluídas na avaliação da função-objetivo. O método foi testado em sistemas de distribuição radial de 33 e 69 barras em três diferentes níveis de carga para demonstrar o desempenho e a eficácia do método proposto.

O trabalho de Aman *et al.* (2012) propõe um algoritmo para posicionamento e dimensionamento de GD em sistemas de distribuição baseados em um índice de estabilidade de potência. Uma abordagem analítica é adotada para visualizar o impacto do GD nas perdas do sistema, perfil de tensão e estabilidade de tensão. O algoritmo proposto é testado em três redes de distribuição radial de 12 barras, 12 barras modificado e 69 barras.

Em Farhat (2013) utilizou-se um algoritmo de colônia de formigas para inserir de

forma otimizada em relação às perdas técnicas, unidades de geração distribuída considerando a posição e o dimensionamento. O algoritmo apresentado foi aplicado no sistema de 69 barras.

Em Kansal *et al.* (2013), os autores consideraram o dimensionamento ótimo de diferentes tipos de GDs para minimizar as perdas de energia ativa a partir da avaliação do fator de potência ótimo para fornecimento de energia ativa e reativa. O problema de posicionamento também foi considerado, com os diferentes tipos de GDs fornecendo energia em diferentes barramentos. O PSO (do inglês *Particle Swarm Optimization*, ou otimização por enxame de partículas) foi a técnica utilizada para resolver o problema de alocação ótima. Os resultados obtidos foram comparados com métodos analíticos, e métodos baseados em algoritmo de colônia de abelhas artificiais e algoritmos genéticos.

O trabalho de Mohammedi *et al.* (2013) descreve uma abordagem de otimização multiobjetivo para determinar o posicionamento e o dimensionamento de unidades de geração distribuída em sistemas de distribuição radial. Os principais objetivos são minimizar a perda de potência ativa e aumentar a estabilidade da tensão. O NSGA-II é usado para obter o conjunto de soluções ótimas de Pareto, um conjunto numeroso de soluções não-dominadas. Para o compromisso de solução final, utiliza-se a composição max-min para seleção. Uma análise de desempenho detalhada é aplicada nos sistemas de 12, 33, 69 e 85 barras para ilustrar a eficácia do método proposto.

O trabalho de Zamani (2015) associa o NSGA-II e o MATPOWER para a alocação ótima com as perdas técnicas e o custo de instalação como objetivos, escolhendo como solução final um indivíduo intermediário na fronteira de Pareto. Os resultados foram validados em sistemas de subtransmissão de 14, 118 e 300 barras, considerando a alocação de dois geradores.

Em Murty e Kumar (2015), a sensibilidade de índices para perdas de potência e estabilidade de tensão é utilizada para alocação em redes de distribuição radial. A alocação ótima de GD baseada nos métodos de sensibilidade para os índices propostos é validada nos sistemas de teste IEEE de 12 barras, 12 barras modificado, 69 barras e 85 barras.

Prakash e Lakshminarayana (2016) propõem uma solução baseada em algoritmo de morcegos para a localização e dimensionamento de GD com dois objetivos, minimizar as perdas e maximizar o índice de estabilidade de tensão. O problema de *sizing* considera duas variações, a injeção de potência exclusivamente ativa e a injeção de potência ativa e reativa. Nesses dois casos, uma unidade ou múltiplas unidades são inseridas com os impactos sendo observados no sistema de 69 barras. Para verificar a eficiência do método proposto, é feita uma

comparação com o PSO. Os resultados da simulação revelaram que o algoritmo de morcegos proposto apresentou melhores resultados que o PSO em termos de otimização dos objetivos.

Aman *et al.* (2016) apresentam um algoritmo discreto de colônia artificial de abelhas para o posicionamento simultâneo de GD e chaveamento com o intuito de maximizar a capacidade de carregamento do sistema. O algoritmo proposto é testado em sistemas de teste de distribuição radial de 16, 33 e 69 barras. Os resultados obtidos para o posicionamento ótimo de GD e chaveamento foram melhores resultados que outros trabalhos que resolviam esses problemas separadamente.

Nawaz *et al.* (2016) propõe uma formulação matemática para posicionamento ótimo de GD. O trabalho também considera os geradores distribuídos do tipo I (potência ativa) e tipo II (potência reativa). Os resultados da técnica proposta são validados no sistema de distribuição de 69 barras. O nível de penetração de GD também é considerado em uma faixa de 0 a 50% da carga total do sistema.

O trabalho de Raut e Mishra (2019) propõe dois métodos de solução, o primeiro é uma adaptação do PSO, e o segundo é uma versão com elitismo do método anterior, para resolver simultaneamente o problema de reconfiguração e alocação de GD. Os objetivos usados nessa abordagem são a redução das perdas técnicas e o aumento da capacidade de carga. A solução apresentada é implementada para o sistema de 33 e 69 barras e considera quatro cenários diferentes que modelam o efeito do perfil (residencial, comercial ou industrial) e crescimento de carga.

De forma similar, o trabalho de Abul'Wafa (2019) considera dois problemas, a alocação de geração distribuída e a inserção de condensadores síncronos. Utiliza-se o algoritmo de otimização de formigas-leão para otimização de um modelo multiobjetivo que considera as perdas ativas, reativas e o perfil de tensão. O sistema de 118 barras foi utilizado para testes.

Já o trabalho de Ali *et al.* (2019) propõe o posicionamento e dimensionamento ótimos considerando a GD por tipos: eólica e fotovoltaica. Utiliza-se um método intitulado NSGA-III com algumas alterações no operador de seleção em relação ao NSGA-II. Para compromisso de solução ótima a composição max-min é aplicada. A validação é feita ao comparar os resultados alcançados pelo método proposto no sistema de 118 barras com a otimização multiobjetivo via algoritmo de libélulas.

O estado da arte considera o problema de alocação ótima em conjunto com outros problemas como reconfiguração, inserção de geradores síncronos ou capacitores. Além disso,

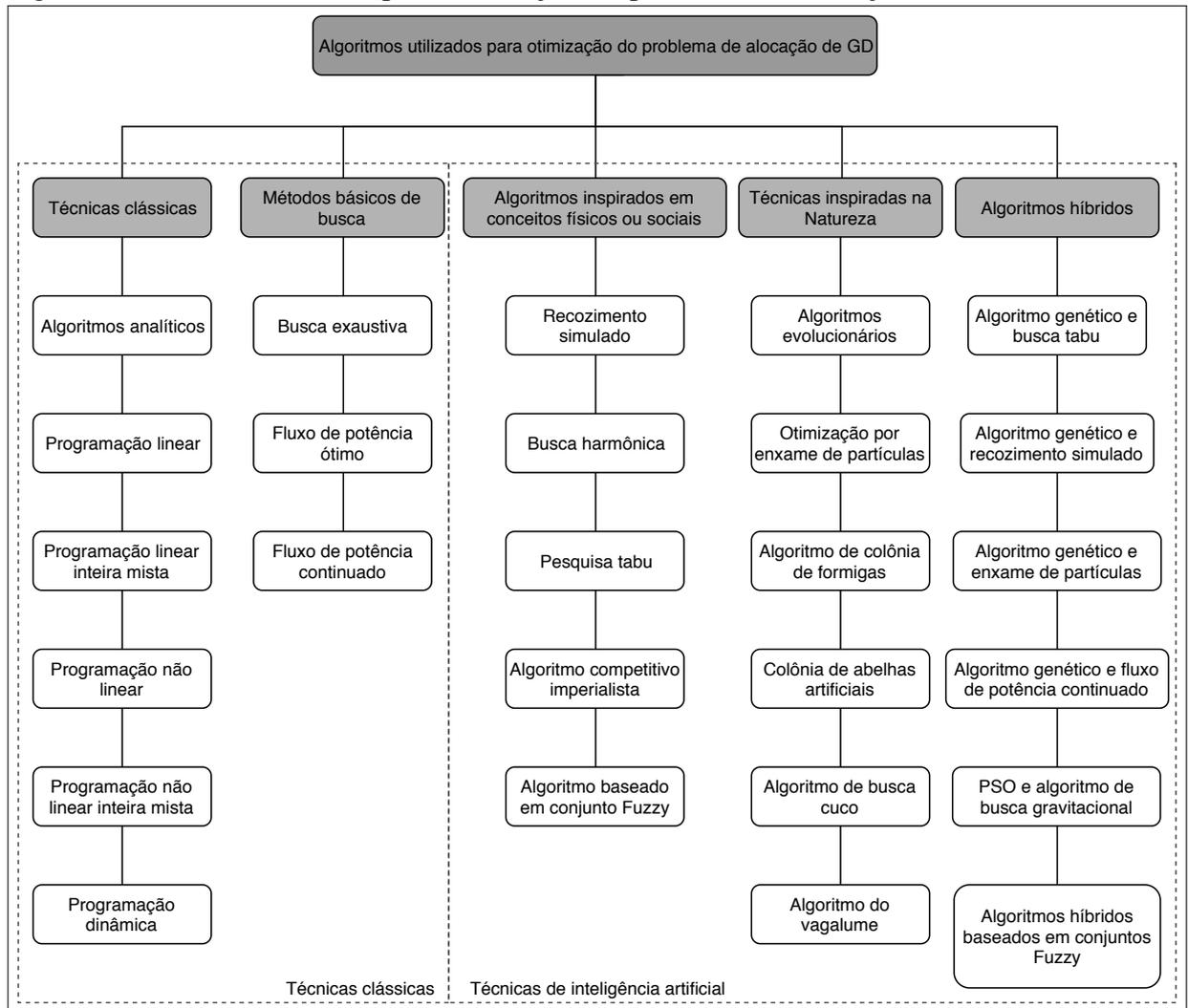
observa-se uma hibridização, ou seja, a combinação de técnicas. Por último, há certa liberdade para os pesquisadores modelarem objetivos e restrições e assim explorarem novos cenários.

Nas três subseções a seguir as técnicas, os objetivos e as restrições mais utilizados na literatura são apresentados.

2.4.1 Técnicas Utilizadas na Literatura

Na Figura 7 é possível visualizar a diversidade de técnicas utilizadas. Listando referências mais atuais, verifica-se uma preferência por técnicas de inteligência computacional em relação a métodos tradicionais.

Figura 7 – Técnicas utilizadas para otimização em problemas de alocação de GD



Fonte: Adaptado de HA *et al.* (2017)

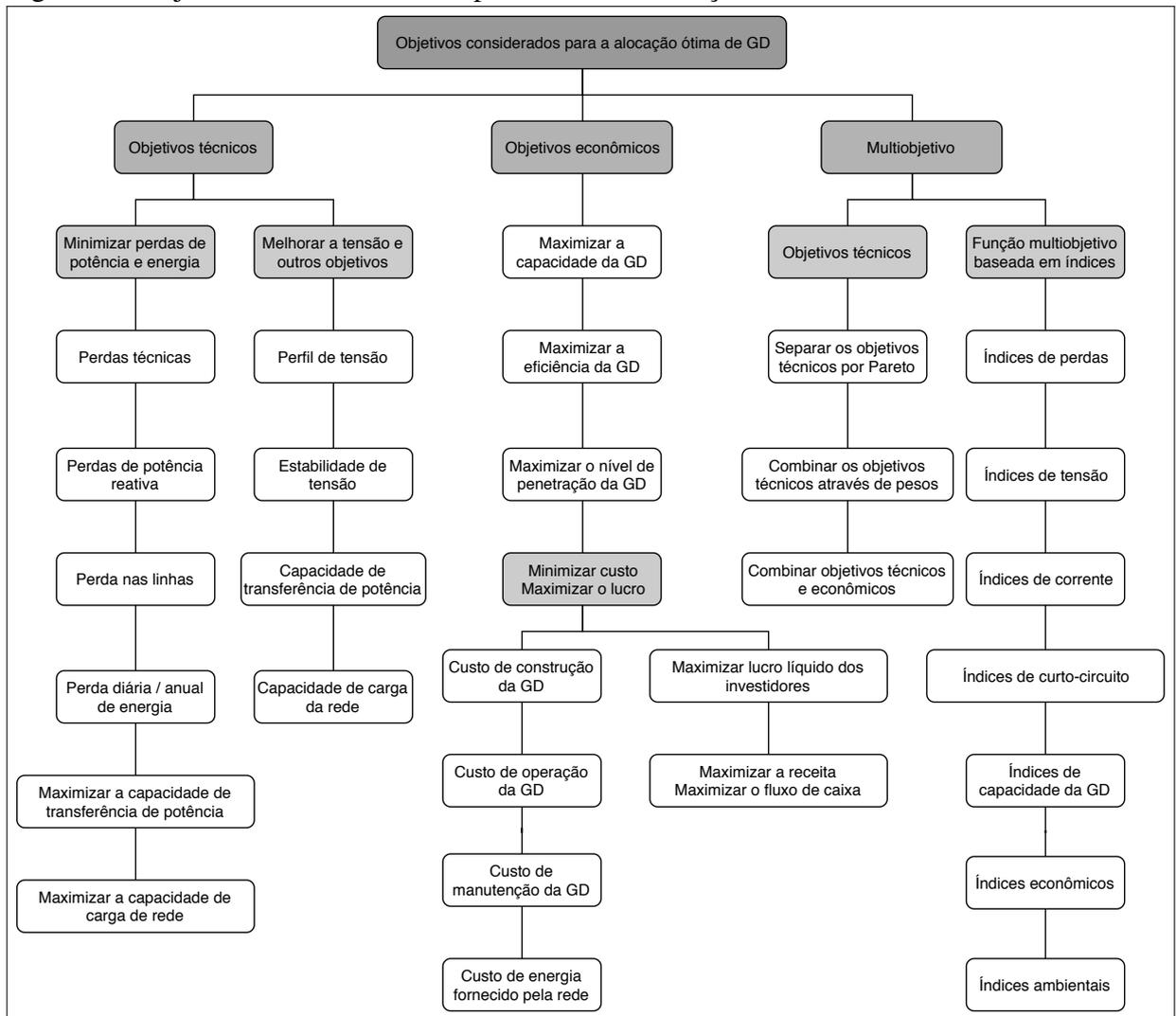
A hibridização de técnicas inteligentes ou até mesmo a combinação com métodos clássicos também é uma escolha que tem ganhado destaque no que concerne o problema de

alocação de GD.

2.4.2 *Objetivos Adotados na Literatura*

Através da Figura 8, é possível observar a diversidade de objetivos adotados no problema de inserção. Praticamente todos os trabalhos consideram a redução das perdas técnicas como objetivo. Embora avaliar as perdas de potência ativa seja a principal métrica para a performance de uma rede, a sua minimização não deve ser o único objetivo técnico considerado.

Figura 8 – Objetivos considerados em problemas de alocação de GD



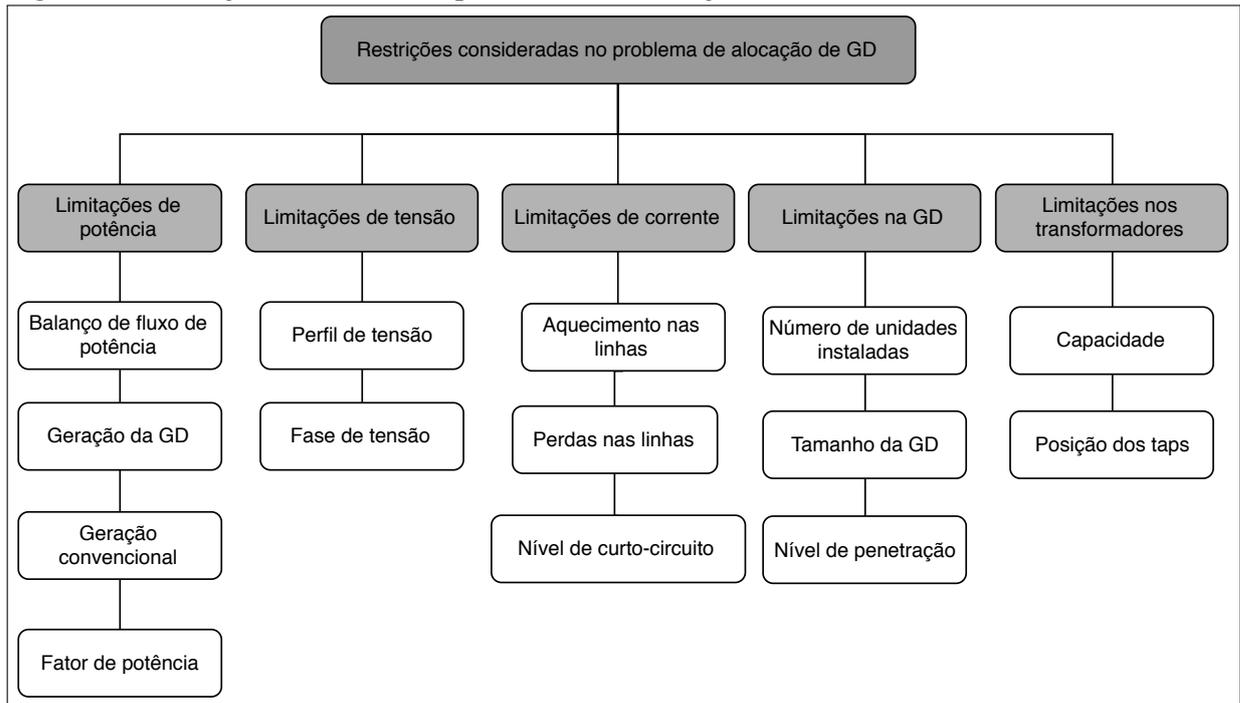
Fonte: Adaptado de HA *et al.* (2017)

Abordar o problema de inserção de GD considerando vários objetivos torna o modelo mais realista e, caso resultados promissores sejam alcançados em relação a outros trabalhos, as contribuições são mais significativas.

2.4.3 Restrições Utilizadas na Literatura

As restrições são importantes por adequarem o problema que se deseja resolver aos recursos disponíveis. Na Figura 9 são ilustradas as restrições adotadas em problemas de alocação na literatura.

Figura 9 – Restrições adotadas em problemas de alocação de GD



Fonte: Adaptado de HA *et al.* (2017)

Em relação às limitações apresentadas, algumas impactam diretamente na solução, como as limitações na GD. Outras restringem a operação do sistema, como as limitações de potência, tensão e corrente.

2.5 Resumo do Capítulo

O presente capítulo discutiu na Seção 2.2, as vantagens e desvantagens da aplicação de Geração Distribuída. A revisão literária realizada foi apresentada na Seção 2.4 e serviu de base para a construção do modelo proposto no Capítulo 3.

3 MODELO MULTIOBJETIVO

Este capítulo detalha a construção do modelo multiobjetivo proposto. Inicialmente, a presença da geração distribuída no sistema de distribuição é discutida e a modelagem adotada a cerca é comentada (Seção 3.1). Em seguida, as três funções a serem minimizadas são apresentadas e discutidas (Seção 3.2). Além disso, outras características importantes utilizadas como critério na seleção são apresentadas como a capacidade de transferência disponível e o fluxo de caixa (Seção 3.3). Em seguida, as restrições que as soluções devem respeitar no problema são listadas em categorias (Seção 3.4). São expostas também, as informações adotadas na representação (Seção 3.5). Por fim, é apresentado o modelo de otimização completo (Seção 3.6).

3.1 Geração Distribuída e o Sistema de Distribuição

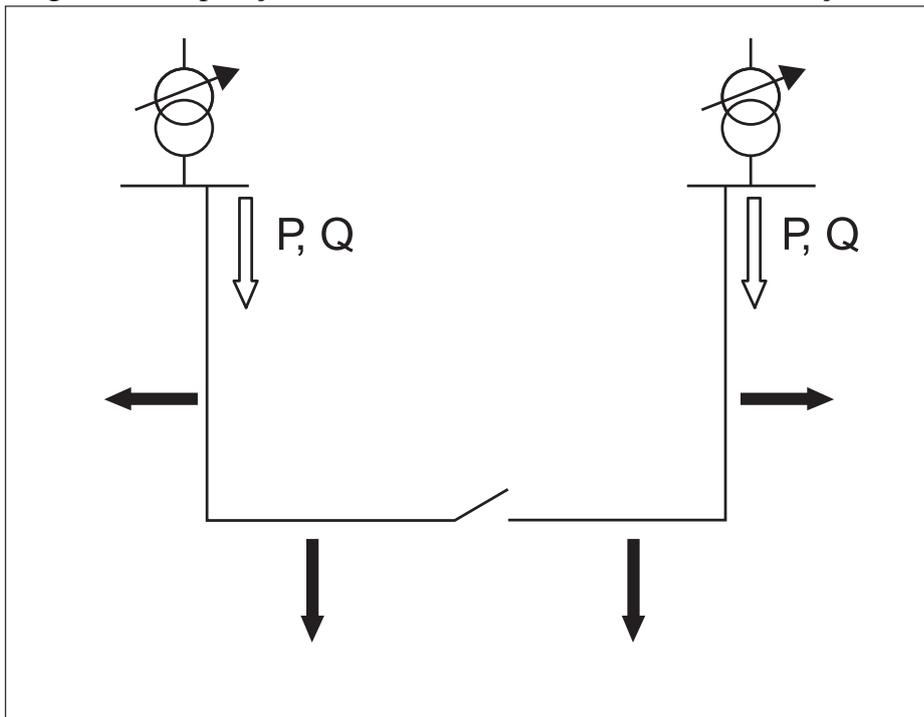
Como apresentado no Capítulo 2, tradicionalmente, os sistemas de distribuição foram projetados para receber o fluxo de potência dos sistemas de transmissão e distribuí-lo às unidades consumidoras. Portanto, tanto a potência ativa (P) como a potência reativa (Q) são transferidas de sistemas com níveis de tensão maiores até sistemas com níveis menores. Essa característica é mostrada na Figura 10.

Mesmo em sistemas de distribuição interconectados, quando o fluxo de potência é unidirecional, o comportamento das redes é bem entendido e a operação relativamente estável. A geração centralizada fornece energia elétrica, mas também serviços auxiliares, como controle de tensão e frequência, essenciais para a operação e estabilidade do sistema de energia.

No entanto, com o nível de penetração de geração distribuída cada vez maior, em alguns momentos o fluxo de potência é reverso e os sistemas de distribuição não atuam apenas como circuitos passivos. As tensões e correntes nas barras passam a não serem mais determinadas apenas pelas cargas. Isso é mostrado esquematicamente na Figura 11.

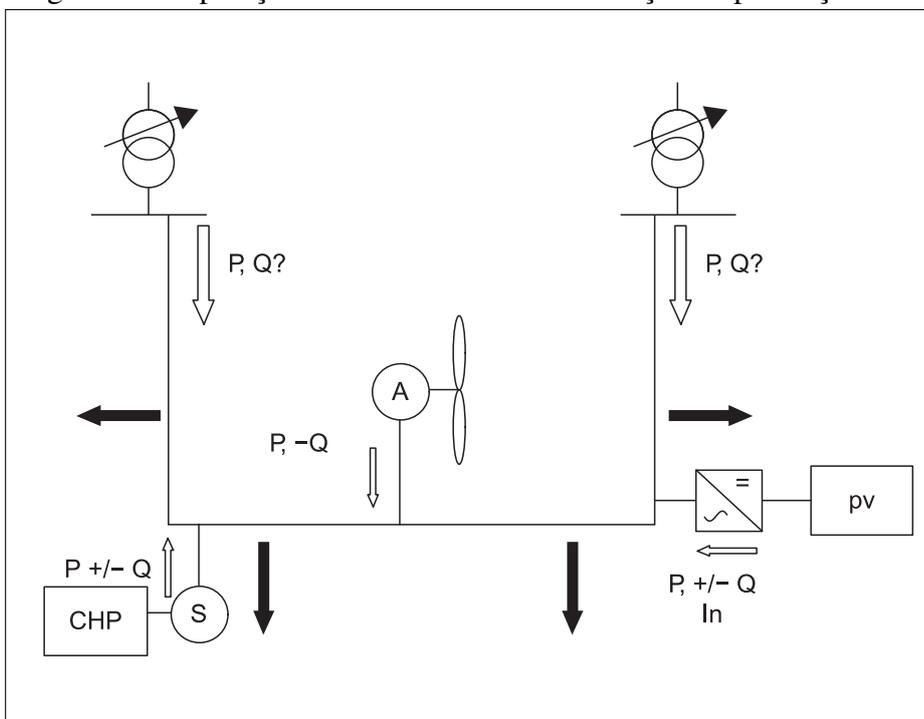
Na Figura 11, a cogeração (CHP) com o gerador síncrono (S) injeta energia ativa na rede quando a demanda das carga é inferior à saída gerada, além disso pode absorver ou não potência, dependendo do estado de excitação do gerador. A turbina eólica de velocidade fixa injeta energia ativa, mas absorve reativos para alimentar o seu gerador de indução assíncrono (A) que requer uma fonte de potência reativa para operar. O conversor do sistema fotovoltaico (pv) permite a injeção de ativos com um fator de potência constante, mas certamente introduz

Figura 10 – Operação convencional de um sistema de distribuição



Fonte: (WEEDY *et al.*, 2012)

Figura 11 – Operação de um sistema de distribuição na presença GD



Fonte: (WEEDY *et al.*, 2012)

correntes harmônicas I_n .

À medida que seu uso aumenta, a geração distribuída precisará fornecer os serviços auxiliares necessários para manter o sistema de energia funcionando com menos geradores centrais em operação. A mudança causada nos fluxos de energia real e reativa pela geração

distribuída tem implicações técnicas e econômicas importantes para o sistema de energia.

Nesse trabalho foi dada maior atenção às questões técnicas de conexão de geradores e a operação estável do sistema de distribuição sob o menor custo de instalação, operação e manutenção.

A abordagem adotada garante que a geração distribuída melhore a qualidade do perfil de tensão e reduza as perdas técnicas. Para simplificar o problema, a geração distribuída não é discriminada por tipos e os geradores inseridos são modelados como cargas negativas constantes. O presente trabalho propõe inserir e dimensionar adequadamente geradores com injeção constante partindo do pressuposto de que o sistema de distribuição é capaz de gerenciar esses recursos efetivamente.

3.2 Funções-Objetivo

As funções-objetivo, também conhecidas como funções de avaliação, são de extrema importância por estabelecerem uma conexão entre um problema do mundo real e um modelo proposto para solução. Dessa forma, esta seção apresenta as três funções que avaliam a qualidade das unidades de GD inseridas como solução do problema. Duas funções de natureza técnica, minimizar as perdas ativas e melhorar o perfil de tensão, são confrontados por uma terceira função de natureza econômica que é reduzir o custo de implementação, manutenção e operação (O&M).

Antes de avaliar as funções-objetivo é preciso determinar o estado de operação do sistema que consiste em determinar as tensões e ângulos de todas as barras, os fluxos de potência ativa e reativa através de todos os ramos da rede e as potências ativas e reativas geradas, consumidas e perdidas nos diversos elementos da rede (ANEEL, 2016).

3.2.1 Redução das Perdas Técnicas

Reduzir as perdas de potência ativa é o principal impacto desejado com a inserção de GD. Como descrito no Capítulo 2, esse é o objetivo mais adotado em trabalhos do gênero na literatura. Essa função-objetivo é representada conforme Equação (3.1):

$$\min f_1(\bar{X}) = \sum_{i=1}^{N_r} \left| \frac{v_f}{\tau e^{j\theta_{shift}}} - v_t \right|^2. \quad (3.1)$$

Por inspeção, as perdas em um ramo dependem de fatores como a resistência r_s e a reatância x_s da linha, parâmetros de transformação como a relação de tap τ e o ângulo de deslocamento de fase θ_{shift} , além da tensão v_f e v_t nas barras f e t localizadas na extremidade da linha.

As perdas no sistema f_1 representam o somatório das perdas em todas as linhas e são calculadas com auxílio do MATPOWER, ferramenta responsável pelo cálculo do fluxo de potência via Newton-Raphson, a partir da função `get_losses()`.

3.2.2 Reduzir o Custo de Instalação e O&M

O objetivo econômico desejado é a redução do custo da inserção de GD. Baseado na modelagem econômica presente em Buayai *et al.* (2012), o custo de investimento total de um gerador distribuído k é proporcional ao produto do custo unitário UC_k pela injeção máxima de potência $C_{k,\max}^{GD}$.

$$\min f_2(\bar{X}) = \sum_{k=1}^{N_{GD}} \left(AF_i \cdot UC_k \cdot C_{k,\max}^{GD} \right). \quad (3.2)$$

O custo total do empreendimento é transformado em custo anualizado f_2 , Equação (3.2), a partir de um fator anualizado AF_i como mostra a Equação (3.3):

$$AF_i = \frac{(i/100)(1+i/100)^T}{(1+i/100)^T - 1}. \quad (3.3)$$

O termo AF_i é responsável por transformar o custo do empreendimento em custo anual baseado em determinada taxa de juros i e período de financiamento T . A taxa adotada é igual a 6,5% ao ano e um horizonte de estudo de 20 anos foram escolhidos, respectivamente, para i e T .

Embora, segundo o Módulo 8 do PRODIST, o horizonte de estudos para planejamento de longo prazo seja de 10 anos, optou-se por trabalhar com o tempo de vida médio de equipamentos de GD, por exemplo, painéis fotovoltaicos e turbinas (BANSAL, 2017). É importante ressaltar, também, que o custo de operação e manutenção (O&M) é assumido como igual a 1% do custo total assim como em Zamani (2015).

O parâmetro UC_k tem diminuído com o tempo (BANSAL, 2017), além de variar com o tipo de GD e local (regulamentação e tecnologia existente no país). Na Tabela 1 é exibido o custo unitário e o fator de capacidade de usinas renováveis - solar fotovoltaica (UFV), eólica (EOL) e pequenas centrais hidrelétricas (PCH).

Tabela 1 – Custo de instalação e fator de capacidade por tipo de geração distribuída

Tipo de GD	UC_k - Custo Unitário (R\$/kW)	f_c - Fator de Capacidade
UFV	4.600	0,2
EOL	4.000	0,4
PCH	4.000	0,6

Fonte: (ZANIN, 2018).

Por se tratar de um modelo geral até a escolha das barras candidatas à alocação e da injeção de potência dos geradores, e assim não associar custo e produção ao tipo de GD. Definiu-se um valor genérico para UC_k igual a 4.546 R\$/kW. Esse valor foi obtido a partir dos valores da Tabela 1, considerando a média e desvio padrão, $UC_k^{mean} + \sigma$. Essa escolha apresentou pouca diferença aos valores adotados em outros trabalhos como Botelho (2018), Buayai *et al.* (2012) e Bansal (2017). Para a comparação, a taxa de câmbio utilizada foi US\$ 1 igual a R\$ 3,92.

3.2.3 Melhorar o Perfil de Tensão

O segundo impacto técnico desejado com a inserção de geração distribuída é a melhora do perfil de tensão dos sistemas estudados. Essa característica é modelada minimizando o somatório dos desvios de tensão entre a j -ésima barra V_j e um valor de referência respectivo V_j^{ref} , conforme a Equação (3.4):

$$\min f_3(\bar{X}) = \sum_{j=1}^{N_b} \left(\frac{V_j^{ref} - V_j}{V_j^{ref}} \right)^2. \quad (3.4)$$

Considerando $V_j^{ref} = 1,0$ p.u., com a redução de f_3 , espera-se mitigar afundamentos de tensão em barras críticas e que, de forma geral, o sistema apresente um perfil de tensão mais homogêneo.

3.3 Outros Fatores Importantes para a Alocação

Para adicionar robustez ao modelo, outros fatores foram incorporados aos três objetivos adotados. Esses fatores foram utilizados como critérios de desempate após a seleção, ou seja, quando duas ou mais escolhas apresentam objetivos com qualidade similar. Dessa forma, o empreendedor ou concessionária podem decidir considerando outras informações como a solução com maior fluxo de caixa ou a com maior capacidade de transferência disponível.

O primeiro critério utilizado para decisão é a capacidade de transferência disponível em uma rede (CTD). O crescimento desse fator é uma condição importante no que diz respeito à expansão do setor elétrico. A descentralização possibilita o atendimento de mais consumidores sem aumentar a geração na subestação. Essa característica é definida pela Equação (3.5):

$$CTD = \sum_{i=1}^n (S_{base} - S_{i-j}), \quad (3.5)$$

onde S_{i-j} é o fluxo de potência aparente da i -ésima barra até a j -ésima barra.

P_{i-j} e Q_{i-j} correspondem ao fluxo de potência ativa e reativa da i -ésima barra até a j -ésima barra, respectivamente:

$$S_{i-j} = \sqrt{P_{i-j}^2 + Q_{i-j}^2}. \quad (3.6)$$

S_{base} representa a capacidade de transferência total, e é igual a S_{1-2} em um cenário sem a presença de geradores distribuídos.

$$S_{base} = \sqrt{S_{1-2}^2}. \quad (3.7)$$

Outra consideração importante é a receita R proporcionada ao longo dos anos T . De forma simplificada, através da Equação (3.8), a venda de energia da GD é adaptada de Zanin (2018) como:

$$R = 8760T \cdot t_r \sum (f_c \cdot C_{k,\max}^{GD}), \quad (3.8)$$

onde f_c é o fator de capacidade e t_r é um parâmetro tarifário considerado constante.

