UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO CENTRO TECNOLÓGICO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUAN DIEGO DE LIMA PEREIRA

ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO INCERTEZAS NO MODELO PROBABILÍSTICO DE GERAÇÃO

LUAN DIEGO DE LIMA PEREIRA

ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO INCERTEZAS NO MODELO PROBABILÍSTICO DE GERAÇÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo - UFES, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Dra. Jussara Farias Fardin

Coorientador: Prof. Dr. Helder Roberto de O. Rocha.

LUAN DIEGO DE LIMA PEREIRA

ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO INCERTEZAS NO MODELO PROBABILÍSTICO DE GERAÇÃO

Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 08 de junho de 2018.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr^a. Jussara Farias Fardin - Orientadora Universidade Federal do Espírito Santo – UFES

Prof. Dr. Hélder Roberto de Oliveira Rocha – Coorientador Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

Prof. Dr. Clainer Bravin Donadel – Examinador Externo Instituto Federal do Espírito Santo - IFES

Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina – Examinador Interno Universidade Federal do Espírito Santo - UFES



Agradecimentos

Agradeço primeiramente à minha família pelo apoio durante todo o percurso acadêmico até a conclusão do meu mestrado. Obrigado por não medirem esforços para me ajudar e me apoiar nos momentos mais difíceis.

Ao meu namorado pelo apoio, pelo companheirismo e incentivo durante esta etapa que se encerra.

À Jussara Fardin que além de orientadora se tornou uma grande amiga. Obrigado pelos conhecimentos transmitidos e pela confiança em mim depositada durante a realização deste trabalho.

Aos demais orientadores, Hélder Roberto de Oliveira Rocha e Rodrigo Fiorotti, pela dedicação, pelo suporte oferecido e pelo incentivo para o desenvolvimento e conclusão desta dissertação.

Aos colegas e professores do LEPAC pelas experiências compartilhadas e pelo suporte dado durante o mestrado.

À CAPES pelo apoio financeiro concedido.

Resumo

Nesta dissertação propõe-se uma metodologia para determinar um modelo probabilístico de geração distribuída de energia elétrica, a partir de geradores eólicos e painéis fotovoltaicos, e determinar a localização ótima destes geradores em uma rede de distribuição de energia elétrica, com base em parâmetros técnicos e econômicos. A metodologia correlaciona os dados históricos da velocidade do vento e da irradiação solar de uma determinada região de estudo e aplica a simulação de Monte Carlo para modelar a potência da geração eólica e solar, preservando sua natureza estocástica. A otimização da localização das unidades de geração distribuída tem como objetivo minimizar as perdas anuais de potência ativa e os custos de instalação dos geradores conectados à rede. O problema de otimização prevê também a alocação de bancos de capacitores em conjunto com os geradores distribuídos, com a finalidade de gerenciar a potência reativa da rede e, consequentemente, melhorar o perfil de tensão e minimizar as perdas elétricas. O algoritmo de otimização utilizado foi o Algoritmo Genético, o qual recebe como entrada os dados anuais de potência ativa dos geradores eólicos, solares e a demanda da carga e busca por melhores soluções para o problema. Para validar a eficácia do modelo proposto, foram realizados testes em dois alimentadores radiais reais, obtendo como resultado as perdas anuais de potência ativa, os perfis de tensão e os custos totais de investimento.

Palavras-chave: previsão de geração, geração distribuída, alocação de geração distribuída, algoritmo genético.

Abstract

This dissertation proposes a methodology to determine a probabilistic model of distributed generation of electrical energy from wind generators and photovoltaic panels and to determine the optimal location of these generators in a distribution network of electric energy, based on technical and economic parameters. The methodology correlates the historical wind speed and solar irradiance data of a particular study region and applies the Monte Carlo simulation to model the power of wind and solar generation, preserving its stochastic nature. The optimization of the location of the distributed generation units aims to minimize the annual losses of active power and the installation costs of the generators connected to the network. The optimization problem also provides for the allocation of capacitor banks in conjunction with the distributed generators, in order to manage the reactive power of the network and, consequently, to improve the voltage profile and minimize the electrical losses. The optimization algorithm used was the Genetic Algorithm, which receives as input the annual data of active power of the wind generators, solar and the demand of the load and search for better solutions to the problem. In order to validate the effectiveness of the proposed model, tests were performed on two real radial feeders, resulting in annual losses of active power, voltage profiles and total investment costs.

Keywords: generation forecast, distributed generation, distributed generation allocation, genetic algorithm.

Sumário

Sumário	ix
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Quadros	xiv
Capítulo 1: Introdução	15
1.1Objetivos do Trabalho	16
1.2 Organização do Trabalho	16
Capítulo 2: Referencial Teórico	17
2.1 Aspectos Conceituais	17
2.2 Capacidade de Geração de Energia Elétrica no Brasil	
2.3 Vantagens e Desvantagens da Geração Distribuída	
2.4 Regulamentação	
2.5 Previsão de Carga	27
2.6 Alocação Ótima de GD	
2.7 Algorítmos Genéticos	
2.7.1 Codificação do Indivíduo	30
2.7.2 População Inicial	
2.7.3 Função Objetivo	31
2.7.4 Seleção	
2.7.5 Cruzamento	
2.7.6 Mutação	
2.7.7 Critério de Parada	
Capítulo 3: Metodologia	36
3.1 Organização das Séries Históricas	37
3.2 Modelagem da Velocidade do Vento e da Irradiação Solar	
3.3 Modelagem da Dependência Estocástica	
3.4 Potência Gerada	
3.4.1 Geradores Eólicos	
3.4.2 Painéis Fotovoltáicos	
3.5 Determinação da Potência das unidades de GD	

3.6 O Alimentador e o Fluxo de Carga	47
3.7 Alocação Ótima	48
3.7.1 Codificação da Solução	49
3.7.2 Formatação Matemática do Problema	50
3.7.2.1 Fluxo de Potência	50
3.7.2.2 Corrente Máxima nas Linhas	
3.7.2.3 Limite de Tensão	
3.7.2.4 Limites Operacionais	
3.7.2.5 Número de Unidades de GD e de BC	
3.7.4 Análise Financeira	
3.7.5 Descrição do Algorítmo Genético	
Capítulo 4: Resultados	55
4.1 Dados Históricos	
4.2 Dependência Estocástica	56
4.3 Simulação de Monte Carlo	
4.3.1 Geração Eólica	
4.3.2 Geração Fotovoltaica	
4.3.3 Potência Total das unidades de GD	
4.4 Alocação Ótima das Unidades de GD	61
4.4.1 Caso Base: Nenhuma Unidade de GD Conectada ao Sistema	
4.4.2 Caso 1: Alocação de Cinco Unidades de GD	63
4.4.3 Caso 2: Alocação de Quatro Unidades de GD	
4.4.4 Caso 3: Alocação de Três Unidades de GD	
4.4.5 Caso 4: Alocação de Duas Unidades de GD	
Capítulo 5: Conclusões	73
5.1 Considerações Finais	73
5.2 Sugestões Para Trabalhos Futuros	
Referências Bibliográficas	75
Anexo A: Topologia dos Alimentadores Utilizados	80
A1: Dados das Linhas do Alimentador Recife	82
A2: Dados das Linhas do Alimentador Bandeiras	
Apêndice A:Produção Científica	80

Lista de Figuras

Figura 2.1 Classificação de GD quanto à fonte primária de energia	18
Figura 2.2 Cromossomo com diferentes representações	30
Figura 2.3 Método da seleção por Roleta	32
Figura 2.4 Cruzamento de ponto único	33
Figura 2.5 Cruzamento de ponto duplo	33
Figura 2.6 Cruzamento de pontos aleatórios	34
Figura 2.7 Exemplo de mutação aleatória	34
Figura 3.1 Dados da série histórica de temperatura	37
Figura 3.2 Cópula de banda diagonal	41
Figura 3.3 Curvas típicas de potência das turbinas com controle de passo e stall	43
Figura 3.4 Fluxograma da metodologia proposta para determinar a alocação ótima das unida de GD.	
Figuras 4.1 Representação da série história da irradiação solar em 96 interv horários	
Figura 4.2 Representação da série história da velocidade do vento em 96 interv horários	
Figura 4.3 Coeficiente de Pearson entra a velocidade do vento e irradiação para os 96 interv horários	
Figura 4.4. FDP anual gerada pela Simulação de Monte Carlo e a da s histórica	
Figura 4.5 Curvas de potências oriundas do modelo proposto e do manual fabricante	
Figura 4.6 FDP da potência ativa gerada pelos GE no intervalo horário correspondente às do outono	
Figura 4.7 FDP da potência ativa gerada pelos PV no intervalo horário correspondente às do outono	
Figura 4.8 FDP da potência ativa total gerada pelas unidades de GD correspondente às 15h	ı do
Outono	60
Figura 4.9. Perfil de tensão do alimentador de 78 barras	62

Figura 4.10	Perfil de tensão do alimentador de 96 barras	63
_	Perfil de tensão do alimentador de 78 barras com alocação de 5 unida as 96 FDP	
-	Perfil de tensão do alimentador de 96 barras com alocação de 5 unida as 96 FDP	
-	Perfil de tensão do alimentador de 78 barras com alocação de 4 unida as 96 FDP	
-	Perfil de tensão do alimentador de 96 barras com alocação de 4 unida as 96 FDP	
_	Perfil de tensão do alimentador de 78 barras com alocação de 3 unida as 96 FDP	
_	Perfil de tensão do alimentador de 96 barras com alocação de 3 unida as 96 FDP	
-	Perfil de tensão do alimentador de 78 barras com alocação de 2 unida as 96 FDP	
_	Perfil de tensão do alimentador de 96 barras com alocação de 2 unida as 96 FDP	
Figura 4.19	Perfil de tensão no alimentador de 78 barras às 15h do outono	69
Figura 4.20	Perfil de tensão no alimentador de 96 barras às 15h do outono	69
C	Perfil de perdas de potência ativa no alimentador de 78 barras com a	
-	2 Perfil de perdas de potência ativa no alimentador de 96 barras com a	-
-	3 convergência da função objetivo no alimentador Bandeira para os	
-	4 convergência da função objetivo no alimentador Recife para os ários	
Figura A1 A	Alimentador Bandeira	81

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 Categoria de potência de GD	17
Tabela 2.2 Tecnologias para geração distribuída	18
Tabela 2.3 Empreendimentos em operação	21
Tabela 2.4 Empreendimentos em construção.	21
Tabela 2.5 Empreendimentos com construção não iniciada	22
Tabela 2.6 Limites de potência para micro e mini geração	26
Tabela 3.1 – Especificações técnicas dos geradores utilizados	44
Tabela 3.2 – Potência gerada pelos geradores eólicos em função da velocidade vento	
Tabela 3.3 – Especificações técnicas dos painéis fotovoltaicos utilizados	45
Tabela 3.4 – Faixa de tensão para sistemas de 1 a 69 kV	51
Tabela 4.1 – Coeficientes do polinômio	58
Tabela 4.2 Banco de capacitores instalados nas barras de alocação das unidades GD	
Tabela 4.3 Banco de capacitores instalados nas barras de alocação das unidades GD	
Tabela 4.4 Banco de capacitores instalados nas barras de alocação das unidades de	
Tabela 4.5 Banco de capacitores instalados nas barras de alocação das unidades GD	
Tabela 4.6 Perdas anuais de potência ativa para os diferentes cenários de alocação das unida de GD	
Tabela 4.7 Retorno do investimento da instalação de GD e BC no alimenta Bandeira	
Tabela 4.8. Retorno do investimento da instalação de GD e BC no alimenta Recife	

Lista de Quadros

Quadro 2.1 T	Tipo de geraç	ão e f	fonte de en	npre	endin	nentos	en	n opera	ção	•••••	•••••	20
Quadro 2.2 segm	Benefícios entos		3			1						
Ouadro 3.1 –	Codificação	de lo	calização o	das ı	ınida	des de	GI	D e BC				49

Capítulo 1: Introdução

A matriz elétrica brasileira é bastante diversificada, sendo constituída principalmente por hidrelétricas. Tal fato se deve ao atraente potencial hídrico do país, além de fatores econômicos e ambientais. Porém, a predominância dessa fonte de energia torna o sistema elétrico dependente das condições meteorológicas.

A atual crise hídrica vem causando mudanças no sistema elétrico brasileiro, no qual as usinas hidrelétricas, por si só, podem não ser mais suficientes para atender a demanda crescente de energia elétrica. Tal fato leva à necessidade de fontes não poluentes e de novas tecnologias de geração de pequeno porte, acarretando na descentralização do fornecimento de energia e no surgimento da figura de pequenos produtores, contribuindo para o desafogamento do sistema elétrico [1].

Com a inserção de novas fontes de energia ao sistema de distribuição, principalmente as fontes de energia renováveis, denominadas de geração distribuída (GD), novas variáveis entraram em pauta para a análise e o planejamento técnico do sistema elétrico de potência (SEP).

A previsão de carga a médio e longo prazo é uma ferramenta importante para realizar o planejamento técnico da rede de distribuição; porém, com a conexão de unidades de GD, tornou-se ainda mais complexo prever a potência demandada ao longo dos alimentadores [2], necessitando de uma abordagem que modele a natureza não determinística da potência gerada pela GD [3]. A incorporação de incertezas de previsão na gestão do sistema é necessária para uma ótima operação de sistemas com alta penetração de fontes de energia com natureza estocástica [4]. Tais incertezas devem levar em consideração a correlação das fontes primárias de energia, como a velocidade do vento e a irradiação solar para a geração eólica e solar, respectivamente.

Além da previsão de geração de energia elétrica da GD, a correta alocação destes geradores no sistema elétrico é decisiva no planejamento do SEP. Deve-se considerar fatores como: níveis de tensão, viabilidade econômica, análise de perdas, qualidade da energia elétrica, confiabilidade e segurança [5]. Portanto, o problema da localização ideal para a instalação de unidades de GD é um problema com múltiplos objetivos, que devem ser atendidos para um bom desempenho do sistema.

O problema da alocação de GD é de natureza combinatória e uma solução atraente é utilizar o método meta-heurístico, o qual utiliza a aleatoriedade na busca de soluções ótimas. Apesar de existirem outros métodos que se apliquem a problemas mono e multiobjetivos, o

meta-heurístico é o que melhor atende as características do problema supracitado, devido à sua flexibilidade a mudanças.