Dessa forma, o fluxo de caixa anual FC , Equação (3.9), é definido como a diferença entre a receita anual, Equação (3.8) adaptada, e o custo anualizado, Equação (3.2):

$$FC = 8760 \cdot t_r \sum (f_c \cdot C_{k,\max}^{GD}) - \sum_{k=1}^{N_{GD}} (AF_i \cdot UC_k \cdot C_{k,\max}^{GD}). \quad (3.9)$$

Nessa etapa, o tipo de GD deve ser considerado, principalmente devido ao fator de capacidade f_c associado. Para melhores resultados, a complementariedade entre as fontes renováveis deve ser priorizada, porém estudos locais de viabilidade técnica e socioambiental são exigidos, comuns apenas em modelos mais específicos.

3.4 Restrições

As restrições de igualdade e de desigualdade, assim como as funções de avaliação em problemas de otimização, são extremamente importantes por estabelecerem factibilidade às

soluções a partir de certos critérios. As restrições adotadas aqui são categorizadas em limitações de potência, tensão e projeto.

3.4.1 Limitações de Potência

A geração total $P_G + jQ_G$, isto é, geração centralizada e geração distribuída a ser incluída, deve ser igual a soma das perdas P_D e Q_D com a demanda das cargas $P_L + jQ_L$. Essa restrição (de igualdade) conhecida como balanço de potência ativa e reativa é representada pelas Equações (3.10) e (3.11):

$$\sum_{i=1}^{N_b} P_G = P_L + \sum P_D, \quad (3.10)$$

$$\sum_{i=1}^{N_b} Q_G = Q_L + \sum Q_D. \quad (3.11)$$

3.4.2 Limitações de Tensão

Os sistemas elétricos de potência devem manter a tensão em suas barras dentro de limites regulatórios, próximos ao valor de referência. Segundo o Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST, ANEEL (2018b), em sistemas com tensão de referência superior a 1 kV e inferior a 69 kV, o limite inferior de tensão V_{min} é igual a 93% e o limite superior V_{max} é igual a 105% da tensão nominal V_{ref} :

$$\underbrace{0,93V_{ref}}_{V_{min}} \leq V_n \leq \underbrace{1,05V_{ref}}_{V_{max}}. \quad (3.12)$$

3.4.3 Limitações de Projeto

As restrições de projeto limitam a quantidade de unidades inseridas, a injeção máxima de potência por alocação e o nível de penetração de GD no sistema, Equações (3.13), (3.14) e (3.16), respectivamente:

$$N_{GD} \leq N_{GD}^{\max}. \quad (3.13)$$

O número de unidades inseridas N_{GD} é limitado pelo número máximo de alocações permitido N_{GD}^{\max} que é um dos principais gargalos em problemas de posicionamento ótimo de geradores distribuídos para algoritmos de busca exaustiva. Além disso, esse parâmetro tende

a aumentar a medida que sistemas maiores são considerados. Dessa forma, entre os sistemas escolhidos, para o de menor porte, adotou-se $N_{GD}^{\max} = 3$, esse valor foi aumentado em uma unidade entre os sistemas, até $N_{GD}^{\max} = 6$ para o sistema de 141 barras.

Considerando a Resolução Normativa nº 687/2015, ANEEL (2015), a potência instalada Tam_{GD} será menor ou igual que a potência instalada máxima permitida por alocação Tam_{GD}^{\max} cujo valor adotado é 5 MW.

$$Tam_{GD} \leq Tam_{GD}^{\max}. \quad (3.14)$$

O nível de penetração IP indica a participação da geração distribuída em um sistema e é definido na Equação (3.15), assim como em Donnelly *et al.* (1996):

$$IP = \frac{P_{GD}}{P_{GD} + P_{GC}} \times 100[\%], \quad (3.15)$$

onde P_{GD} representa a potência via geração distribuída e P_{GC} representa a potência via geração centralizada. O índice de penetração máximo IP_{\max} adotado é igual a 100%:

$$IP \leq IP_{\max}. \quad (3.16)$$

Ao não determinar limites inferiores para o número de alocações e tamanho da GD, as restrições de projeto possibilitam que uma solução sem nenhuma alocação seja factível e inclusive não-dominada (presente na Fronteira de Pareto cujo conceito é definido na Seção 4.3).

Isso reforça a importância de associar às soluções informações como a capacidade de transferência disponível CTD, a receita R e o fluxo de caixa FC , Equações (3.5), (3.8) e (3.9) para cada indivíduo da fronteira de Pareto.

3.5 Premissas

Algumas premissas foram incluídas no modelo proposto considerando: práticas comuns e simplificações como os itens 1, 2 e 5; sugestões de modelagem como o item 3 (ZIMMERMAN *et al.*, 2010) e o Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição do PRODIST como os itens 4, 6 e 7 (ANEEL, 2016):

1. Todas as barras, exceto a barra 1 (*slack bus*), são candidatas à alocação de GD;
2. Um barramento não pode receber mais de uma alocação;
3. Geradores distribuídos são modelados como cargas negativas constantes;
4. A carga dos sistemas é considerada PQ constante;

5. A carga dos sistemas não varia ao longo do horizonte de estudo;
6. Todas as barras, exceto a barra 1, são rotuladas com um perfil de carga: industrial, comercial e residencial;
7. Todos os sistemas apresentam, conforme a Tabela 2, três versões de patamares de carga: leve, média e pesada.

Tabela 2 – Coeficientes atribuídos aos patamares de carga considerando o perfil de carga das barras

Patamar de carga	Perfil de carga	Coeficiente de carga
Leve	Residencial	0,4
	Comercial	0,4
	Industrial	1,0
Média	Residencial	1,0
	Comercial	1,0
	Industrial	1,0
Pesada	Residencial	1,4
	Comercial	0,7
	Industrial	0,7

Fonte: (CCEE, 2018) com os coeficientes escolhidos pelo autor.

Nota: Antes, apenas 3h por dia eram definidas como patamar de carga pesada. A partir de 2019, até 12 horas diárias poderão ser categorizadas com esse patamar para planejamento e operação.

O patamar de carga média apresenta o carregamento padrão (*default*), ou seja, sem alterações. Ao considerar outros patamares, simplesmente cria-se novas versões para cada sistema. Para o patamar de carga pesada, por exemplo, a carga das barras com perfil residencial foi aumentada em 40%, enquanto a carga das outras barras foi reduzida em 30%.

De forma similar, obedecendo os coeficientes de carga na Tabela 2, para o patamar de carga leve a carga das barras de perfil residencial e comercial foi reduzida em 60%, enquanto a carga das barras industriais não sofreu alterações.

3.6 Modelo Multiobjetivo Completo

Segue então o modelo completo contendo o conjunto de objetivos a serem minimizados, equações e inequações que devem ser obedecidas e representam as restrições, e fatores de

decisão a serem maximizados que flexibilizam o processo de escolha.

$$\min \left\{ \begin{array}{l} f_1(\bar{X}) = \sum_{i=1}^{N_r} \left| \frac{v_f}{\tau e^{j\theta_{shift}} r_s - jx_s} - v_t \right|^2 \quad (3.1) \\ f_2(\bar{X}) = \sum_{k=1}^{N_{GD}} (AF_i \cdot UC_k \cdot C_{k,max}^{GD}) \quad (3.2) \\ f_3(\bar{X}) = \sum_{j=1}^{N_b} \left(\frac{V_j^{ref} - V_j}{V_j^{ref}} \right)^2 \quad (3.4) \end{array} \right. \quad s.t. \left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{N_b} P_G = P_L + \sum P_D \quad (3.10) \\ \sum_{i=1}^{N_b} Q_G = Q_L + \sum Q_D \quad (3.11) \\ 0,93V_{ref} \leq V_n \leq 1,05V_{ref} \quad (3.12) \\ N_{GD} \leq N_{GD}^{max} \quad (3.13) \\ Tam_{GD} \leq Tam_{GD}^{max} \quad (3.14) \\ IP \leq IP_{max} \quad (3.16) \end{array} \right.$$

$$\max \left\{ \begin{array}{l} CTD = \sum_{i=1}^n (S_{base} - S_{i-j}) \quad (3.5) \\ FC = 8760 \cdot t_r \sum (f_c \cdot C_{k,max}^{GD}) - \sum_{k=1}^{N_{GD}} (AF_i \cdot UC_k \cdot C_{k,max}^{GD}) \quad (3.9). \end{array} \right.$$

3.7 Resumo do Capítulo

O presente capítulo detalha o modelo utilizado para representação do problema de alocação de geradores distribuídos. As principais dificuldades encontradas foram o grande espaço de busca, a natureza conflitante das funções (Seção 3.2) e a quantidade de soluções factíveis. A existência dessas dificuldades justifica as técnicas adotadas no Capítulo 4.

4 ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO DO MODELO

Neste capítulo, a estratégia implementada para otimização do modelo é apresentada. O método de busca e a técnica integrada à busca para compromisso final de escolha são mostrados. Detalhes a cerca da implementação do NSGA-II e da composição max-min, método de busca e técnica de escolha, respectivamente, são reforçados a partir de trechos de códigos e fluxogramas.

A Tabela 3 apresenta dois cenários, exemplificando no cenário com GD, as características de uma solução obtida para alocação de geradores distribuídos no sistema de 33 barras e 37 ramos de Baran e Wu (1989).

Tabela 3 – Cenários pré-alocação e pós-alocação para o sistema de 33 barras com f_1 indicando as perdas em MW, f_2 representando o custo anualizado da inserção em milhões de R\$ e f_3 o desvio de tensão

Cenário	<i>Siting</i>	<i>Sizing</i>	f_1	f_2	f_3	$V_{min} \leq V_n \leq V_{max}$	<i>IP</i>	CTD	FC
Sem GD	-	-	0,2027	-	0,1171	Não*	0%	136,8 MVA	-
	30	0,8683							
Com GD	25	0,3100	0,0891	0,6063	0,0443	Sim	47%	147,1 MVA	0,9922
	13	0,2914							

Fonte: o autor.

Nota: A versão padrão do sistema de 33 barras não atende aos limites regulatórios de tensão do PRODIST.

Pela solução apresentada na Tabela 3, o sistema de 33 barras receberá 3 geradores distribuídos, localizados (*siting*) na barras 13, 25 e 30 com tamanho (*sizing*) em MW igual a 0,2914, 0,3100 e 0,8683, respectivamente. Por analogia, o vetor de soluções \bar{X} para qualquer sistema possuirá $2n$ elementos onde n representa o número de alocações.

Na primeira metade do vetor, os elementos são retratados por variáveis inteiras e representam as barras que recebem a alocação (*siting*). Na segunda metade do vetor, os elementos representados por variáveis reais indicam o tamanho dos geradores (*sizing*) As seções a seguir detalham como uma solução como a apresentada na Tabela 3 é obtida.

4.1 Algoritmos Evolutivos

Os Algoritmos Evolutivos (AEs), como o próprio nome sugere, são inspirados na evolução biológica. Esses algoritmos buscam tratar estruturas de objetos abstratos, por exemplo, variáveis de um problema de otimização. Entre os AEs destacam-se a Programação Evolutiva, as Estratégias Evolutivas e os Algoritmos Genéticos.

Segundo Jong (2006), de forma unificada, os Algoritmos Evolutivos são populacio-

nais, ou seja, as soluções propostas são apresentadas em grupos, onde os indivíduos disputam recursos limitados; e dinâmicos, devido ao nascimento e morte, novos indivíduos possuem características dos seus pais, embora não necessariamente sejam idênticos. Pela utilização de operadores bioinspirados, novos indivíduos são gerados. Caso apresentem avaliação superior, a tendência é que assumam o lugar dos seus antecessores. A função de avaliação ou função-objetivo, também denominada *fitness*, determina se um elemento domina outro.

Os Algoritmos Evolutivos têm recebido cada vez mais atenção tanto da academia como da indústria. Um dos maiores gargalos para a utilização dos AEs em aplicações do mundo real é que os AEs geralmente necessitam de um grande número de avaliações em funções-objetivo até alcançarem resultados satisfatórios (JIN, 2005). No entanto, a avaliação de funções-objetivo nem sempre é direta em muitas aplicações do mundo real, às vezes uma função de adequação explícita não existe ou a avaliação é computacionalmente intratável (BRANKE, 1998).

A partir do modelo proposto no Capítulo 3, utilizou-se o NSGA-II como método de busca, essa escolha é fundamentada no fato de embora custoso, esse algoritmo ainda ser considerado o estado da arte em *benchmarking* em relação a outras técnicas de otimização para objetivos conflitantes.

4.1.1 Algoritmo Genético Elitista Baseado em Ordenamento Não-Dominado

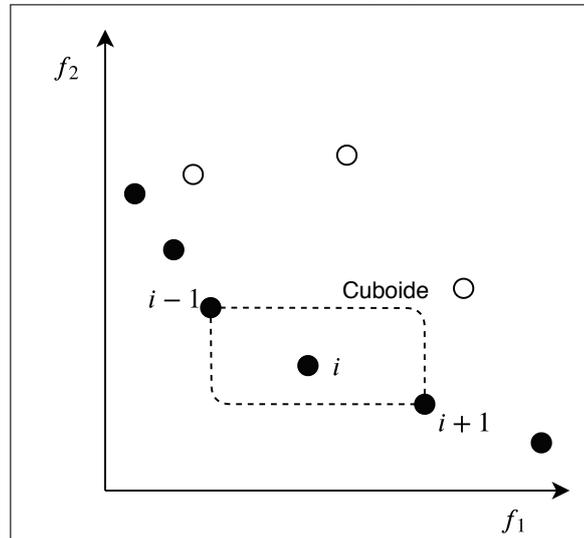
O *Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm-II* (NSGA-II) é um algoritmo evolutivo de otimização multiobjetivo baseado em Algoritmos Genéticos. Ele foi criado por Deb *et al.* (2002) para suprir as carências e críticas da versão anterior:

- alta complexidade computacional para ordenação não-dominada, a primeira versão possui uma complexidade computacional igual a $O(MN^3)$, onde M é o número de objetivos e N é o tamanho da população, enquanto o NSGA-II apresenta no pior caso $O(MN^2)$,
- ausência de elitismo que pode ocasionar em perda de boas soluções,
- necessidade de especificar um parâmetro de compartilhamento σ_{share} para garantir diversidade, na nova versão, esse parâmetro é substituído pelo cálculo de distância de agrupamento, veja a Figura 12.

Pela Figura 12, a distância de agrupamento do indivíduo i é uma medida de espaço não ocupada por outras soluções. Ao utilizar os vizinhos como vértices, a distância de agrupamento é calculada a partir do perímetro do cuboide resultante. Esse processo é realizado

para todos os indivíduos da fronteira, selecionando os indivíduos com maior valor de *crowding distance*.

Figura 12 – Distância de agrupamento

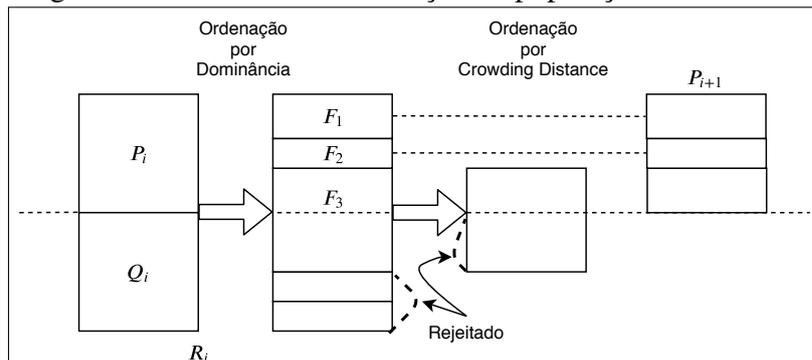


Fonte: Adaptado de Deb *et al.* (2002)

A Figura 13 resume o funcionamento do NSGA-II. Esse algoritmo constrói uma população R_i com os pais P_i e filhos Q_i . Em seguida, cria fronteiras F_1, F_2, F_3 e assim sucessivamente com os indivíduos, de acordo com o nível de não-dominância. Após essa ordenação, o conceito de elitismo é aplicado, as melhores fronteiras (F_1 e F_2) são encaminhadas para a próxima população e as soluções com a maior distância de agrupamento da fronteira F_3 são aproveitadas até completar o tamanho da população de pais da próxima geração P_{i+1} .

Por fim, as operações evolucionárias (seleção, reprodução, mutação...) são aplicadas e uma nova população de filhos é criada Q_{i+1} , ambas as populações são combinadas e o processo é repetido até que os critérios de parada sejam atendidos. O pseudocódigo do NSGA-II também é apresentado e pode ser visto no Algoritmo 1.

Figura 13 – Processo de formação de população no NSGA-II



Fonte: Adaptado de Coello *et al.* (2007).

Algoritmo 1: Pseudocódigo do NSGA-II adaptado de Coello *et al.* (2007).

Entradas: N , g e $f_k(\bar{X})$

```

1: Início
2:   Inicializa aleatoriamente a população  $P_0$  de tamanho  $N$ ;
3:   Avalia as funções-objetivo  $f_k$  dos indivíduos de  $P_0$ ;
4:   Atribui um rank para os indivíduos de  $P_0$ ;
5:   Gera a população filho  $Q_0$ ;
6:     Seleção por torneio binário;
7:     Cruzamento e mutação;
8:     Calcula os valores das funções-objetivo  $f_k$  dos indivíduos criados;
9:   for  $i = 1$  até  $g$  do
10:     $R_i = P_i + Q_i$ ;
11:    for each  $\bar{X} \in R_i$  do
12:      Atribui um rank para  $\bar{X}$ ;
13:    end for
14:    Gera as fronteiras de soluções não-dominadas ( $F_i$ ) de acordo com o rank de cada solução;
15:    Calcula o crowding distance para cada solução de  $F_i$ ;
16:    População  $P_{i+1}$  com as soluções das melhores fronteiras  $F$ ;
17:    Cria a nova geração  $Q_{i+1}$ ;
18:      Seleção por torneio binário;
19:      Cruzamento e mutação;
20:      Calcula os valores das funções-objetivo  $f_k$  dos indivíduos criados;
21:    end for
22: Fim

```

4.1.1.1 Seleção

O método de seleção simula o mecanismo de seleção natural que atua sobre as espécies biológicas, em que os pais com mais recursos perpetuam. A técnica de seleção adotada foi o torneio binário. Como o próprio nome sugere, dois indivíduos são escolhidos aleatoriamente e disputam entre si, o melhor avaliado ganha o direito de ser pai.

4.1.1.2 Crossover

O *crossover* intermediário, ou *crossover* aritmético, foi escolhido como operador de busca local. Esse operador utiliza o material genético de dois vetores-pais para produzir os

vetores-filhos a partir de uma média ponderada por a , como descrito na Equação (4.1):

$$\begin{cases} Filho_1 = a \cdot Pai_1 + |1 - a| \cdot Pai_2, \\ Filho_2 = |1 - a| \cdot Pai_1 + a \cdot Pai_2. \end{cases} \quad (4.1)$$

O *crossover* intermediário é comumente utilizado em representações não-binárias, principalmente em representações com variáveis inteiras ou reais (LINDEN, 2012). Embora o fator de ponderação a possa ser escolhido aleatoriamente entre 0 e 1 antes de cada reprodução, utilizar valores maiores que 1 permite que o material genético dos filhos não esteja limitado ao conjunto formado pelo material genéticos dos pais.

O valor de a nesse trabalho foi considerado constante e igual a 1,25, além disso para o problema de *siting* que utiliza representação inteira, é necessário realizar arredondamento após o *crossover*.

4.1.1.3 Mutação

A mutação gaussiana também conhecida como mutação normal foi adotada como operador de busca global. Esse operador é definido pelas Equações (4.2) e (4.3) assim como em Deb *et al.* (2002).

$$Filho = Pai + S * Rand * (U_b - L_b), \quad (4.2)$$

onde S determina o desvio padrão do número aleatório gerado $Rand$.

$$S = Scale * (1 - shrink * CurrGen / MaxGen). \quad (4.3)$$

É importante destacar também que conforme o progresso da otimização continua, o *shrink* diminui o intervalo de mutação. As outras variáveis U_b , L_b , $CurrGen$ e $MaxGen$ representam o limite superior, o limite inferior, a geração atual e a geração máxima, respectivamente.

4.1.2 Métricas de Performance

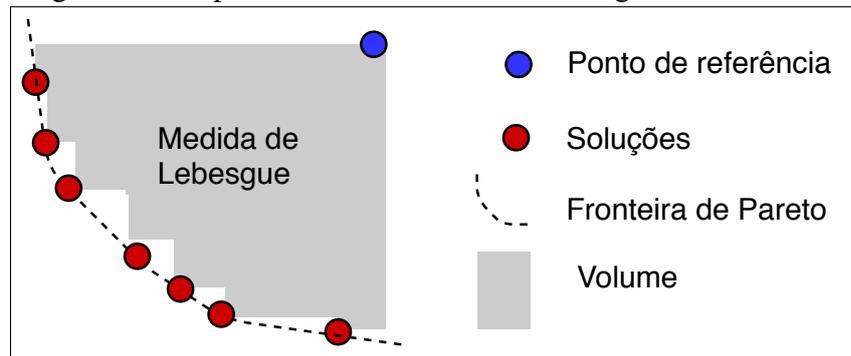
Espera-se de um algoritmo de otimização multiobjetivo duas características, primeiro, que ele apresente convergência até o conjunto Pareto ótimo, e segundo, que a fronteira obtida apresente soluções com nível satisfatório de diversidade. Para avaliar as duas características desejadas, convergência e diversidade, várias métricas de performance têm sido adotadas em

conjunto com os algoritmos multiobjetivos. Segundo Wang *et al.* (2011), essas métricas podem ser agrupadas nos três conjuntos a seguir:

- métricas que avaliam a convergência para o conjunto Pareto ótimo, por exemplo, taxa de erro e distância até um conjunto de referência;
- métricas que avaliam a diversidade entre soluções na fronteira obtida, por exemplo, espalhamento e espaçamento;
- métricas que avaliam de forma combinada a convergência e diversidade das soluções como o hipervolume.

Por mensurar a convergência e a diversidade, o hipervolume também conhecido como medida de Lebesgue HV é bastante utilizado na avaliação da performance de algoritmos multiobjetivos (WANG *et al.*, 2011). Para aplicar essa métrica, é importante definir um ponto de referência X_{ref} . O hipervolume é obtido calculando-se a área ou volume da região limitada pelas soluções na fronteira de Pareto e o ponto de referência X_{ref} como pode ser visto na Figura 14.

Figura 14 – Hipervolume ou medida de Lebesgue



Fonte: o autor.

De forma genérica, o hipervolume HV é definido pela Equação (4.4) onde a contribuição de todos os indivíduos i pertencentes à fronteira F é estimada a partir do somatório da área ou volume r_i em relação ao ponto de referência.

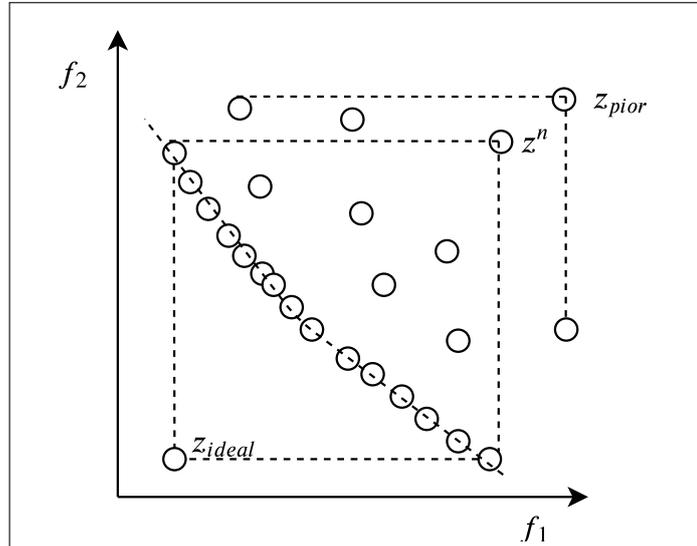
$$HV = \sum_{i \in F} r_i. \quad (4.4)$$

Dessa forma, quanto maior o valor do hipervolume obtido melhor, pois além de indicar um maior espalhamento, ele indica também que houve uma melhor convergência.

O ponto de referência X_{ref} utilizado nesse trabalho foi o vetor *nadir*. O vetor $z^n \in Z$ é chamado de *nadir* e sua k -ésima componente é o maior valor da função-objetivo k no conjunto eficiente, ou seja, na fronteira de Pareto. É importante não confundir o vetor *nadir* com o vetor z_{pior} cuja componente k é o maior valor para o k -ésimo objetivo no espaço Z , embora esses dois

pontos possam coincidir, pela definição apresentada, veja Figura 15, eles podem ser diferentes. Novamente, o vetor z^n está restrito apenas a indivíduos não-dominados.

Figura 15 – Os vetores *nadir* z^n e pior caso z_{pior}



Fonte: Adaptado de Deb *et al.* (2010)

4.2 MATPOWER e a Integração com o NSGA-II

O MATPOWER é um pacote de arquivos associado ao MATLAB(R) ou GNU Octave para solução de problemas de fluxo de potência e fluxo de potência ótimo. O MATPOWER é uma ferramenta de simulação voltada para pesquisadores e educadores, pois é fácil de usar e modificar. Essa ferramenta é projetada para oferecer o melhor desempenho possível, mantendo o código simples de entender e modificar (ZIMMERMAN *et al.*, 2010).

Segundo Zimmerman *et al.* (2010), a funcionalidade primária do MATPOWER é resolver problemas de fluxo de potência e fluxo de potência ótimo. Isso envolve três passos: (1) definir dados de entrada para todos os parâmetros relevantes do sistema de potência estudando, (2) chamar a função que roda a simulação *runpf()* ou *runopf()* para fluxo de potência e fluxo de potência ótimo, respectivamente, e (3) visualizar, acessar e interpretar dados que são imprimidos na tela do computador ou salvos em estruturas de dados ou arquivos.

Os parâmetros utilizados pelo algoritmo de otimização adotado estão listados na Tabela 4. Estes parâmetros foram escolhidos após diversas simulações levando em consideração a convergência populacional média apresentada em cada objetivo durante a execução.

A população inicial é formada por indivíduos aleatórios distribuídos uniformemente entre os limites inferior e superior. Dessa forma, para o sistema de 33 barras na primeira

Tabela 4 – Parâmetros especificados para o NSGA-II

Parâmetro	Especificação
Número de gerações	100
Tamanho da população	50
Criação da população inicial	Distribuição uniforme
Método de seleção	Torneio binário
Método de cruzamento	Crossover aritmético
Método de mutação	Mutação gaussiana

Fonte: o autor.

população, os indivíduos terão seu material genético composto por valores inteiros entre 2 e 33, referentes ao posicionamento da GD, e valores reais entre 0 e 5, referente ao dimensionamento em MW da respectiva GD.

Após gerar a primeira população, o material genético de cada indivíduo é testado como possível alocação. O comando na linha 1 *define_constants* é simplesmente um *script* conveniente que inicializa variáveis com rótulos adequados substituindo a utilização do índice de coluna para as matrizes de dados.

No exemplo a seguir, esse comando permite acessar a coluna referente a demanda de potência ativa da matriz de barramento, usando PD sem ter que lembrar que essa informação está na terceira coluna. Para três alocações no sistema de 33 barras, o sinal negativo na linha 2, indica que os valores de dimensionamento dos geradores (*sizing*) $x(4)$, $x(5)$ e $x(6)$ são subtraídos da carga posicionada (*siting*) nas barras $x(1)$, $x(2)$ e $x(3)$, reforçando a modelagem da GD como carga negativa.

Por fim, a linha 3 indica como o cálculo de fluxo de potência é realizado no MATPOWER, onde o argumento *mpc* indica o sistema submetido ao fluxo de carga. Os argumentos utilizados nesse trabalho para os sistemas de 33, 69, 85 e 141 barras foram "case33bw", "case69", "case85" e "case141", respectivamente.

```

1 define_constants ;
2 mpc.bus(x(1:3),PD) = -1*x(4:6);
3 results = runpf(mpc);

```

Depois que a alocação é gerada, verifica-se a qualidade dos indivíduos a partir das funções de avaliação do problema: perdas $y(1)$, custo $y(2)$ e desvio de tensão $y(3)$. As funções nativas do MATLAB são destacadas em azul.

```

1 y(1) = sum(real(get_losses(results)));
2 AFi = (((6.5/100)*(1+(6.5/100))^20)/(((1+6.5/100)^20)-1));
3 Cost_real = 4.546;
4 y(2) = AFi*Cost_real*(sum(x(4:6)))*1.01;
5 y(3) = sum((1 - results.bus(:,VM)).^2);

```

Além da avaliação dos objetivos, as restrições também são checadas. Os dois exemplos de restrições a seguir mostram como elas foram implementadas. Sendo o primeiro exemplo *cons(1)*, linha 1-2, referente ao índice de penetração máximo, tomando como referência a carga do sistema de 33 barras. A segunda restrição *cons(2)*, linha 3-4, verifica se os limites de operação de tensão nas barras são obedecidos.

```

1 c = 3.7 - x(4) - x(5) - x(6);
2 if(c<0)  cons(1) = abs(c); end
3 c = sum(or(results.bus(:,VM)>1.05,results.bus(:,VM)<0.93));
4 if(c~=0)  cons(2) = c; end

```

As restrições podem ser classificadas em rígidas (do inglês *hard constraints*), que devem obrigatoriamente ser satisfeitas, ou brandas (do inglês *soft constraints*), que não necessariamente devem ser satisfeitas, mas que serão penalizadas. Embora todas as restrições no modelo proposto sejam rígidas, da forma que a verificação foi implementada, eventuais modificações na classificação das restrições podem ser realizadas.

4.3 Relações de Dominância

De forma geral, um problema de otimização consiste na obtenção de um conjunto de variáveis que satisfaça algumas restrições e otimize uma ou mais funções. Em problemas de otimização multiobjetivo, geralmente, os objetivos tratados são conflitantes e não existe uma solução que seja ótima com respeito a todos os objetivos. Esse cenário retrata o conceito de otimalidade ou fronteira de Pareto que estabelece um compromisso entre os objetivos, dentro dessa fronteira é impossível melhorar um dos objetivos sem necessariamente piorar outro objetivo.

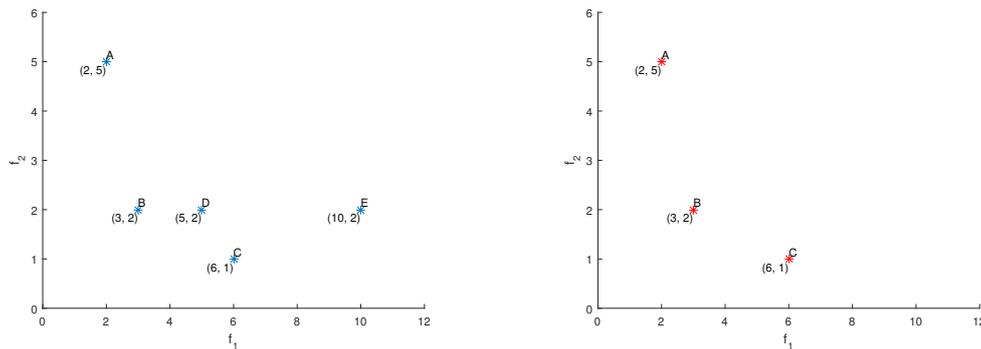
Por exemplo, para um problema de otimização com dois objetivos conflitantes, na fronteira de Pareto, a solução com a melhor avaliação em um objetivo tende a ter o pior

desempenho para o outro objetivo. Segundo a definição de dominância apresentada em Miettinen (2012), uma solução x_1 domina uma solução x_2 , ambas pertencentes ao espaço de critério, se as duas condições a seguir são satisfeitas:

- A solução x_1 não é pior que x_2 em todos os objetivos, isto é, $f_k(x_1) \leq f_k(x_2)$, $k = 1, \dots, p$;
- A solução x_1 é estritamente melhor que a solução x_2 em pelo menos um objetivo $\bar{k} \in (1, \dots, p)$, isto é, $f_{\bar{k}}(x_1) < f_{\bar{k}}(x_2)$.

Em outras palavras, se x_1 não for pior em nenhum objetivo que x_2 e melhor em pelo menos um, x_1 domina x_2 ou $x_1 \prec x_2$. Além disso, x_1 pode dominar fortemente x_2 , nesse caso $f_k(x_1) < f_k(x_2)$ para $k = 1, \dots, p$ (MIETTINEN, 2012). A Figura 16 apresenta cinco soluções para um problema de otimização multiobjetivo, onde deseja-se minimizar duas funções $f_1(x)$ e $f_2(x)$.

Figura 16 – Relação de dominância para minimização de dois objetivos



(a) Pontos no espaço de critério

(b) Pontos não-dominados do exemplo

Fonte: o autor.

Analisando a Figura 16a e considerando os conceitos básicos de dominância apresentados anteriormente, as seguintes relações de dominância entre os pontos são verificadas: o ponto A oferece o menor valor para f_1 , mas o maior valor para f_2 . Dessa forma o ponto A não domina nenhum outro ponto. O ponto B apresenta menor valor de f_1 e por isso domina D e E que apresentam o mesmo valor para f_2 . O ponto C tem uma avaliação melhor para todos os objetivos e por isso domina fortemente E. O ponto D domina E pois apresenta um melhor valor para f_1 sem que haja piora em f_2 e por fim, o ponto E não domina nenhuma das outras soluções.

Na Figura 16b, A, B e C estão em destaque e representam as soluções não-dominadas, nesses pontos a melhora de um objetivo implica na piora de outro.

4.4 Lógica Fuzzy como Metodologia de Seleção

A abordagem proposta em Cano (2007), Zangeneh e Jadid (2011) foi adaptada para atender ao compromisso de escolher uma solução entre as que formam a fronteira de Pareto na última geração do algoritmo de busca. Considerando o operador de dominância (\prec), sem um critério de seleção, nenhuma das soluções da fronteira tem prioridade em relação às outras. O uso de métodos de satisfação difusa nessas situações é comum e será discutido nessa seção para selecionar a solução preferida entre soluções não-dominadas. Antes, porém, as funções de pertinência e os limites inferior e superior de cada coeficiente são apresentados nas três subseções a seguir.

4.4.1 Função de Pertinência para as Perdas Técnicas

Cada indivíduo da última geração será classificado em relação às perdas a partir da Equação (4.5):

$$\alpha_i = \frac{f_1^{(i)}}{P_0} \text{ para } i = 1, 2, \dots, N_{pop}, \quad (4.5)$$

onde α_i é coeficiente normalizado de perdas para cada indivíduo i da população final com tamanho N_{pop} . Esse coeficiente é simplesmente a razão das perdas depois da alocação $f_1^{(i)}$ com as perdas iniciais P_0 , antes da alocação.

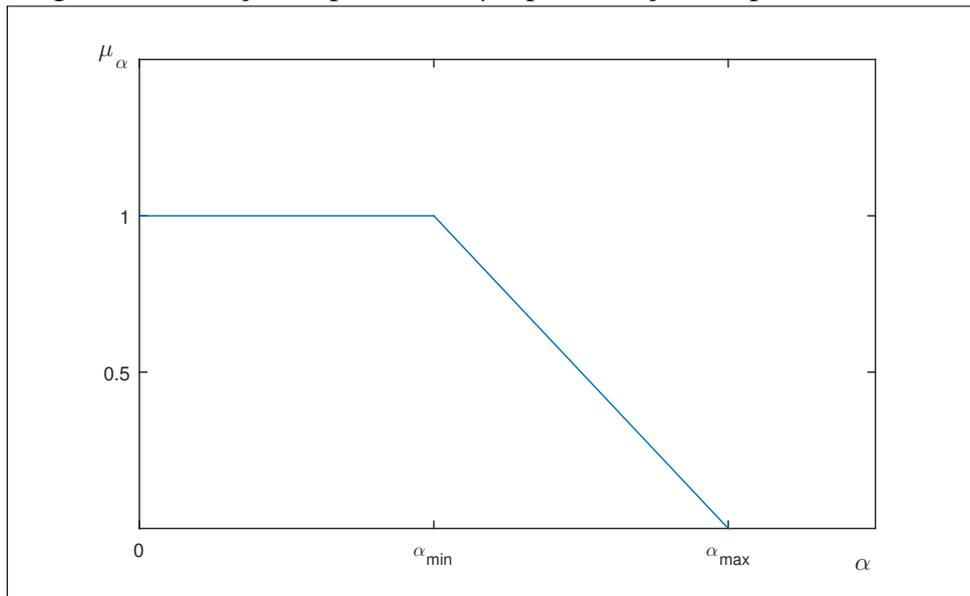
Quanto mais próximo α_i estiver de 1, menor será a redução de perdas alcançada com a conexão da GD. Por outro lado, quanto mais próximo α_i estiver de 0, maior será a redução de perdas alcançada com a conexão da GD. A função de pertinência para as perdas técnicas μ_α , mostrada na Figura 17, é definida a partir da Equação (4.6).

Como o modelo proposto é formado por objetivos conflitantes, soluções extremas irão sempre priorizar um objetivo, enquanto rejeitam outro. Por exemplo, soluções que apresentam as menores perdas, possuem um alto custo associado. Dessa forma, é interessante que se adote uma região de saturação onde a função de pertinência μ_α será constante.

$$\mu_\alpha = \begin{cases} 1, & \text{para } \alpha_i \leq \alpha_{min} \\ \frac{\alpha_{max} - \alpha_i}{\alpha_{max} - \alpha_{min}}, & \text{para } \alpha_{min} < \alpha_i < \alpha_{max} \\ 0, & \text{para } \alpha_i \geq \alpha_{max}. \end{cases} \quad (4.6)$$

Adotou-se o valor de $\alpha_{min} = 0,5$ e $\alpha_{max} = 1,0$ para os sistemas de 33, 85 e 141 barras, enquanto o sistema de 69 barras recebeu $\alpha_{min} = 0,25$ e $\alpha_{max} = 1,0$. A escolha desse

Figura 17 – Função de pertinência μ_α para redução das perdas



Fonte: o autor.

parâmetro, assim como β_{min} e γ_{min} , não é arbitrária, devendo considerar as soluções obtidas e a preferência entre os objetivos.

4.4.2 Função de Pertinência para o Custo Anualizado

Cada indivíduo também será classificado conforme a Equação (4.7).

$$\beta_i = \frac{f_2^{(i)}}{C_0} \text{ para } i = 1, 2, \dots, n, \quad (4.7)$$

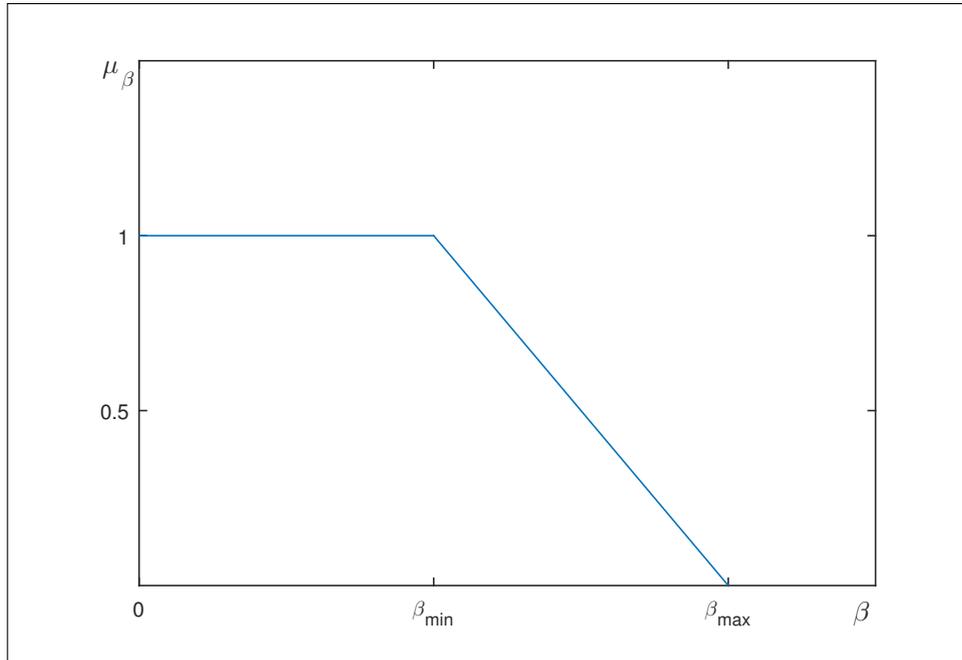
onde β_i é coeficiente normalizado de custo para cada indivíduo i da população final com tamanho n . O coeficiente é obtido a partir do custo anualizado depois da alocação $f_2^{(i)}$ com um custo inicial C_0 , considerado igual ao custo necessário para que o nível de penetração do sistema IP seja igual a 100%.

Da Equação (4.7), quanto mais próximo β_i estiver de 1, maior será o custo do empreendimento sugerido. Por outro lado, quanto mais próximo β_i estiver de 0, menor será o custo necessário para a conexão da GD.

A função de pertinência para o custo anualizado μ_β , mostrada na Figura 18, é definida a partir da Equação (4.8).

Novamente, como o modelo é formado por objetivos conflitantes, é interessante que

Figura 18 – Função de pertinência μ_β para redução do custo de instalação, operação e manutenção



Fonte: o autor.

se adote uma região de saturação onde a função de pertinência μ_β será constante.

$$\mu_\beta = \begin{cases} 1, & \text{para } \beta_i \leq \beta_{\min} \\ \frac{\beta_{\max} - \beta_i}{\beta_{\max} - \beta_{\min}}, & \text{para } \beta_{\min} < \beta_i < \beta_{\max} \\ 0, & \text{para } \beta_i \geq \beta_{\max}. \end{cases} \quad (4.8)$$

Adotou-se o valor de $\beta_{\min} = 0,3$ e $\beta_{\max} = 1,0$ para todos os sistemas estudados.

4.4.3 Função de Pertinência para o Desvio de Tensão

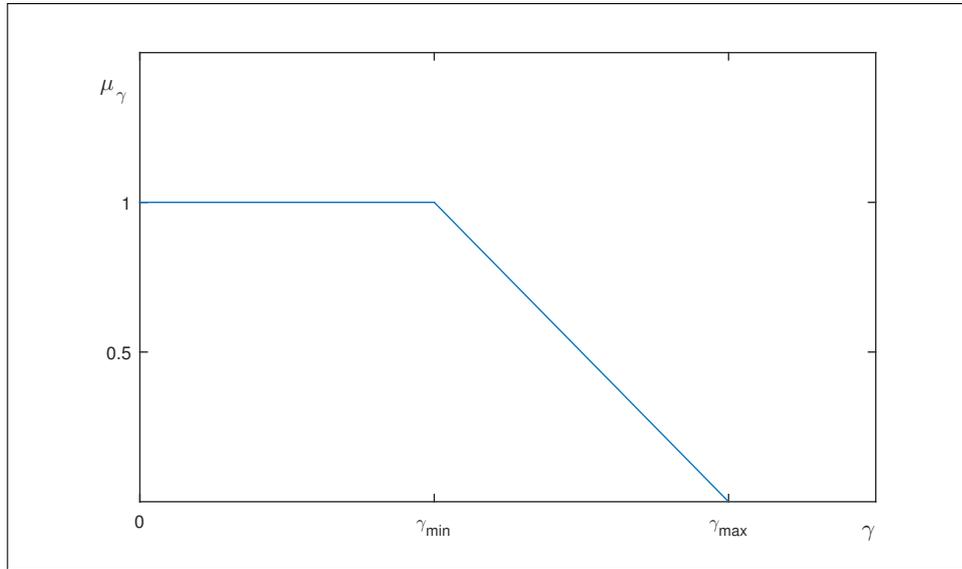
Por fim, cada indivíduo será classificado a partir da Equação (4.9).

$$\gamma_i = \frac{f_3^{(i)}}{DT_0} \text{ para } i = 1, 2, \dots, n, \quad (4.9)$$

onde γ_i é coeficiente normalizado de desvio de tensão para cada indivíduo i da população final com tamanho n . Assim como os coeficientes anteriores é obtido a partir do desvio de perfil de tensão total depois da alocação $f_3^{(i)}$ com o valor inicial DT_0 . Da Equação (4.9), quanto mais próximo γ_i estiver de 1, menor será a redução percentual do desvio de tensão do sistema. Por outro lado, quanto mais próximo γ_i estiver de 0, menor será a diferença entre a tensão nas barras e o valor de referência.

A função de pertinência para o desvio de tensão μ_γ , mostrada na Figura 19, é definida a partir da Equação (4.10).

Figura 19 – Função de pertinência μ_γ para redução do desvio do perfil de tensão nas barras



Fonte: o autor.

Novamente, como o modelo é formado por objetivos conflitantes, uma região de saturação é criada onde a função de pertinência μ_γ será constante independentemente de γ .

$$\mu_\gamma = \begin{cases} 1, & \text{para } \gamma_i \leq \gamma_{\min} \\ \frac{\gamma_{\max} - \gamma_i}{\gamma_{\max} - \gamma_{\min}}, & \text{para } \gamma_{\min} < \gamma_i < \gamma_{\max} \\ 0, & \text{para } \gamma_i \geq \gamma_{\max} \end{cases} \quad (4.10)$$

Como o perfil de tensão é um critério mais sensível à inserção, adotou-se o valor de $\gamma_{\min} = 0,1$ e $\gamma_{\max} = 1,0$ para os sistemas de 33, 85 e 141 barras. O sistema de 69 barras recebeu $\gamma_{\min} = 0,01$ e $\gamma_{\max} = 1,0$.

4.5 Composição Max-Min

Na composição *max-min* proposta, a menor avaliação por indivíduo é considerada conforme Equação (4.11).

$$\bar{\mu}_{i,n} = \min(\mu_{\alpha_i}, \mu_{\beta_i}, \mu_{\gamma_i}). \quad (4.11)$$

Em seguida, a maior avaliação global é selecionada, vide Equação (4.12). Dessa forma, uma solução intermediária que pondera todos os objetivos pode ser escolhida.

$$\Delta = \max(\bar{\mu}_{i,n}). \quad (4.12)$$

O pseudocódigo da composição max-min, técnica de escolha e *trade-off* utilizada nesse trabalho, é apresentado no Algoritmo 2. A partir de valores de referência definidos *a priori*, pode-se escolher uma solução que melhor atenda às preferências sugeridas.

Algoritmo 2: Metodologia adotada para escolha de solução no problema de alocação multiobjetivo

Entradas: População de tamanho n

Saída: Solução escolhida Δ

```

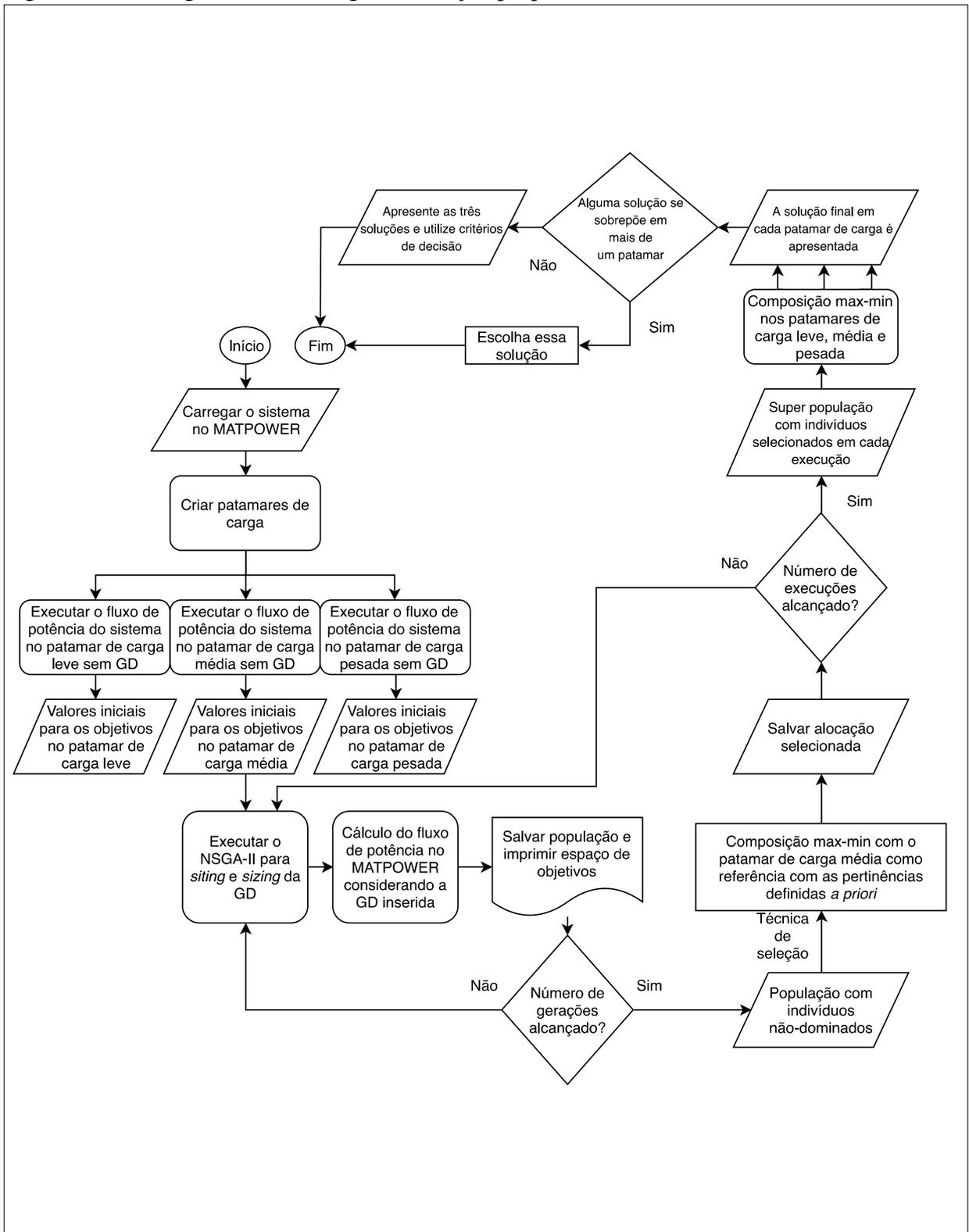
1: Início
2:   for each indivíduo  $i$  do
3:     Calcula  $\alpha_i, \beta_i$  e  $\gamma_i$ ;
4:     if  $(\alpha_i, \beta_i, \gamma_i) \geq (\alpha_{\max}, \beta_{\max}, \gamma_{\max})$  then
5:        $\mu_{\alpha_i}, \mu_{\beta_i}, \mu_{\gamma_i} \leftarrow 0$ 
6:     end if
7:     if  $(\alpha_{\min}, \beta_{\min}, \gamma_{\min}) \leq (\alpha_i, \beta_i, \gamma_i) \leq (\alpha_{\max}, \beta_{\max}, \gamma_{\max})$  then
8:        $\mu_{\alpha_i}, \mu_{\beta_i}, \mu_{\gamma_i} \leftarrow \frac{\alpha_{\max}, \beta_{\max}, \gamma_{\max} - \alpha_i, \beta_i, \gamma_i}{\alpha_{\max}, \beta_{\max}, \gamma_{\max} - \alpha_{\min}, \beta_{\min}, \gamma_{\min}}$ 
9:     end if
10:    if  $(\alpha_i, \beta_i, \gamma_i) \leq (\alpha_{\min}, \beta_{\min}, \gamma_{\min})$  then
11:       $\mu_{\alpha_i}, \mu_{\beta_i}, \mu_{\gamma_i} \leftarrow 1$ 
12:    end if
13:  end for
14:  for each  $(\mu_{\alpha}, \mu_{\beta}, \mu_{\gamma})_i$  do
15:     $\bar{\mu}_{i,n} = \min(\mu_{\alpha}, \mu_{\beta}, \mu_{\gamma})_i$ ; // Menor avaliação por indivíduo
16:  end for
17:  for each  $\bar{\mu}_{i,n}$  do
18:     $\Delta = \max(\bar{\mu}_{i,n})$ ; // Maior avaliação global
19:  end for
20:  Apresente  $\Delta$  como solução;
21: Fim

```

4.6 Fluxograma

O fluxograma é um diagrama encadeado que ilustra o fluxo de dados, as ações executadas e a tomada de decisões em um determinado processo. Com esse propósito, o fluxograma representado na Figura 20 é apresentado para sintetizar a estratégia proposta nesse capítulo, além de ser uma ferramenta útil para consultas rápidas.

Figura 20 – Fluxograma da estratégia de solução proposta



Fonte: o autor.

4.7 Resumo do Capítulo

Além de apresentar os mecanismos de busca e seleção, o atual capítulo justifica as escolhas feitas para formação da estratégia de solução proposta. O método de busca utilizado foi o NSGA-II, discutido nas Seções 4.1 e 4.2, esse algoritmo foi utilizado com o intuito de otimizar o modelo construído no Capítulo 3 e resumido na Seção 3.6. Para compromisso de solução final, um mecanismo de busca também foi utilizado, trata-se da composição max-min apresentada na Seção 4.4. Os sistemas estudados, simulações e resultados obtidos com a aplicação da estratégia proposta serão discutidos no Capítulo 5.

5 ESTUDOS DE CASO, SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados alcançados nos sistemas aos quais o modelo e estratégia de solução desenvolvidos foram empregados. Como critério de escolha dos quatro sistemas adotados, utilizou-se redes frequentemente usadas para testes do gênero na literatura, como os sistemas de 33 e 69 barras, e redes de distribuição com mais barras, como os sistemas de 85 e 141 barras.

A solução para o modelo foi implementada no MATLAB(R) (versão R2015a - 8.5.0.197613) e o MATPOWER (versão 7.0b1) foi utilizado para cálculo do fluxo de potência em um processador Intel(R)Core(TM) i7-5500U CPU @ 2.40 GHz.

Os resultados são apresentados em 4 seções:

- Seção 5.1 - Sistema de distribuição radial de 33 barras.
- Seção 5.2 - Sistema de distribuição radial de 69 barras.
- Seção 5.3 - Sistema de distribuição radial de 85 barras.
- Seção 5.4 - Sistema de distribuição radial de 141 barras.

Em todos os sistemas, a inserção de GD foi feita através de otimização multiobjetivo via NSGA-II com a composição max-min sendo utilizada para *trade-off* e escolha final, conforme descrito no Capítulo 4. Além disso, em cada execução, utilizou-se tamanho de população $N_{Pop} = 50$ e número de gerações fixado em 100 como único critério de parada.

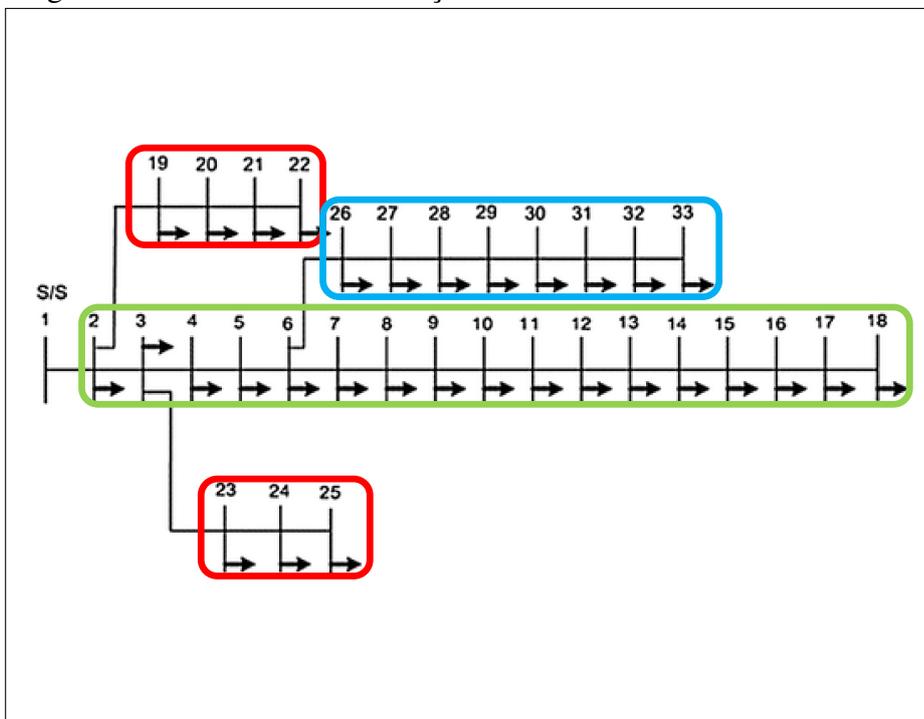
Como a estratégia de solução proposta, também conhecida como *Fuzzy Logic Guided Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm-II* (FLNSGA-II), é derivada de heurísticas, não há garantia de que a solução ótima será de fato encontrada, diferente de métodos que varrem todo o espaço de busca ou derivados de princípios matemáticos formais cuja aplicação é limitada. O hipervolume foi uma das métricas de performance utilizadas nesse trabalho para avaliar entre execuções a otimização multiobjetivo alcançada. Além disso, considerou-se também o menor valor, a média e a mediana alcançados por objetivo entre gerações de uma execução como indicadores de performance. No Apêndice A, as curvas de convergência citadas são apresentadas para cada objetivo.

No Apêndice B, os resultados obtidos a partir da inserção de GD em patamar de carga média são expostos. Além disso, as soluções propostas em outros trabalhos são apresentadas com os valores de perdas, custo e desvio sendo checados. Embora seja difícil comparar as soluções, visto que cada problema apresenta modelagem, restrições e premissas diferentes, considerou-se a solução proposta neles e verificou-se os objetivos propostos nesse trabalho.

5.1 Sistema de 33 Barras

O sistema de 33 barras e 32 ramos em 12,66 kV presente em Baran e Wu (1989) é representado na Figura 21. O perfil de carga foi distribuído em trechos assim como em Hung *et al.* (2014). Portanto, adotou-se com a cor verde, o trecho da barra 2 até a 18 com o perfil residencial, com a cor vermelha, o trecho da barra 19 até a 25 com perfil comercial, e com a cor azul, as barras restantes com perfil industrial. Para mais informações sobre o sistema de 33 barras consulte o Anexo A.

Figura 21 – Sistema de distribuição radial com 33 barras



Fonte: Adaptado de Hung *et al.* (2014).

5.1.1 Cenários sem Geração Distribuída

No cenário de carga leve, veja a Tabela 2 para mais informações sobre os patamares de carga, o sistema de 33 barras apresentou uma carga instalada de 2,0 MW + j1,5 MVar, com 92,9 kW de perdas e Percentual de Perdas de Distribuição (PPD) igual a 4,8% conforme a Equação (5.1) presente no Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST (ANEEL, 2018a).

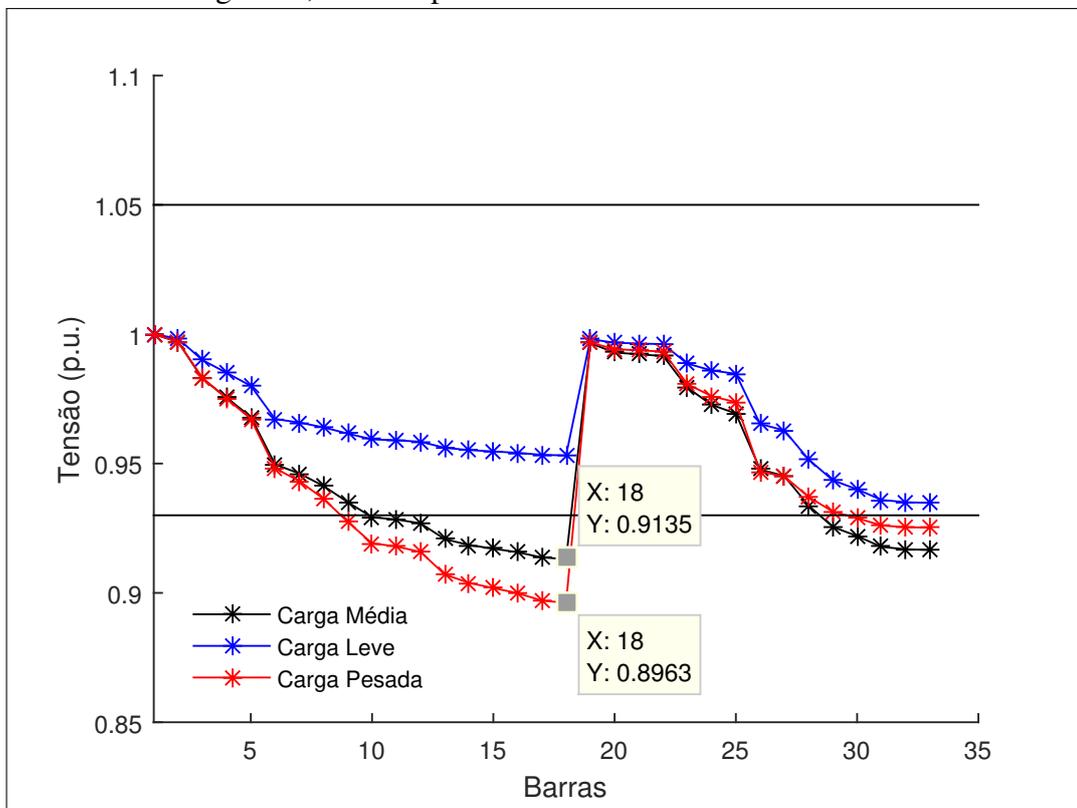
$$PPD = \left(1 - \frac{EF}{EI}\right) \times 100[\%], \quad (5.1)$$

onde EF é a energia fornecida de forma efetiva para as cargas e EI é a energia total injetada, necessária para atendimento das cargas e completada pelas perdas no sistema de distribuição. Além disso, conforme a Equação 3.5, esse patamar apresentou uma Capacidade de Transferência Disponível (CTD) igual a 75,86 MVA.

No cenário de carga média, o sistema apresentou uma carga instalada de 3,7 MW + j2,3 MVar, com 202,7 kW de perdas ou PPD igual 5,1% e CTD igual a 136,76 MVA. E por fim, no patamar de carga pesada, 3,7 MW + j2,1 MVar, com 208,2 kW de perdas ou PPD igual a 5,1% e CTD igual a 132,01 MVA.

A Figura 22 mostra o perfil de tensão do sistema de 33 barras para os três patamares de carga sem nenhuma GD. Os limites regulatórios, 0,93 p.u. (11,77 kV) e 1,05 p.u. (13,29 kV), são ilustrados por linhas horizontais. Observa-se, como esperado em redes de distribuição sem GD, uma queda de tensão à medida que aumenta-se a distância entre a barra analisada e a subestação (barra 1). Todas as barras no patamar de carga leve, encontram-se dentro dos limites regulatórios.

Figura 22 – Curva de perfil de tensão para o sistema de 33 barras nos patamares de carga leve, média e pesada sem GD



Fonte: o autor.

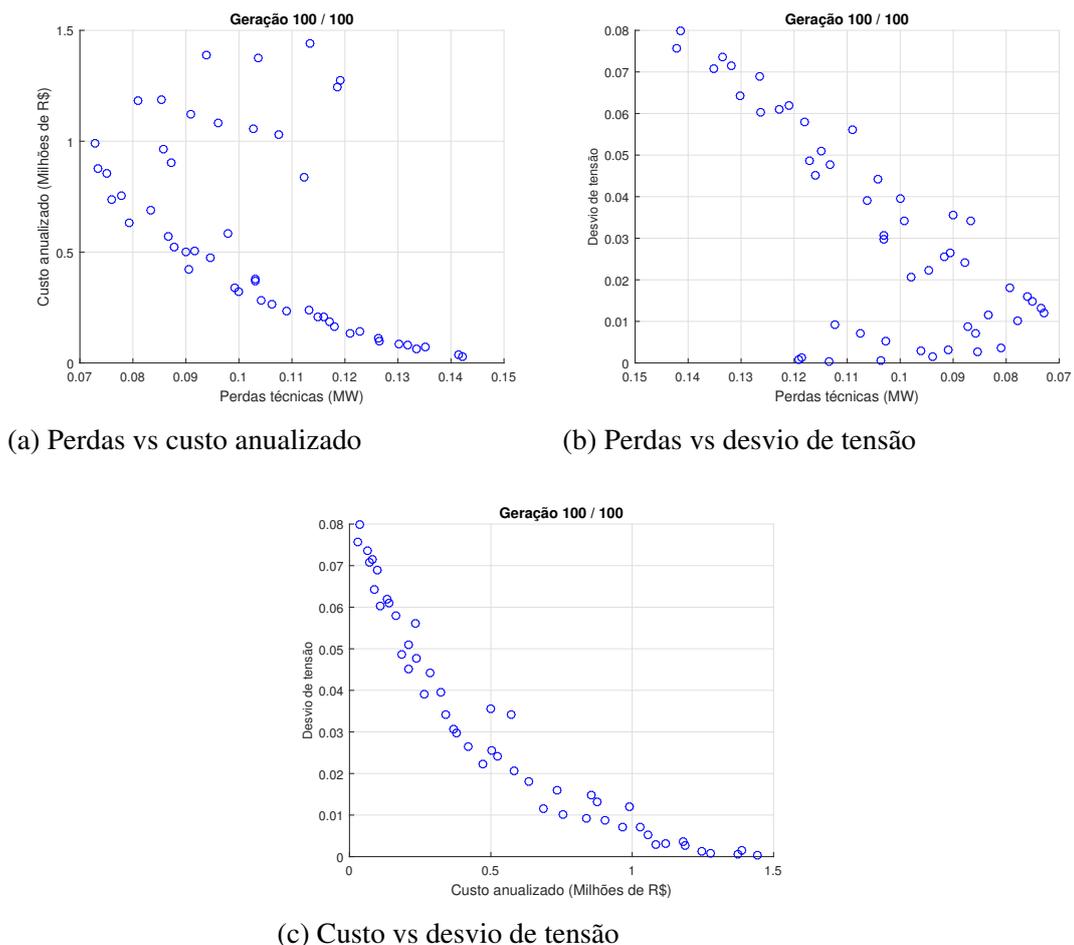
Por outro lado, para os patamares de carga média e pesada, várias ocorrências

negativas foram observadas, com destaque para a barra 18 (perfil residencial), no patamar de carga pesada, que apresentou tensão de atendimento crítica ($V_n < 0,90V_{ref}$). Ao quantificar o desvio de tensão do sistema, conforme Equação (3.4), os patamares de carga leve, média e pesada apresentaram 0,0482, 0,1171 e 0,1344, respectivamente.