1.1 Objetivos do Trabalho

Os objetivos deste trabalho são os seguintes:

- a) Desenvolver uma metodologia de previsão da geração das unidades de GD, oriunda de painéis fotovoltaicos e geradores eólicos, necessária para auxiliar no planejamento e operação das redes de distribuição, uma vez que, essas fontes apresentam características de volatilidade e intermitência dos perfis da velocidade do vento e da irradiação solar. Para a previsão de geração será considerada a dependência da velocidade do vento com a irradiação solar.
- b) Desenvolver uma metodologia de busca da localização ideal para a instalação de unidades de GD e de bancos de capacitores (BC) na rede de distribuição, com a finalidade de minimizar as perdas anuais de potência ativa e o custo global do investimento.

1.2 Organização do Trabalho

O trabalho foi dividido em cinco capítulos, organizados da seguinte forma:

O Capitulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre GD, discutindo seus conceitos, vantagens e desvantagens, regulamentação e estudos de alocação ótima de suas unidades, com foco para o método meta-heurístico Algoritmo Genético.

No Capítulo 3 é apresentado a metodologia e a modelagem matemática do problema proposto. Tal capítulo apresenta o modelo de previsão de geração, a partir da correlação dos dados de velocidade do vento e irradiação solar, o método para calcular o fluxo de potência de carga, a representação das unidades de GD e o método da localização ideal das unidades de GD para minimizar as perdas de potências ativa e o custo total do investimento.

No capítulo 4 apresenta-se os resultados de simulação obtidos da aplicação do modelo de alocação para dois alimentadores reais.

Para concluir, no capítulo 5 apresenta-se as conclusões obtidas no trabalho e as sugestões de trabalhos futuros que podem dar continuidade à pesquisa.

Capítulo 2: Referencial Teórico

Neste capítulo, será realizada uma revisão bibliográfica da literatura, abordando conceitos de GD, como a capacidade de geração no Brasil, suas vantagens e desvantagens, a regulamentação técnica e o estudo da sua alocação ótima.

2.1. Aspectos Conceituais

Na literatura, existem diversos termos utilizados para se referir à GD, tais como: geração dispersa, geração descentralizada e geração integrada. No entanto, o mais utilizado é geração distribuída [7].

Segundo [7], GD é definida como a instalação de uma fonte de energia elétrica ligada diretamente à rede de distribuição ou no local de medição do consumidor. Tal definição não define o grau de geração de energia, uma vez que o mesmo depende de outros fatores como, por exemplo, as condições da rede local. Na Tabela 2.1 apresenta-se três propostas de categorias, de acordo com três diferentes trabalhos, para o grau de geração de acordo com a potência instalada.

Tabela 2.1 Categoria de potência de GD.

Catagoria	Referência Bibliográfica					
Categoria	[7]	[8]	[9]			
Micro	1 W – 5 kW	1 W – 100 kW	1 W – 10 kW			
Pequena	5 kW - 5 MW	100 kW - 500 kW	10~kW-500~kW			
Média	5 MW – 50 MW	500 kW - 5 MW	500 kW - 30 MW			
Grande	50 MW – 300 MW	5 MW – 100 MW	> 30 MW			

Fonte: Produção do próprio autor.

Os conceitos de GD na literatura são, por vezes, confundidos com os conceitos de fontes renováveis de energia e de fontes alternativas de energia, conforme identifica [10]. Portanto, é preciso diferenciá-los: fontes alternativas são relativamente novas, não convencionais e que não produzem energia em grande escala, enquanto fontes renováveis são aquelas cujas fontes primárias de energia são inesgotáveis. É comum, portanto, se pensar em GD apenas a partir de fontes renováveis, porém, há situações em que a GD utiliza fontes não renováveis. Na Tabela 2.2 apresenta-se as tecnologias disponíveis para a GD.

Tabela 2.2 Tecnologias para geração distribuída.

Tecnologia	Tamanho típico disponível por módulo
Não Renováveis	
Turbina de gás de ciclo combinado	35 - 400 MW
Máquina de combustão interna	5 kW - 10 MW
Turbina de combustão	1 - 250 MW
Micro Turbinas	35 kW – 1 MW
Renováveis	
Pequenas Hidrelétricas	1 - 100 MW
Micro Hidrelétricas	25 kW - 1 MW
Turbina Eólica	200 W - 3 MW
Células Fotovoltaicas	20 W - 100 kW
Térmica Solar, sistema luz	1 - 10 MW
Biomassa	100 kW - 20 MW
Célula combustível de ácido fosfórico	200 kW - 2 MW
Célula combustível de carbonato	250 kW - 2 MW
fundido	
Célula combustível de eletrólito	1 kW - 250 kW
polimérico	
Célula combustível de polímero sólido	250 kW - 5 MW
Geotérmicas	5 - 100 MW
Energia das marés	100 kW - 1 MW
Motor Stirling	2 - 10 kW
Armazenamento em baterias	500 kW - 5 MW

Fonte: Adaptado de [7].

A GD pode ser classificada, portanto, quanto à sua fonte primária de energia, conforme ilustrado na Figura 2.1.

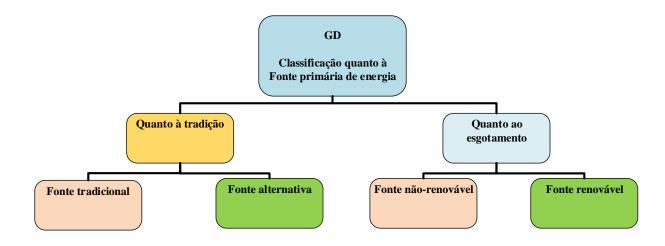


Figura 2.1 Classificação de GD quanto à fonte primária de energia.

Fonte: Adaptado de [9].

As fontes de energias alternativas e renováveis mais comuns são a solar, a eólica, a biomassa e as pequenas centrais hidrelétricas (PCH), as quais serão definidas a seguir.

A energia solar é a energia obtida através da conversão da radiação solar em energia elétrica, através de efeitos de radiação, luz e calor sobre materiais semicondutores, resultando em energia térmica (efeito termoelétrico) ou energia elétrica (efeito fotovoltaico).

A energia oriunda dos painéis fotovoltaicos tem como vantagem ser uma energia limpa, totalmente renovável, de fácil instalação e com um custo mínimo de manutenção. Porém, a geração desse tipo de eletricidade tem como obstáculo o alto custo das células solares.

A energia eólica é a energia obtida através da conversão da energia cinética de translação (contida nas massas de ar em movimento) em energia cinética de rotação, através de cata-ventos e moinhos (para trabalhos mecânicos) ou turbinas eólicas (para geração de eletricidade).

Tal fonte de energia vem ganhando importância no cenário energético nacional. Segundo o relatório de Balanço Energético Nacional (BEN) do ano-base 2016, a produção de eletricidade por fontes eólicas passou de 21.626 GWh em 2015, para 33.489 GWh em 2016, ou seja, foi alcançado um aumento de aproximadamente 55% em relação ao ano anterior.

A biomassa, como fonte energética, é todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica de origem animal ou vegetal. Os principais tipos são a lenha, os rejeitos urbanos, o bagaço da cana de açúcar e os dejetos animais. As principais vantagens de sua utilização são o baixo custo, o reaproveitamento de matéria orgânica e a não emissão de gases de efeito estufa.

A geração de energia a partir de PCH se dá por meio de usinas de pequeno porte, cuja capacidade instalada seja inferior a 30 MW, normalmente operando a fio d'água. Suas instalações resultam em menores impactos ambientais, se comparado às hidrelétricas de grande porte. Além disso, as PCHs enquadram-se como GD.

2.2 Capacidade de Geração de Energia no Brasil

Segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) o Brasil possuía, em fevereiro de 2018, um total de 4.904 usinas em operação, gerando 158.005.260 kW de potência [11]. O Quadro 2.1 destaca a geração de energia elétrica e a fonte de energia correspondente dos empreendimentos brasileiros.

Quadro 2.1 Tipo de geração e fonte de empreendimentos em operação.

Origem	Fonte Nível 1	Fonte Nível 2	
		Bagaço de Cana de	
	Agroindustriais	Açúcar	
	1 igi om da sui lais	Biogás - AGR	
		Capim Elefante	
		Casca de Arroz	
	Dia	Etanol	
	Biocombustíveis líquidos	Óleos vegetais	
D.		Carvão Vegetal	
Biomassa		Gás de Alto Forno -	
	Floresta	Biomassa	
	Fioresta	Lenha	
		Licor Negro	
		Resíduos Florestais	
	Resíduos animais	Biogás - RA	
	Resíduos sólidos urbanos	Biogás - RU	
		Calor de Processo - CM	
	Carvão Mineral	Carvão Mineral	
		Gás de Alto Forno - CM	
	Gás Natural	Calor de Processo - GN	
		Gás Natural	
Fóssil	Outros fósseis	Calor de Processo - OF	
1 03311		Gás de Alto Forno - PE	
		Gás de Refinaria	
	Petróleo	Óleo Combustível	
	1 ctroico	Óleo Diesel	
		Outros Energéticos de	
		Petróleo	
Eólica	Cinética do vento	Cinética do vento	
Hídrica	Potencial hidráulico	Potencial hidráulico	
Nuclear	Urânio	Urânio	
Solar	Radiação Solar	Radiação Solar	
Undi-Elétrica	Cinética da água Cinética da água		

Fonte: Produção do próprio autor.

Segundo [11], está previsto um acréscimo de 18.331.571 kW da capacidade instalada de geração do país nos próximos anos, oriundo de 221 empreendimentos em construção e 331 empreendimentos autorizados. Estes empreendimentos são classificados de acordo com a fonte de geração de energia. Os dados referentes à quantidade, potência outorgada (considerada no ato da outorga) e potência fiscalizada (considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora) para cada tipo de empreendimento são mostrados nas Tabelas 2.3, 2.4 e 2.5.

Tabela 2.3 Empreendimentos em operação.

Tino	Overtidada	Potência	Potência
Tipo	Quantidade	Outorgada (kW)	Fiscalizada (kW)
CGH	664	611.073	613.309
CGU	1	50	50
EOL	508	12.479.139	12.450.043
PCH	428	5.042.129	5.020.473
UFV	84	1.025.845	1.021.485
UHE	218	101.886.560	95.447.578
UTE	3.006	42.921.186	41.546.327
UTN	2	1.990.000	1.990.000
Total	4.911	165.955.982	158.089.265

Nota: CGH: Central Geradora Hidrelétrica; CGU: Central Geradora Undi-elétrica; EOL: Central Geradora Eolielétrica; UFV: Usina Fotovoltaica; UHE: Usina Hidrelétrica de Energia; UTE: Usina Termelétrica de Energia; UTN: Usina Termonuclear. Fonte: [11].

Tabela 2.4 Empreendimentos em construção.

		,
Tipo	Oventidada	Potência
Tipo	Quantidade	Outorgada (kW)
CGH	7	10.398
EOL	128	2.862.550
PCH	26	314.180
UFV	25	693.532
UHE	6	1.254.100
UTE	28	2.957.244
UTN	1	1.350.000
Total	221	9.442.004

Fonte: [11].

Tabela 2.5 Empreendimentos com construção não iniciada.

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)
CGH	1	1.000
EOL	91	1.991.610
PCH	126	1.687.620
UFV	40	965.291
UHE	7	694.180
UTE	116	3.549.866
Total	381	8.889.567

Fonte: [11].

2.3 Vantagens e Desvantagens da Geração Distribuída

A correta implantação da GD em locais otimizados acarreta em benefícios aos consumidores, às concessionárias, à sociedade e ao sistema elétrico integrado, quando comparado às opções convencionais de geração de grande porte [12]. As principais vantagens são:

Para o consumidor [8,11,12]:

- a) Quando implantada corretamente, as unidades de GD podem oferecer altos índices de confiabilidade, aproximando dos 100%;
- b) Possibilidade de suprir o consumidor quanto à qualidade de energia, no que se refere à tensão, frequência, minimização de harmônicas, etc.;
- c) Alternativa ao consumo de energia em horários de ponta, evitando as onerosas tarifas das concessionárias;
- d) Possibilidade de fornecimento de energia em locais onde a rede de transmissão e distribuição se faz inviável, por motivos econômicos ou ambientais.

Para a sociedade [8,11,12]:

- a) Diversifica a matriz energética, principalmente com o uso de fontes renováveis, diminuindo a dependência exclusiva de apenas alguns tipos de recursos;
- b) Diminui a necessidade de importação de recursos;
- c) Possibilita a redução nas tarifas de energia, uma vez que aumenta a competição do ponto de vista de mercado e de tecnologias;

- d) Desenvolve a economia local, devido à utilização de recursos da região onde serão instaladas as unidades de GD;
- e) Diminui os impactos ambientais, principalmente quando se utiliza fontes primárias renováveis, devido à baixa emissão de poluentes e ao porte reduzido das instalações.

Para o setor elétrico [10]:

O sistema elétrico brasileiro possui forte dependência de centrais de grande porte de geração de energia elétrica, como as hidrelétricas e termoelétricas, enfrentando, portanto, alguns inconvenientes, tais como perdas de energia e instabilidade inerentes a sistemas muito extensos [10]. Neste cenário, a utilização de GD traz benefícios para os diversos segmentos do setor elétrico, os quais são destacados no Quadro 2.2.

A utilização de GD não apresenta somente vantagens. As principais dificuldades enfrentadas estão relacionadas aos problemas de compatibilidade com a rede elétrica. Segundo [10], as principais desvantagens do uso da GD são:

- a) Grande complexidade, inclusive a técnica, no nível de operação do despacho centralizado;
- b) Grandes impactos nos procedimentos de operação e controle da rede de distribuição;
- c) Necessidade de integrar e gerenciar a GD junto às redes de distribuição existentes;
- d) Impactos nos sistemas de proteção das redes de distribuição;
- e) Necessidade de monitoramento constante da qualidade de energia;
- f) Necessidade de novas configurações de rede de distribuição a fim de incorporar
 a GD já no seu planejamento;
- g) Dificuldade de elaboração de normas claras e abrangentes frente às especificidades de cada rede e das unidades de GD;
- h) Elevados custos de instalação, operação e manutenção, que, apesar de decrescentes com o desenvolvimento das tecnologias de GD, ainda são mais elevadas que a maioria das gerações centralizadas.