5.1.2 Cenários Pós-Alocação

A Figura 23 exemplifica a última geração de uma execução do NSGA-II com 50 indivíduos não-dominados, explicitando os três planos obtidos: perdas vs custo - Figura 23a, perdas vs perfil de tensão - Figura 23b e custo vs desvio de tensão - Figura 23c. Observa-se que embora os objetivos técnicos, não sejam Pareto conflitantes entre si, as soluções com melhor avaliação em cada objetivo não necessariamente são obtidas com os mesmos indivíduos.

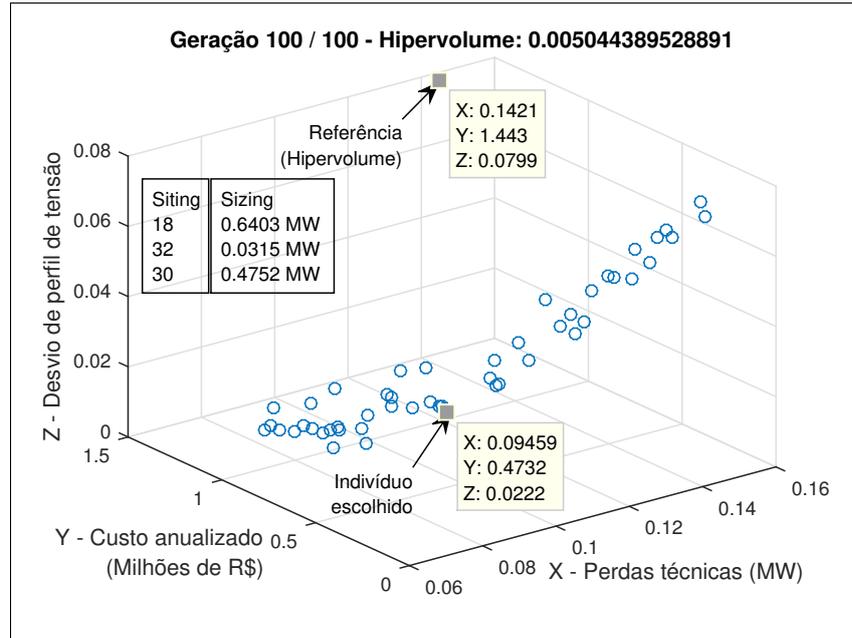
Figura 23 – Objetivos comparados aos pares para a última geração de uma execução do algoritmo de busca NSGA-II



Fonte: o autor.

A Figura 24, ilustra a fronteira de Pareto tridimensional considerando os mesmos indivíduos mostrados na Figura 23. Em destaque, o indivíduo escolhido pela composição max-min com seus valores no espaço de objetivos (perdas, custo e desvio de tensão), o espaço de design (*siting* e *sizing*) e o ponto de referência para cálculo do hipervolume

Figura 24 – Gráfico 3D ilustrando a fronteira de Pareto obtida na última geração em uma execução do NSGA-II



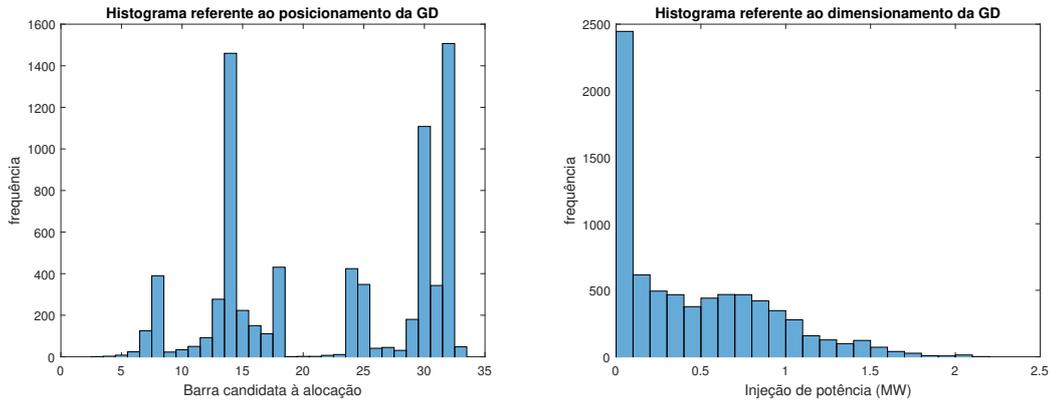
Fonte: o autor.

Para que o compromisso de escolha de uma solução seja alcançado: executou-se a estratégia de solução do modelo várias vezes ($N_{exec} = 50$) e as soluções com maior frequência (moda da solução) para o sistema de 33 barras foram ilustradas via histograma na Figura 25. Além disso, após as execuções, formou-se uma população com os indivíduos escolhidos pela composição max-min em cada execução. Essa população foi submetida a novas composições max-min, dessa vez utilizando os valores de referência dos sistemas em outros patamares de carga.

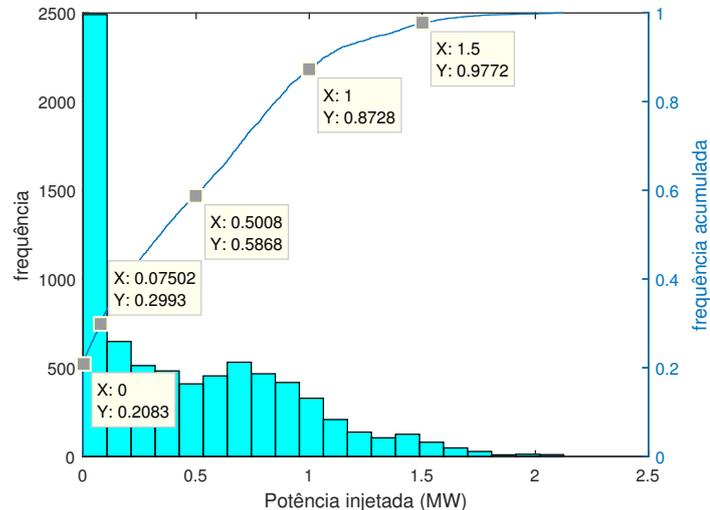
Considerando o número de execuções adotado, em relação ao problema de posicionamento e sua representação por variáveis inteiras, a frequência máxima, vide Figura 25a, que uma barra pode alcançar é 2.500, ou seja, com esse valor, o material genético referente à barra estará presente em todos os indivíduos durante todas as execuções. Como para o sistema de 33 barras, o modelo proposto, conforme Seção 3.4.3, considera o número máximo de alocações $N_{GD}^{max} = 3$, a frequência acumulada do histograma da Figura 25b é 7.500.

Individualmente, destacaram-se a barra 32 (com 1.507 aparições de 2.500 possíveis

Figura 25 – Histogramas associado às soluções obtidas na última geração para o problema de alocação no sistema de 33 barras, considerando $N_{exec} = 50$



(a) Histograma de *siting* indicando a frequência (b) Histograma de *sizing* por faixa de injeção de potência com largura de 100 kW



(c) Histograma de *sizing* com frequência acumulada. Em destaque alguns pontos notáveis

Fonte: o autor.

ou 60,3% de presença), a barra 14 (com 1.460 aparições ou 58,4%) e a barra 30 (com 1.108 aparições ou 44,3%). Por outro lado, como esperado pela distância até a barra 1, o material genético da barra 2 (0%), barra 3 (0,04%), barra 4 (0,32%) e barra 5 (0,96%) apresentou baixíssima representatividade. Provavelmente essas soluções surgiram através do operador de mutação ou de soluções que associaram injeção de potência nula ou próxima a zero.

Considerando a natureza contínua das variáveis associadas ao tamanho dos geradores distribuídos inseridos, algumas observações podem ser feitas a partir da frequência acumulada, Figura 25c. Em 20,83% das soluções, novamente, com o número máximo de alocações $N_{GD}^{max} = 3$, pelo menos um dos genes referente ao dimensionamento apresentou alelo (valor) nulo, veja

Seção 3.4.3, tornando irrelevante o alelo do respectivo gene de posicionamento. Em 9,1% das soluções, pelo menos uma unidade de microgeração distribuída foi alocada (até 75 kW). Geradores distribuídos maiores que 1,5 MW tiveram pequena representatividade igual a 2,28%.

O padrão observado para *sizing* foi uma alocação de forma pulverizada, com valores entre 0 e 1 MW em 87,28% das soluções. Para *siting*, as barras com maior queda de tensão (mais distantes da subestação), conectadas entre ramos com maiores perdas ou simplesmente barras eletricamente próximas às anteriores receberam a GD.

Como dito anteriormente, para o compromisso de escolha ótima, uma população com as escolhas da composição max-min foi criada e está representada na Tabela 5.

Tabela 5 – População gerada por composição max-min para o sistema de 33 barras com $N_{GD}^{max} = 3$. Os valores de *sizing* e perdas f_1 estão em MW, os valores de custo anualizado f_2 em milhões de R\$

<i>Siting</i>	<i>Sizing</i>	f_1	f_2	f_3		
18 32 30	0,6403	0,0315	0,4752	0,0946	0,4732	0,0222
15 32 14	0,9384	0,3385	0,0655	0,1005	0,5538	0,0183
8 14 32	0,0675	0,4783	0,7195	0,0859	0,5220	0,0213
24 14 32	0	0,7484	0,5592	0,0810	0,5395	0,0193
13 32 25	1,0265	0,2679	0	0,0870	0,5341	0,0215
14 32 16	0	0,5128	0,8310	0,0955	0,5544	0,0179
8 15 32	0	1,1806	0,1451	0,1065	0,5470	0,0187
8 18 30	0,2250	0,7191	0,2089	0,1020	0,4757	0,0247
17 32 14	0,2765	0,2997	0,7591	0,1003	0,5509	0,0185
32 14 30	0,0313	0,4898	0,6918	0,0872	0,5004	0,0228
15 31 8	0,7164	0,5496	0	0,0886	0,5223	0,0222
32 29 14	0	0,1965	1,1574	0,1023	0,5586	0,0181
32 14 8	0,3812	0,7083	0,1347	0,0876	0,5051	0,0209
16 14 32	0,1911	0,3412	0,7877	0,0896	0,5446	0,0209
15 8 31	0,8651	0,4113	0,0693	0,0988	0,5552	0,0228
32 14 30	0,3875	0,7263	0,0053	0,0894	0,4617	0,0221
30 32 14	0,5440	0,3706	0,4534	0,0876	0,5644	0,0192
32 7 18	0,4636	0,0787	0,7949	0,0974	0,5517	0,0176
17 16 32	0,5799	0,2811	0,4061	0,1010	0,5228	0,0214
14 32 7	1,1408	0,1781	0	0,1016	0,5442	0,0179
32 18 30	0,6231	0,6620	0	0,0948	0,5302	0,0177
14 31 32	0,8916	0,2377	0	0,0949	0,4659	0,0223
30 32 16	0,3119	0,3119	0,6402	0,0880	0,5215	0,0203

<i>Siting</i>			<i>Sizing</i>		f_1	f_2	f_3	
13	24	31	0,5964	0	0,6813	0,0823	0,5271	0,0264
30	32	14	0	0,3253	0,8094	0,0906	0,4681	0,0212
14	24	30	0,7803	0,2063	0,4824	0,0797	0,6061	0,0207
14	32	30	0,8196	0,0555	0,3298	0,0891	0,4972	0,0198
32	30	15	0,1865	0,4202	0,5978	0,0876	0,4970	0,0231
17	30	25	0,5416	0,8155	0,0628	0,0801	0,5858	0,0217
14	30	32	0,7753	0,2690	0,2349	0,0867	0,5278	0,0179
14	31	30	0,9081	0,2798	0	0,0939	0,4901	0,0213
29	30	15	0,0043	0,3842	0,9242	0,0944	0,5416	0,0208
32	8	14	0,7128	0	0,5512	0,0863	0,5215	0,0203
14	32	25	0,9033	0,3453	0	0,0852	0,5151	0,0203
14	32	7	1,1116	0	0,1796	0,1049	0,5327	0,0206
30	32	14	0,4893	0,0855	0,7339	0,0858	0,5400	0,0178
14	32	30	1,0174	0,1200	0,1125	0,0948	0,5157	0,0179
15	30	32	1,1064	0,1184	0,0159	0,1014	0,5119	0,0195
30	32	14	0	0,3545	0,9022	0,0905	0,5185	0,0176
14	18	32	0,4807	0,4646	0,2627	0,1034	0,4984	0,0209
30	16	32	0,0194	0,8317	0,4140	0,0918	0,5220	0,0185
18	30	32	0,6898	0,2049	0,4176	0,0939	0,5414	0,0171
30	18	32	0,5050	0,5873	0,2387	0,0910	0,5491	0,0179
18	14	32	0,0627	0,4341	0,7874	0,0895	0,5299	0,0210
14	24	32	0,6872	0	0,6457	0,0801	0,5499	0,0191
17	32	8	0,9035	0,3205	0,0016	0,1022	0,5056	0,0203
30	24	14	0,5779	0	0,7309	0,0808	0,5400	0,0211
31	14	7	0,6073	0,6845	0,0817	0,0848	0,5667	0,0193
25	13	30	0	0,7372	0,6545	0,0784	0,5742	0,0216
32	16	29	0,5092	0,7401	0	0,0918	0,5154	0,0215

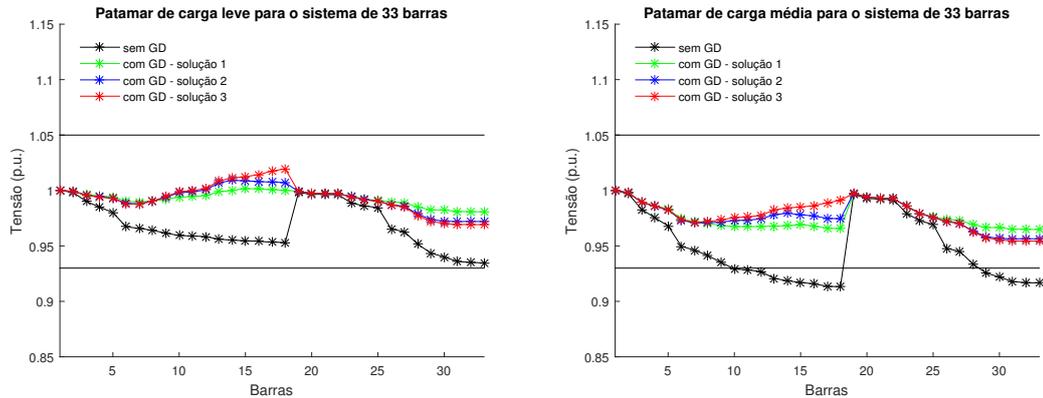
Fonte: o autor.

As alocações da população final foram submetidas à composição max-min para os patamares de carga leve, média e pesada. As três soluções obtidas, por patamar de carga, são apresentadas na Tabela 6.

A partir da Figura 26 e Tabela 7 é possível observar o impacto da inserção de GD de acordo com a Tabela 6 no sistema de distribuição de 33 barras.

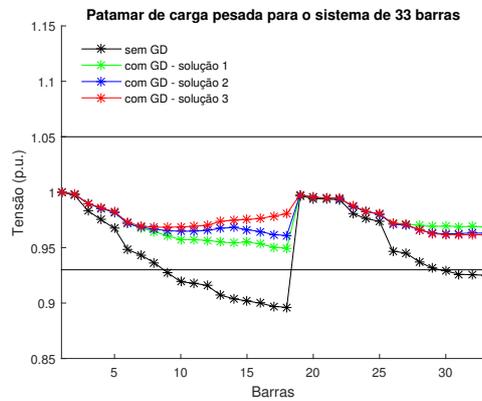
A solução 1 reduziu as perdas iniciais em 49,46%, 56,65% e 60,58%, nos patamares de carga leve, média e pesada, respectivamente. Além disso, alcançou-se melhora no perfil de

Figura 26 – Perfil de tensão no sistema de 33 barras no cenário sem GD e nos cenários com GD a partir das soluções escolhidas por patamar de carga



(a) Patamar de carga leve

(b) Patamar de carga média



(c) Patamar de carga pesada

Fonte: o autor.

tensão ao reduzir os desvios de tensão em 93,75%, 80,34% e 76,12%, nos patamares de carga leve, média e pesada. Já a solução 2 reduziu as perdas iniciais em 36,56%, 52,71% e 60,58%, nos patamares de carga leve, média e pesada, respectivamente. Além disso, alcançou-se melhora no perfil de tensão ao reduzir os desvios de tensão em 87,5%, 80,34% e 79,85%, nos patamares de carga leve, média e pesada. E por fim, a solução 3 reduziu as perdas iniciais em 27,96%, 49,26% e 59,62%, nos patamares de carga leve, média e pesada, respectivamente. Além disso,

Tabela 6 – Soluções finais para alocação dos geradores distribuídos por patamar de carga no sistema de 33 barras com $N_{GD}^{max} = 3$

Patamar de carga	Siting			Sizing (MW)		
Leve (solução 1)	32	30	15	0,1865	0,4202	0,5978
Média (solução 2)	30	32	14	0	0,3545	0,9022
Pesada (solução 3)	14	18	32	0,4807	0,4646	0,2627

Fonte: o autor.

alcançou-se melhora no perfil de tensão ao reduzir os desvios de tensão em 85,42%, 82,05% e 84,33%, nos patamares de carga leve, média e pesada.

A solução 1 apresenta uma melhor avaliação entre os objetivos técnicos nos três cenários, além de apresentar um custo menor. Entretanto, levando em conta outros parâmetros importantes como a capacidade de transferência disponível *CTD*, a receita *R* e o fluxo de caixa *FC*, Equações (3.5), (3.8) e (3.9), as outras soluções devem ser consideradas.

Para o patamar de carga leve, a solução 1 proporcionou um incremento de *CTD* igual a 6,14%, enquanto a solução 2 e 3 apresentaram, respectivamente, 3,28% e 0,37%. Para o patamar de carga média, a solução 1 aumentou a *CTD* em 7,84%, enquanto a solução 2 e 3 apresentaram, respectivamente, 7,05% e 5,54%. Para o patamar de carga pesada, a solução 1 ampliou a *CTD* em 8,57%, enquanto a solução 2 e 3 apresentaram, respectivamente, 8,71% e 7,91%. Em relação à *CTD*, entre as três soluções, a solução 3 representa o pior cenário, enquanto a solução 1 proporciona um incremento menor que a solução 2 apenas no patamar de carga pesada.

Para os parâmetros econômicos, por exemplo, ao considerar os geradores instalados do tipo solar fotovoltaico com fator de capacidade f_c igual a 0.2 e fator tarifário sem impostos t_r igual a 0,620827 (kW por R\$), a solução 1, 2 e 3 apresenta fluxo de caixa anualizado em milhões de R\$ igual a 0,8132, 0,8484 e 0,8156, respectivamente.

Logo, a solução 1 é mais interessante para o modelo caso deseje-se uma redução mais significativa dos objetivos técnicos nos patamares de carga leve e média, além de possuir o menor custo anualizado entre as três. Entretanto, a solução 2 é mais interessante caso deseje-se um fluxo de caixa maior e os melhores objetivos técnicos no patamar de carga pesada.

Tabela 7 – Cenários sem alocação e considerando as soluções para cada patamar de carga no sistema de 33 barras

Cenário	Sistema 33 barras (carga leve)			Sistema 33 barras (carga média)		Sistema 33 barras (carga pesada)	
	f_1	f_2	f_3	f_1	f_3	f_1	f_3
sem GD	0,0929	0	0,0482	0,2027	0,1171	0,2082	0,1344
solução 1	0,0472	0,4970	0,0029	0,0876	0,0231	0,0818	0,0324
solução 2	0,0589	0,5185	0,0057	0,0963	0,0229	0,0810	0,0266
solução 3	0,0673	0,4984	0,0074	0,1034	0,0209	0,0842	0,0215

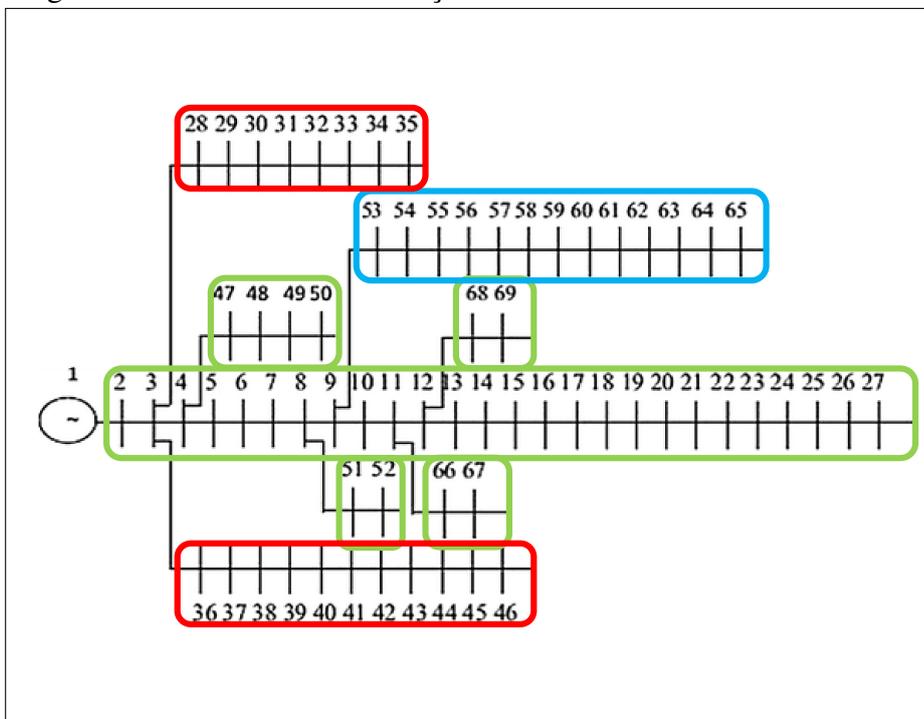
Fonte: o autor.

Nota: O custo anualizado f_2 é o único objetivo que depende unicamente da solução, permanecendo constante entre patamares de carga diferentes. Por causa disso, o valor de f_2 foi apresentado apenas para o sistema de 33 barras com o patamar de carga leve.

5.2 Sistema de 69 Barras

A Figura 27 mostra a representação do sistema de 69 barras e 68 ramos em 12,66 kV proposto em Das (2008). Novamente, o perfil de carga foi distribuído em faixas assim como em Hung *et al.* (2014). Portanto, adotou-se o trecho das barras 2 até a 27 e as barras 47, 48, 49, 50, 51, 52, 66, 67, 68 e 69 com o perfil residencial, a faixa da barra 28 até a 46 com perfil comercial e as barras restantes com perfil industrial. Para mais informações sobre o sistema de 69 barras consulte o Anexo B.

Figura 27 – Sistema de distribuição radial com 69 barras



Fonte: Adaptado de Hung *et al.* (2014).

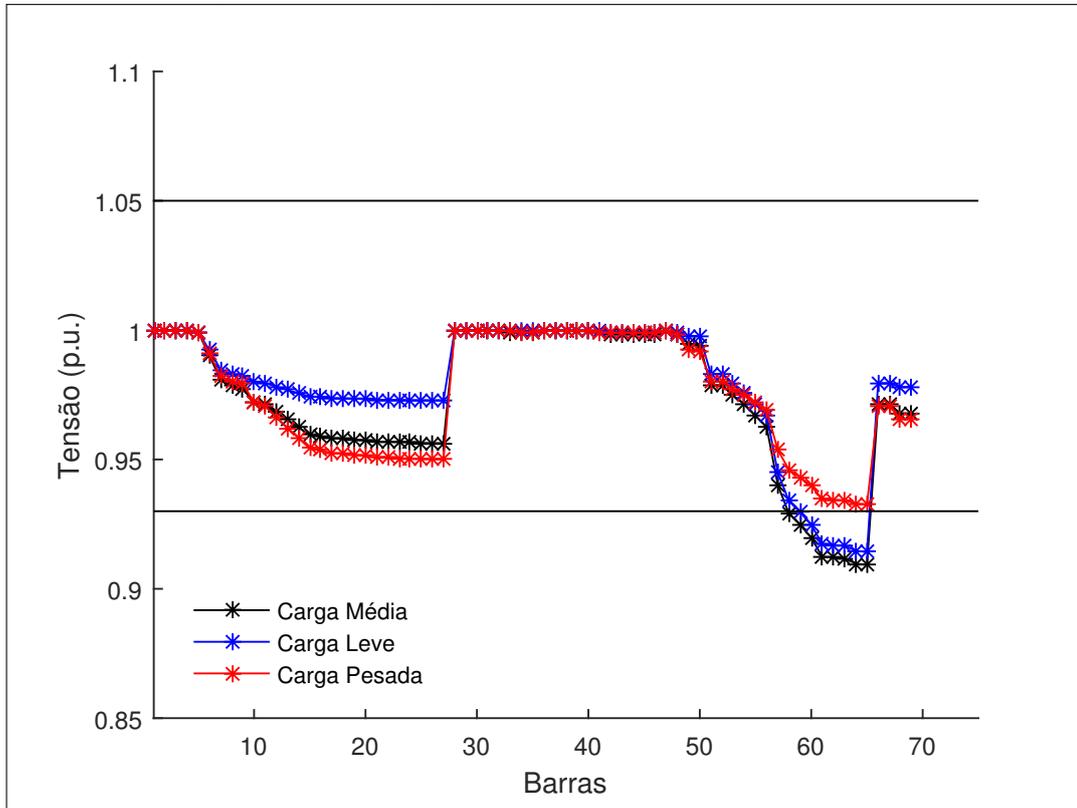
5.2.1 Cenários sem Geração Distribuída

No cenário de carga leve, o sistema de 69 barras apresentou uma carga instalada de 2,6 MW + j1,8 MVar, com 185,4 kW de perdas ou PPD igual a 7,14% e CTD igual a 179,99 MVA. No cenário de carga média, o sistema apresentou uma carga elétrica instalada de 3,8 MW + j2,7 MVar, com 225,0 kW de perdas ou PPD igual 5,0% e CTD igual a 270,25 MVA. No patamar de carga pesada, o sistema apresentou 3,9 MW + j2,8 MVar de carga instalada, com 154,1 kW de perdas ou PPD igual a 4,9% e CTD igual a 279,39 MVA.

A Figura 28 mostra o perfil de tensão do sistema de 69 barras para os três patamares

de carga. Os limites regulatórios, 0,93 p.u. (11,77 kV) e 1,05 p.u. (13,29 kV), são ilustrados por linhas horizontais.

Figura 28 – Curva de perfil de tensão para o sistema de 69 barras nos patamares de carga leve, média e pesada



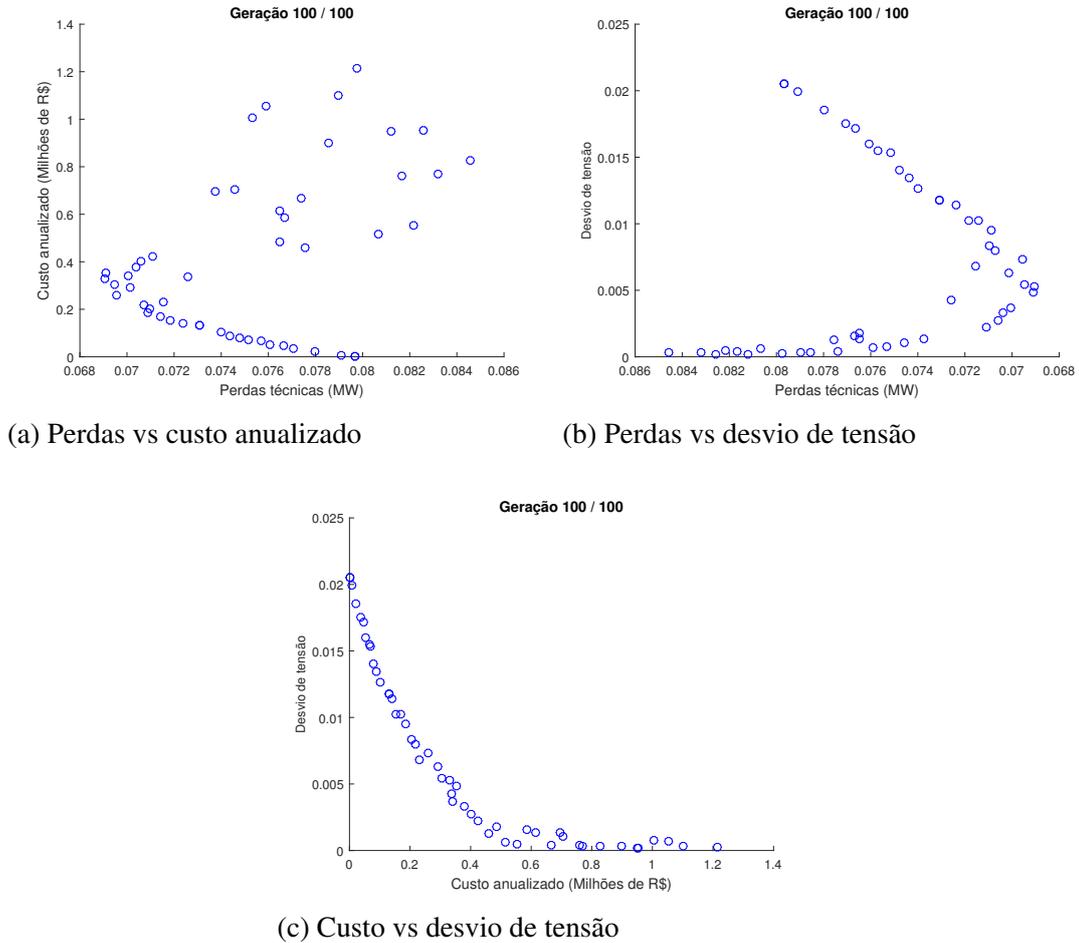
Diferente do sistema anterior, o sistema de 69 barras apresentou violações de tensão apenas nos patamares de carga leve e média, sem entretanto, configurar tensão de atendimento em nível crítico. Ao quantificar o desvio de tensão do sistema sem GD, os patamares de carga leve, média e pesada apresentaram 0,0712, 0,0993 e 0,0797.

5.2.2 Cenários Pós-Alocação

A Figura 29 apresenta a última geração de uma execução do algoritmo de busca nesse sistema, explicitando os planos bidimensionais obtidos: perdas vs custo - Figura 29a, perdas vs perfil de tensão - Figura 29b e custo vs desvio de tensão - Figura 29c. A Figura 30, ilustra a fronteira de Pareto 3D equivalente e destaca a solução escolhida por composição max-min para essa execução com referência no patamar de carga média.

Com repetitivas execuções algumas informações foram levantadas e estão resumidas nos histogramas apresentados na Figura 31. Eles ilustram a representatividade das variáveis de

Figura 29 – Objetivos comparados aos pares para a última geração de uma execução do algoritmo de busca NSGA-II



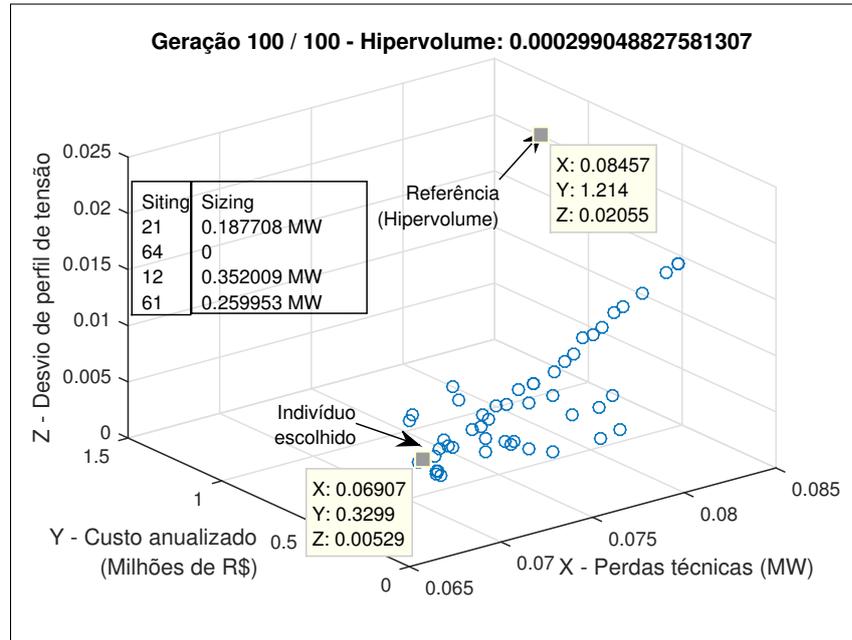
Fonte: o autor.

siting e *sizing*. Para o sistema de 69 barras $N_{GD}^{max} = 4$, de modo que a frequência acumulada é igual 10.000. A partir da premissa, Seção 3.5, que múltiplas alocações não são permitidas na mesma barra, a frequência máxima acumulada por barra é igual a 2.500.

Individualmente, a barra 61 destacou-se com 100% de presença nas execuções, embora em alguns casos com dimensionamento igual a zero. O predomínio dessa barra nas execuções é explicado por dois motivos: primeiro, a barra 61 é a barra com a maior carga instalada e segundo, essa barra é tipificada como industrial, perfil que apresenta menor oscilação de consumo.