Quadro 2.2 Benefícios da utilização de GD para o Setor Elétrico em seus diversos segmentos.

SEGMENTO	EFEITO	CARACTERÍSTICAS
Geração	Redução da potência central	Diminuição da potência requerida para atender as necessidades do mercado consumidor em razão do ganho provocado pela redução das perdas locais.
	Redução das redundâncias	Diminuição da necessidade de reservas girantes para manter a qualidade do serviço.
	Deslocamento das curvas de risco hidrológicos	Mitigação do risco hidrológico através da utilização de formas de GD com sazonalidade complementar aos períodos de chuva.
Transmissão	Redução das perdas técnicas	Minimização de perdas no sistema de transmissão.
	Inserção da GD na rede de transmissão	Sinalização tarifária indicativa dos locais mais adequados para a inserção da GD: vantagens para as regiões de maior concentração de carga.
	Tarifação horo- sazonal	A GD estabiliza a curva diária de carga, diminuindo os efeitos das diferenças de preço entre os horários de ponta e fora de ponta.
Distribuição	Redução das perdas	Diminuição de perdas na rede de distribuição e na malha de transmissão.
	Prestação de serviços ancilares	Possibilidade de iniciar a prestação destes serviços hoje previstos na legislação, porém ainda inexistentes.
	Prestação de serviços especializados	Possibilidade de atender consumidores portadores de exigências específicas ligadas à qualidade da energia fornecida.
SIN	Redução do custo da incerteza do planejamento	O novo Marco Regulatório imputa, à distribuidora, o risco do erro de previsão de carga.
Comercialização	Abertura de novas oportunidades de negócio para os comercializadores	Aumento das alternativas de intermediação, controle da reserva descentralizada e possibilidade de oferta de novos serviços.

Fonte: [10].

2.4 Regulamentação [14]

No Brasil, os agentes geradores de GD são os Produtores Independentes de Energia (PIE), os Autoprodutores de Energia (APE) e os Concessionários de Serviço Público de Geração. Estes últimos são concessões outorgadas antes de 1988 para exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica.

Considera-se APE a pessoa física ou jurídica que recebe concessão ou autorização da ANEEL para produzir energia elétrica com objetivo de suprir total ou parcialmente o seu próprio consumo e, em casos de excedente, está autorizado a comercializar com o mercado elétrico. O APE possui alguns incentivos, dentre os quais:

- a) Isenção do pagamento de encargos setoriais sobre a parcela de energia produzida para consumo próprio;
- b) Isenção do Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) em alguns estados brasileiros;
- c) Redução de 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição (TUST/TUSD) em empreendimentos hidrelétricos com potência injetada igual ou inferior a 1000 kW e em empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com potência injetada igual ou inferior a 300.000 kW.

As principais legislações aplicáveis à introdução de GD no Brasil são descritas a seguir:

- a) **Lei nº 9.074/1995**: instituiu as Figuras do PIE e do Consumidor Livre (CL), garantindo-lhes livre acesso aos sistemas elétricos;
- b) **Decreto nº 2.003/1996**: regulamentou o PIE e o APE;
- c) Lei nº 9.427/1996: institui a ANEEL;
- d) Lei nº 10.438/2002: criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dispôs sobre a universalização do serviço público de energia elétrica;
- e) **Decreto nº 4.873/2003**: instituiu o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica (LUZ PARA TODOS);
- f) Lei n° 10.847/2004: autorizou a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- g) Lei nº 10.848/2004: introduziu oficialmente, no Brasil, o conceito de GD e criou o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulada (ACR), condicionando à ANEEL a autorização da comercialização do excedente

de energia elétrica pelo APE. Criou também a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com o objetivo de viabilizar a comercialização de energia elétrica;

- h) **Decreto nº 5.163/2004**: demarcou o mercado a ser atendido pela GD;
- i) REN nº 77/2004: estabeleceu o percentual de redução a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição para fontes incentivadas;
- j) Lei nº 167/2005: estabeleceu as condições para comercialização de energia elétrica proveniente de GD;
- k) REN nº 482/2012: estabeleceu as condições para acesso de micro e mini GD, conforme Tabela 2.6, e regulamentou o sistema de compensação de energia elétrica:

Tabela 2.6 Limites de potência para micro e mini geração.

Tipo de GD	Limite Máximo de Potência (kW)
Micro	75
Mini	5000

Fonte: Produção do próprio autor.

- REN nº 506/2012: estabeleceu as condições de acesso ao sistema de distribuição por meio de conexão a instalações de propriedade de distribuidora. Trata a conexão de GD com a finalidade de comercialização da energia excedente despachada para a concessionária;
- m) **Portaria nº 538/2015**: criou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) com objetivo de promover a ampliação da geração distribuída de energia elétrica, com base em fontes renováveis e cogeração e incentivar a implantação de GD em escolas, universidades, hospitais e edificações comerciais, industriais e residenciais.

Além dos decretos, portarias, resoluções normativas e leis que regulamentam o uso de GD, existem também documentos que padronizam e normatizam os procedimentos relacionados ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, que são os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

(PRODIST), dispostos em 9 módulos, elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e entidades e associações do setor elétrico [5].

2.5 Previsão de Carga [6]

O PRODIST, em seu módulo 2, estabelece os procedimentos básicos para o planejamento da expansão do sistema de distribuição e os requisitos mínimos de informações necessárias para os estudos de planejamento do sistema de distribuição. Com ele, as distribuidoras de energia são orientadas quanto aos estudos de previsão de carga a longo e médio prazo, devendo levar em consideração a periodicidade, horizontes de abrangência, coleta de informações e ponto de interesse.

Nos estudos de previsão de carga, as unidades consumidoras conectadas aos sistemas de distribuição são estratificadas de acordo com o nível de tensão da rede elétrica, podendo ser classificadas como alta tensão – com tensão entre 69 kV e 230 kV, média tensão – com tensão acima de 1 kV até 44 kV ou baixa tensão – com tensão inferior a 1 kV. O modelo de previsão adotado pelas distribuidoras devem obedecer as seguintes regras:

- a) As distribuidoras devem manter as informações de seu sistema de distribuição e de todos seus acessantes em sistemas de informação geoprocessada;
- b) A previsão de demanda deve ser compatível com os planos diretores municipais, os planos regionais de desenvolvimento e os estudos do planejamento setorial;
- c) A previsão de demanda deve considerar as solicitações de acesso e os pedidos de fornecimento, bem como os acréscimos de carga, ponderando o risco de sua não consecução;
- d) Os modelos de previsão de demanda são de livre escolha das distribuidoras. Os resultados dos modelos de previsão de demanda estão sujeitos à validação pela ANEEL;
- e) Os dados utilizados e as previsões de demanda devem ser arquivados pelas distribuidoras por um período mínimo de dez anos;
- f) A distribuidora deve adotar o fator de potência medido em subestações, ou outro valor caracterizado pela carga, com base em informações técnicas;
- g) A previsão de demanda deve considerar, no mínimo, o histórico consolidado de carga dos últimos cinco anos, incluindo o histórico de perdas técnicas e os ganhos relativos aos planos de eficiência energética.

A previsão de demanda nas barras do Sistema de Distribuição de Alta Tensão - SDAT deve fornecer as informações necessárias ao planejamento das linhas e subestações que têm

uma interação direta com a rede básica, com as Demais Instalações de Transmissão - DIT, com outras distribuidoras, com centrais geradoras e com unidades consumidoras atendidas pelo SDAT. Alguns requisitos devem ser observados para o estudo de previsão de demanda em SDAT, dos quais:

- a) O horizonte de previsão de dez anos, com periodicidade anual;
- b) Carga caracterizada pelas demandas de potências ativa e reativa;
- c) Estimativas de carga devem ser realizadas para um cenário de referência;
- d) Estimativas de patamares de carga leve, média e pesada;
- e) Considerar a geração distribuída.

A previsão de demanda do Sistema de Distribuição em Média Tensão - SDMT deve fornecer as informações necessárias ao planejamento das redes e linhas de distribuição, além de permitir a avaliação do volume de obras necessárias ao seu reforço, ampliações e correções diversas. Análogo ao SDAT, deve-se observar alguns requisitos, dos quais:

- a) O horizonte de previsão é de cinco anos, com periodicidade anual;
- b) A previsão deve ter caráter espacial, associada às áreas mais representativas;
- c) A carga deve ser caracterizada pelas demandas de potências ativa e reativa;
- d) A carga deve ser caracterizada, em patamares, para os períodos de ponta e forade-ponta;
- e) Os pontos de interesse são as barras secundárias das subestações de distribuição;
- f) A conexão de geração distribuída.

O planejamento de carga no SDMT com GD deve levar em consideração a disponibilidade e a sazonalidade das fontes de energias com natureza estocásticas, como a velocidade do vento e a irradiação solar na geração de energia eólica e solar, respectivamente.

2.6 Alocação Ótima de GD

A localização a ser instalada as unidades de GD, assim como seu tipo e seu tamanho, podem afetar significativamente o desempenho técnico, econômico e ambiental dos sistemas de distribuição. De acordo com [15], com a adequada alocação é possível:

- a) Melhorar a confiabilidade do sistema e a qualidade de energia;
- b) Minimizar os custos de investimento e de operação;
- c) Atenuar os efeitos nocivos da geração de energia.

Do ponto de vista de otimização, o problema da alocação ótima de GD é um problema multiobjetivo não linear, ou seja, envolve diversas metas a serem atingidas simultaneamente. Tais metas podem entrar em conflito, impossibilitando a existência de uma única solução ótima.

É necessário, portanto, buscar um conjunto de soluções eficientes [16]. Os métodos aplicados nessa problemática podem ser divididos em quatro categorias [15]:

- a) Métodos clássicos: utilizam algoritmos de otimização clássica, baseados na programação linear e não-linear para resolver o problema da alocação [17-18];
- b) Métodos baseados em análise de sensibilidade: utilizam como base os índices de sensibilidade para encontrar o local mais sensível a determinada análise. Na alocação de unidades de GD, todas as barras do sistema são testadas para obter aquelas com maior sensibilidade, sendo estas indicadas para a alocação da GD [19];
- c) Métodos Meta-heurísticos: são abordagens geralmente estocásticas que utilizam a aleatoriedade na busca de soluções ótimas e são aplicados em problemas nos quais não há informações prévias. São as abordagens mais utilizadas para esse tipo de problema [14-15, 20-23, 16, 19, 25, 39, 40];
- d) Métodos híbridos: utilizam a combinação de duas ou mais abordagens para reduzir o espaço de busca. No exemplo da alocação ótima de GD, é possível buscar pelo local ótimo de instalação com uma análise de sensibilidade, enquanto um algoritmo clássico ou meta-heurístico busca pelo tamanho ideal das unidades de GD [24-25].

Dentre os métodos apresentados, aquele que melhor atende às necessidades de possibilidades de alteração e natureza dinâmica do problema de otimização multiobjetivo é o método meta-heurístico, devido à sua flexibilidade a mudanças.

Na meta-heurística, ao encontrar uma boa solução, realiza-se uma nova busca próxima à sua região, incorporando novas mudanças, com o objetivo de encontrar uma nova solução ótima. Para não cair em um ótimo local (restrito a uma única vizinhança), diversifica-se as regiões de espaço de busca ainda não explorados, os quais podem conter melhores soluções [26].

Este método de otimização trabalha com estratégias de acordo com o número de soluções, que pode ser única ou uma população. Àquelas de solução única iniciam-se com uma solução inicial e percorrem o espaço de busca à procura de uma solução melhor. Já as que se baseiam em população, iniciam-se com um conjunto de soluções iniciais e, por meio de procedimentos de busca bem definidos, demostram a evolução da população no espaço de busca, com a finalidade de combiná-las e resultar em melhores soluções. As principais metaheurísticas, com relação ao número de soluções, são citadas a seguir [26]:

- a) Solução única: Busca Tabu, Greedy Randomized Adaptive Search Procedure (GRASP), Variable Neighborhood Search (VNS), Simulated Annealing.
- b) População: Algoritmos Genéticos, Colônias de formigas, *Scartter Search*.

Na seção seguinte descreve-se os AG, os quais serão utilizados neste trabalho.

2.7 Algoritmos Genéticos (AG)

O AG é um método de otimização meta-heurístico desenvolvido por [27] que se baseia na teoria da evolução natural das espécies proposta por Charles Darwin.

De acordo com o método do AG, inicialmente um conjunto de indivíduos aleatórios (população inicial) é gerado como possível solução de determinado problema. Em seguida, durante o processo de evolução, estes indivíduos são avaliados quanto à sua capacidade de adaptação ao meio, podendo ser descartados ou selecionados para gerar descendentes.

Os descendentes são gerados por meio de operadores genéticos que modificam as características dos indivíduos selecionados, com o objetivo de obter propriedades genéticas superiores aos seus antepassados. O processo é repetido até que uma solução satisfatória seja encontrada.

As principais etapas do AG serão apresentadas nas subseções seguintes.

2.7.1 Codificação do Indivíduo

No AG, as soluções candidatas a uma solução do problema de otimização são representadas pelos indivíduos. Estes, por sua vez, são representados por cromossomos com a finalidade de traduzir a informação do problema em uma linguagem computacional. Cada cromossomo é composto por um conjunto de genes (representação de uma característica ou um parâmetro) que, normalmente, possuem valores representados em binários ou inteiros [28]. Na Figura 2.2 mostra-se exemplos de representações de cromossomos.

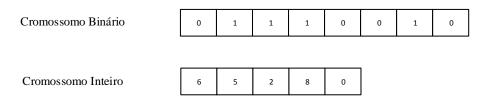


Figura 2.2 Cromossomo com diferentes representações.

Fonte: produção do próprio autor.

De acordo com [28], a representação dos cromossomos deve seguir algumas regras: a representação deve ser simples; se houver restrições nas soluções do problema, as mesmas não

devem possuir uma representação; em caso de exigências específicas, estas devem estar implícitas na representação.

2.7.2 População Inicial

A população inicial é composta por um conjunto de indivíduos, ou cromossomos, presentes na primeira geração. Na maioria dos casos, estes indivíduos são gerados de forma aleatória.

O tamanho da população interfere diretamente no desempenho do AG. Porém, não existe um consenso sobre a quantidade ideal, pois depende do problema de otimização. Caso seja pequena demais, não haverá espaço de busca suficiente para ter uma diversidade genética dentro da população, impossibilitando achar boas soluções. Ao mesmo tempo, deve-se ter um limite máximo, uma vez que, quanto maior a população, maior o tempo computacional para achar uma resposta. De acordo com [28], um número de indivíduos entre 50 e 70 é suficiente para obter uma boa performance.

2.7.3 Função Objetivo

A função objetivo é responsável por atribuir um valor ao indivíduo de acordo com seu desempenho como candidato à solução do problema de otimização. O valor atribuído ao indivíduo é chamado de aptidão ou *fitness* [29].

O indivíduo representa um candidato à solução do problema, portanto, em uma população, o cromossomo deve ser decodificado de acordo com o domínio do problema. Por exemplo, se o problema utiliza parâmetros inteiros e o cromossomo é representado em binário, deve haver uma decodificação do cromossomo antes de ser avaliada sua aptidão [29].

Os valores decodificados do indivíduo passam por uma avaliação através da função objetivo. Portanto, o cálculo da aptidão é a única ligação entre o AG e o problema de otimização, devendo conter todas as especificações do problema, como objetivos e restrições [28].

2.7.4 Seleção

Após serem submetidos a uma avaliação (função objetivo), os indivíduos com maior aptidão são selecionados para se reproduzirem e gerar descendentes. O método de seleção deve simular o mecanismo de seleção natural que atua nas espécies biológicas. Portanto, aqueles indivíduos melhor avaliados devem ter privilégios frente aqueles com baixa avaliação.

Desta forma, a seleção não se baseia somente na escolha do mais capaz, pois existe a possibilidade de um indivíduo menos capaz também gerar descendentes. Isso se deve à possibilidade de um indivíduo com uma avaliação baixa possuir características que possam contribuir para uma melhor solução do problema.

Os métodos de seleção mais comuns são:

a) Método da Roleta: a seleção dos indivíduos é realizada por meio de uma roleta na qual cada indivíduo possui uma parte proporcional ao seu valor de aptidão. Dessa forma, aquele com maior aptidão terá maior chance de ser escolhido. A Figura 2.3 ilustra a seleção por roleta em uma população com cinco indivíduos, com diferentes valores de aptidões;

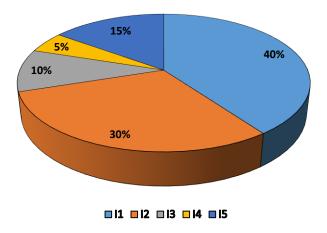


Figura 2.3 Método da seleção por Roleta.

Fonte: produção do próprio autor.

b) Método por Torneio: neste método, os indivíduos são selecionados em competições entre "x" participantes, escolhidos aleatoriamente da população atual, ganhando aquele com maior aptidão. São necessários realinhar "n" torneios para selecionar "n" indivíduos. De acordo com [29], valores de x = 2, ou seja, torneios com dois indivíduos, são comumente utilizados.

2.7.5 Cruzamento

A etapa de cruzamento, ou crossover, é realizada após a seleção dos indivíduos aptos (pais) a gerarem descendentes (filhos). Nesta etapa é realizada a troca de genes entre dois pais, gerando dois novos filhos. A combinação entre os indivíduos ocorre até que a nova população esteja completa. O objetivo do cruzamento é a propagação de características genéticas positivas dos indivíduos mais aptos, por meio da troca de informações genéticas. A probabilidade de

ocorrência do cruzamento deve ser pré-definida através da taxa de cruzamento. De acordo com [30], esta taxa é comumente definida entre 60% e 90%.

Os tipos mais comuns de cruzamentos são:

a) Ponto único: é escolhido um único ponto de corte em uma posição aleatória, dividindo os dois pais em duas partes. Os filhos são resultados da combinação das partes de cada pai. Um exemplo de cruzamento de ponto único em cromossomos binários é mostrado na Figura 2.4;

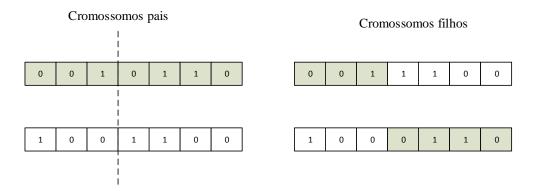


Figura 2.4 Cruzamento de ponto único.

Fonte: produção do próprio autor.

b) Ponto duplo: são escolhidos dois pontos de corte em duas posições aleatórias.
 Os filhos são gerados a partir da combinação intercalada das partes de cada pai.
 Um exemplo de cruzamento de ponto duplo em cromossomos binários é mostrado na Figura 2.5;

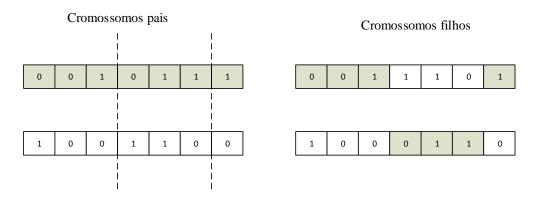


Figura 2.5 Cruzamento de ponto duplo.

Fonte: produção do próprio autor.

c) Pontos aleatórios: os filhos são gerados a partir de um padrão (máscara), que consiste em um cromossomo binário, gerado aleatoriamente. Quando o bit da máscara é igual a 1, utiliza-se os genes do pai 1 para o filho 1 e do pai 2 para o

filho 2, e quando o bit da máscara é igual a 0, utiliza-se a lógica inversa. Um exemplo de cruzamento de pontos aleatórios em cromossomos binários é mostrado na Figura 2.6.

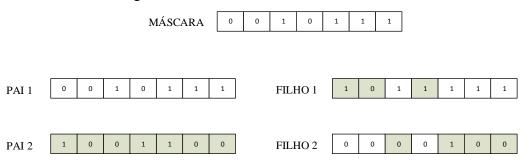


Figura 2.6 Cruzamento de pontos aleatórios.

Fonte: produção do próprio autor.

2.7.6 Mutação

Após o processo de cruzamento, cada gene do cromossomo está passível de sofrer mutação, com a finalidade de contribuir para a diversidade genética da população. A probabilidade de ocorrência da mutação deve ser pré-definida através da taxa de mutação, a qual não pode ter uma porcentagem muito elevada, para não gerar um alto grau de aleatoriedade na solução do problema. De acordo com [30], esta taxa é comumente definida entre 0,5% e 1%. A Figura 2.7 ilustra o processo de mutação em um cromossomo binário.

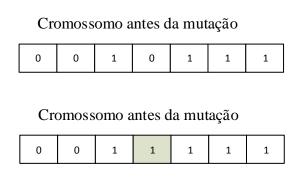


Figura 2.7 Exemplo de mutação aleatória.

Fonte: produção do próprio autor.

2.7.7 Critério de Parada

Os procedimentos do AG requerem a definição de um critério de parada que interrompa a execução do algoritmo. Este critério deve ser escolhido de forma a não afetar a qualidade da solução do problema de otimização. De acordo com [31], alguns dos critérios de parada mais utilizados são:

- a) Definição do número máximo de iterações;
- b) Obtenção do valor ótimo da função objetivo, se for conhecido;
- c) Convergência da função, ou seja, quando não há mais melhorias significativas da função.

Capítulo 3: Metodologia

A conexão das unidades de GD nos alimentadores de distribuição, principalmente os geradores eólicos e os painéis fotovoltaicos, vem crescendo exponencialmente nos últimos anos. Isto se deve aos incentivos governamentais e às legislações que reconhecem a figura do autoprodutor de energia, assegurando seu livre acesso ao sistema elétrico, e à redução gradativa do investimento inicial para instalar essa tecnologia, com retorno em médio prazo. Outro fator de peso é a necessidade de redução de custos do suprimento de energia elétrica e de melhorias na confiabilidade desse suprimento, frente ao aumento dos preços aplicados pelas concessionárias e suas carências técnicas. No entanto, as fontes de energias eólicas e solares não são despacháveis, devido a intermitência e a volatilidade da velocidade do vento e da irradiação solar, se configurando, portanto, como de natureza estocástica [31].

As tecnologias renováveis podem ser modeladas com modelos probabilísticos ou determinísticos, porém, estes últimos não são capazes de manter a natureza estocástica das fontes de geração eólica e solar. Para preservar a natureza estocástica são utilizados os métodos probabilísticos como a simulação de Monte Carlo, amplamente utilizada na literatura para essa finalidade, como os trabalhos de [22-26,3].

A alocação de unidades de GD vai muito além da disponibilidade de fontes primárias de energia, uma vez que sua localização pode afetar criticamente os sistemas de distribuição, como, por exemplo, aumentar ou diminuir as perdas de potência ativa do sistema [32]. Portanto, é preciso desenvolver um modelo de otimização que indique o local ideal de penetração das unidades de GD, podendo ser utilizado como ferramenta para o planejamento do SEP.

Nesse contexto, neste capítulo expõe-se a metodologia utilizada para a previsão de geração de geradores eólicos e painéis fotovoltaicos, correlacionando suas fontes primárias de energia (vento, irradiação e temperatura). Ademais, apresenta-se a metodologia empregada para determinar a alocação ótima das unidades de GD em alimentadores radiais, tendo como premissa minimizar os custos de energia.

As principais etapas para realizar a metodologia proposta são:

- a) Obter e tratar os dados das séries históricas da velocidade do vento, irradiação solar e temperatura da região de estudo;
- b) Gerar as funções de distribuição cumulativa (FDC) a partir da média e do desvio padrão de cada série histórica;
- c) Obter a correlação entre a velocidade do vento e a irradiação solar a partir do método de Cópula de Banda Diagonal;

- d) Aplicar a Simulação de Monte Carlo para obter o modelo probabilístico de geração de energia oriunda das unidades de GD;
- e) Determinar a potência das unidades de GD;
- f) Determinar a localização ótima das unidades de GD nos alimentadores radias com base em AG.

3.1 Organização das Séries Históricas

Para modelar a potência firme e a geração de energia serão utilizados os dados das séries históricas da velocidade do vento, irradiação solar e temperatura, no período entre os anos de 2010 e 2014, de 1 em 1 hora, de uma estação meteorológica próxima à região de estudo. Os dados de velocidade do vento, irradiação solar e temperatura variam de acordo com a hora do dia e o mês do ano, devendo, portanto, ser preservada sua sazonalidade.

O PRODIST, em seu módulo 2, reforça que a sazonalidade da GD deve ser observada para a elaboração dos estudos de previsão de demanda no sistema de distribuição de média tensão. Para preservar tais características, os dados são sazonalmente divididos por estações. Por sua vez, cada estação do ano será subdivida em 24 segmentos de horas (horas do dia), sendo que cada hora representa uma hora específica para toda a estação. Portanto o ano será dividido em 96 segmentos de tempo (24h x 4 estações). Considerando 30 dias por mês, cada segmento de tempo terá 450 leituras de dados (5 anos × 30 dias/mês × 3 meses/estação × 1 leitura/hora). Na Figura 3.1 mostra-se parte da série histórica da temperatura.

DATA												Ve	rão											
DAIA	0	1	2	3	4	5	- 6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
01-JAN-2010	24,1	24,4	23,8	24,5	25,1	25,0	26,6	27,5	27,5	29,2	30,2	30,7	30,6	30,2	30,4	29,8	29,1	28,1	26,8	26,0	25,8	24,6	24,9	23,8
02-JAN-2010	25,2	24,9	25,2	25,1	24,1	24,7	25,5	27,8	28,5	30,1	31,8	32,0	31,4	31,7	31,1	30,8	29,6	28,3	26,9	26,1	25,0	25,2	24,7	25,1
03-JAN-2010	23,4	23,7	23,5	23,0	22,6	21,7	24,3	26,6	29,2	30,5	31,4	33,1	32,0	31,5	31,7	31,2	30,1	29,4	28,0	27,2	26,8	24,3	23,5	23,5
04-JAN-2010	25,6	24,8	24,6	23,8	23,3	23,6	26,3	28,0	29,7	30,2	32,5	33,2	33,5	31,6	31,5	31,1	30,3	29,6	28,3	27,1	26,7	26,6	26,3	25,6
05-JAN-2010	25,2	24,6	24,3	23,8	22,9	23,2	25,2	27,0	29,3	30,7	32,5	32,4	33,4	32,3	32,5	30,4	30,0	29,2	27,6	26,7	26,7	26,5	26,4	26,0
06-JAN-2010	25,1	25,3	25,8	25,8	25,3	25,9	27,0	27,7	28,8	30,0	31,2	32,3	33,1	31,7	31,1	30,4	28,9	28,4	27,4	27,3	27,5	26,5	26,5	26,2
07-JAN-2010	25,7	26,8	27,5	27,1	25,6	24,3	25,4	27,8	29,9	30,7	31,2	31,9	32,7	33,4	32,1	31,0	29,7	28,8	27,4	27,0	26,1	27,4	27,1	26,3
08-JAN-2010	25,8	25,7	24,9	24.6	24,9	24.0	26,0	27.7	29,7	31,3	32,7	33,3	31,9	32,3	31,6	30,7	29,7	29,4	27,8	27,1	26,8	26,4	26,6	26,4
09-JAN-2010	26,2	26,1	25,5	25,3	24,5	24,4	26,3	28,7	29,8	30,9	32,1	32,8	32,7	31,8	32,1	30,8	30,4	29,1	28,0	27,2	26,4	26,1	26,1	26,2
10-JAN-2010	24,5	24,8	24,5	23,6	23,3	22,7	24,8	27,5	28,4	29,6	31,2	31,3	32,1	31,6	31,4	31,3	30,2	29,2	27,9	27,4	27,0	25,8	25,7	25,4
11-JAN-2010	24,5	24.4	24,0	23,5	23,1	22,6	25,3	27,3	28,6	31,5	32,3	32,8	32,8	33,1	33,0	31,9	30,8	29,7	28,4	27,3	26,8	26,2	25,8	25,1
12-JAN-2010	25,9	26,3	25,2	24,5	24,5	24,3	26,1	28,3	29,6	30,7	33,0	33,0	32,0	31,9	31,1	30,6	29,8	28,9	27,8	27,2	25,7	26,8	26,9	26,6
13-JAN-2010	26,3	26,2	25,6	24,2	24,0	24,2	26,4	28,7	30,0	30,7	32,2	33,4	32,9	32,5	32,1	31,4	NULL	NULL	NULL	27,0	26,3	25,6	25,9	26,0
14-JAN-2010	26,5	26,1	24,8	25,0	25,2	24,3	26,8	28,2	29,9	31,8	32,2	34,6	33,0	31,8	31,7	31,6	30,7	29,3	27,9	27,3	27,4	26,2	26,5	26,7
15-JAN-2010	26,7	26,5	25,3	25,3	24,8	24,4	26,7	28,9	29,9	31,9	33,0	32,3	29,0	31,7	30,0	29,7	29,2	27,5	27,6	27,2	26,9	27,3	26,9	26,8
16-JAN-2010	25,4	25,0	24,9	25,1	24,1	23,8	24,4	27,0	28,1	29,0	30,5	31,1	32,3	31,7	31,0	31,5	30,5	29,3	28,0	27,4	27,1	26,5	25,5	25,8
17-JAN-2010	24,1	24,4	24,0	23,5	23,1	22,4	23,5	26,8	29,0	30,6	31,3	32,7	32,6	32,6	32,3	31,5	30,9	29,2	28,1	27,5	27,1	26,2	25,4	24,8
18-JAN-2010	24,8	24,2	23,8	23,7	23,5	23,3	24,6	27,0	28,4	31,5	32,5	33,2	31,9	31,6	33,0	31,2	30,2	29,1	28,4	27,8	27,4	26,4	26,2	25,4
19-JAN-2010	25,7	24,7	24,8	25,1	24,9	24,9	25,9	28,3	29,9	31,8	32,8	34,4	32,9	32,6	32,2	31,4	29,9	29,2	28,1	27,3	26,7	26,2	25,9	26,1
20-JAN-2010	26,0	25,7	25,3	24,9	24,7	23,8	25,1	28,1	30,2	31,1	31,8	33,2	32,5	32,9	32,7	31,1	29,8	29,3	28,1	27,5	26,7	26,4	26,3	26,4
21-JAN-2010	26.5	26.6	26,6	26,1	24.4	24.7	26.6	29,5	30.5	31,5	33.3	34.0	32.7	32,7	33.1	31,8	31,0	29,4	28.0	27,4	26.9	26.6	26,9	26.8