Vale mencionar também as barras 64 com 1.562 de frequência (62,48% de presença), 21 com 1.519 aparições (60,76%) e 12 com 661 (26,44%). A população formada pelos indivíduos selecionados em cada execução, pode ser vista na Tabela 8.

Figura 30 – Gráfico tridimensional ilustrando a fronteira de Pareto obtida na última geração em uma execução no sistema de 69 barras.



Fonte: o autor.

Tabela 8 – População gerada por composição max-min para o sistema de 69 barras com $N_{GD}^{max} = 4$.

Os valores de *sizing* e perdas f_1 estão em MW, o custo anualizado f_2 em milhões de R\$

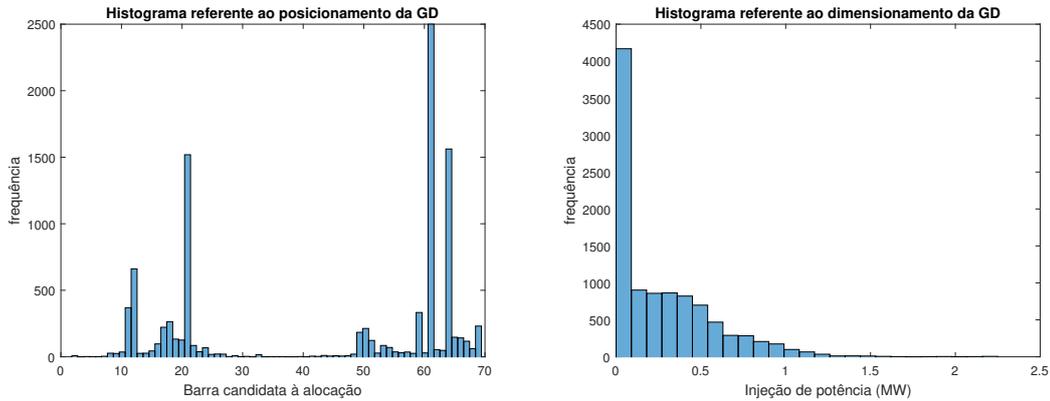
Siting				Sizing				f_1	f_2	f_3
21	64	12	61	0,1877	0	0,3520	0,2600	0,0691	0,3299	0,0053
50	66	20	61	0	0,4465	0,2961	0,4956	0,0689	0,5108	0,0066
66	64	19	61	0,4378	0	0,3810	0,2467	0,0692	0,4396	0,0054
61	21	50	67	0,4072	0,2322	0,1045	0,5098	0,0686	0,5172	0,0063
61	20	51	49	0,4334	0,4667	0,3885	0	0,0694	0,5316	0,0061
49	61	16	53	0	0,5638	0,4749	0,3122	0,0697	0,5574	0,0045
50	61	11	17	0,2779	0,3769	0,2632	0,3494	0,0685	0,5229	0,0071
64	61	21	11	0,1648	0,0849	0,3090	0,2380	0,0693	0,3287	0,0050
11	20	61	12	0,1075	0,3183	0,4705	0,2154	0,0693	0,4587	0,0048
61	21	12	60	0,5609	0,2937	0,2645	0	0,0700	0,4617	0,0037
21	61	64	11	0,2367	0,0914	0,1064	0,4068	0,0690	0,3471	0,0056
50	11	15	61	0,0540	0,1197	0,4535	0,4657	0,0690	0,4510	0,0066
8	61	11	18	0	0,5206	0,3317	0,3037	0,0694	0,4769	0,0049
64	69	61	51	0,0630	0,4635	0,1762	0,5504	0,0730	0,5170	0,0091
61	50	66	22	0,5030	0	0,0463	0,4916	0,0704	0,4295	0,0062
64	18	61	49	0,2456	0,3777	0	0	0,0708	0,2571	0,0085

<i>Siting</i>				<i>Sizing</i>				f_1	f_2	f_3
21	64	12	61	0,1877	0	0,3520	0,2600	0,0691	0,3299	0,0053
50	66	20	61	0	0,4465	0,2961	0,4956	0,0689	0,5108	0,0066
66	64	19	61	0,4378	0	0,3810	0,2467	0,0692	0,4396	0,0054
61	21	50	67	0,4072	0,2322	0,1045	0,5098	0,0686	0,5172	0,0063
61	20	51	49	0,4334	0,4667	0,3885	0	0,0694	0,5316	0,0061
49	61	16	53	0	0,5638	0,4749	0,3122	0,0697	0,5574	0,0045
50	61	11	17	0,2779	0,3769	0,2632	0,3494	0,0685	0,5229	0,0071
64	61	21	11	0,1648	0,0849	0,3090	0,2380	0,0693	0,3287	0,0050
11	20	61	12	0,1075	0,3183	0,4705	0,2154	0,0693	0,4587	0,0048
61	21	12	60	0,5609	0,2937	0,2645	0	0,0700	0,4617	0,0037
68	19	49	61	0,3728	0,4108	0,0472	0,5076	0,0691	0,5522	0,0045
61	69	21	50	0,5672	0,4576	0,2703	0,0074	0,0697	0,5374	0,0034
66	61	21	65	0,4622	0,3083	0,1926	0	0,0703	0,3973	0,0081
12	64	22	61	0,3850	0	0,3079	0,2387	0,0691	0,3844	0,0051
61	11	64	19	0,1389	0,2295	0,1330	0,3786	0,0692	0,3631	0,0057
11	64	18	61	0,4709	0,0735	0,2180	0,1682	0,0692	0,3840	0,0061
69	66	61	64	0,3155	0,5692	0,2572	0	0,0726	0,4711	0,0082
61	18	64	12	0,1318	0,2948	0,0914	0,3004	0,0692	0,3377	0,0057
49	61	21	11	0,1683	0,5380	0,2792	0,3126	0,0683	0,5356	0,0043
16	61	56	50	0,4999	0,3976	0,2781	0	0,0698	0,4850	0,0060
18	61	64	66	0,3809	0,3161	0	0,3388	0,0694	0,4274	0,0045
21	61	64	11	0,1637	0,0901	0,1983	0,3291	0,0695	0,3223	0,0063
12	61	22	49	0,3813	0,4690	0,3347	0	0,0686	0,4889	0,0048
21	61	67	50	0,2899	0,5570	0,2379	0,1550	0,0690	0,5116	0,0054
64	17	11	61	0,1646	0,3080	0,3503	0,0969	0,0690	0,3795	0,0052
69	12	21	61	0,2685	0	0,2518	0,4510	0,0700	0,4008	0,0054
61	22	49	12	0,5999	0,4043	0	0,2210	0,0692	0,5055	0,0036
61	16	66	50	0,4733	0,2983	0,4632	0,0835	0,0687	0,5439	0,0064
66	61	21	49	0,4766	0,4639	0,2645	0	0,0687	0,4971	0,0053
61	20	67	50	0,3554	0,4098	0,3341	0	0,0694	0,4535	0,0076
18	67	61	49	0,2607	0,5722	0,3667	0,0425	0,0692	0,5125	0,0072
16	11	49	61	0,3156	0,3145	0,2343	0,4405	0,0684	0,5384	0,0067
61	50	66	18	0,4553	0,0186	0,4388	0,2964	0,0686	0,4989	0,0064
17	12	61	64	0,2839	0,3562	0,2327	0,1325	0,0696	0,4148	0,0036

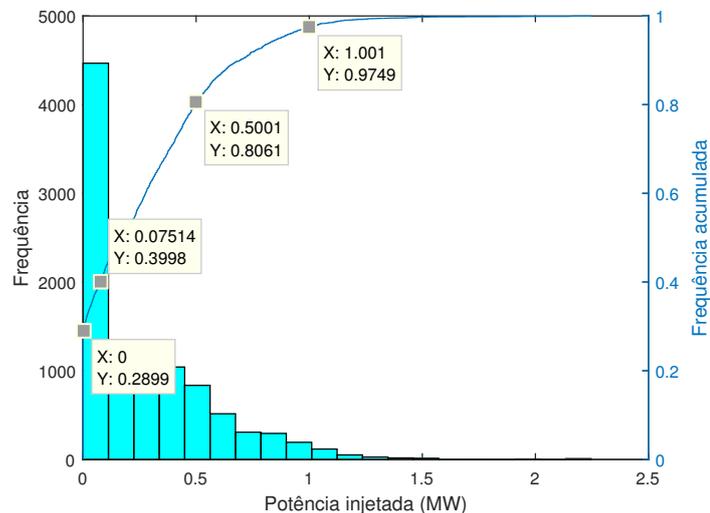
Fonte: o autor.

As três soluções finais por patamar de carga para alocação de geração distribuída no

Figura 31 – Histogramas associado às soluções obtidas na última geração para o problema de alocação no sistema de 69 barras, considerando $N_{exec} = 50$



(a) Histograma de *siting* indicando a frequência (b) Histograma de *sizing* por faixa de injeção de potência com largura de 90 kW que as barras aparecem como solução



(c) Histograma de *sizing* com frequência acumulada. Em destaque alguns pontos notáveis

Fonte: o autor.

sistema de 69 barras estão apresentadas na Tabela 9. Como o custo anualizado da alocação f_2 independe do sistema, apenas os objetivos f_1 e f_3 são recalculados nos patamares restantes, o impacto de cada solução nos três objetivos é apresentado na Tabela 10.

A solução 1, selecionada via composição max-min para o patamar de carga leve, escolhe as barras 11, 21, 61 e 64 cujo perfil é residencial, residencial, industrial e industrial, respectivamente. Além disso, antes de serem modificadas pelo coeficiente de carga, Tabela 2, as barras 11, 21, 61 e 64 apresentam carga igual a $0,1450 + j0,1040$, $0,1140 + j0,0810$, $1,2440 + j0,8880$ e $0,2270 + j0,8880$.

A solução 2, selecionada via composição max-min para o patamar de carga média,

Tabela 9 – Barras candidatas à alocação e tamanho dos geradores distribuídos para cada patamar de carga através de composição max-min para o sistema de 69 barras com $N_{GD}^{max} = 4$

Patamar de carga	<i>Siting</i>				<i>Sizing (MW)</i>			
Leve (solução 1)	21	61	64	11	0,1637	0,0901	0,1983	0,3291
Média (solução 2)	49	61	21	11	0,1683	0,5380	0,2792	0,3126
Pesada (solução 3)	50	61	11	17	0,2779	0,3769	0,2632	0,3494

Fonte: o autor.

escolhe as barras 11, 21, 49 e 61. A barra 49 apresenta perfil residencial e carga igual a $0,3847 + j0,2745$. Por fim, a solução 3, selecionada para o patamar de carga pesada, escolhe as barras 11, 17, 50 e 61. Ambas as barras 17 e 50 apresentam perfil residencial e carga igual a $0,060 + j0,0350$ e $0,3847 + j0,2745$.

A escolha em patamar de carga pesada priorizou a alocação em barras residenciais. Para o sistema de 69 barras, as barras de perfil comercial não foram selecionadas pela composição max-min em nenhum patamar de carga. Retornando ao histograma da Figura 31a, observa-se que a faixa com perfil comercial, barra 28 até a barra 46, apresentou pouca representatividade entre as soluções. Isso pode ser explicado retornando à Figura 28, as barras na faixa de perfil comercial apresentam os níveis de tensão mais estáveis e homogêneos do sistema, ou seja, sem variações bruscas e mais próximos da referência.

Utilizando as soluções apresentadas na Tabela 9, pode-se comparar, por patamar de carga, os cenários pré-alocação e pós-alocação no sistema de 69 barras, observando a Figura 32 e a Tabela 10.

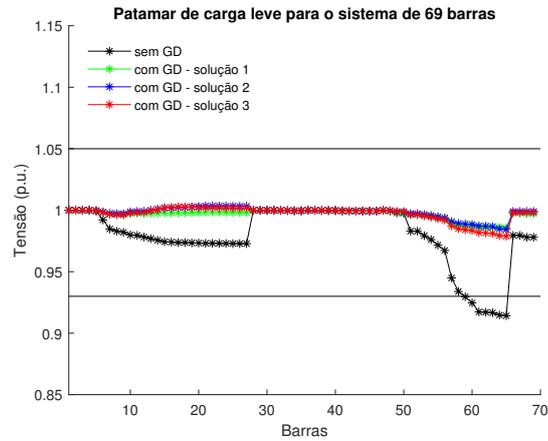
As soluções obtidas apresentaram redução entre 68,6% e 69,7% no patamar de carga leve, entre 69,3% e 69,8% no patamar de carga média e 64,9% e 67,5% no patamar de carga pesada.

Uma observação similar pode ser feita ao considerar o desvio de tensão nas três soluções. A partir das soluções apresentadas, a inserção de GD reduziu entre 95,8% e 97,18% o desvio de tensão total entre as barras no patamar de carga leve; entre 93,0% e 95,7% no patamar de carga média; e entre 90% e 93,8% no patamar de carga pesada.

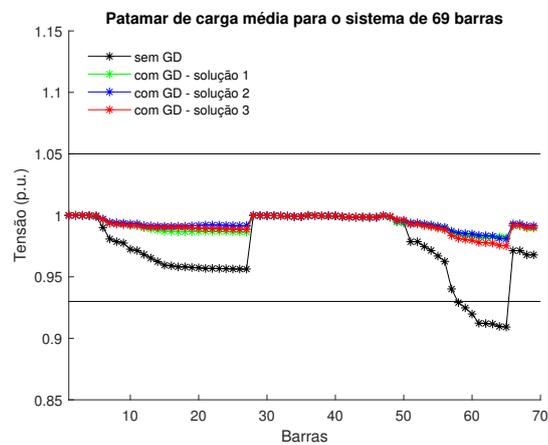
Em relação ao objetivo econômico, a solução 1 apresenta f_2 igual a 0,3223, enquanto, a solução 2 e 3 apresentam custo anualizado em milhões de R\$ igual a 0,5356 e 0,5230, respectivamente. Logo, ao analisar apenas o custo anualizado, a solução 1 deve ser escolhida.

Entretanto, considerando outros critérios de decisão como a capacidade de transferência disponível CTD, a receita R e o fluxo de caixa FC , Equações (3.5), (3.8) e (3.9), as

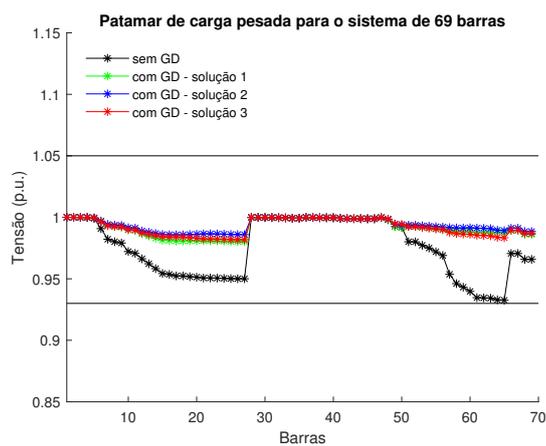
Figura 32 – Perfil de tensão no sistema de 69 barras no cenário sem GD e nos cenários com GD a partir das soluções escolhidas por patamar de carga



(a) Patamar de carga leve



(b) Patamar de carga média



(c) Patamar de carga pesada

Fonte: o autor.

outras soluções são superiores. Novamente, ao considerar os geradores distribuídos fotovoltaicos instalados, a solução 1, 2 e 3 apresenta fluxo de caixa anualizado em milhões de R\$ igual a

0,5274, 0,8763 e 0,8557, respectivamente.

Em relação ao incremento de CTD, para o patamar de carga leve, a solução 1 proporcionou um incremento igual a 10,91%, enquanto a solução 2 e 3 apresentaram, respectivamente, 10,36% e 10,51%. Para o patamar de carga média, a solução 1 aumentou a CTD em 8,89%, enquanto a solução 2 e 3 apresentaram, respectivamente, 9,32% e 9,36%. Para o patamar de carga pesada, a solução 1 ampliou a CTD em 7,27%, enquanto a solução 2 e 3 apresentaram, respectivamente, 8,13% e 8,17%. Em relação à CTD, entre as três soluções, a solução 3 representa o pior cenário, enquanto a solução 1 proporciona um incremento menor que a solução 2 apenas no patamar de carga pesada.

Visto que há uma pequena variação entre os objetivos técnicos das três soluções, escolher pontos extremos que apresentam os menores valores em f_1 e f_3 não proporcionará grandes retornos, assim como para o aumento mais expressivo de CTD. Dessa forma considerando apenas o objetivo f_2 e critérios de decisão econômicos, a solução 1 é mais interessante caso deseje-se um custo menor, enquanto que a solução 2 é mais interessante caso deseje-se um fluxo de caixa maior.

Tabela 10 – Cenários sem alocação e considerando as soluções para cada patamar de carga no sistema de 69 barras

Cenário	Sistema 69 barras (carga leve)			Sistema 69 barras (carga média)		Sistema 69 barras (carga pesada)	
	f_1	f_2	f_3	f_1	f_3	f_1	f_3
sem GD	0,1854	0	0,0712	0,2250	0,0993	0,1541	0,0797
solução 1	0,0563	0,3223	0,0019	0,0695	0,0063	0,0538	0,0083
solução 2	0,0581	0,5356	0,0017	0,0683	0,0043	0,0507	0,0048
solução 3	0,0580	0,5229	0,0031	0,0685	0,0071	0,0500	0,0078

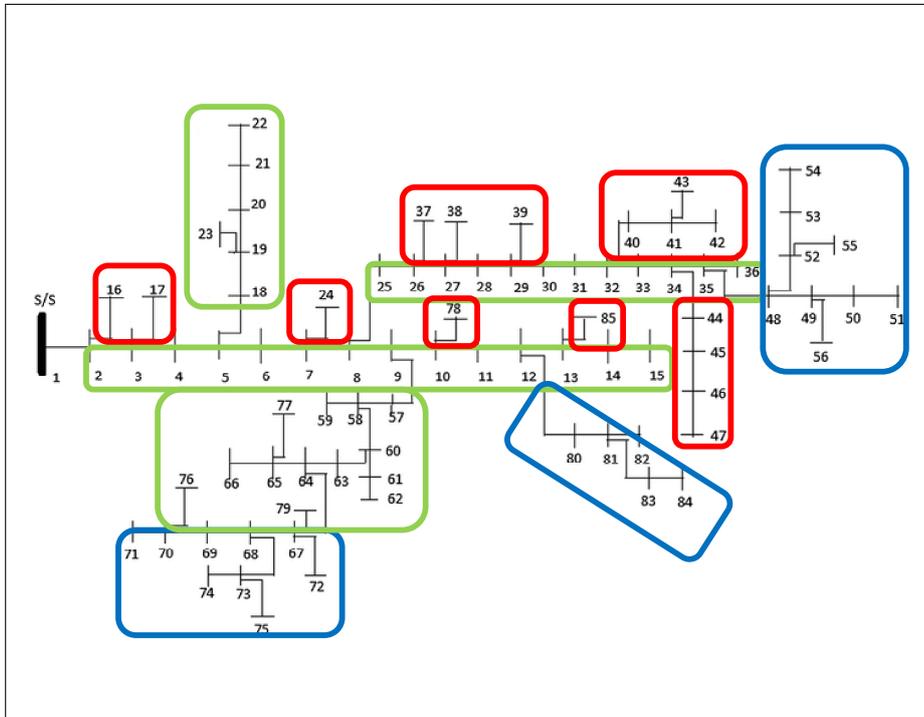
Fonte: o autor.

5.3 Sistema de 85 Barras

A Figura 33 mostra a representação do sistema de 85 barras e 84 ramos em 11,0 kV proposto em Das *et al.* (1995). Novamente, o perfil de carga de cada barra foi distribuído em faixas, tentando adaptar a abordagem de Hung *et al.* (2014), exemplificada nos sistemas de 33 e 69 barras. A faixa composta pela barra 2 até a barra 36 e o trecho da barra 57 até 66, além das barras 76, 77 e 79 foram considerados com o perfil residencial. As barras 16, 17, 24, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 78 e 85 receberam o perfil comercial. As barras restantes

foram consideradas industriais. Para mais informações sobre esse sistema, como a resistência r_s e reatância x_s dos ramos e a carga elétrica instalada em cada barramento, consulte o Anexo C.

Figura 33 – Sistema de distribuição radial com 85 barras



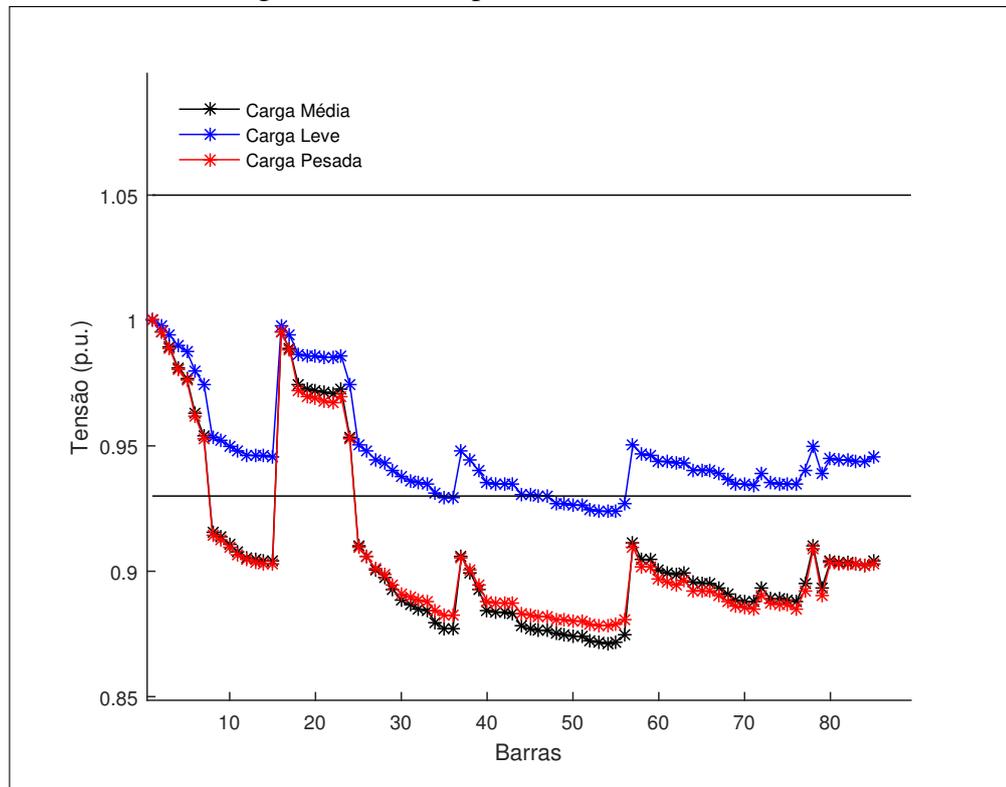
Fonte: Adaptado de Reddy *et al.* (2017)

5.3.1 Cenários sem Geração Distribuída

No cenário de carga leve, o sistema apresentou uma carga instalada de 1,4 MW + j1,4 MVar, com 103,7 kW de perdas ou PPD igual a 6,67% e CTD igual a 151,20 MVA. Em carga média, o sistema apresentou 2,6 MW + j2,6 MVar de carga instalada, com 316,1 kW de perdas ou PPD igual 10,34% e CTD igual a 290,49 MVA. No patamar de carga pesada, o sistema apresentou 2,7 MW + j2,7 MVar de carga instalada, com 316,6 kW de perdas ou PPD igual a 10% e CTD igual a 303,93 MVA. Além disso, o sistema de 85 barras apresentou, nos patamares de carga leve, média e pesada, desvio de tensão igual a 0,2675, 0,8215 e 0,8086, respectivamente.

Após o cálculo de fluxo de potência, as tensões nas barras foram determinadas e o perfil para os três patamares de carga é apresentado na Figura 34. Os limites regulatórios, 0,93 p.u. (10,23 kV) e 1,05 p.u. (11,55 kV), são ilustrados por linhas horizontais. É interessante destacar que entre os casos estudados, o sistema de 85 barras apresentou o pior perfil de tensão e o percentual de perdas PPD mais expressivo.

Figura 34 – Curva de perfil de tensão para o sistema de 85 barras nos patamares de carga leve, média e pesada



Fonte: o autor.

5.3.2 Cenários Pós-Alocação

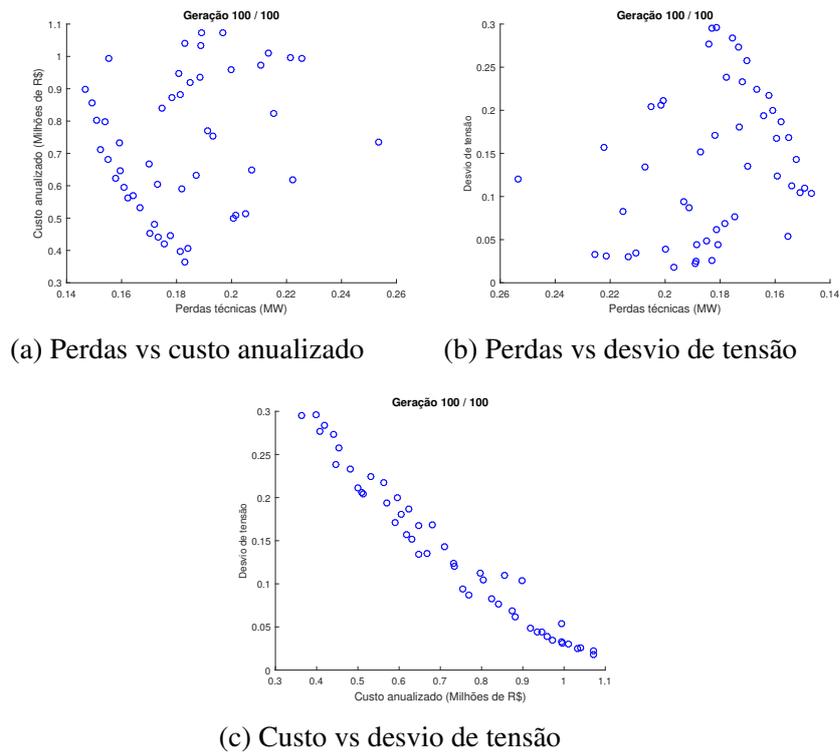
A Figura 35 apresenta a última geração de uma execução, explicitando as três fronteiras bidimensionais: perdas vs custo - Figura 35a, perdas vs desvio de tensão - Figura 35b e custo vs desvio de tensão - Figura 35c.

Já a fronteira de Pareto 3D pode ser visualizada na Figura 36. A solução escolhida por composição max-min para essa execução e o ponto de referência para cálculo do hipervolume estão em destaque.

Os histogramas apresentados na Figura 37 ilustram a representatividade das soluções para o sistema de 85 barras. As barras que se destacaram em relação ao problema de posicionamento foram em ordem, a barra 69 que esteve presente em 826 indivíduos (33,04% de presença), a barra 51 em 800 (32%), a barra 55 em 684 (27,4%), a barra 54 em 633 (25,32%) e a barra 74 em 595 (23,8%).

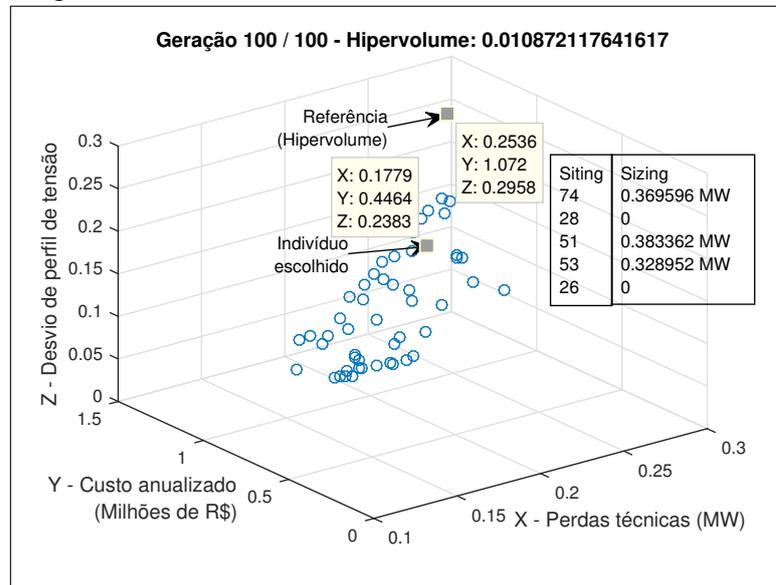
Diferente dos outros sistemas estudados, Seção 5.1, 5.2 e 5.4, a alocação de GD no sistema de 85 barras não apresentou barramentos com predominância significativa. As explicações mais plausíveis para isso são, o sistema de 85 barras é dividido em mais barras que

Figura 35 – Objetivos aos pares para a última geração de uma execução do NSGA-II



Fonte: o autor.

Figura 36 – Gráfico 3D da fronteira de Pareto obtida.



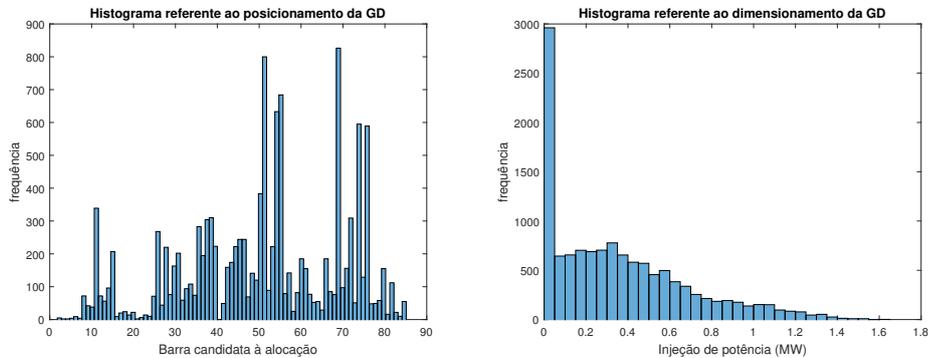
Fonte: o autor.

os sistemas de 33 e 69 barras, e possui uma carga instalada menor em relação a todos os outros casos.

O número máximo de alocações permitidas N_{GD}^{max} é responsável pelo tamanho do espaço de busca e conseqüentemente um dos principais gargalos para solução do problema de *siting*. Como o parâmetro N_{GD}^{max} é condicionado no modelo proposto apenas pela quantidade de

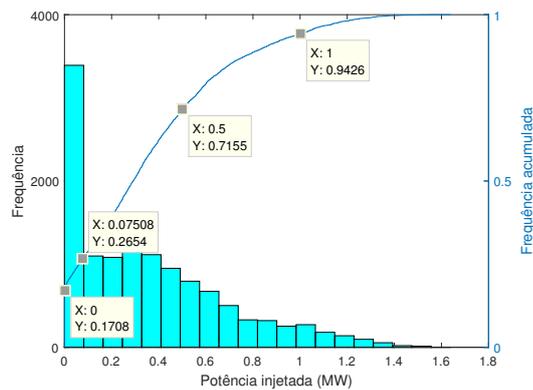
barras, e não considera a carga total instalada, já era esperado que não houvesse barramentos predominantes.

Figura 37 – Histogramas associado às soluções obtidas na última geração para o problema de alocação no sistema de 85 barras, considerando $N_{exec} = 50$



(a) Histograma de *siting*

(b) Histograma de *sizing*



(c) Histograma de *sizing* com frequência acumulada

Fonte: o autor.

Em relação à frequência alcançada para o dimensionamento dos geradores distribuídos, observa-se no histograma da Figura 37c cuja faixas de injeção de potência estão espaçadas em 50 kW, um menor número de genes com valor nulo, 17,08%. Além disso, as alocações estão concentradas na faixa de 75 kW até 1 MW com 67,72% de representatividade.

Com o término das 50 execuções, gerou-se uma superpopulação que é composta pelos indivíduos selecionados via composição max-min no patamar de carga média, como pode ser visto na Tabela 11.