Figura 3.1 Dados da série histórica de temperatura.

Fonte: produção do próprio autor.

3.2 Modelagem da Velocidade do Vento e da Irradiação Solar

Para realizar análises técnicas da implantação de geradores eólicos e painéis fotovoltaicos é necessário conhecer as características da velocidade do vento e da irradiação solar da região de estudo.

A modelagem da velocidade do vento pode ser realizada através da representação das frequências de ocorrência de uma série temporal, utilizando uma distribuição probabilística f(V), conforme (3.1) [34].

$$\frac{dF(V)}{dV} = f(V) \tag{3.1}$$

Com a expressão da distribuição probabilística, a velocidade média do vento (v) e a variância (σ^2) são obtidas através de (3.2) e (3.3), respectivamente.

$$\bar{v} = \int_0^\infty v f(v) dv \tag{3.2}$$

$$\sigma^2 = \int_0^\infty \left(v - \bar{v} \right)^2 f(v) dv \tag{3.3}$$

A função distribuição cumulativa deve representar o histograma do regime dos ventos simulados. Existem diversas FDC que são utilizadas para modelar a velocidade do vento, porém, a mais utilizada é a FDC de Weibull, cujo modelo matemático é descrito por (3.4) [37].

$$f(v) = \frac{k(i)}{c(i)} \left(\frac{v}{c(i)}\right)^{k-1} e^{\left(-\left(v/c(i)\right)\right)^{k}} \qquad (k > 0, v > 0, c > 1)$$
(3.4)

Onde v, k e c são a velocidade do vento (m/s), o fator de forma e o fator de escala, respectivamente.

Para determinar o valor do fator de forma, uma aproximação aceitável é dada em [37], conforme (3.5).

$$k(i) = \frac{\sigma(i)^{-1,086}}{\mu(i)} \quad (1 \le i \le 96)$$
 (3.5)

Onde $\mu(i)$ e $\sigma(i)$ são a média e o desvio padrão da velocidade do vento no intervalo i, respectivamente.

Uma vez determinado o fator de forma, pode-se determinar o fator de escala através de (3.6).

$$c(i) = \left(\frac{\sigma(i)}{\Gamma(1 + (1/k(i)))}\right) \quad (1 \le i \le 96)$$
(3.6)

Quanto à modelagem da irradiação solar, a distribuição beta é bastante utilizada na literatura para tal finalidade. Como essa distribuição exige que as variáveis estejam no intervalo de [0-1], então os dados de irradiação solar devem ser normalizados, conforme (3.7) [38].

$$f(r) = \frac{\Gamma(\alpha(i) + \beta(i))}{\Gamma(\alpha(i)) \times \Gamma(\beta(i))} \left(\frac{r}{r_{\text{max}}(i)}\right)^{\alpha - 1} \left(1 - \frac{r}{r_{\text{max}}(i)}\right)^{\beta - 1} \alpha > 0, \beta > 0$$
(3.7)

Onde r é a irradiação solar (kW/m²), $r_{\rm max}\left(i\right)$ a irradiação máxima no período i (kW/m²), Γ a função gama e $\alpha\left(i\right)$ e $\beta\left(i\right)$ os parâmetros de forma no período i.

Com a média ($\mu(i)$) e o desvio padrão ($\sigma(i)$) da irradiação solar é possível determinar os parâmetros de forma $\beta(i)$ e $\alpha(i)$ da distribuição beta, através de (3.8) e (3.9), respectivamente.

$$\beta(i) = (1 - \mu(i)) \times \left[\left(\frac{\mu(i)(1 - \mu(i))}{\sigma(i)^2} \right) - 1 \right]$$
 (3.8)

$$\alpha(i) = \frac{\mu(i)\beta(i)}{1-\mu(i)} \qquad (1 \le i \le 96) \tag{3.9}$$

Neste trabalho são gerados 96 FDC de Weibull e 96 FDC Beta para modelar a velocidade do vendo e a irradiação solar, respectivamente. Cada FDC representa uma hora do dia das quatro estações do ano.

3.3 Modelagem da Dependência Estocástica

No processo de geração de energia eólica e solar há uma dependência estocástica entre as diferentes variáveis aleatórias, fontes geradoras de tais energias. Para determinar a correlação entre a velocidade do vento e a radiação solar, utilizou-se como referência a modelagem utilizada por [25,29-30].

Para medir a força de dependência entre variáveis aleatórias é utilizado o ranque de correlação (ρ_r). Este ranque possui duas variáveis aleatórias X, Y e pode ser obtido por (3.10).

$$\rho_r(X,Y) = \rho(F_X(X), F_Y(Y)) \tag{3.10}$$

Onde $\rho(F_X(X), F_Y(Y))$ é a correlação de *Pearson* (ρ) entre duas FDC ($F_X(X)$) e $F_Y(Y)$), obtido por (3.11).

$$\rho(F_X(X), F_Y(Y)) = \frac{Cov(F_X, F_Y)}{\sigma(F_X)\sigma(F_Y)}$$
(3.11)

Onde Cov e σ são a covariância e o desvio padrão, respectivamente. O ranque de correlação é simétrico e assume valores no intervalo [-1, 1], onde o extremo negativo significa que há uma correlação inversamente proporcional e o extremo positivo uma correlação

diretamente proporcional. As variáveis são totalmente independentes quando o ranque de correlação é zero.

Para variáveis uniformes, a correlação de *Pearson* é igual ao ranque de correlação $(\rho = \rho_r)$, porém, na maioria dos casos eles são diferentes. Para distribuições normais multivariadas, a relação entre ρ e ρ_r é mostrada em (3.12).

$$\rho(X,Y) = 2\operatorname{sen}\left(\frac{\pi}{6}\rho_r(X,Y)\right) \tag{3.12}$$

Onde X e Y são vetores aleatórios com distribuição normal multivariada.

Ao utilizar as FDC $F_X(X)$ e $F_Y(Y)$, lidamos com o ranque das distribuições e não mais com valores exatos. Com estes ranques é possível modelar a dependência funcional de X e Y. No intuito de investigar as propriedades dessas distribuições, utiliza-se a noção de cópula para a modelagem da dependência estocástica na análise de incerteza.

A noção de cópula foi introduzida para separar o efeito da dependência do efeito das distribuições marginais em uma distribuição conjunta, formulando distribuições multivariadas para que qualquer dependência possa ser representada. Cópula é a distribuição cumulativa conjunta em um cubo unitário, tal que as distribuições marginais são uniformes no intervalo [0, 1]. As variáveis aleatórias X e Y podem ser conjuntas pela cópula C se sua distribuição conjunta puder ser escrita por (3.13).

$$F_{XY}(X,Y) = C(F_X(X), F_Y(Y))$$
(3.13)

Por definição, se as FDC $F_X(X)$ e $F_Y(Y)$ são inversíveis, então elas podem ser escritas por $F_X(X) = u$ e $F_Y(Y) = v$, de acordo com a relação (3.14).

$$X = F_X^{-1}(U) \Leftrightarrow U = F_X(X) \tag{3.14}$$

Onde u e v são realizações das variáveis aleatórias uniformes U e V, respectivamente. Nesse caso, (3.13) pode ser escrito como (3.15).

$$C_{VU}(u,v) = F(X,Y) = F(F_X^{-1}(u), F_Y^{-1}(v))$$
(3.15)

Onde $C_{V|U}$ é a distribuição condicional de $V \mid U$ (cópula de $X \in Y$) e F^{-1} é o inverso da função de distribuição normal univariada padrão.

Na literatura existem muitas famílias de cópulas, porém neste trabalho será utilizada a cópula de banda diagonal (CBD) para modelar a dependência estocástica da velocidade do vento com a irradiação solar. A CBD é facilmente calculada e não exige aproximações numéricas, o que a torna atrativa em modelagem de eventos correlacionados.

A representação da CBD é mostrada na Figura 3.2. A CBD possui uma largura de banda vertical de $1-\theta$, com $\theta \in [0,1]$. De acordo com a sua largura, as variáveis podem ser diretamente correlacionadas ($\theta = 1$), inversamente correlacionadas ($\theta = -1$) ou independentes ($\theta = 0$).

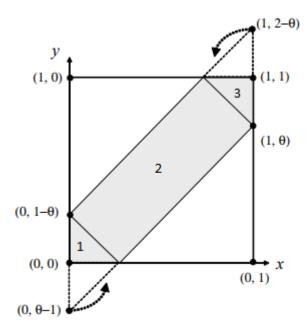


Figura 3.2 Cópula de banda diagonal.

Fonte: Adaptado de [41].

A relação de θ com o coeficiente de Pearson (ρ) é dada por (3.16).

$$\theta = \frac{1}{3} + \frac{4}{3} \sin\left(\frac{1}{3}\arcsin\left(\frac{27}{16}|\rho| - \frac{11}{16}\right)\right)$$
 (3.16)

Com a CBD é possível calcular a distribuição condicional inversa, conforme (3.17).

$$C_{VU}^{-1}(t|u,\theta) = \begin{cases} (1-\theta)t & u < 1-\theta & e & t < 1-\frac{u}{1-\theta} \\ (1-\theta)t+\theta & u > \theta & e & t > \frac{1-u}{1-\theta} \\ 2(1-\theta)t+u-1+\theta & outros \end{cases}$$
(3.17)

Para obter a correlação da velocidade do vento com a irradiação solar utilizando a CBD, o seguinte algoritmo é seguido:

- (1) Inicia-se com a primeira hora das 96h;
- (2) Gera-se dois vetores independentes (U_1 e U_2), cada um com 10000 valores aleatórios uniformemente distribuídos no intervalo [0, 1]. Denota-se as realizações u_1 e u_2 através de (3.14);

- (3) Calcula-se o ranque de correlação entre as FDC de Weibull $(F_X(X))$ e Beta $(F_Y(Y))$, através de (3.10);
- (4) Calcula-se o coeficiente de Pearson da velocidade do vento e irradiação solar, utilizando (3.12);
- (5) Calcula-se θ para a correlação entre as FDC de Weibull e Beta, através de (3.16);
- (6) A simulação da correlação das variáveis aleatórias com a CBD pode ser feita através de (3.18), onde $C_{V|U}^{-1}$ é obtido em (3.17).

$$u = u_1$$
 (3.18)
$$v = C_{V|U}^{-1}(u_2|u, \theta)$$

(7) Obtém-se as funções de densidade probabilísticas (FDP) originais das grandezas de velocidade do vento e irradiação solar através da inversa da FDC em (3.10).

Para obter a correlação anual (divididos em 96h), deve-se repetir o algoritmo para a próxima hora até completar as 96h da estação do ano.

3.4 Potência Gerada

3.4.1 Geradores Eólicos

Há na literatura diversos métodos para modelar a potência dos geradores eólicos, dentre os quais podemos citar os modelos baseados nas equações de energia disponível no vento e os modelos baseados na curva de potência da turbina eólica. Com estes últimos, obtém-se uma melhor precisão na modelagem, uma vez que a curva de potência fornece diretamente a potência gerada para uma velocidade do vento específica [42].

A maioria das turbinas eólicas de pequeno porte utiliza o controle de *stall* para operar com a sua máxima capacidade, devido à sua simplicidade e o seu baixo custo. As máquinas que operam com o controle de *stall* possuem quatro modos de operação, descritos a seguir e mostrados na Figura 3.3.

- (1) A velocidade do vento é menor que a velocidade de partida (V_p) : o conteúdo energético do vento não justifica seu aproveitamento, portanto a turbina não entra em funcionamento e, consequentemente, não há geração de energia.
- (2) A velocidade do vento é maior que V_p e menor que a velocidade nominal (V_n) : ativa o sistema de controle de potência da máquina, através do ajuste de estol aerodinâmico, no intuito de trabalhar com a máxima potência admitida.

- (3) A velocidade do vento está entre V_n e a velocidade de corte (V_c): o sistema de controle de potência da máquina atua através do estol aerodinâmico, no intuito de trabalhar com a potência nominal, evitando que a máquina diminua sua vida útil por operar acima da potência nominal.
- (4) A velocidade do vento é maior que V_c : a turbina é desligada no intuito de evitar danos em sua estrutura física.

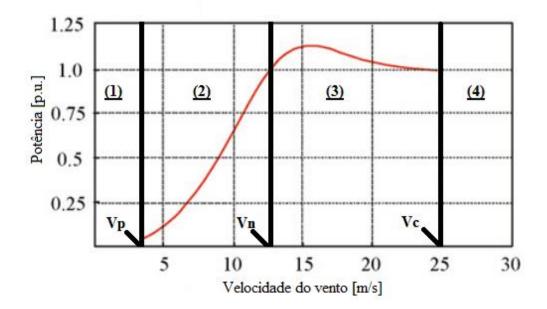


Figura 3.3 Curvas típicas de potência das turbinas com controle de passo e stall. Fonte: Adaptado de [43].

A partir das especificações técnicas e dos dados de potência gerada em função da velocidade do vento obtidas no manual do fabricante, mostradas nas Tabelas 3.1 e 3.2, respectivamente, este trabalho utiliza o método dos mínimos quadrados para modelar a potência eólica, com base no trabalho de [3], cujo modelo matemático é descrito em (3.19).

$$P = \begin{cases} 0 & 0 \le V < V_p \\ aV^9 + bB^8 + cV^7 + \dots + hV^2 + iV + j & V_p \le V < V_c \\ 0 & V \ge V_c \end{cases}$$
(3.19)

Onde V é a velocidade do vento e a,b,c,d,e,f,g,h,i,j são os coeficientes do polinômio de nono grau, os quais são determinados através da ferramenta *polyfit* do *software* Matlab.

Tabela 3.1 – Especificações técnicas dos geradores utilizados.

Características dos Geradores Eólicos							
Potência	Velocidade de	Velocidade	Velocidade de				
Nominal (kW)	Partida (m/s)	Nominal (m/s)	Corte (m/s)				
10	2,5	11	20				

Fonte: Adaptado de [3].

Tabela 3.2 – Potência gerada pelos geradores eólicos em função da velocidade do vento.

Velocidade do	Potência de	Velocidade do	Potência de
Vento (m/s)	Saída (kW)	Vento (m/s)	Saída (kW)
2,5	39	11,5	9928
3,0	102	12,0	10885
3,5	229	12,5	11619
4,0	399	13,0	12019
4,5	596	13,5	12276
5,0	848	14,0	12395
5,5	1151	14,5	12449
6,0	1510	15,0	12495
6,5	1938	15,5	12508
7,0	2403	16,0	12546
7,5	2949	16,5	12555
8,0	3602	17,0	12503
8,5	4306	17,5	12528
9,0	5071	18,0	12442
9,5	5960	18,5	12396
10,0	6856	19,0	12208
10,5	7849	19,5	11878
11,0	8863	20,0	11989

Fonte: Adaptado de [3].

3.4.2 Painéis Fotovoltaicos

A potência de saída dos painéis fotovoltaicos depende da irradiação solar, da temperatura do local e das características físicas do módulo fotovoltaico. Para modelá-la foi utilizada a metodologia proposta em [44], cujas especificações técnicas dos painéis utilizados

neste estudo estão mostradas no Tabela 3.3 e cujo equacionamento matemático é descrito em (3.20) - (3.24).

$$T_c = T_a + r \left(\frac{N_{ot} - 20}{0.8} \right) \tag{3.20}$$

$$I = r \left[I_{sc} + K_i \left(T_c - 25 \right) \right] \tag{3.21}$$

$$V = V_{oc} - K_{v} \times T_{c} \tag{3.22}$$

$$FF = \frac{V_{mpp} \times I_{mpp}}{V_{oc} \times I_{sc}}$$
(3.23)

$$P_{c} = FF \times V \times I \tag{3.24}$$

Onde T_c é a temperatura do painel fotovoltaico (°C), T_a a média da temperatura ambiente no período (°C), N_{ot} a temperatura nominal de operação da célula (°C), I a corrente na célula (A), I_{sc} a corrente de curto circuito da célula (A), K_i o coeficiente corrente/temperatura (A/°C), V a tensão no módulo fotovoltaico (V), V_{oc} a tensão de circuito aberto do módulo (V), K_v o coeficiente tensão/temperatura (V/°C), FF o Fator de forma (adimensional), V_{mpp} a tensão no ponto de máxima potência (V), I_{mpp} a corrente no ponto de máxima potência (A) e P_s a potência gerada pelo painel (W).

Tabela 3.3 – Especificações técnicas dos painéis fotovoltaicos utilizados.

Especificações técnicas	Valor
Potência de pico (Wp)	250
Tensão em circuito aberto (V)	38,4
Corrente de curto-circuito (A)	8,79
Tensão no ponto de máxima potência (V)	30,4
Corrente no ponto de máxima potência (A)	8,24
Coeficiente de tensão/temperatura (V/°C)	0,33
Coeficiente de corrente/temperatura (A/°C)	0,06
Temperatura nominal de operação da célula (°C)	46

Fonte: Adaptado de [3].

3.5 Determinação da Potência das unidades de GD

Para determinar a potência fornecida pelas unidades de GD, preservando sua natureza estocástica, será utilizada a Simulação de Monte Carlo (SMC), a qual utiliza a geração de números aleatórios para atribuir valores às variáveis investigadas. Este método pode ser aplicado tanto em problemas de natureza determinística, quanto naqueles de natureza estocástica.

O método de Monte Carlo é um procedimento numérico que utiliza de números aleatórios, ou pseudoaleatórios, para tratar grandezas não necessariamente aleatórias, baseado na Lei dos Grandes Números e no Teorema do Limite Central. A técnica consiste em gerar valores aleatórios para cada distribuição de probabilidade dentro de um modelo, com o objetivo de simular um número relativamente grande de cenários [45].

Na SMC, o valor médio do número de simulações (N) está associado à estimativa de erro estatístico (ε), dado por (3.25) [33].

$$N = \frac{1}{4 \times \delta \times \varepsilon^2} \tag{3.25}$$

onde δ é a variância da amostra, a qual pode ser determinada de acordo com o intervalo de confiança (ζ) em (3.26).

$$\delta = 1 - \zeta \tag{3.26}$$

Para obter um erro de 5%, com um intervalo de confiança de 99%, será necessário gerar 10.000 números aleatórios, ou seja, 10.000 cenários.

O valor de potência de maior probabilidade de ocorrência, dentre os 10.000 números aleatórios de velocidade do vento e irradiação solar, é obtido através de (3.27). A convergência da SMC é garantida com um número muito elevado de simulações (10.000 simulações).

$$P_o = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} P(j)$$
 (3.27)

onde P_o é o valor de potência com a maior probabilidade de ocorrência calculado para cada hora de cada estação, P(j) é a potência das unidades de GD para cada iteração e N é o número de iterações.

Neste trabalho, a SMC é aplicada 96 vezes (uma para cada hora das quatros estações do ano) e recebe como entrada as FDP da velocidade do vento e da irradiação solar. No final das 10.000 iterações, têm-se uma FDP da potência das unidades de GD. O algoritmo da simulação é mostrado abaixo:

- (1) Geram-se 10.000 números aleatórios;
- (2) Obtém-se as FDC da velocidade do vento e da irradiação solar;
- (3) Determina-se a correlação entre as FDC de entrada através da CBD;
- (4) Obtém-se a inversa das FDC (voltando aos valores originais das FDP);
- (5) Determina-se a potência dos geradores eólicos e painéis fotovoltaicos através da modelagem matemática mostradas na seção 3.4;
- (6) Obtém-se a FDP da potência das unidades de GD com a maior probabilidade de ocorrência.

3.6 O Alimentador e o Fluxo de Carga

O fluxo de carga, ou fluxo de potência, determina o estado e a distribuição dos fluxos da rede elétrica para um determinado carregamento. Neste problema, a rede é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas, significando que o modelo do sistema é estático. Para o cálculo do fluxo de carga são utilizados métodos computacionais desenvolvidos especificamente para resolver sistemas de equações e inequações algébricas [46]. Para modelar o alimentador da rede foi escolhida a topologia radial, uma vez que é o tipo mais utilizado em redes de distribuição de energia elétrica.

Neste trabalho são utilizados dois alimentadores radiais reais da Light Serviços de Eletricidade S.A: o alimentador correspondente à linha de distribuição Bandeira, que possui 78 barras e o alimentador correspondente à linha de distribuição Recife, com 96 barras [47]. Os esquemas e dados das linhas desses alimentadores estão mostrados no Anexo A.

Para o cálculo do fluxo de carga dos alimentadores foi utilizado o método da soma de potência, adaptado de [48]. Este método utiliza um simples processo de solução, apresentando um ótimo desempenho para resolver problemas de fluxo de carga em alimentadores radiais. O algoritmo para obter o fluxo é mostrado abaixo:

- Definem-se os parâmetros do sistema, como a identificação da tensão da subestação (nó de referência) e a tolerância para convergência (ε);
- (2) Definem-se os valores das tensões dos nós igual à tensão de referência com ângulo nulo e consideram-se as perdas totais de potência ativa e reativa nulas;
- (3) Operação à montante: calcula-se a soma das potências em cada nó (iniciando pelos nós mais extremos e percorrendo até a subestação), incluindo as perdas obtidas em (3.28) e (3,29);

$$P_{kmp} = r_{km} \frac{\left(P^2 + Q^2\right)}{V_m^2} \tag{3.28}$$

$$Q_{kmp} = x_{km} \frac{\left(P^2 + Q^2\right)}{V_m^2} \tag{3.29}$$

onde P_{kmp} e Q_{kmp} são as perdas ativas e reativas entre as barras k e m, r_{km} e x_{km} são a resistência e reatância do trecho km, P e Q são as potências ativa e reativa da carga e V_m é o módulo da tensão na carga.

(4) Operação à jusante: calculam-se os novos valores de tensão em todas as barras do sistema (iniciando pela subestação e percorrendo até os nós extremos) através de (3.30);

$$V_m^4 + \left[2(r_{km}P + x_{km}Q) - V_k^2 \right] V_m^2 + \left(P^2 + Q^2 \right) \left(r_{km}^2 + x_{km}^2 \right) = 0$$
 (3.30)

onde V_m e V_k são as tensões dos nós k e m, r_{km} e x_{km} são a resistência e reatância do trecho km e P e Q são as potências ativa e reativa da carga.

- (5) Calculam-se os novos valores das perdas ativas e reativas através de (3.28) e (3,29);
- (6) Critério de convergência: se a diferença entre as perdas totais da iteração atual e da iteração anterior for menor que o valor de tolerância para convergência, deve-se finalizar o processo. Caso contrário, deve-se voltar ao passo (3).

3.7 Alocação Ótima

A alocação de GD é realizada após diversos testes com a finalidade de achar a barra ótima. Para isso, se faz necessário analisar uma gama de combinações em busca daquela que melhor atende o propósito da alocação. Neste contexto, as técnicas de computação evolucionária são bastante utilizadas para acelerar o processo de tomada de decisão, sendo o AG um dos mais utilizados na literatura para tal finalidade, como os trabalhos de [15,19,39]. Com isso, esse trabalho utiliza o AG para determinar a alocação ótima das unidades de GD oriundas de geradores eólicos e painéis fotovoltaicos.

Neste trabalho optou-se pela possibilidade de alocação de BC na mesma barra na qual foi instalada a GD. A presença de BC na rede elétrica permite suprir o excedente de reativo do circuito e, consequentemente, aumenta o fator de potência e a corrente do alimentador. Como resultado tem-se a melhoria no perfil de tensão da rede, o aumento da capacidade de fornecimento e a contribuição para a redução de perdas do sistema [50]. Os BC utilizados foram os de valores comerciais 600 kvar e 1200 kvar.

3.7.1 Codificação da Solução

Como entrada do AG, têm-se um vetor com 96 valores de potência ativa (24 h × 4 estações do ano) oriundas das unidades de GD e para cada alimentador considerou-se o patamar de carga pesada (maior valor de carga horária observada, considerando o horizonte de um ano), conforme [50]. A localização das unidades de GD é representada por um cromossomo com 2×k bits, sendo k a quantidade de barras do alimentador. A codificação utilizada é a binária, onde cada par de elementos do cromossomo indica se haverá a instalação de unidades de GD e BC, conforme Quadro 3.1.

Solução Vetor Inserir GD Inserir BC 00 NÃO NÃO NÃO 01 SIM 10 SIM 600 kvar 11 SIM 1200 kvar

Quadro 3.1 - Codificação de localização das unidades de GD e BC.

Fonte: produção do próprio autor.

Ao inserir uma unidade de GD e um BC em uma determinada barra k, será possível suprir a carga desta barra e fornecer o excedente para o sistema, quando necessário. As modificações necessárias para representar a presença da GD e do BC são mostradas em (3.31) e (3.32), respectivamente.

$$\Delta P_k = P_{Dk} - GD_k \times P_{GDk} \tag{3.31}$$

$$\Delta Q_k = Q_{Dk} - BC_k \times Q_{RCk} \tag{3.32}$$

onde ΔP_k é a variação de potência ativa (W) resultante na barra k, P_{Dk} é a potência ativa (W) demandada na barra k, GD_k é a variável binária para determinar a presença de GD na barra k, P_{GDk} é a potência ativa (W) injetada pela GD na barra k, ΔQ_k é a variação de potência reativa (kvar) resultante na barra k, Q_{Dk} é a potência reativa (kvar) demandada na barra k, BC_k é a variável binária para determinar a presença de BC na barra k e Q_{BCk} é a potência reativa (kvar) injetada pelo BC na barra k.