Tabela 11 – População gerada por composição max-min para o sistema de 85 barras com $N_{GD}^{max} = 5$. Os valores de *sizing* e perdas f_1 estão em MW, os valores de custo anualizado f_2 em milhões de R\$

Sizing		Sizing			f_1	f_2	f_3					
74	28	51	53	26	0,3696	0	0,3834	0,3290	0	0,1779	0,4464	0,2383
40	45	72	51	55	0,0266	0,1514	0,4561	0	0,5259	0,1744	0,4785	0,2245
82	51	44	74	55	0	0,1164	0,1032	0,5941	0,3054	0,1747	0,4617	0,2350
50	80	74	55	60	0,5109	0	0,3489	0,0789	0,2154	0,1692	0,4761	0,2320
62	51	11	41	69	0	0,3429	0	0,4160	0,3703	0,1712	0,4659	0,2453
37	69	55	36	31	0	0,2307	0,3622	0,0512	0,4974	0,1732	0,4709	0,2345
63	66	74	50	39	0	0,3365	0,1162	0,6036	0,1080	0,1704	0,4804	0,2392
42	39	51	75	46	0,0796	0	0,6114	0,3459	0,1131	0,1786	0,4745	0,2285
76	72	55	45	69	0	0,3428	0,6907	0,0633	0,0178	0,1789	0,4599	0,2292
55	30	69	62	72	0,6171	0	0,1653	0,0972	0,2695	0,1734	0,4741	0,2300
72	37	54	69	76	0,0670	0,0755	0,5836	0,4067	0	0,1758	0,4673	0,2303
69	37	51	40	55	0,6003	0	0	0	0,5092	0,1772	0,4578	0,2377
26	53	74	11	15	0	0,6097	0,4798	0,0926	0	0,1740	0,4877	0,2323
74	38	44	60	51	0,4325	0	0,5187	0	0,1605	0,1728	0,4587	0,2377
74	44	66	55	53	0,3057	0,2220	0,1098	0	0,5376	0,1746	0,4849	0,2171
59	40	69	62	55	0,0870	0,2560	0,3284	0,0378	0,4481	0,1685	0,4774	0,2299
11	54	14	45	69	0	0,4895	0	0,1441	0,4553	0,1760	0,4492	0,2452
38	69	36	46	28	0	0,4358	0,5987	0,0897	0,0163	0,1711	0,4705	0,2347
54	44	69	6	71	0,1886	0,5804	0,2835	0	0,1014	0,1744	0,4761	0,2353
50	45	30	69	8	0,6704	0	0,1707	0,3377	0,0078	0,1740	0,4896	0,2295
44	15	69	31	54	0,2732	0	0,4178	0	0,4394	0,1750	0,4664	0,2347

Sizing		Sizing					f_1	f_2	f_3			
70	36	74	54	56	0,1773	0,4865	0,1081	0,2346	0,1294	0,1800	0,4686	0,2432
53	72	40	76	31	0,4337	0,1275	0,3972	0,1891	0	0,1718	0,4734	0,2349
69	39	38	25	54	0,3225	0,0020	0	0	0,7924	0,1868	0,4608	0,2297
51	54	38	66	76	0,2293	0,5345	0,2325	0	0,1572	0,1807	0,4759	0,2200
60	55	43	44	76	0	0,2269	0,1464	0,4058	0,3581	0,1720	0,4692	0,2295
51	69	15	11	49	0,8047	0,1755	0	0	0,1786	0,1897	0,4781	0,2319
66	51	17	55	75	0,1749	0,2071	0	0,5643	0,1944	0,1805	0,4706	0,2325
39	53	15	76	31	0	0,8186	0	0,2767	0,0947	0,1842	0,4910	0,2183
26	46	51	40	68	0,0799	0	0,4826	0,0478	0,5690	0,1713	0,4866	0,2468
54	69	36	53	74	0,0731	0,0912	0,4745	0,2416	0,2620	0,1753	0,4713	0,2227
74	26	34	11	54	0,3509	0	0,2770	0	0,5214	0,1769	0,4742	0,2324
76	54	55	66	53	0,3011	0,1628	0,4827	0	0,2044	0,1898	0,4749	0,2138
55	69	51	61	44	0,3650	0,3117	0,1475	0	0,3176	0,1749	0,4711	0,2175
76	38	44	69	54	0,0254	0	0,7092	0,3840	0,0131	0,1739	0,4669	0,2308
69	33	11	51	15	0,4535	0,1446	0	0,5820	0	0,1725	0,4869	0,2294
51	78	69	55	40	0,7729	0,1297	0,2336	0	0,0148	0,1798	0,4749	0,2271
74	75	51	43	28	0,3050	0,2483	0,5473	0,0283	0	0,1777	0,4658	0,2393
45	54	74	48	55	0,2865	0,0834	0,3968	0	0,3045	0,1794	0,4420	0,2520
28	55	51	46	69	0	0,1361	0,6677	0	0,3291	0,1808	0,4674	0,2201
74	51	72	60	46	0,2738	0,2723	0,0688	0,1150	0,3938	0,1718	0,4636	0,2355
61	45	46	74	54	0,1056	0	0	0,5199	0,5654	0,1768	0,4914	0,2229
39	43	51	55	74	0	0	0,2679	0,5123	0,3737	0,1800	0,4761	0,2146
30	51	69	54	45	0	0,1616	0,4621	0,1511	0,3561	0,1728	0,4666	0,2283

<i>Sizing</i>		<i>Sizing</i>			f_1	f_2	f_3					
44	30	56	50	74	0,0592	0,0049	0,1343	0,7055	0,2630	0,1836	0,4814	0,2320
36	28	60	11	76	0,7029	0,0081	0,0380	0,0016	0,3859	0,1711	0,4689	0,2352
51	72	60	45	38	0,3345	0,4027	0,0030	0,3327	0,0749	0,1694	0,4736	0,2329
14	36	54	47	74	0	0,2099	0,3971	0,2159	0,3354	0,1777	0,4779	0,2299
51	69	40	82	74	0,6987	0,1916	0,0534	0	0,1779	0,1755	0,4627	0,2286
69	11	31	51	54	0,4510	0	0,0322	0,1061	0,5402	0,1771	0,4660	0,2257

Fonte: o autor.

Como o custo anualizado independe do sistema, apenas os objetivos f_1 e f_3 devem ser recalculados ao considerar a alocação de GD no sistema nos patamares de carga leve e pesada. As soluções finais por patamar de carga, solução 1 (carga leve), solução 2 (carga média), solução 3 (carga pesada), são apresentadas na Tabela 12.

Tabela 12 – Barras candidatas à alocação e tamanho dos geradores distribuídos no sistema de 85 barras com $N_{GD}^{max} = 5$ para cada patamar de carga através de composição max-min para a Tabela 11

<i>Siting</i>					<i>Sizing (MW)</i>				
74	51	72	60	46	0,2739	0,2723	0,0688	0,1150	0,3938
39	43	51	55	74	0	0	0,2679	0,5123	0,3737
36	28	60	11	76	0,7028	0,0081	0,0380	0,0016	0,3859

Fonte: o autor.

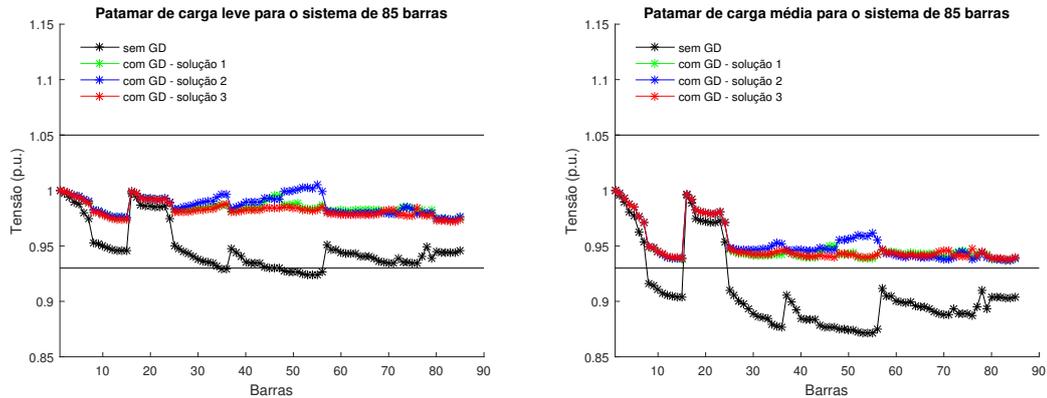
A Figura 38 compara a distribuição de tensão nas barras entre os cenários sem alocação e com alocação. Da mesma forma, através da Tabela 13, é possível comparar as três soluções por objetivo em cada patamar de carga.

As três soluções propostas proporcionaram redução satisfatória de perdas em relação aos três patamares de carga. A solução 1 reduziu as perdas em 42,31%, 45,57% e 43,53% nos patamares de carga leve, média e pesada, respectivamente. Já a solução 2 alcançou redução de 33,65%, 43,04% e 39,75%, enquanto, a solução 3 reduziu em 43,27%, 45,89% e 45,74% os patamares citados. Em resumo, em relação à redução das perdas técnicas, destacaram-se as soluções 1 e 3.

Em relação à melhora do perfil de tensão, por inspeção direta na Tabela 13, a solução 2 apresentou os melhores resultados entre as soluções no patamar de carga leve e média, enquanto a solução 3 é a melhor avaliada no patamar de carga pesada. A solução 1 apresentou o menor valor de custo, enquanto a solução 3 é mais interessante em relação ao fluxo de caixa.

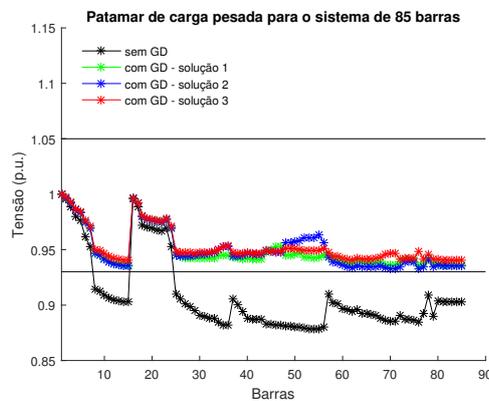
Considerando o aumento da capacidade de transferência disponível CTD no patamar de carga leve, a solução 1 proporcionou um incremento igual a 2,79%, enquanto a solução 2 e 3 apresentaram, respectivamente, 1,61% e 2,84%. Para o patamar de carga média, a solução 1 aumentou a CTD em 3,22%, enquanto a solução 2 e 3 apresentaram, respectivamente, 2,69% e 3,18%. Para o patamar de carga pesada, a solução 1 ampliou a CTD em 2,66%, enquanto a solução 2 e 3 apresentaram, respectivamente, 2,00% e 2,81%. Em relação à CTD, entre as três soluções, a solução 3 representa o melhor cenário para os patamares de carga leve e pesada, enquanto a solução 1 proporciona um incremento maior no patamar de carga média.

Figura 38 – Perfil de tensão no sistema de 85 barras no cenário sem GD e nos cenários com GD a partir das soluções escolhidas por patamar de carga



(a) Patamar de carga leve

(b) Patamar de carga média



(c) Patamar de carga pesada

Fonte: o autor.

Tabela 13 – Cenários sem alocação e considerando as soluções para cada patamar de carga no sistema de 85 barras

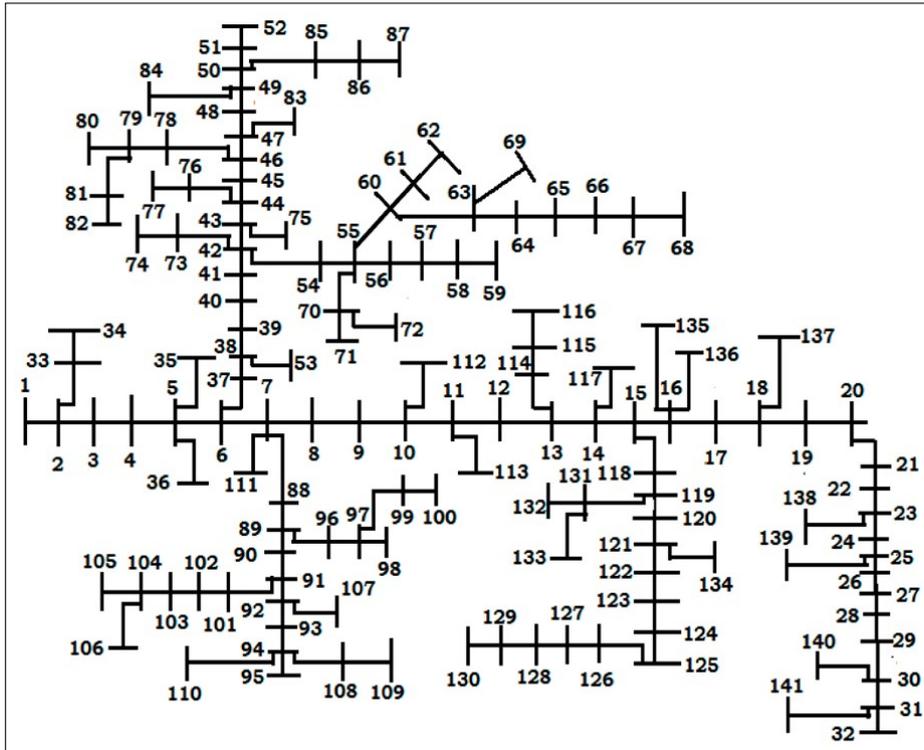
Cenário	Sistema 85 barras (carga leve)			Sistema 85 barras (carga média)		Sistema 85 barras (carga pesada)	
	f_1	f_2	f_3	f_1	f_3	f_1	f_3
sem GD	0,1037	0	0,2675	0,3161	0,8215	0,3166	0,8086
solução 1	0,0601	0,4636	0,0228	0,1718	0,2354	0,1788	0,2454
solução 2	0,0693	0,4761	0,0201	0,1800	0,2146	0,1909	0,2362
solução 3	0,0591	0,4689	0,0293	0,1711	0,2352	0,1724	0,2100

Fonte: o autor.

5.4 Sistema de 141 Barras

A Figura 39 mostra a representação do sistema de 141 barras e 140 ramos em 12,5 kV (KHODR *et al.*, 2008). Dessa vez o perfil de carga em cada barra foi distribuído de maneira aleatória, diferentemente dos sistemas anteriores.

Figura 39 – Sistema de distribuição radial com 141 barras



Fonte: (BHULLAR; GHOSH, 2018)

As barras 7, 13, 14, 16, 18, 21, 28, 29, 35, 42, 46, 49, 50, 56, 58, 59, 60, 66, 71, 72, 73, 75, 76, 78, 81, 84, 85, 87, 88, 90, 93, 94, 95, 99, 101, 111, 112, 116, 119, 120, 122, 124, 125, 134, 137, 138, 139, 140 e 141 foram consideradas com o perfil residencial. As barras 3, 4, 5, 6, 9, 24, 25, 26, 34, 36, 41, 43, 45, 48, 51, 52, 53, 54, 55, 57, 62, 67, 70, 74, 80, 82, 86, 92, 97, 98, 103, 105, 107, 108, 109, 113, 114, 117, 121, 126, 127, 128, 129, 132, 133 e 136 receberam o perfil comercial. As barras restantes foram consideradas com perfil industrial. Para mais informações sobre o sistema de 141 barras consulte o Anexo D.

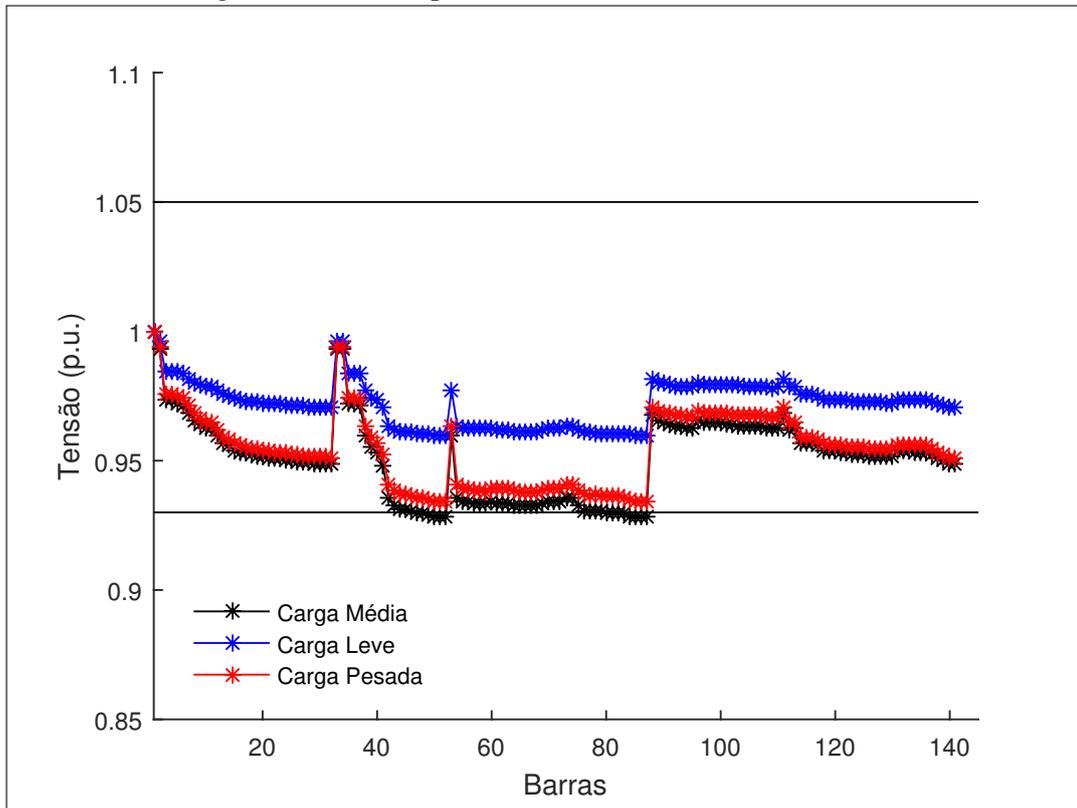
5.4.1 Cenários sem Geração Distribuída

No cenário de carga leve, o sistema de 141 barras apresentou uma carga instalada de 6,9 MW + j4,3 MVar, com 203,8 kW de perdas ou PPD igual a 2,82% e CTD igual a 1,048 GVA. No cenário de carga média, a carga instalada é igual 11,9 MW + j7,4 MVar, com 629,1 kW de perdas ou PPD igual 4,8% e CTD igual a 1,845 GVA. E no patamar de carga pesada, a carga instalada é 10,9 MW + j6,7 MVar, com 321,1 kW de perdas ou PPD igual a 4,32% e CTD igual a 1,680 GVA. Além disso, o sistema de 141 barras apresentou, nos patamares de carga leve, média e pesada, desvio de tensão total igual 0,1217, 0,3765 e 0,3211, respectivamente.

A Figura 40 mostra o perfil de tensão do sistema de 141 barras para os três patamares

de carga. Os limites regulatórios, 0,93 p.u. (11,62 kV) e 1,05 p.u. (13,12 kV), são ilustrados por linhas horizontais. Esse sistema apresentou valores de tensão menores que 0,93 p.u. apenas no patamar de carga média.

Figura 40 – Curva de perfil de tensão para o sistema de 141 barras nos patamares de carga leve, média e pesada



Fonte: o autor.

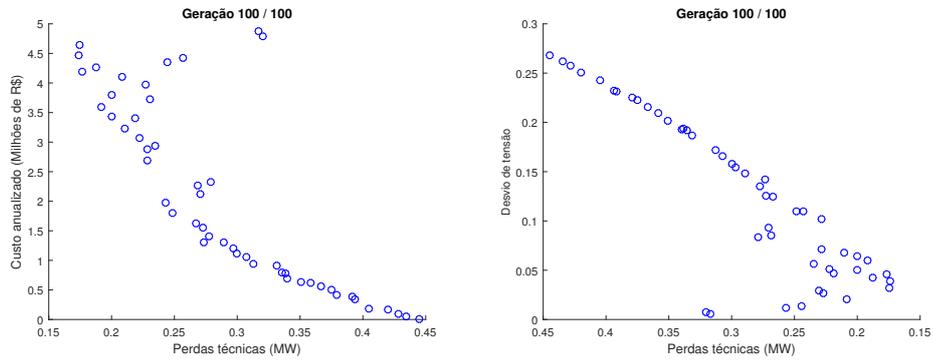
5.4.2 Cenários Pós-Alocação

A Figura 41 apresenta a última geração de uma execução do NSGA-II, explicitando as três fronteiras bidimensionais: perdas *vs* custo - Figura 41a, perdas *vs* perfil de tensão - Figura 41b e custo *vs* desvio de tensão - 41c.

Ao passo que a Figura 42 ilustra a fronteira de Pareto 3D dessa execução, além de destacar a solução escolhida por composição max-min e mostrar o valor de hipervolume associado.

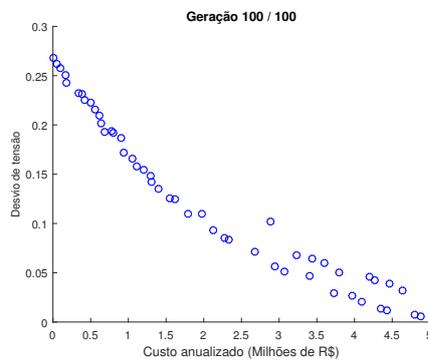
Os histogramas apresentados na Figura 43 ilustram a representatividade das soluções. Em relação ao problema de *siting*, destacaram-se nas últimas gerações do NSGA-II em ordem: a barra 80 com 2.017 de frequência (80,68% de frequência), a barra 86 com 1.655 aparições (66,2%), a barra 79 com 1.609 (64,36%), a barra 110 e 109 com 680 e 676 aparições (27,2% e

Figura 41 – Objetivos comparados aos pares para a última geração de uma execução do algoritmo de busca NSGA-II



(a) Perdas vs custo anualizado

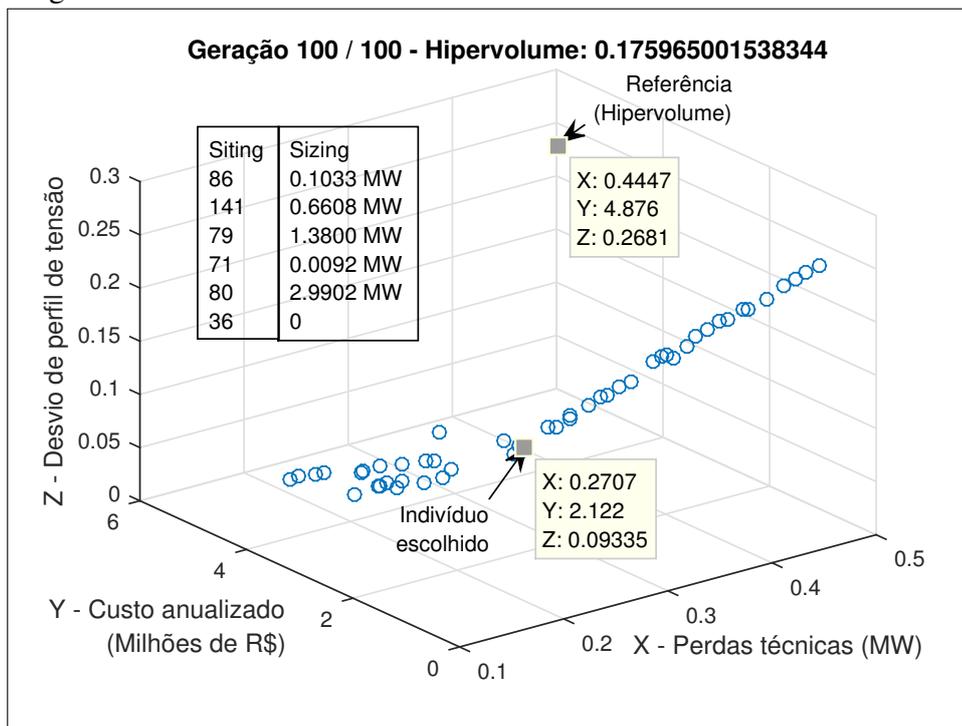
(b) Perdas vs desvio de tensão



(c) Custo vs desvio de tensão

Fonte: o autor.

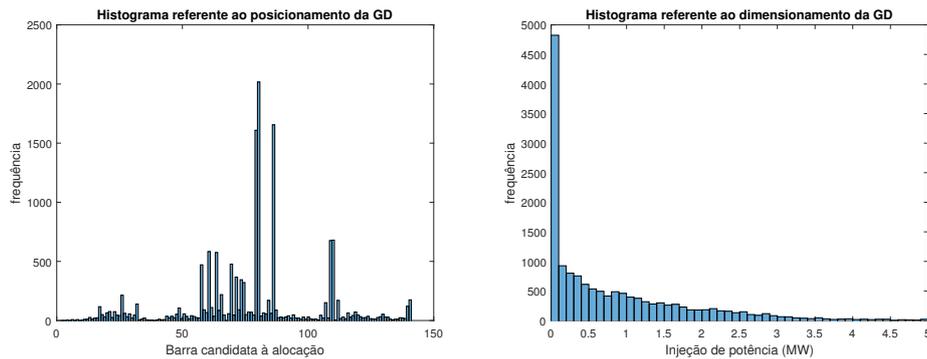
Figura 42 – Gráfico tridimensional ilustrando a fronteira de Pareto obtida.



Fonte: o autor.

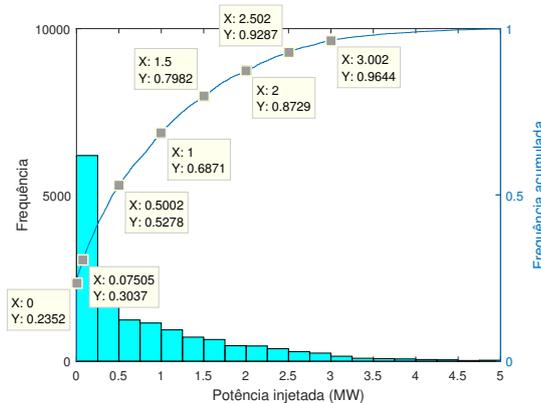
27,04%) e a barra 61 com 583 aparições (23,32%). Em relação ao problema de *sizing*, por se tratar de um sistema de maior porte e com uma carga instalada superior, observou-se soluções até 5 MW - limite superior estabelecido, embora com baixa frequência. A faixa entre 75 kW e 0,5 MW abrigou mais de 50% das soluções. A faixa de 0 até 1,5 MW envolveu quase 80% das soluções.

Figura 43 – Histogramas associado às soluções obtidas na última geração para o problema de alocação no sistema de 141 barras, considerando $N_{exec} = 50$



(a) Histograma de *siting*

(b) Histograma de *sizing*



(c) Histograma de *sizing* com frequência acumulada

Fonte: o autor.

A superpopulação, gerada pelos indivíduos selecionados via composição max-min durante as execuções do NSGA-II, pode ser vista na Tabela 14. É importante ressaltar que essa superpopulação não será exclusivamente formada por indivíduos não-dominados. Apesar de em cada execução, a última geração do NSGA-II possuir apenas indivíduos não-dominados, a composição max-min escolhe o indivíduo mais adequado em cada execução, de acordo com os valores de pertinência definidos, criando desse modo a superpopulação.

Tabela 14 – População gerada por composição max-min para o sistema de 141 barras com $N_{GD}^{max} = 6$. Os valores de *sizing* e perdas

f_1 estão em MW, os valores de custo anualizado f_2 em milhões de R\$		<i>Sizing</i>										f_1	f_2	f_3
<i>Sizing</i>		<i>Sizing</i>										f_1	f_2	f_3
86	141	79	71	80	36	0,1033	0,6608	1,3800	0,0092	2,9902	0	0,2707	2,1221	0,0934
58	86	84	80	64	26	2,1715	0,4972	0	0,5413	0,0385	1,7561	0,2353	2,0648	0,0931
64	130	109	79	80	110	0,9634	0,7496	0	1,5775	1,5438	0	0,2307	1,9945	0,0950
80	84	79	86	23	61	0,8474	0,8904	0,5460	1,6271	0,3705	0,6198	0,2667	2,0221	0,0976
62	109	69	80	27	79	0,4320	0,0594	0,1900	0,8794	1,2008	2,1970	0,2320	2,0458	0,0949
69	80	86	109	73	31	0,7513	0,8263	0,8706	0,5302	0,7788	1,4595	0,2154	2,1523	0,0925
74	79	80	131	64	109	0,4018	1,6521	0,7043	1,6091	0,6720	0	0,2252	2,0791	0,0968
69	107	86	80	59	17	1,6305	0,3052	1,4709	0,8706	0	0,5332	0,2381	1,9846	0,1071
86	80	109	79	65	61	0,2602	0	0	1,2854	0,2266	3,1950	0,2519	2,0494	0,0967
66	84	79	61	125	80	1,4852	1,4454	0,1089	0,3851	1,5805	0,0273	0,2361	2,0763	0,0998
48	79	80	86	119	72	0,0722	1,0311	0	0,3348	1,1672	2,4182	0,2365	2,0726	0,1003
86	80	58	73	71	32	2,1119	0	0,4441	0	1,0980	1,1362	0,2392	1,9763	0,0960
64	112	80	73	79	110	0,7042	1,3278	0,7164	0,4199	1,1871	0,8210	0,2252	2,1357	0,1061
80	75	107	20	73	86	0,6221	0,2839	0,0260	2,3434	0,6988	1,0997	0,2347	2,0934	0,1008
79	64	80	109	67	32	1,3161	0,6086	0,5627	0,7530	0,4867	1,2767	0,2278	2,0645	0,1031
79	80	86	64	74	109	0,2063	0,4761	0,9932	2,8638	0,2266	0,0272	0,2528	1,9775	0,0970
73	86	119	110	80	109	0,6083	0,9566	1,8379	0,3009	1,1826	0,1114	0,2164	2,0620	0,0978
110	141	107	80	86	74	0,4034	0,5338	0	1,3941	0,7165	1,7314	0,2279	1,9718	0,1045
79	69	76	32	80	64	0,7629	0,3133	0,0937	0,5421	1,6981	1,4332	0,2538	1,9983	0,1041
109	86	110	80	73	26	0	0,5666	0	2,2436	0,6816	1,1221	0,2247	1,9036	0,0964
73	80	86	105	79	107	0,0171	3,0078	0	1,2274	0,9128	0,0643	0,2611	2,1575	0,1019

		Sizing				Sizing			f_1	f_2	f_3		
		Sizing		Sizing		Sizing		f_1	f_2	f_3			
109	79	80	69	26	86	0	1,2706	0,6818	1,5079	1,1542	0,2206	1,9823	0,0899
80	61	74	86	110	32	1,4345	0	2,2348	0	0,7366	0,2335	1,9471	0,0962
84	80	109	86	79	140	0,4007	0	1,8331	1,9617	0,3845	0,2554	1,9036	0,0975
80	79	71	109	118	86	1,1211	0,5809	0,5141	0,4172	2,0580	0,2422	2,0073	0,1009
65	140	80	86	79	64	0	0,0347	0,8248	0	4,1229	0,2747	2,0556	0,1013
107	79	61	86	80	135	0,2036	0,5722	1,1019	0,5207	2,5303	0,2296	2,0335	0,0973
66	110	80	86	73	79	0	0,0116	2,0307	0,6605	0,9103	0,2570	1,9159	0,1002
80	109	110	83	86	141	0,0061	0,3048	1,3488	0,0859	1,6791	0,2335	1,9667	0,1014
109	83	86	64	80	110	1,3535	1,1848	1,5999	0,6268	0,1592	0,2391	2,0602	0,0968
86	32	61	21	62	80	1,2967	0,0559	0,1270	1,0295	0,6075	0,2420	1,9735	0,1021
58	80	64	79	141	126	0,7081	0,9649	0,8350	1,6663	0,4911	0,2418	2,0470	0,1016
80	79	86	68	72	23	0,9799	0,3035	1,2866	0,4287	1,4590	0,2344	2,0180	0,0996
27	86	109	80	110	64	1,0461	0	2,8354	0,5534	0,3869	0,2374	2,0724	0,0967
61	79	74	80	26	73	0,1383	0,8025	0,9688	2,5531	0,6859	0,2423	2,1242	0,0924
64	79	20	109	86	80	1,0111	1,0133	0,0555	1,5284	0,7813	0,2272	1,9193	0,0963
79	26	80	61	21	86	0,6830	0,4162	0,8240	0,5755	2,3189	0,2432	1,9876	0,0962
79	109	86	26	61	80	1,0921	0	0,9695	0,6245	1,0029	0,2286	1,9494	0,0912
27	86	79	80	58	71	2,8986	0,8699	0	0,6274	0,4400	0,2540	1,9952	0,0967
80	84	64	69	110	109	0,6296	1,5864	0,2764	0,0183	0,0693	0,2425	2,0168	0,0994
80	112	140	109	79	66	0,5217	0,3391	0,2170	0,8011	2,2772	0,2272	2,0610	0,1024
80	86	79	68	61	28	0,9105	0,1090	1,3371	0,4771	1,3612	0,2322	2,0794	0,0929
73	86	141	80	110	69	0	1,5406	0,3049	0,2582	2,0041	0,2242	2,0083	0,0968
86	26	80	67	64	79	0	1,3324	0,7338	0,9547	1,0791	0,2350	2,0007	0,0962

		<i>Sizing</i>					<i>f</i>							
		<i>Sizing</i>					<i>f</i> ₁	<i>f</i> ₂	<i>f</i> ₃					
<i>Sizing</i>														
109	71	61	80	86	79	0,0932	0,3723	0	1,7013	0	2,9943	0,2775	2,1294	0,0901
26	79	86	64	80	73	1,6736	1,3937	0,9877	0,3993	0	0,3446	0,2308	1,9799	0,0909
61	79	80	86	31	58	1,1122	0,0936	0,3696	1,3121	0,8873	1,2676	0,2370	2,0803	0,0916
86	80	69	17	79	109	0,8465	0,1646	0,8569	1,5329	1,0926	0,4104	0,2151	2,0232	0,0942
86	110	84	64	80	71	3,0434	0,5442	0	0,0197	1,0043	0	0,2680	1,9027	0,1077
86	80	138	83	110	58	0,4998	1,1122	1,4179	1,3498	0,2467	0,4845	0,2246	2,1087	0,0953

Fonte: o autor.

As três soluções escolhidas para cada patamar de carga estão apresentadas na Tabela 15. É interessante destacar, que nenhuma das três soluções considerou todas as alocações disponíveis no sistema de 141 barras. As soluções 1 e 3, por exemplo, consideraram a alocação de 4 geradores dos 6 disponíveis. A solução 2, por sua vez, considerou a alocação de 5 geradores.

Embora a solução 2 apresente um custo maior, como pode ser visto na Tabela 16, vale lembrar que esse custo não tem nenhuma dependência com a quantidade de unidades instaladas. O modelo proposto condiciona ao custo apenas o dimensionamento total, de modo que um gerador de 1 MW apresentará o mesmo custo de dois geradores de 500 kW.

Tabela 15 – Barras candidatas à alocação e tamanho dos geradores distribuídos no sistema de 141 barras com $N_{GD}^{max} = 6$ para cada patamar de carga através de composição max-min para a Tabela 14

Siting						Sizing (MW)					
86	110	84	64	80	71	3,043	0,544	0	0,020	1,004	0
109	79	80	69	26	86	0,190	0	1,271	0,682	1,508	1,154
86	80	58	73	71	32	2,112	0	0,444	0	1,098	1,136

Fonte: o autor.

Através da Figura 44 e da Tabela 16 é possível comparar os cenários sem GD e com GD. Em especial, a Figura 44 mostra o perfil de tensão do sistema de 141 e o benefício alcançado no mesmo. Com as alocações sugeridas, as barras do sistema não registraram valores de tensão menores que 0.96 p.u (12 kV).

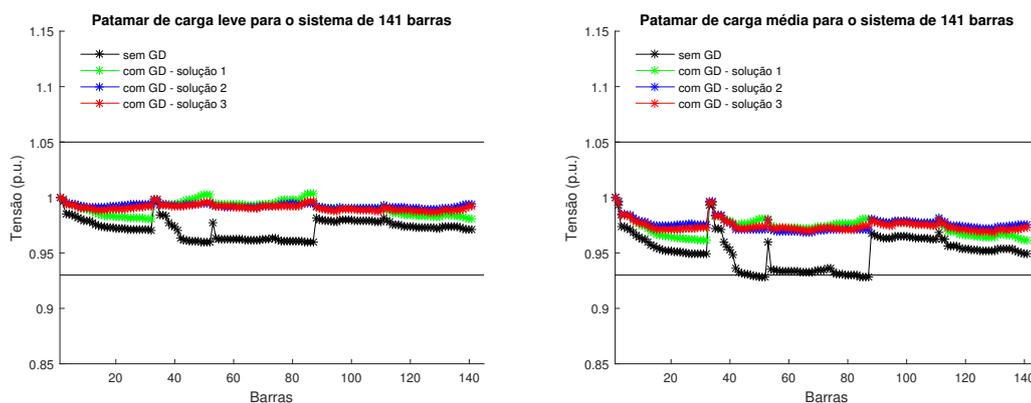
Tabela 16 – Cenários sem alocação e considerando as soluções para cada patamar de carga no sistema de 141 barras

Cenário	Sistema 141 barras (carga leve)			Sistema 141 barras (carga média)		Sistema 141 barras (carga pesada)	
	f_1	f_2	f_3	f_1	f_3	f_1	f_3
sem GD	0,204	0	0,122	0,629	0,377	0,531	0,321
solução 1	0,109	1,903	0,018	0,268	0,108	0,234	0,091
solução 2	0,075	1,982	0,009	0,221	0,090	0,191	0,081
solução 3	0,083	1,976	0,012	0,239	0,096	0,194	0,073

Fonte: o autor.

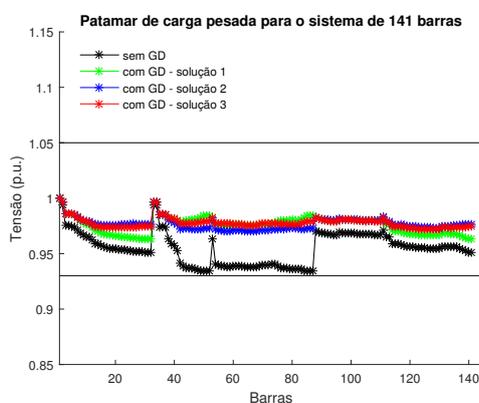
Para o cenário de carga leve, a solução 1 reduziu as perdas em 46,57%, a solução 2, mais efetiva, reduziu em 63,24%, enquanto a solução 3 alcançou 59,31% de redução. No cenário de carga média, a solução 1 apresentou 57,4% de redução de perdas, a solução 2 reduziu em 64,9%, enquanto a solução 3 alcançou redução intermediária. Para o cenário de carga pesada, a

Figura 44 – Perfil de tensão no sistema de 141 barras no cenário sem GD e nos cenários com GD a partir das soluções escolhidas por patamar de carga



(a) Patamar de carga leve

(b) Patamar de carga média



(c) Patamar de carga pesada

Fonte: o autor.

solução 1 apresentou 55,93% de redução de perdas, a solução 2 por sua vez atingiu 64,03% de redução, novamente a solução 3 apresentou redução intermediária para as perdas.

Em resumo, a solução 2 é superior à solução 3 nos objetivos técnicos, porém inferior em relação ao custo anualizado. Ao analisar o fluxo de caixa anualizado em milhões de R\$, solução 2 apresenta 3,2436, enquanto a solução 3 entrega 3,2339. Ao analisar a capacidade de transferência disponível, a solução 2 propicia um aumento de 2,70%, 3,72% e 3,63%, nos patamares de carga leve, média e pesada, enquanto a solução 3 amplifica em 1,56%, 2,99% e 3,17%. Ao priorizar os objetivos técnicos e um maior fluxo de caixa, a alocação sugerida pela solução 2 é mais indicada. Ao priorizar um menor custo de instalação e a melhora do perfil de tensão no cenário de carga pesada, a solução 3 é mais interessante.

5.5 Resumo do Capítulo

No atual capítulo, os sistemas estudados foram introduzidos nas Seções 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4, com as simulações e resultados associados apresentados em seguida. Os histogramas obtidos com 50 execuções foram apresentados nas Figuras 25, 31, 37 e 43. Por fim, as soluções finais para cada patamar de carga foram apresentadas nas Tabelas 6, 9, 12 e 15.

Para o Capítulo 6, os principais tópicos do trabalho são recapitulados, as contribuições alcançadas são apresentadas, os objetivos do trabalho e hipóteses levantadas nas Seções 1.3 e 1.4 também são checados. Além disso, opções de trabalhos futuros são também comentados.

6 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Neste capítulo são reapresentados o modelo proposto, a estratégia de solução e os resultados. Além disso, algumas sugestões de trabalhos futuros são declaradas. Inicialmente, o modelo de otimização multiobjetivo para posicionamento (*siting*) e dimensionamento (*sizing*) de geradores distribuídos é construído, veja Capítulo 3. Esse modelo adota restrições e premissas usuais na literatura, com alguns parâmetros ajustados via PRODIST. O modelo proposto contempla dois aspectos de natureza técnica minimizar as perdas de potência ativa e melhorar o perfil de tensão, e um objetivo de natureza econômica reduzir o custo de instalação, operação e manutenção.

Para resolver esse problema deve-se definir uma estratégia de solução conveniente, veja Capítulo 4. Sabe-se que o problema de alocação é um problema não-linear de difícil tratamento, com a exploração total do espaço de busca sendo impraticável. Dessa forma, utilizar um método meta-heurístico como ferramenta de busca é uma escolha adequada. O método escolhido nesse trabalho foi o NSGA-II. Além disso, por se tratar de um problema de otimização com objetivos conflitantes, não existirá uma solução ótima para todos os objetivos. Para compromisso de escolha, optou-se pela composição max-min como ferramenta de *trade-off* e seleção final. A composição implementada é tão simples quanto escolher um ponto intermediário da fronteira. Porém mais versátil, pois permite a partir de coeficientes de pertinência ajustar a solução final às preferências desejadas.

Por não haver garantias que a solução ótima seria encontrada, e também pela natureza estocástica do NSGA-II, *a priori* 50 execuções foram realizadas. As escolhas dessas soluções foram utilizadas para formar uma superpopulação, e dessa forma definir as soluções finais por patamar de carga. Aproveitando as execuções realizadas, histogramas foram montados para verificar a repetitividade das soluções para *siting* e *sizing* e assim inferir uma moda das soluções. Por exemplo, no sistema de 69 barras verificou-se um predomínio absoluto da barra 61.

Em relação às soluções escolhidas no Capítulo 5, pode-se afirmar que, com as devidas inserções, os resultados verificados foram satisfatórios, pois a redução dos objetivos foi alcançada e as restrições foram respeitadas. O impacto positivo das unidades de GD inseridas também pôde ser observado a partir dos perfis de tensão nos cenários pré-alocação e pós-alocação, com o valor de tensão nas barras mais próximo ao valor de referência.

Embora seja difícil comparar trabalhos diferentes, principalmente devido às singularidades de cada modelo (objetivos, restrições e premissas), listou-se no Apêndice B alguns

trabalhos recentes que tratam sobre a inserção de GD. Vale destacar os resultados alcançados para o sistema de 69 barras em que uma solução fortemente dominante foi alcançada em relação a vários trabalhos da literatura conforme o Apêndice B. Os comentários e parecer final para cada hipótese levantada na Seção 1.4 são apresentados no Quadro 1.

Entre as contribuições apresentadas neste trabalho, destacam-se:

- O modelo que atende objetivos técnicos e econômicos, podendo ser utilizado para suprir o interesse de públicos diferentes como companhias de energia e investidores;
- A inclusão de fatores ainda pouco explorados na literatura como patamares de carga e perfis de consumo;
- A estratégia de solução que combina o NSGA-II e a composição max-min para o problema de alocação.

Entre as sugestões futuras para a pesquisa:

- Deve-se melhorar o modelo. Para o horizonte de estudos adotado, não foram consideradas variações na carga, sendo estas limitadas aos cenários com carga leve, média e pesada. Outra sugestão é modelar a GD por tipos, e dessa forma não considerar as variáveis de *sizing* apenas como injeção de potência ativa, ou seja, com fator de potência unitário.
- Outra sugestão importante é aprimorar o levantamento dos parâmetros de custo, apresentado no trabalho como um valor genérico. Seria interessante associar o custo ao tipo de GD.
- Por meio de modelos determinísticos o fator de capacidade poderia ser melhor aproveitado, outros modelos também podem ser utilizados para considerar fatores como velocidade do vento e sombreamento nas barras.
- Novos objetivos podem ser considerados como a capacidade de transferência disponível e o fluxo de caixa que foram integrados apenas como fator de decisão. Além disso, pode-se trabalhar apenas com valores comerciais para as variáveis de *sizing*.
- Na literatura, os problemas de alocação de GD são associados à reconfiguração e inserção de capacitores. Trabalhos que consideram esses problemas apresentam resultados para redução das perdas e melhora do perfil de tensão de forma mais expressiva.

Quadro 1 – Hipóteses levantadas, comentários acerca e parecer final

Hipótese	Comentário	Parecer
O uso do MATPOWER como ambiente para modelagem e cálculo de fluxo de potência em sistemas de distribuição é satisfatório?	É uma ferramenta de simulação adequada para fins educacionais que é fácil de usar e modificar. Embora, esse pacote seja integrado ao MATLAB, um <i>software</i> pago, ele também é compatível ao GNU Octave, um <i>software</i> livre.	Confirmada.
Os objetivos e restrições propostos são adequados para o problema de alocação de geradores distribuídos?	O modelo proposto engloba os dois principais objetivos técnicos, além de apresentar um objetivo de natureza econômica, critérios de decisão e restrições intrínsecos ao problema de alocação de geradores distribuídos.	Confirmada.
O método de busca utilizado para solução do modelo é conveniente?	Pelas curvas de convergência, a performance do NSGA-II é satisfatória. Entretanto, o hipervolume alcançado deve ser comparado com outros algoritmos multiobjetivos.	Parcialmente confirmada.
A ferramenta de escolha empregada facilita o processo de escolha final?	A composição max-min é simples e versátil, o número de opções foi reduzido ao número de patamares de carga. Entretanto, há certo criticismo para a definição dos coeficientes de pertinência por tentativa e erro.	Confirmada, porém resultados melhores são esperados com o ajuste dos coeficientes de pertinência por meta-heurísticas.
A qualidade das soluções obtidas é satisfatória? A presença adequada de GD melhora a performance de um sistema?	Embora seja difícil comparar trabalhos diferentes, as soluções obtidas são condizentes. Com as alocações sugeridas, as perdas foram reduzidas e o perfil de tensão melhorado	Confirmada.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

REFERÊNCIAS

- ABDI, S.; AFSHAR, K. Application of ipso-monte carlo for optimal distributed generation allocation and sizing. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 44, n. 1, p. 786–797, 2013.
- ABSOLAR. **Setor fotovoltaico vai gerar 672 mil empregos com manutenção do marco regulatório**. 2019. Disponível em: <<http://absolar.org.br/noticia/noticias-externas/setor-fotovoltaico-vai-gerar-672-mil-empregos-com-manutencao-do-marco-regulatorio.html>>. Acesso em: 15 jul. 2019.
- ABUL'WAFI, A. R. Ant-lion optimizer-based multi-objective optimal simultaneous allocation of distributed generations and synchronous condensers in distribution networks. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, Wiley Online Library, v. 29, n. 3, p. e2755, 2019.
- ACHARYA, N.; MAHAT, P.; MITHULANANTHAN, N. An analytical approach for dg allocation in primary distribution network. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 28, n. 10, p. 669–678, 2006.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.
- AKELLA, A.; SAINI, R.; SHARMA, M. P. Social, economical and environmental impacts of renewable energy systems. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 34, n. 2, p. 390–396, 2009.
- ALI, S. M.; MOHAMED, A.-A. A.; HEMEIDA, A. A pareto strategy based on multi-objective for optimal placement of distributed generation considering voltage stability. In: IEEE. **2019 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE)**. [S.l.], 2019. p. 498–504.
- AMAN, M.; JASMON, G.; MOKHLIS, H.; BAKAR, A. Optimal placement and sizing of a dg based on a new power stability index and line losses. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 43, n. 1, p. 1296–1304, 2012.
- AMAN, M. M.; JASMON, G. B.; MOKHLIS, H. *et al.* Optimum tie switches allocation and dg placement based on maximisation of system loadability using discrete artificial bee colony algorithm. **IET Generation, Transmission & Distribution**, IET, v. 10, n. 10, p. 2277–2284, 2016.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012**. Brasília, 2012. 18 p.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015**. Brasília, 2015. 25 p.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 2**. Brasília, 2016. 48 p.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 7**. Brasília, 2018. 27 p.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 8**. Brasília, 2018. 88 p.

ANEEL. **BIG - Banco de Informações de Geração**. 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 12 jul. 2019.

BANSAL, R. **Handbook of Distributed Generation: Electric power technologies, economics and environmental impacts**. [S.l.]: Springer, 2017.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power delivery**, IEEE, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989.

BAYOD-RÚJULA, A. A. Future development of the electricity systems with distributed generation. **Energy**, Elsevier, v. 34, n. 3, p. 377–383, 2009.

BHULLAR, S.; GHOSH, S. Optimal integration of multi distributed generation sources in radial distribution networks using a hybrid algorithm. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 11, n. 3, p. 628, 2018.

BOTELHO, D. F. **Planejamento da geração distribuída com foco na confiabilidade**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), 2018.

BRANKE, J. Creating robust solutions by means of evolutionary algorithms. In: SPRINGER. **International Conference on Parallel Problem Solving from Nature**. [S.l.], 1998. p. 119–128.

BUAYAI, K.; ONGSAKUL, W.; MITHULANANTHAN, N. Multi-objective micro-grid planning by nsga-ii in primary distribution system. **European Transactions on Electrical Power**, Wiley Online Library, v. 22, n. 2, p. 170–187, 2012.

CANO, E. B. Utilizing fuzzy optimization for distributed generation allocation. In: IEEE. **TENCON 2007-2007 IEEE Region 10 Conference**. [S.l.], 2007. p. 1–4.

CCEE. **CO – Novos patamares de carga a partir da 1ª semana operativa de 2019**. 2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/comunicados/detalhe_comunicado?contentId=CCEE_644281>. Acesso em: 8 jun. 2019.

COELLO, C. A. C.; LAMONT, G. B.; VELDHUIZEN, D. A. V. *et al.* **Evolutionary algorithms for solving multi-objective problems**. [S.l.]: Springer, 2007. v. 5.

DAS, D. Optimal placement of capacitors in radial distribution system using a fuzzy-ga method. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 30, n. 6-7, p. 361–367, 2008.

DAS, D.; KOTHARI, D.; KALAM, A. Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 17, n. 5, p. 335–346, 1995.

DEB, K.; MIETTINEN, K.; CHAUDHURI, S. Toward an estimation of nadir objective vector using a hybrid of evolutionary and local search approaches. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, IEEE, v. 14, n. 6, p. 821–841, 2010.

DEB, K.; PRATAP, A.; AGARWAL, S.; MEYARIVAN, T. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: Nsga-ii. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, IEEE, v. 6, n. 2, p. 182–197, 2002.

DONNELLY, M.; DAGLE, J.; TRUDNOWSKI, D.; ROGERS, G. Impacts of the distributed utility on transmission system stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 11, n. 2, p. 741–746, 1996.

DUGAN, R. C.; GRANAGHAN, M. F. M.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W. **Electric Power Systems Quality**. [S.l.]: McGraw-hill, 2004.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Brasília, 2018. 345 p.

FARHANGI, H. The path of the smart grid. **IEEE Power and Energy Magazine**, IEEE, v. 8, n. 1, p. 18–28, 2010.

FARHAT, I. Ant colony optimization for optimal distributed generation in distribution systems. In: WORLD ACADEMY OF SCIENCE, ENGINEERING AND TECHNOLOGY (WASET). **Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology**. [S.l.], 2013. p. 495.

GUEDES, L. d. M. **Localização e dimensionamento de unidades de geração distribuída em redes de distribuição radiais**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, Mestrado em Engenharia Elétrica, 2006.

HA, M. P.; HUY, P. D.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K. A review of the optimal allocation of distributed generation: Objectives, constraints, methods, and algorithms. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 75, p. 293–312, 2017.

HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N.; LEE, K. Y. Determining pv penetration for distribution systems with time-varying load models. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 29, n. 6, p. 3048–3057, 2014.

IRENA. **Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2019**. 2019. Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jun/IRENA_RE_Jobs_2019-report.pdf>. Acesso em: 13 jul. 2019.

JDEED, M. **Comparison of the smart grid simulation tools RAPSIm and GridLab-D**. Dissertação (Mestrado) — Alpen-Adria-Universität, Klagenfurt, 11 2016.

JIN, Y. A comprehensive survey of fitness approximation in evolutionary computation. **Soft Computing**, Springer, v. 9, n. 1, p. 3–12, 2005.

JONG, K. A. D. **Evolutionary computation: a unified approach**. [S.l.]: MIT press, 2006.

JORDEHI, A. R. Allocation of distributed generation units in electric power systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 56, p. 893–905, 2016.

KANSAL, S.; KUMAR, V.; TYAGI, B. Optimal placement of different type of dg sources in distribution networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 53, p. 752–760, 2013.

KHATIB, T.; MOHAMED, A.; SOPIAN, K. A review of solar energy modeling techniques. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 16, n. 5, p. 2864–2869, 2012.

KHODR, H.; OLSINA, F.; JESUS, P. D. O.-D.; YUSTA, J. Maximum savings approach for location and sizing of capacitors in distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 78, n. 7, p. 1192–1203, 2008.

- KONZEN, G. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass. 108 p.** Dissertação (Mestrado) — Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia, USP. São ..., 2014.
- LINDEN, R. **Algoritmos Genéticos.** [S.l.]: Editora Ciência Moderna, 2012.
- MIETTINEN, K. **Nonlinear multiobjective optimization.** [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2012. v. 12.
- MOHAMMEDI, R.; HELLAL, A.; ARIF, S.; MOSBAH, M. Optimal dg placement and sizing in radial distribution systems using nsga-ii for power loss minimization and voltage stability enhancement. **International Review of Electrical Engineering**, v. 8, n. 06, 2013.
- MURTY, V.; KUMAR, A. Optimal placement of dg in radial distribution systems based on new voltage stability index under load growth. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 69, p. 246–256, 2015.
- NAWAZ, S.; BANSAL, A.; SHARMA, M. An analytical approach for dg placement in reconfigured distribution networks. **Journal of Applied Power Engineering**, v. 5, n. 3, p. 137–143, 2016.
- PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESELDONCKX, D.; BELMANS, R.; D’HAESELEER, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, Elsevier, v. 33, n. 6, p. 787–798, 2005.
- PRAKASH, D.; LAKSHMINARAYANA, C. Multiple dg placements in distribution system for power loss reduction using pso algorithm. **Procedia Technology**, Elsevier, v. 25, p. 785–792, 2016.
- RAO, R. S.; RAVINDRA, K.; SATISH, K.; NARASIMHAM, S. Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation. **IEEE transactions on power systems**, IEEE, v. 28, n. 1, p. 317–325, 2012.
- RAU, N. S.; WAN, Y.-h. Optimum location of resources in distributed planning. **IEEE Transactions on Power systems**, IEEE, v. 9, n. 4, p. 2014–2020, 1994.
- RAUT, U.; MISHRA, S. An improved elitist–jaya algorithm for simultaneous network reconfiguration and dg allocation in power distribution systems. **Renewable Energy Focus**, Elsevier, v. 30, p. 92–106, 2019.
- REDDY, P. D. P.; REDDY, V. V.; MANOHAR, T. G. Whale optimization algorithm for optimal sizing of renewable resources for loss reduction in distribution systems. **Renewables: Wind, Water, and Solar**, Springer, v. 4, n. 1, p. 3, 2017.
- SHAYANI, R. A. **Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição.** Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, Doutorado em Engenharia Elétrica, 2010.
- STERN, D. I. The role of energy in economic growth. **Annals of the New York Academy of Sciences**, Wiley Online Library, v. 1219, n. 1, p. 26–51, 2011.

SULTANA, U.; KHAIRUDDIN, A. B.; AMAN, M.; MOKHTAR, A.; ZAREEN, N. A review of optimum dg placement based on minimization of power losses and voltage stability enhancement of distribution system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 63, p. 363–378, 2016.

VIRAL, R.; KHATOD, D. Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 16, n. 7, p. 5146–5165, 2012.

WANG, L.; NG, A. H.; DEB, K. **Multi-objective evolutionary optimisation for product design and manufacturing**. [S.l.]: Springer, 2011.

WEEDY, B. M.; CORY, B. J.; JENKINS, N.; EKANAYAKE, J. B.; STRBAC, G. **Electric power systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2012.

ZAMANI, I. **Optimal distributed generation planning based on NSGA-II and MATPOWER**. Tese (Doutorado) — Brunel University London, 2015.

ZANGENEH, A.; JADID, S. Fuzzy multiobjective model for distributed generation expansion planning in uncertain environment. **European Transactions on Electrical Power**, Wiley Online Library, v. 21, n. 1, p. 129–141, 2011.

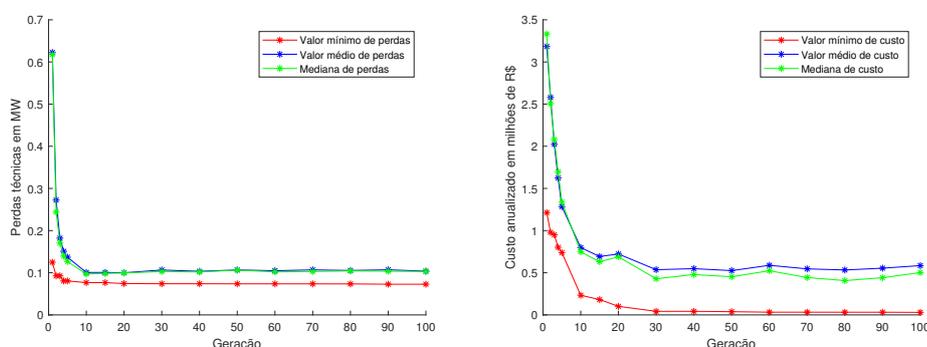
ZANIN, P. S. **Modelo multiobjetivo de alocação e dimensionamento de geração distribuída para redes de distribuição**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Goiás, 2018.

ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SÁNCHEZ, C. E.; THOMAS, R. J. Matpower: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 26, n. 1, p. 12–19, 2010.

APÊNDICE A – CURVAS DE CONVERGÊNCIA

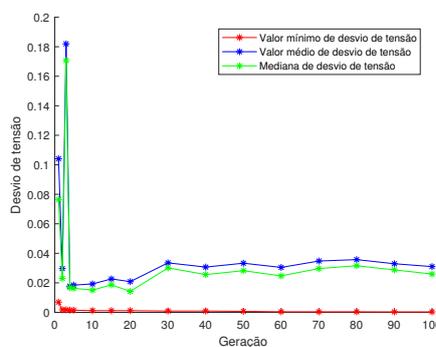
As curvas de convergência do NSGA-II para os três objetivos nos sistemas de 33, 69, 85 e 141 barras são apresentadas a seguir. Por inspeção, verifica-se nas Figuras 45, 46 e 47 uma convergência rápida e estável. Por outro lado, para o sistema de 141 barras, conforme Figura 48, a convergência apresentada principalmente para o objetivo f_3 referente ao desvio de tensão não foi satisfatória. Tal comportamento sugere ajustes na representação da melhora de perfil de tensão ou o uso de nova técnica de busca para sistemas de maior porte.

Figura 45 – Curvas de convergência do NSGA-II para alocação de GD no sistema de 33 barras



(a) Curva de convergência para perdas

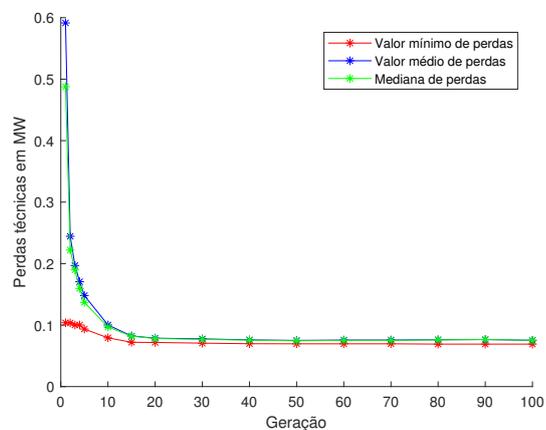
(b) Curva de convergência para custo



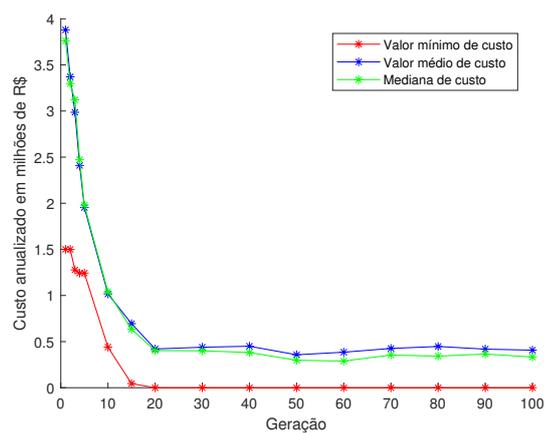
(c) Curva de convergência para desvio de tensão

Fonte: o autor.

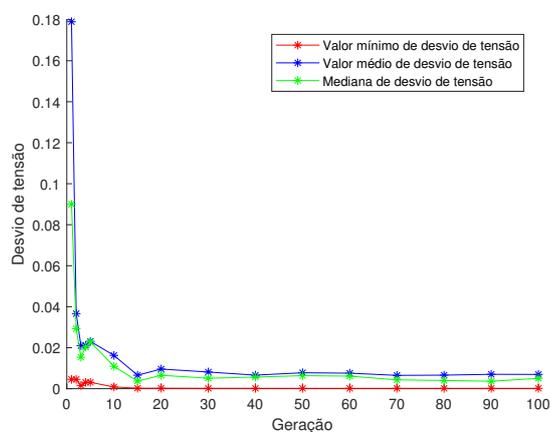
Figura 46 – Curvas de convergência do NSGA-II para alocação de GD no sistema de 69 barras



(a) Curva de convergência para perdas



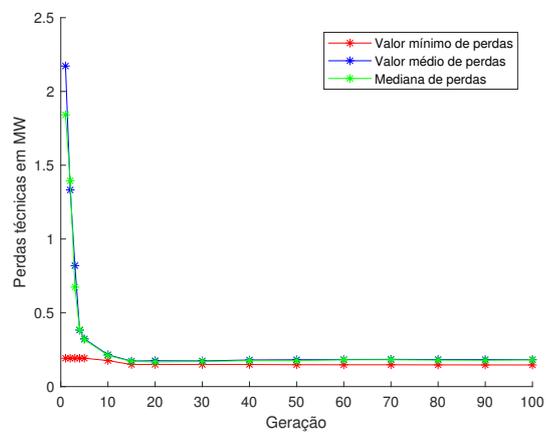
(b) Curva de convergência para custo



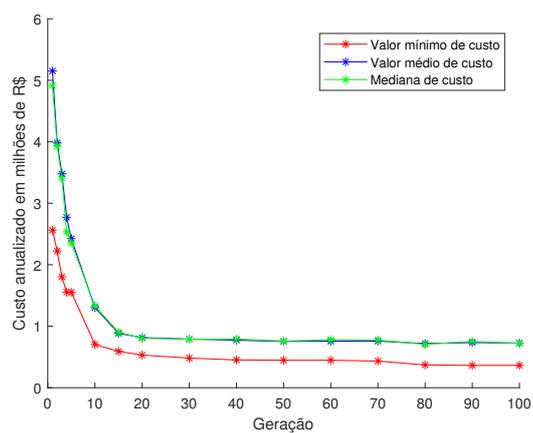
(c) Curva de convergência para desvio de tensão

Fonte: o autor.

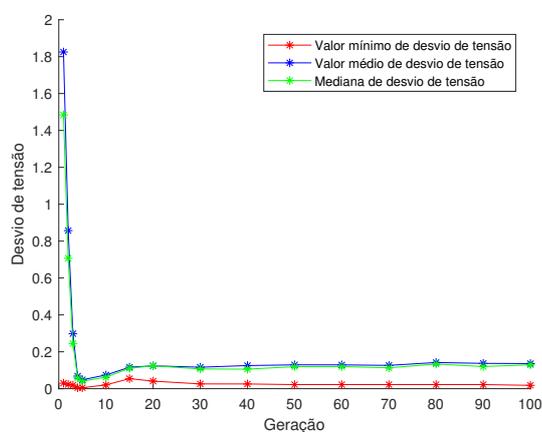
Figura 47 – Curvas de convergência do NSGA-II para alocação de GD no sistema de 85 barras



(a) Curva de convergência para perdas



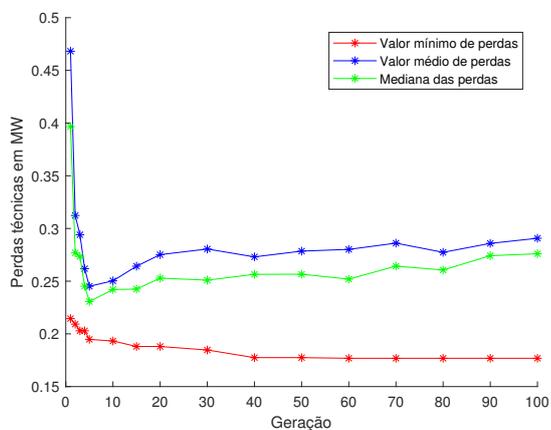
(b) Curva de convergência para custo



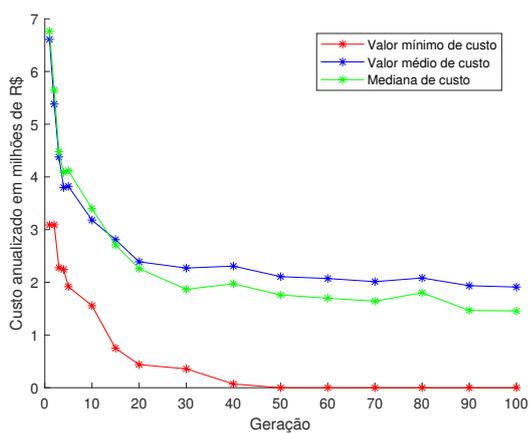
(c) Curva de convergência para desvio de tensão

Fonte: o autor.

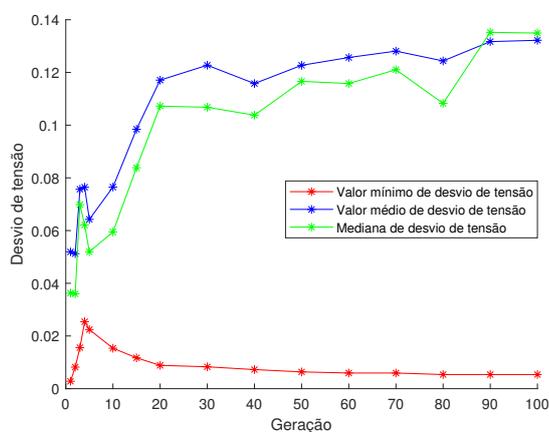
Figura 48 – Curvas de convergência do NSGA-II para alocação de GD no sistema de 141 barras



(a) Curva de convergência para perdas



(b) Curva de convergência para custo



(c) Curva de convergência para desvio de tensão

Fonte: o autor.