3.7.2 Formulação Matemática do Problema

A busca pela localização ideal para inserir as unidades de GD e os BC deve levar em consideração que os recursos financeiros para implantá-los não são ilimitados. Portanto, além de minimizar as perdas de potência ativa, é preciso também minimizar o custo global do projeto. Apesar do problema ser multiobjectivo, optou-se por uma formulação mono-objetivo que integra as perdas de potência ativa e o custo global em uma única função formulada como:

Minimizar { Perdas de Potência Ativa Anual + Custo Global

Balanço de potência ativa e reativa
Limite de magnitude de corrente nas linhas do SDEE
s.a. Limites de magnitude de tensão nos nós do SDEE
Limite operativos das GDs
Limite quantativo das unidades de GD

No modelo proposto, busca-se minimizar as perdas anuais de potência ativa dos alimentadores, assim como o custo global de implantação do projeto. Neste trabalho, são considerados os custos relacionados à instalação e manutenção das unidades de GD e BC.

As restrições técnicas e operacionais do modelo de otimização proposto são descritas nas seguintes subseções.

3.7.2.1 Fluxo de Potência

Para cada intervalo horário a inserção de GD e BC deve atender à restrição do balanço de potência ativa e reativa nas barras do SDEE, conforme (3.33) e (3.34), respectivamente.

$$\Delta P_{k} = GD_{k} \times P_{GD} - P_{Dk} - P_{k}(V, \theta) = 0$$
(3.33)

$$\Delta Q_k = BC_k \times Q_{RC} - Q_{Dk} - Q_k (V, \theta) = 0$$
 (3.34)

3.7.2.2 Corrente Máxima nas Linhas

Com o objetivo de evitar o superaquecimento dos condutores, deve-se respeitar o limite de corrente máxima nas diferentes seções do alimentador, conforme restrição mostrada em (3.35).

$$|I_{km}| \le |I_{km}|^{m\acute{a}x} \tag{3.35}$$

Onde $\left|I_{km}\right|$ é o módulo da corrente na linha entre as barras k e m e $\left|I_{km}\right|^{m\acute{a}x}$ é o limite máximo de corrente do condutor na linha entre as barras k e m.

3.7.2.3 Limite de Tensão

Para manter a qualidade do fornecimento de energia elétrica, as tensões nas barras do SDEE devem manter-se dentro dos limites, inferior e superior, estabelecidos pela agência reguladora, conforme restrição mostrada em (3.36).

$$V_k^{min} \le V_k \le V_k^{max} \tag{3.36}$$

Onde $V_k^{m\'{n}}$ é a tensão mínima (V) admissível na barra k, V_k é a tensão (V) na barra k e $V_k^{m\'{a}x}$ é a tensão máxima (V) admissível na barra k.

De acordo com o módulo 8 do PRODIST [51], a tensão fornecida pode ser classificada em níveis adequados, precários ou críticos, conforme Tabela 3.4.

Tensão de Atendimento (TA)Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL)
em Relação à Tensão de Referência (TR)Adequada0.93TR ≤ TL ≤1.05TR

Tabela 3.4 – Faixa de tensão para sistemas de 1 a 69 kV.

Fonte: [51].

 $0.90TR \le TL \le 0.93TR$

TL<0.90TR ou TL>1.05TR

3.7.2.4 Limites Operacionais

Precária

Crítica

As unidades de GD e de BC possuem um limite de potência mínimo e máximo, de forma a garantir o seu pleno funcionamento em condições normais. Portanto, as restrições mostradas em (3.37) e (3.38) estabelecem os limites superiores e inferiores das unidades de GD e dos BC.

$$P_{GDi}^{min} \le P_{GDi} \le P_{GDi}^{max}$$
 $i = 1, 2, ..., ngd$ (3.37)

$$Q_{BCi}^{min} \le Q_{BCi} \le Q_{BCi}^{max} \qquad i = 1, 2, ..., nbc$$
 (3.38)

Onde P_{GDi}^{min} é a potência mínima (W) admissível pela GDi, P_{GDi} é a potência (W) da GDi, P_{GDi}^{max} é a potência máxima (W) admissível pela GDi, Q_{BCi}^{min} é a potência mínima (kvar) admissível pelo BCi, Q_{BCi} é a potência (kvar) do BCi e Q_{BCi}^{max} é a potência máxima (kvar) admissível pelo BCi.

3.7.2.5 Número de Unidades de GD e de BC

Neste trabalho, o número de unidades de GD e de BC instalados no SDEE é limitado pelas restrições mostradas em (3.39) e (3.40).

$$\sum_{k=2}^{nb} GD_k = N_{GD} \tag{3.39}$$

$$\sum_{k=2}^{nb} BC_k \le N_{BC} \tag{3.40}$$

Onde GD_k é a variável binária para determinar a presença de GD na barra k, BC_k é a variável binária para determinar a presença de BC na barra k, N_{GD} é o número máximo permitido de GD no sistema e N_{BC} é o número máximo permitido de BC no sistema.

3.7.3 Função Objetivo

O AG proposto utiliza como função objetivo (FO) minimizar o custo global com a instalação das unidades de GD, dos BC e perdas anuais de potência ativa do sistema e atender às restrições de operação da rede de distribuição, conforme mostrado em (3.41).

$$FO = \min\left(\left(\alpha_{1}C_{global} - \alpha_{2}\left(\sum_{i=1}^{96}\left(\Delta P_{perdas}^{i} + P_{GD}^{i}\right)\right) \times t_{e}\right) + \beta \sum_{i=1}^{96}\left(\sum_{k=1}^{nb}\left|\Delta V^{k}\right|\right)_{i}\right)$$
(3.41)

Onde ΔP_{perdas}^{i} representa a redução das perdas de potência ativa no intervalo horário i em relação às perdas originais do alimentador antes da inserção de GD e BC, P_{GD}^{i} representa a potência ativa gerada pelas unidades de GD no intervalo horário i, t_{e} é a tarifa da energia comprada pela concessionária, C_{global} representa o custo de instalação e manutenção das unidades de GD e dos BC e ΔV^{k} representa os desvios de tensão no k-ésimo nó da rede. As constantes α_{1} , α_{2} e β são as penalidades impostas aos termos da função objetivo de forma a obter a melhor solução para o problema de otimização.

3.7.4 Análise financeira

O elevado custo dos sistemas eólicos e solares representou, por muitos anos, a principal barreira do uso destas tecnologias como fontes de geração distribuída. Porém, nos últimos anos, este cenário vem apresentando uma redução gradativa devido às inovações tecnológicas,

economias de escala e incentivos governamentais [52]. Portanto, é imprescindível levar em consideração o fator custo no planejamento do SEP.

A análise financeira para implantação de sistemas eólicos e solares envolve diversos fatores, que vão desde os custos de fabricação, instalação, manutenção e operação até um estudo de mercado, o que foge do escopo principal deste trabalho. Portanto, optou-se por realizar uma análise mais genérica, tomando como parâmetro os custos de investimento, operação e manutenção.

Os valores de referência utilizados para o cálculo do custo das unidades de GD (painéis fotovoltaicos e geradores eólicos) foram obtidos junto à EPE [52], dos quais:

- a) Geradores eólicos: custo de investimento de R\$ 4.100,00 por kW instalado e custo anual de operação e manutenção de R\$ 85,00 por kW instalado;
- b) Painéis fotovoltaicos: custo de investimento de R\$ 5,95 por Wp instalado e custo anual de operação e manutenção de 1% do custo do investimento inicial.

Quanto aos custos dos BC, utilizou-se como referência os valores adotados por [47], dos quais os bancos com capacidade de 600 kvar e 1200 kvar possuem um custo de R\$ 4.640,00 e R\$ 7.993,00, respectivamente. O custo de manutenção dos BC foi arbitrado em 10% do valor total do investimento.

No que se refere à tarifa de energia elétrica, foi considerado o valor médio de R\$ 339,47/MWh referente ao custo da energia contratada pela Espírito Santo Centrais Elétricas S/A (Escelsa), com base na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.118 [53].

3.7.5 Descrição do Algoritmo Genético

Um esquema do AG integrado ao fluxo de potência para obter a alocação ótima das unidades de GD e de BC é mostrado na Figura 3.4. Na etapa de avaliação, cada solução (potência de um intervalo horário) é submetida ao cálculo de fluxo de potência até completar os 96 intervalos horários. Portanto, para cada intervalo horário (I), o total de perdas de potência ativa anual (PerdasAnuais) e do custo total de instalação e manutenção das unidades de GD e BC (Custototal) é atualizado.

Durante o cálculo do fluxo de potência também são obtidas as tensões das barras do sistema. Caso alguma barra não atenda às restrições de tensão ou o sistema não possua o número máximo de unidades de GD, então é aplicada a penalidade no indivíduo, para que o mesmo tenha menos chance de gerar descendentes na próxima geração.

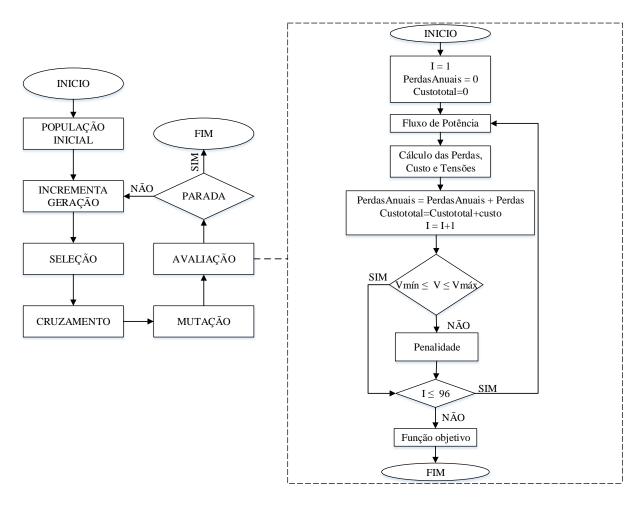


Figura 3.4 Fluxograma da metodologia proposta para determinar a alocação ótima das unidades de GD. Fonte: produção do próprio autor.

No próximo capítulo serão apresentados os cenários probabilísticos de GD, as simulações e os resultados obtido neste trabalho.

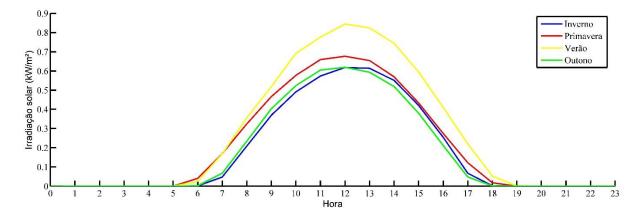
Capítulo 4: Resultados

Neste capítulo, são apresentados os resultados das simulações realizadas para obter o modelo probabilístico de geração de energia elétrica, oriunda de geradores eólicos e painéis fotovoltaicos e a localização ótima destas unidades de GD, de modo que minimize o custo total de investimento e as perdas anuais de potência ativa no sistema elétrico. Utilizou-se o AG como metodologia de análise probabilística em sistemas de distribuição radiais de 78 e 96 barras [47].

4.1 Dados Históricos

Para determinar a potência dos painéis fotovoltaicos e dos geradores eólicos e obter o modelo probabilístico de geração de energia, foram utilizados os dados históricos da velocidade do vento, da irradiação solar e da temperatura de uma região de estudo, no intervalo de 5 anos (entre 2010 e 2014). Os dados foram organizados em 96 intervalos horários, representando as 24 horas do dia das quatro estações do ano. Com esta divisão é possível preservar as características de sazonalidade na geração.

Para obter a modelagem da velocidade do vento e da irradiação solar através das distribuições de Weibull e Beta, respectivamente, foi necessário determinar a média e o desvio padrão de cada intervalo horário. A representação dos valores médios para cada variável pode ser observada nas Figuras 4.1 e 4.2, respectivamente.



Figuras 4.1 Representação da série história da irradiação solar em 96 intervalos horários.

Fonte: produção do próprio autor.

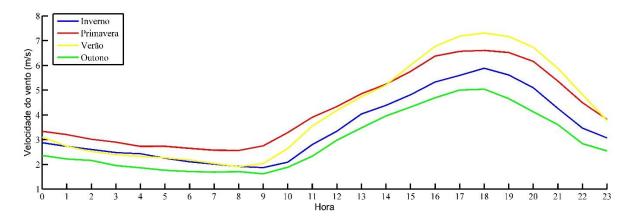


Figura 4.2 Representação da série história da velocidade do vento em 96 intervalos horários.

Fonte: produção do próprio autor.

De acordo com a Figura 4.1, observa-se que não há irradiação solar entre 19h e 5h (ausência de raios solares); portanto, não haverá geração de energia solar nesse período. Nota-se também que o pico de irradiação se dá por volta das 12h, sendo maior no verão que nas demais estações do ano. Por sua vez, conforme a Figura 4.2, há vento durante todo o dia, sendo que a velocidade do vento é maior ao final do dia, no intervalo entre 16h e 20h.

4.2 Dependência Estocástica

Com a finalidade de obter um modelo probabilístico mais fiel à realidade, faz-se necessário determinar a correlação entre as diferentes grandezas estocásticas utilizadas. Para isso, determinou-se o coeficiente de *Pearson*, ou ranque de correlação, através de (3.11). Com este coeficiente é possível determinar o grau de correlação entre as variáveis, podendo ser forte, fraca ou ausente. O ranque de correlação entre a velocidade do vento e a irradiação solar para os 96 intervalos horários é mostrado na Figura 4.3.

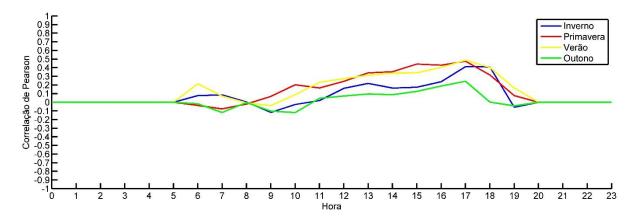


Figura 4.3 Coeficiente de Pearson entra a velocidade do vento e irradiação para os 96 intervalos horários. Fonte: produção do próprio autor.

De acordo com a Figura 4.3, observa-se que para a maioria dos intervalos horários a correlação é fraca (próxima de zero), possuindo somente algumas horas do dia onde há uma correlação próxima de 0,5 positiva, indicando uma dependência moderada.

De posse do ranque de correlação, utiliza-se a cópula de banda diagonal para modelar a dependência estocástica da velocidade do vento com a irradiação solar, conforme seção 3.3.

4.3 Simulação de Monte Carlo

4.3.1 Geração Eólica

O perfil da velocidade do vento é modelado através da distribuição de Weibull, a qual utiliza os valores da média e do desvio padrão da velocidade do vento, para cada intervalo horário, no intuito de obter os fatores de forma e de escala, conforme explicitado na seção 3.2.