**APÊNDICE B – RESULTADOS OBTIDOS EM OUTROS TRABALHOS NA
LITERATURA**

Tabela 17 – Soluções propostas para *siting* e *sizing* em trabalhos de alocação de GD e resultados alcançados considerando perdas técnicas, custo anualizado em milhões de R\$ e desvio de tensão

Sistema	Trabalho	Solução (<i>siting</i> , <i>sizing</i>)	Perdas	Custo	Desvio
33 barras	Esse trabalho	barra 32 com 0.354 MW barra 14 com 0.902 MW	96 kW	0.518	0.023
33 barras	Prakash e Lakshminarayana (2016)	barra 06 com 2.599 MW	104.1 kW	1.0723	0.0278
33 barras	Prakash e Lakshminarayana (2016)	barra 06 com 1.900 MW barra 14 com 0.649 MW	91 kW	1.0516	0.0134
33 barras	Prakash e Lakshminarayana (2016)	barra 14 com 0.691 MW barra 24 com 0.986 MW barra 29 com 1.277 MW	76.9 kW	1.2188	0.0064
33 barras	Aman <i>et al.</i> (2016)	barra 32 com 1.968 MW barra 14 com 1.555 MW	196 kW	1.4539	0.0077
33 barras	Kansal <i>et al.</i> (2013)	barra 06 com 3.15 MW	109.4 kW	1.2996	0.0180
33 barras	Aman <i>et al.</i> (2012)	barra 07 com 2.895 MW	111.3 kW	1.1945	0.0175
33 barras	Mohammedi <i>et al.</i> (2013)	barra 07 com 3.715 MW	136.5 kW	1.5327	0.0075
33 barras	Rao <i>et al.</i> (2012)	barra 18 com 0.107 MW barra 17 com 0.572 MW barra 33 com 1.046 MW	99 kW	0.7119	0.0137
33 barras	Acharya <i>et al.</i> (2006)	barra 06 com 2.490 MW	104.0 kW	1.0273	0.0301
33 barras	Raut e Mishra (2019)	barra 32 com 0.372 MW barra 30 com 0.372 MW barra 14 com 0.372 MW	90.4 kW	0.4604	0.0267
69 barras	Esse trabalho	barra 49 com 0.168 MW barra 61 com 0.538 MW barra 21 com 0.279 MW barra 11 com 0.313 MW	68 kW	0.536	0.004
69 barras	Prakash e Lakshminarayana (2016)	barra 61 com 1.872 MW	133.0 kW	0.7723	0.0123
69 barras	Prakash e Lakshminarayana (2016)	barra 18 com 0.477 MW barra 61 com 1.866 MW	128.6 kW	0.9667	0.0046
69 barras	Prakash e Lakshminarayana (2016)	barra 11 com 0.501 MW barra 18 com 0.482 MW barra 61 com 1.770 MW	129.2 kW	1.1358	0.0053

Sistema	Trabalho	Solução (<i>siting, sizing</i>)	Perdas	Custo	Desvio
69 barras	Aman <i>et al.</i> (2012)	barra 61 com 2.026 MW	145.6 kW	0.8360	0.0133
69 barras	Nawaz <i>et al.</i> (2016)	barra 61 com 1.330 MW barra 64 com 0.310 MW barra 27 com 0.210 MW	128.2 kW	0.7633	0.0072
69 barras	Aman <i>et al.</i> (2016)	barra 61 com 3.453 MW	318 kW	1.4246	0.0392
69 barras	Kansal <i>et al.</i> (2013)	barra 61 com 1.808 MW	128.2 kW	0.7459	0.0120
69 barras	Murty e Kumar (2015)	barra 61 com 1.870 MW	128.1 kW	0.7455	0.0120
69 barras	Mohammedi <i>et al.</i> (2013)	barra 61 com 2.664 MW	210.6 kW	1.0991	0.0213
69 barras	Rao <i>et al.</i> (2012)	barra 65 com 0.102 MW barra 64 com 0.369 MW barra 63 com 1.302 MW	90 kW	0.7316	0.0166
69 barras	Acharya <i>et al.</i> (2006)	barra 61 com 1.810 MW	128.3 kW	0.7468	0.0120
69 barras	Farhat (2013)	barra 20 com 0.326 MW barra 61 com 1.283 MW barra 64 com 0.301 MW	122.8 kW	0.7882	0.0056
69 barras	Raut e Mishra (2019)	barra 63 com 0.177 MW barra 61 com 0.372 MW barra 62 com 0.162 MW	83.6 kW	0.2937	0.0180
85 barras	Esse trabalho	barra 51 com 0.268 MW barra 55 com 0.512 MW barra 74 com 0.374 MW	180 kW	0.476	0.215
85 barras	Murty e Kumar (2015)	barra 08 com 2.140 MW	176.4 kW	0.8829	0.2315
85 barras	Mohammedi <i>et al.</i> (2013)	barra 25 com 2.484 MW	181.6 kW	1.0248	0.1439
141 barras	Esse trabalho	barra 109 com 0.19 MW barra 80 com 1.271 MW barra 69 com 0.682 MW barra 26 com 1.508 MW barra 86 com 1.154 MW	221 kW	1.976	0.090

Fonte: o autor.

ANEXO A – DADOS ELÉTRICOS DO SISTEMA DE 33 BARRAS

Tabela A1 – Dados de carga em cada uma das barras do sistema de 33 barras com exceção da barra 1 (*slack bus*). Os valores de carga P_k e Q_k estão em MW e MVar

Barra	P_k	Q_k	Tipo
2	0,1000	0,0600	Residencial
3	0,0900	0,0400	Residencial
4	0,1200	0,0800	Residencial
5	0,0600	0,0300	Residencial
6	0,0600	0,0200	Residencial
7	0,2000	0,1000	Residencial
8	0,2000	0,1000	Residencial
9	0,0600	0,0200	Residencial
10	0,0600	0,0200	Residencial
11	0,0400	0,0300	Residencial
12	0,0600	0,0350	Residencial
13	0,0600	0,0350	Residencial
14	0,1200	0,0800	Residencial
15	0,0600	0,0100	Residencial
16	0,0600	0,0200	Residencial
17	0,0600	0,0200	Residencial
18	0,0900	0,0400	Residencial
19	0,0900	0,0400	Comercial
20	0,0900	0,0400	Comercial
21	0,0900	0,0400	Comercial
22	0,0900	0,0400	Comercial
23	0,0900	0,0500	Comercial
24	0,4200	0,2000	Comercial
25	0,4200	0,2000	Comercial
26	0,0600	0,0250	Industrial
27	0,0600	0,0250	Industrial
28	0,0600	0,0200	Industrial

Barra	P_k	Q_k	Tipo
29	0,1200	0,0700	Industrial
30	0,2000	0,6000	Industrial
31	0,1500	0,0700	Industrial
32	0,2100	0,1000	Industrial
33	0,0600	0,0400	Industrial

Fonte: (BARAN; WU, 1989) com o tipo definido em Hung *et al.* (2014).

Tabela A2: Dados elétricos das linhas de distribuição do sistema de 33 barras. Os valores de r_{km} e x_{km} são apresentados em Ω

Barra k	Barra m	r_{km}	x_{km}
1	2	0,0575	0,0293
2	3	0,3076	0,1567
3	4	0,2284	0,1163
4	5	0,2378	0,1211
5	6	0,5110	0,4411
6	7	0,1168	0,3861
7	8	0,4439	0,1467
8	9	0,6426	0,4617
9	10	0,6514	0,4617
10	11	0,1227	0,0406
11	12	0,2336	0,0772
12	13	0,9159	0,7206
13	14	0,3379	0,4448
14	15	0,3687	0,3282
15	16	0,4656	0,3400
16	17	0,8042	1,0738
17	18	0,4567	0,3581
2	19	0,1023	0,0976
19	20	0,9385	0,8457
20	21	0,2555	0,2985

Barra k	Barra m	r_{km}	x_{km}
21	22	0,4423	0,5848
3	23	0,2815	0,1924
23	24	0,5603	0,4424
24	25	0,5590	0,4374
6	26	0,1267	0,0645
26	27	0,1773	0,0903
27	28	0,6607	0,5826
28	29	0,5018	0,4371
29	30	0,3166	0,1613
30	31	0,6080	0,6008
31	32	0,1937	0,2258
32	33	0,2128	0,3308
21	8	1,2479	1,2479
9	15	1,2479	1,2479
12	22	1,2479	1,2479
18	33	0,3120	0,3120
25	29	0,3120	0,3120

Fonte: (BARAN; WU, 1989).

ANEXO B – DADOS ELÉTRICOS DO SISTEMA DE 69 BARRAS

Tabela B1: Dados de carga em cada uma das barras do sistema de 69 barras com exceção da barra 1 (*slack bus*). Os valores de carga P_k e Q_k estão em MW e MVar

Barra	P_k	Q_k	Tipo
2	0,0000	0,0000	Residencial
3	0,0000	0,0000	Residencial
4	0,0000	0,0000	Residencial
5	0,0000	0,0000	Residencial
6	0,0026	0,0022	Residencial
7	0,0404	0,0300	Residencial
8	0,0750	0,0540	Residencial
9	0,0300	0,0220	Residencial
10	0,0280	0,0190	Residencial
11	0,1450	0,1040	Residencial
12	0,1450	0,1040	Residencial
13	0,0080	0,0055	Residencial
14	0,0080	0,0055	Residencial
15	0,0000	0,0000	Residencial
16	0,0455	0,0300	Residencial
17	0,0600	0,0350	Residencial
18	0,0600	0,0350	Residencial
19	0,0000	0,0000	Residencial
20	0,0010	0,0006	Residencial
21	0,1140	0,0810	Residencial
22	0,0053	0,0035	Residencial
23	0,0000	0,0000	Residencial
24	0,0280	0,0200	Residencial
25	0,0000	0,0000	Residencial
26	0,0140	0,0100	Residencial
27	0,0140	0,0100	Residencial
28	0,0260	0,0186	Comercial

Barra	P_k	Q_k	Tipo
29	0,0260	0,0186	Comercial
30	0,0000	0,0000	Comercial
31	0,0000	0,0000	Comercial
32	0,0000	0,0000	Comercial
33	0,0140	0,0100	Comercial
34	0,0195	0,0140	Comercial
35	0,0060	0,0040	Comercial
36	0,0260	0,0186	Comercial
37	0,0260	0,0186	Comercial
38	0,0000	0,0000	Comercial
39	0,0240	0,0170	Comercial
40	0,0240	0,0170	Comercial
41	0,0012	0,0010	Comercial
42	0,0000	0,0000	Comercial
43	0,0060	0,0043	Comercial
44	0,0000	0,0000	Comercial
45	0,0392	0,0263	Comercial
46	0,0392	0,0263	Comercial
47	0,0000	0,0000	Residencial
48	0,0790	0,0564	Residencial
49	0,3847	0,2745	Residencial
50	0,3847	0,2745	Residencial
51	0,0405	0,0283	Residencial
52	0,0036	0,0027	Residencial
53	0,0043	0,0035	Industrial
54	0,0264	0,0190	Industrial
55	0,0240	0,0172	Industrial
56	0,0000	0,0000	Industrial
57	0,0000	0,0000	Industrial
58	0,0000	0,0000	Industrial

Barra	P_k	Q_k	Tipo
59	0,1000	0,0720	Industrial
60	0,0000	0,0000	Industrial
61	1,2440	0,8880	Industrial
62	0,0320	0,0230	Industrial
63	0,0000	0,0000	Industrial
64	0,2270	0,1620	Industrial
65	0,0590	0,0420	Industrial
66	0,0180	0,0130	Residencial
67	0,0180	0,0130	Residencial
68	0,0280	0,0200	Residencial
69	0,0280	0,0200	Residencial

Fonte: (DAS, 2008) com o tipo definido em Hung *et al.* (2014).

Tabela B2: Dados elétricos das linhas de distribuição do sistema de 69 barras. Os valores de r_{km} e x_{km} são apresentados em Ω

Barra k	Barra m	r_{km}	x_{km}
1	2	0,0000	0,0001
2	3	0,0000	0,0001
3	4	0,0001	0,0002
4	5	0,0016	0,0018
5	6	0,0228	0,0116
6	7	0,0238	0,0121
7	8	0,0058	0,0029
8	9	0,0031	0,0016
9	10	0,0511	0,0169
10	11	0,0117	0,0039
11	12	0,0444	0,0147
12	13	0,0643	0,0212
13	14	0,0651	0,0215
14	15	0,0660	0,0218

Barra k	Barra m	r_{km}	x_{km}
15	16	0,0123	0,0041
16	17	0,0234	0,0077
17	18	0,0003	0,0001
18	19	0,0204	0,0068
19	20	0,0131	0,0043
20	21	0,0213	0,0070
21	22	0,0009	0,0003
22	23	0,0099	0,0033
23	24	0,0216	0,0071
24	25	0,0467	0,0154
25	26	0,0193	0,0064
26	27	0,0108	0,0036
3	28	0,0003	0,0007
28	29	0,0040	0,0098
29	30	0,0248	0,0082
30	31	0,0044	0,0014
31	32	0,0219	0,0072
32	33	0,0523	0,0176
33	34	0,1066	0,0352
34	35	0,0920	0,0304
3	36	0,0003	0,0007
36	37	0,0040	0,0098
37	38	0,0066	0,0077
38	39	0,0019	0,0022
39	40	0,0001	0,0001
40	41	0,0454	0,0531
41	42	0,0193	0,0226
42	43	0,0026	0,0030
43	44	0,0006	0,0007
44	45	0,0068	0,0086

Barra k	Barra m	r_{km}	x_{km}
45	46	0,0001	0,0001
4	47	0,0002	0,0005
47	48	0,0053	0,0130
48	49	0,0181	0,0442
49	50	0,0051	0,0125
8	51	0,0058	0,0030
51	52	0,0207	0,0070
9	53	0,0109	0,0055
53	54	0,0127	0,0065
54	55	0,0177	0,0090
55	56	0,0176	0,0089
56	57	0,0992	0,0333
57	58	0,0489	0,0164
58	59	0,0190	0,0063
59	60	0,0241	0,0073
60	61	0,0317	0,0161
61	62	0,0061	0,0031
62	63	0,0090	0,0046
63	64	0,0443	0,0226
64	65	0,0650	0,0331
11	66	0,0126	0,0038
66	67	0,0003	0,0001
12	68	0,0461	0,0152
68	69	0,0003	0,0001

Fonte: (DAS, 2008)

ANEXO C – DADOS ELÉTRICOS DO SISTEMA DE 85 BARRAS

Tabela C1: Dados de carga em cada uma das barras do sistema de 85 barras com exceção da barra 1 (*slack bus*). Os valores de carga P_k e Q_k estão em MW e MVar

Barra	P_k	Q_k	Tipo
2	0,0000	0,0000	Residencial
3	0,0000	0,0000	Residencial
4	0,0560	0,0571	Residencial
5	0,0000	0,0000	Residencial
6	0,0353	0,0360	Residencial
7	0,0000	0,0000	Residencial
8	0,0353	0,0360	Residencial
9	0,0000	0,0000	Residencial
10	0,0000	0,0000	Residencial
11	0,0560	0,0571	Residencial
12	0,0000	0,0000	Residencial
13	0,0000	0,0000	Residencial
14	0,0353	0,0360	Residencial
15	0,0353	0,0360	Residencial
16	0,0353	0,0360	Comercial
17	0,1120	0,1143	Comercial
18	0,0560	0,0571	Residencial
19	0,0560	0,0571	Residencial
20	0,0353	0,0360	Residencial
21	0,0353	0,0360	Residencial
22	0,0353	0,0360	Residencial
23	0,0560	0,0571	Residencial
24	0,0353	0,0360	Comercial
25	0,0353	0,0360	Residencial
26	0,0560	0,0571	Residencial
27	0,0000	0,0000	Residencial
28	0,0560	0,0571	Residencial

Barra	P_k	Q_k	Tipo
29	0,0000	0,0000	Residencial
30	0,0353	0,0360	Residencial
31	0,0353	0,0360	Residencial
32	0,0000	0,0000	Residencial
33	0,0140	0,0143	Residencial
34	0,0000	0,0000	Residencial
35	0,0000	0,0000	Residencial
36	0,0353	0,0360	Residencial
37	0,0560	0,0571	Comercial
38	0,0560	0,0571	Comercial
39	0,0560	0,0571	Comercial
40	0,0353	0,0360	Comercial
41	0,0000	0,0000	Comercial
42	0,0353	0,0360	Comercial
43	0,0353	0,0360	Comercial
44	0,0353	0,0360	Comercial
45	0,0353	0,0360	Comercial
46	0,0353	0,0360	Comercial
47	0,0140	0,0143	Comercial
48	0,0000	0,0000	Industrial
49	0,0000	0,0000	Industrial
50	0,0363	0,0370	Industrial
51	0,0560	0,0571	Industrial
52	0,0000	0,0000	Industrial
53	0,0353	0,0360	Industrial
54	0,0560	0,0571	Industrial
55	0,0560	0,0571	Industrial
56	0,0140	0,0143	Industrial
57	0,0560	0,0571	Residencial
58	0,0000	0,0000	Residencial

Barra	P_k	Q_k	Tipo
59	0,0560	0,0571	Residencial
60	0,0560	0,0571	Residencial
61	0,0560	0,0571	Residencial
62	0,0560	0,0571	Residencial
63	0,0140	0,0143	Residencial
64	0,0000	0,0000	Residencial
65	0,0000	0,0000	Residencial
66	0,0560	0,0571	Residencial
67	0,0000	0,0000	Industrial
68	0,0000	0,0000	Industrial
69	0,0560	0,0571	Industrial
70	0,0000	0,0000	Industrial
71	0,0353	0,0360	Industrial
72	0,0560	0,0571	Industrial
73	0,0000	0,0000	Industrial
74	0,0560	0,0571	Industrial
75	0,0353	0,0360	Industrial
76	0,0560	0,0571	Residencial
77	0,0140	0,0143	Residencial
78	0,0560	0,0571	Comercial
79	0,0353	0,0360	Residencial
80	0,0560	0,0571	Industrial
81	0,0000	0,0000	Industrial
82	0,0560	0,0571	Industrial
83	0,0353	0,0360	Industrial
84	0,0140	0,0143	Industrial
85	0,0353	0,0360	Industrial

Fonte: (DAS *et al.*, 1995) com o tipo definido pelo autor.

Tabela C2: Dados elétricos das linhas de distribuição do sistema de 85 barras. Os valores de r_{km} e x_{km} são apresentados em Ω

Barra k	Barra m	r_{km}	x_{km}
1	2	0,0089	0,0062
2	3	0,0135	0,0093
3	4	0,0179	0,0123
4	5	0,0089	0,0061
5	6	0,0360	0,0246
6	7	0,0225	0,0154
7	8	0,0989	0,0678
8	9	0,0089	0,0061
9	10	0,0494	0,0339
10	11	0,0450	0,0308
11	12	0,0450	0,0308
12	13	0,0494	0,0339
13	14	0,0225	0,0154
14	15	0,0269	0,0184
2	16	0,0602	0,0250
3	17	0,0376	0,0156
5	18	0,0678	0,0281
18	19	0,0526	0,0218
19	20	0,0376	0,0156
20	21	0,0677	0,0281
21	22	0,1279	0,0531
19	23	0,0150	0,0062
7	24	0,0752	0,0312
8	25	0,0376	0,0156
25	26	0,0301	0,0125
26	27	0,0451	0,0187
27	28	0,0226	0,0093
28	29	0,0451	0,0187

Barra k	Barra m	r_{km}	x_{km}
29	30	0,0451	0,0187
30	31	0,0226	0,0093
31	32	0,0150	0,0062
32	33	0,0150	0,0062
33	34	0,0677	0,0281
34	35	0,0526	0,0218
35	36	0,0150	0,0062
26	37	0,0301	0,0125
27	38	0,0828	0,0344
29	39	0,0451	0,0187
32	40	0,0376	0,0156
40	41	0,0828	0,0344
41	42	0,0226	0,0093
41	43	0,0376	0,0156
34	44	0,0828	0,0344
44	45	0,0753	0,0312
45	46	0,0753	0,0312
46	47	0,0451	0,0187
35	48	0,0526	0,0218
48	49	0,0150	0,0062
49	50	0,0301	0,0125
50	51	0,0376	0,0156
48	52	0,1129	0,0469
52	53	0,0376	0,0156
53	54	0,0451	0,0187
52	55	0,0451	0,0187
49	56	0,0451	0,0187
9	57	0,0226	0,0093
57	58	0,0677	0,0281
58	59	0,0150	0,0062

Barra k	Barra m	r_{km}	x_{km}
58	60	0,0451	0,0187
60	61	0,0602	0,0250
61	62	0,0828	0,0343
60	63	0,0150	0,0062
63	64	0,0602	0,0250
64	65	0,0150	0,0062
65	66	0,0150	0,0062
64	67	0,0376	0,0156
67	68	0,0752	0,0312
68	69	0,0902	0,0374
69	70	0,0376	0,0156
70	71	0,0451	0,0187
67	72	0,0150	0,0062
68	73	0,0979	0,0406
73	74	0,0226	0,0093
73	75	0,0828	0,0344
70	76	0,0451	0,0187
65	77	0,0075	0,0031
10	78	0,0526	0,0218
67	79	0,0451	0,0187
12	80	0,0602	0,0250
80	81	0,0301	0,0125
81	82	0,0075	0,0031
81	83	0,0902	0,0374
83	84	0,0828	0,0344
13	85	0,0677	0,0281

Fonte: (DAS *et al.*, 1995)

ANEXO D – DADOS ELÉTRICOS DO SISTEMA DE 141 BARRAS

Tabela D1: Dados de carga em cada uma das barras do sistema de 141 barras com exceção da barra 1 (*slack bus*). Os valores de carga P_k e Q_k estão em MW e MVAR

Barra	P_k	Q_k	Tipo
2	0,0000	0,0000	Industrial
3	0,0000	0,0000	Comercial
4	0,0000	0,0000	Comercial
5	0,0000	0,0000	Comercial
6	0,0000	0,0000	Comercial
7	0,0000	0,0000	Residencial
8	0,0638	0,0395	Industrial
9	0,0085	0,0053	Comercial
10	0,0000	0,0000	Industrial
11	0,0000	0,0000	Industrial
12	0,0213	0,0132	Industrial
13	0,0638	0,0395	Residencial
14	0,0000	0,0000	Residencial
15	0,0000	0,0000	Industrial
16	0,0000	0,0000	Residencial
17	0,1275	0,0790	Industrial
18	0,0000	0,0000	Residencial
19	0,0000	0,0000	Industrial
20	0,0638	0,0395	Industrial
21	0,0638	0,0395	Residencial
22	0,0000	0,0000	Industrial
23	0,0638	0,0395	Industrial
24	0,0000	0,0000	Comercial
25	0,0000	0,0000	Comercial
26	0,1275	0,0790	Comercial
27	0,0638	0,0395	Industrial
28	0,0000	0,0000	Residencial

Barra	P_k	Q_k	Tipo
29	0,0638	0,0395	Residencial
30	0,0000	0,0000	Industrial
31	0,0000	0,0000	Industrial
32	0,1275	0,0790	Industrial
33	0,0000	0,0000	Industrial
34	0,1275	0,0790	Comercial
35	0,2550	0,1580	Residencial
36	0,1275	0,0790	Comercial
37	0,0425	0,0263	Industrial
38	0,0000	0,0000	Industrial
39	0,0170	0,0105	Industrial
40	0,0000	0,0000	Industrial
41	0,0638	0,0395	Comercial
42	0,0000	0,0000	Residencial
43	0,0000	0,0000	Comercial
44	0,0425	0,0263	Industrial
45	0,0000	0,0000	Comercial
46	0,0000	0,0000	Residencial
47	0,0000	0,0000	Industrial
48	0,1062	0,0658	Comercial
49	0,1275	0,0790	Residencial
50	0,0000	0,0000	Residencial
51	0,1062	0,0658	Comercial
52	0,0638	0,0395	Comercial
53	0,0425	0,0263	Comercial
54	0,0000	0,0000	Comercial
55	0,0000	0,0000	Comercial
56	0,0213	0,0132	Residencial
57	0,0000	0,0000	Comercial
58	0,2550	0,1580	Residencial

Barra	P_k	Q_k	Tipo
59	0,1275	0,0790	Residencial
60	0,0000	0,0000	Residencial
61	0,2550	0,1580	Industrial
62	0,1700	0,1054	Comercial
63	0,0000	0,0000	Industrial
64	0,2550	0,1580	Industrial
65	0,1275	0,0790	Industrial
66	0,1913	0,1185	Residencial
67	0,0425	0,0263	Comercial
68	0,0850	0,0527	Industrial
69	0,2550	0,1580	Industrial
70	0,0000	0,0000	Comercial
71	0,2550	0,1580	Residencial
72	0,1275	0,0790	Residencial
73	0,2550	0,1580	Residencial
74	0,2550	0,1580	Comercial
75	0,0382	0,0237	Residencial
76	0,0638	0,0395	Residencial
77	0,1275	0,0790	Industrial
78	0,0000	0,0000	Residencial
79	0,4271	0,2647	Industrial
80	0,6375	0,3951	Comercial
81	0,0000	0,0000	Residencial
82	0,1275	0,0790	Comercial
83	0,0638	0,0395	Industrial
84	0,1913	0,1185	Residencial
85	0,0000	0,0000	Residencial
86	0,4250	0,2634	Comercial
87	0,1275	0,0790	Residencial
88	0,0638	0,0395	Residencial

Barra	P_k	Q_k	Tipo
89	0,0553	0,0342	Industrial
90	0,0000	0,0000	Residencial
91	0,0000	0,0000	Industrial
92	0,0000	0,0000	Comercial
93	0,0000	0,0000	Residencial
94	0,0935	0,0579	Residencial
95	0,0000	0,0000	Residencial
96	0,1275	0,0790	Industrial
97	0,0000	0,0000	Comercial
98	0,2550	0,1580	Comercial
99	0,0000	0,0000	Residencial
100	0,2550	0,1580	Industrial
101	0,0127	0,0079	Residencial
102	0,0000	0,0000	Industrial
103	0,1062	0,0658	Comercial
104	0,0000	0,0000	Industrial
105	0,2550	0,1580	Comercial
106	0,1275	0,0790	Industrial
107	0,4271	0,2647	Comercial
108	0,0000	0,0000	Comercial
109	0,6375	0,3951	Comercial
110	0,6375	0,3951	Industrial
111	0,0213	0,0132	Residencial
112	0,4250	0,2634	Residencial
113	0,0638	0,0395	Comercial
114	0,0000	0,0000	Comercial
115	0,0000	0,0000	Industrial
116	0,2550	0,1580	Residencial
117	0,0553	0,0342	Comercial
118	0,0000	0,0000	Industrial

Barra	P_k	Q_k	Tipo
119	0,0935	0,0579	Residencial
120	0,0000	0,0000	Residencial
121	0,0000	0,0000	Comercial
122	0,0000	0,0000	Residencial
123	0,0850	0,0527	Industrial
124	0,1062	0,0658	Residencial
125	0,0000	0,0000	Residencial
126	0,0000	0,0000	Comercial
127	0,0638	0,0395	Comercial
128	0,0638	0,0395	Comercial
129	0,0935	0,0579	Comercial
130	0,0956	0,0593	Industrial
131	0,0000	0,0000	Industrial
132	0,0638	0,0395	Comercial
133	0,0382	0,0237	Comercial
134	0,0297	0,0184	Residencial
135	0,0213	0,0132	Industrial
136	0,0638	0,0395	Comercial
137	0,0467	0,0290	Residencial
138	0,0425	0,0263	Residencial
139	0,0425	0,0263	Residencial
140	0,1275	0,0790	Residencial
141	0,0638	0,0395	Residencial

Fonte: (KHODR *et al.*, 2008) com o tipo definido pelo autor.

Tabela D2: Dados elétricos das linhas de distribuição do sistema de 141 barras. Os valores de

r_{km} e x_{km} são apresentados em Ω

Barra k	Barra m	r_{km}	x_{km}
1	2	0,0037	0,0026
2	3	0,0111	0,0079

Barra k	Barra m	r_{km}	x_{km}
3	4	0,0001	0,0000
4	5	0,0006	0,0004
5	6	0,0004	0,0003
6	7	0,0030	0,0040
7	8	0,0047	0,0063
8	9	0,0042	0,0030
9	10	0,0033	0,0023
10	11	0,0007	0,0005
11	12	0,0083	0,0059
12	13	0,0079	0,0056
13	14	0,0031	0,0022
14	15	0,0062	0,0044
15	16	0,0055	0,0039
16	17	0,0026	0,0018
17	18	0,0053	0,0036
18	19	0,0012	0,0008
19	20	0,0036	0,0025
20	21	0,0023	0,0016
21	22	0,0037	0,0020
22	23	0,0017	0,0012
23	24	0,0044	0,0032
24	25	0,0026	0,0018
25	26	0,0047	0,0034
26	27	0,0022	0,0016
27	28	0,0038	0,0027
28	29	0,0042	0,0030
29	30	0,0022	0,0016
30	31	0,0008	0,0006
31	32	0,0022	0,0016
2	33	0,0028	0,0020

Barra k	Barra m	r_{km}	x_{km}
33	34	0,0001	0,0001
5	35	0,0146	0,0036
5	36	0,0081	0,0101
6	37	0,0004	0,0005
37	38	0,0131	0,0093
38	39	0,0060	0,0043
39	40	0,0022	0,0016
40	41	0,0059	0,0042
41	42	0,0149	0,0105
42	43	0,0078	0,0055
43	44	0,0028	0,0020
44	45	0,0026	0,0019
45	46	0,0010	0,0008
46	47	0,0041	0,0029
47	48	0,0027	0,0019
48	49	0,0047	0,0033
49	50	0,0053	0,0036
50	51	0,0026	0,0018
51	52	0,0014	0,0010
38	53	0,0054	0,0038
42	54	0,0010	0,0007
54	55	0,0034	0,0024
55	56	0,0057	0,0041
56	57	0,0056	0,0039
57	58	0,0043	0,0031
58	59	0,0030	0,0021
55	60	0,0021	0,0015
60	61	0,0021	0,0015
61	62	0,0026	0,0019
60	63	0,0023	0,0016

Barra k	Barra m	r_{km}	x_{km}
63	64	0,0067	0,0048
64	65	0,0043	0,0031
65	66	0,0019	0,0014
66	67	0,0029	0,0021
67	68	0,0014	0,0010
63	69	0,0024	0,0017
55	70	0,0015	0,0011
70	71	0,0008	0,0002
70	72	0,0045	0,0032
42	73	0,0015	0,0011
73	74	0,0002	0,0004
43	75	0,0024	0,0017
44	76	0,0035	0,0025
46	77	0,0033	0,0028
76	78	0,0011	0,0007
78	79	0,0027	0,0006
79	80	0,0065	0,0016
79	81	0,0097	0,0024
81	82	0,0002	0,0001
47	83	0,0005	0,0004
49	84	0,0033	0,0029
50	85	0,0009	0,0002
85	86	0,0002	0,0001
86	87	0,0000	0,0000
7	88	0,0011	0,0015
88	89	0,0030	0,0040
89	90	0,0019	0,0026
90	91	0,0014	0,0018
91	92	0,0020	0,0027
92	93	0,0018	0,0024

Barra k	Barra m	r_{km}	x_{km}
93	94	0,0013	0,0018
94	95	0,0013	0,0018
89	96	0,0044	0,0031
96	97	0,0062	0,0044
97	98	0,0058	0,0013
97	99	0,0002	0,0001
99	100	0,0002	0,0001
91	101	0,0015	0,0011
101	102	0,0037	0,0026
102	103	0,0057	0,0014
103	104	0,0040	0,0010
104	105	0,0075	0,0018
104	106	0,0007	0,0002
92	107	0,0055	0,0013
94	108	0,0039	0,0017
108	109	0,0029	0,0012
94	110	0,0002	0,0001
7	111	0,0046	0,0033
10	112	0,0069	0,0017
11	113	0,0022	0,0016
13	114	0,0040	0,0028
114	115	0,0043	0,0030
115	116	0,0003	0,0001
14	117	0,0033	0,0024
15	118	0,0010	0,0007
118	119	0,0030	0,0021
119	120	0,0027	0,0019
120	121	0,0033	0,0023
121	122	0,0047	0,0033
122	123	0,0038	0,0027

Barra k	Barra m	r_{km}	x_{km}
123	124	0,0039	0,0028
124	125	0,0050	0,0036
125	126	0,0054	0,0039
126	127	0,0022	0,0016
127	128	0,0037	0,0027
128	129	0,0038	0,0027
129	130	0,0007	0,0005
119	131	0,0023	0,0016
131	132	0,0022	0,0016
131	133	0,0059	0,0043
121	134	0,0054	0,0039
16	135	0,0034	0,0024
16	136	0,0019	0,0014
18	137	0,0038	0,0027
23	138	0,0049	0,0036
25	139	0,0061	0,0043
30	140	0,0033	0,0024
31	141	0,0038	0,0027

Fonte: (KHODR *et al.*, 2008)