Para cada intervalo horário é realizado uma Simulação de Monte Carlo com 10000 iterações, no intuito de gerar 10000 valores aleatórios de velocidade do vento, escolhidos aleatoriamente na FDP daquele intervalo de tempo. Na Figura 4.4 mostra-se a FDP anual (24 horas das 4 estações) obtida com a Simulação de Monte Carlo e a FDP da série histórica da velocidade do vento.

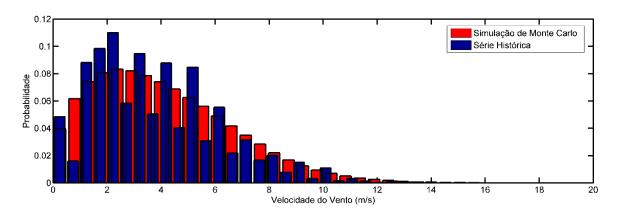


Figura 4.4. FDP anual gerada pela Simulação de Monte Carlo e a da série histórica.

Fonte: produção do próprio autor.

De acordo com a Figura 4.4, as FDP da velocidade do vento obtidas com a Simulação de Monte Carlo seguem a tendência da série histórica, apesar da pequena diferença entre as duas FDP. Essa diferença se dá pelo baixo número de amostras pela qual a série histórica foi construída, podendo ser minimizada à medida que a amostra é aumentada.

Neste estudo, será considerado um grupo de 60 geradores eólicos, o que corresponde a uma potência total instalada de 600kW. Para modelar a potência gerada pelo gerador quando ele estiver operando entre a faixa de velocidade de partida e de corte, será utilizado um

polinômio de grau 9, cujos coeficientes são determinados por meio do método dos mínimos quadrados, utilizando os dados técnicos fornecidos pelo fabricante, conforme Tabelas 3.1 e 3.2 da seção 3.4.1. Os 10 coeficientes do polinômio foram encontrados pela função polyfit do *software* Matlab e são mostrados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Coeficientes do polinômio.

Coeficiente	Valor
a	1,3153e-04
b	-0,0130
c	0,5412
d	-12,5000
e	174,9086
f	-1,5307e03
g	8,3552e03
h	-2,7276e04
i	4,8365e04
j	-3,5527e04

Fonte: produção do próprio autor.

A modelagem da potência da turbina com o polinômio de grau 9 obteve um coeficiente de determinação (R²) de 0,9998, comprovando a precisão do modelo para descrever o fenômeno. A curva obtida com o modelo adotado e a curva gerada pelos dados do manual do fabricante são mostradas na figura 4.5.

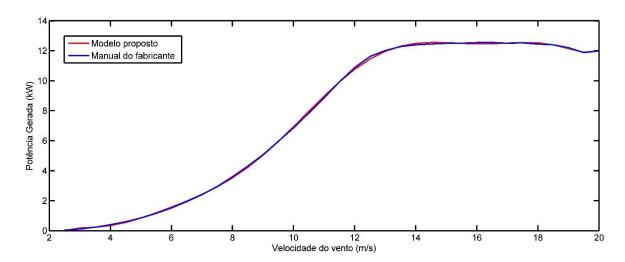


Figura 4.5 Curvas de potências oriundas do modelo proposto e do manual do fabricante.

Fonte: produção do próprio autor.

Utilizando o polinômio de grau 9 obtém-se a potência gerada pela turbina em função da velocidade do vento, para os 10000 números aleatórios de velocidade do vento, considerando cada intervalo horário das 96 FDP. Para obter a potência total do grupo de geradores, multiplicase a potência gerada pelo número de geradores (60 geradores). A Figura 4.6 mostra a FDP de potência gerada pelos geradores eólicos correspondente às 15 horas do outono.

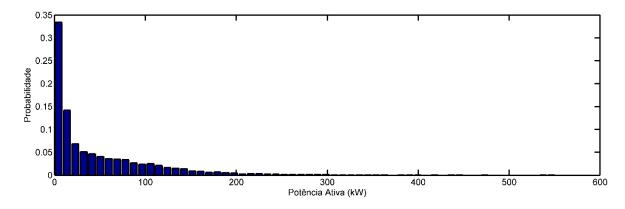


Figura 4.6 FDP da potência ativa gerada pelos GE no intervalo horário correspondente às 15h do outono. Fonte: produção do próprio autor.

De acordo com a Figura 4.6, não há geração por mais de 34% do tempo no intervalo horário correspondente às 16 horas do outono. Isso se deve ao fato das turbinas não operarem abaixo da velocidade de partida e acima da velocidade de corte. Além disso, a região de estudo aqui retratada não possui uma grande disponibilidade de ventos na velocidade que possibilita operação das turbinas, sem comprometer sua estrutura.

4.3.2 Geração Fotovoltaica

O perfil da irradiação solar é modelado através da distribuição Beta, a qual utiliza os valores da média e do desvio padrão da irradiação solar, para cada intervalo horário, no intuito de obter os fatores de forma, conforme explicitado na seção 3.4.2.

Para cada intervalo horário é realizado uma Simulação de Monte Carlo com 10000 iterações, no intuito de gerar 10000 valores aleatórios de irradiação solar, escolhidos aleatoriamente na FDP daquele intervalo de tempo.

Neste estudo será considerado um grupo de 6000 painéis fotovoltaicos, o que corresponde a uma potência total instalada de 1500 kWp. Para modelar a potência gerada pelos painéis, será utilizada a metodologia descrita na seção 3.4.2. A Figura 4.7 mostra a FDP de potência gerada pelos painéis solares correspondente às 15 horas do outono.

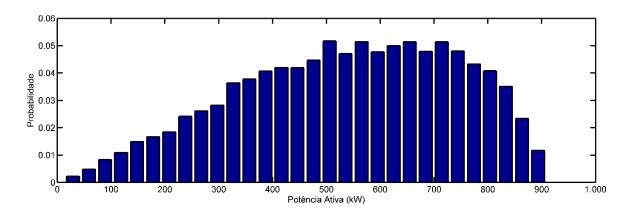


Figura 4.7 FDP da potência ativa gerada pelos PV no intervalo horário correspondente às 15h do outono. Fonte: produção do próprio autor.

A geração solar na região de estudo se mostra promissora, considerando o registro histórico da irradiação solar. Porém, diferente dos geradores eólicos, na qual há geração durante todo o dia, na geração solar só há geração pelos painéis fotovoltaicos no período diurno (7 às 19h), uma vez que não há raios solares durante a noite.

4.3.3 Potência Total das unidades de GD

A potência total das unidades de GD corresponde ao somatório da potência da geração eólica com a potência da geração fotovoltaica, obtidas através da Simulação de Monte Carlo nas subseções 4.3.1 e 4.3.2, respectivamente. A Figura 4.8 mostra a FDP de potência total gerada pelas GD correspondente às 15 horas do outono.

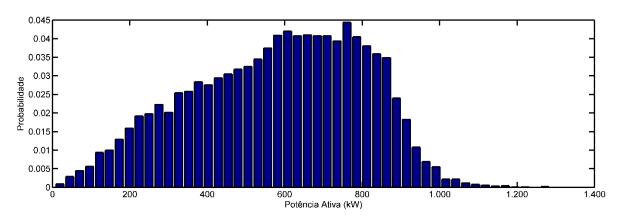


Figura 4.8 FDP da potência ativa total gerada pelas GD correspondente às 15h do outono. Fonte: produção do próprio autor.

A Simulação de Monte Carlo tem como resultado 96 FDP de potência gerada pelas GD, resultante das 10000 simulações, correspondendo às 24 horas das 4 estações do ano.

4.4 Alocação Ótima das Unidades de GD

Neste trabalho, utiliza-se o AG como método de otimização meta-heurística para buscar o local ideal de instalação das unidades de GD e de BC, tendo como premissa a minimização do custo global de instalação das referidas unidades e a minimização da perda anual de potência ativa.

Para analisar o comportamento do método proposto, foram feitas simulações computacionais através do *software* MATLAB. Os *softwares* e *hardwares* utilizados possuem as seguintes configurações:

- a) Notebook: Asus K45A-VX282H;
- b) Processador: Intel Core i5-3210M de 2,5 GHz;
- c) Memória RAM: 4 GB;
- d) Sistema Operacional: Microsoft Windows 8 de 64 bits;
- e) MATLAB: R2013a (8.1.0. 604).

Neste trabalho, foram utilizados dois sistemas radiais: o alimentador de 78 barras da rede Bandeiras e o alimentador de 96 barras da rede Recife. Para cada alimentador, foram considerados para análise um total de cinco cenários:

- a) Caso base: nenhuma unidade de GD conectado ao sistema;
- b) Caso 1: alocação de cinco unidades de GD;
- c) Caso 2: alocação de quatro unidades de GD;
- d) Caso 3: alocação de três unidades de GD;
- e) Caso 4: alocação de duas unidades de GD.

A configuração do AG foi escolhida a partir de diversos testes e os parâmetros adotados foram:

- a) Seleção por método da roleta;
- b) Cruzamento com um ponto de corte;
- c) Taxa de cruzamento: 60%;
- d) Taxa de mutação: 0,5%;
- e) Tamanho da população: 40 indivíduos;
- f) Critério de parada: máximo de 50 iterações (gerações).

As constantes α_1 , α_2 e β da função objetiva do AG, conforme mostrado em (3.41), foram definidas a partir de diversos testes e a assumiram os seguintes valores:

a) $\alpha_1 = 0,000001$;

- b) $\alpha_2 = 10$;
- c) $\beta = 1000$.

As grandezas utilizadas neste trabalho são apresentadas de forma normalizada (Por Unidade, p.u.), ou seja, com base em valores de base pré-determinados. Os valores de base adotados para potência e tensão são de 1 MVA e 13,8 kV, respectivamente.

O AG recebe como entrada as 96 FDP de potência das unidades de GD, que representam as 24 horas do dia das quatro estações do ano e os patamares de carga dos alimentadores. A potência anual total das unidades de GD é de, aproximadamente, 33,90 p.u., que é utilizado como valor fixo total gerado pelas unidades de GD, ou seja, para cada cenário, a potência total instalada será de 33,90 p.u., podendo ser dividida igualmente em até cinco unidades de geração.

Os testes foram utilizados considerando o pior caso de demanda de carga, ou seja, aquele com o maior valor de carga horária. A seguir serão discutidos os diferentes cenários de testes.

4.4.1 Caso Base: Nenhuma Unidade de GD Conectada ao Sistema

Neste cenário considera-se que nenhuma unidade de GD está conectada ao sistema e o valor das perdas anuais de potência ativa para os alimentadores Bandeira e Recife é de, aproximadamente, 44,70 p.u. e 37,17 p.u., respectivamente. O perfil de tensão de ambos os alimentadores, quando nenhuma GD está alocada, é mostrado nas Figuras 4.9 e 4.10.

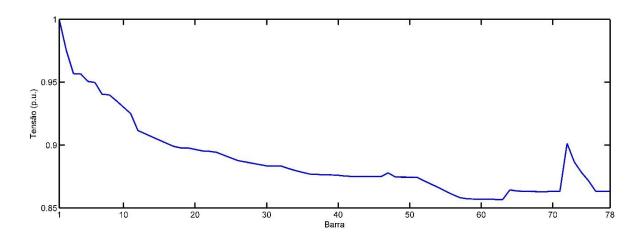


Figura 4.9. Perfil de tensão do alimentador de 78 barras.

Fonte: produção do próprio autor.

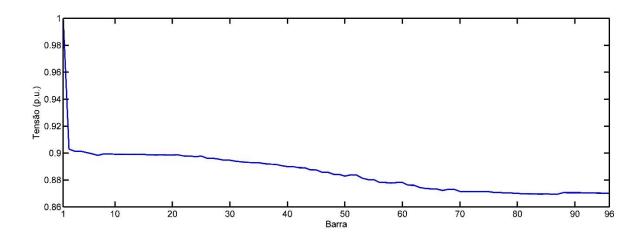


Figura 4.10 Perfil de tensão do alimentador de 96 barras.

Fonte: produção do próprio autor.

De acordo com as Figuras 4.9 e 4.10, observa-se que os níveis de tensão na maioria das barras do alimentador, para ambos os alimentadores, são críticos, afetando diretamente a qualidade de energia entregue ao consumidor, além de gerar multa para a concessionária por violação de tensão.

4.4.2 Caso 1: Alocação de Cinco Unidades de GD

Neste cenário, considera-se que cinco unidades de GD estão conectadas ao sistema, juntamente com a possibilidade de conexão de até cinco BC para corrigir o nível crítico da tensão nas barras do alimentador. O perfil de tensão dos alimentadores Bandeira e Recife, com a alocação de cinco unidades de GD, é mostrado nas Figuras 4.11 e 4.12, respectivamente.

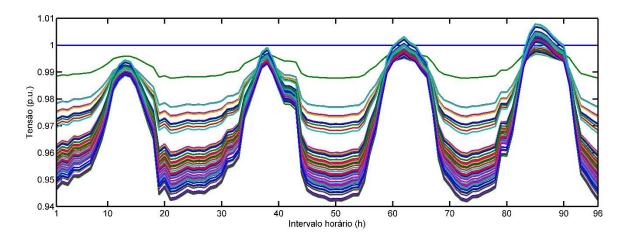


Figura 4.11 Perfil de tensão do alimentador de 78 barras com alocação de 5 unidades de GD para as 96 FDP. Fonte: produção do próprio autor.

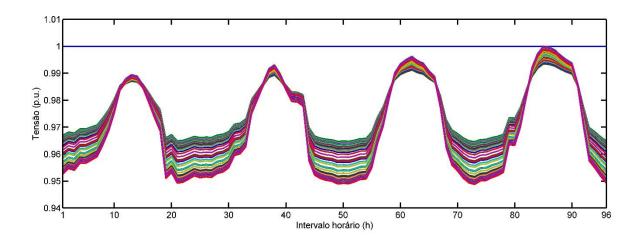


Figura 4.12 Perfil de tensão do alimentador de 96 barras com alocação de 5 unidades de GD para as 96 FDP. Fonte: produção do próprio autor.

Na Tabela 4.2 mostra-se a localização ótima das barras para instalação das unidades de GD e o valor do BC instalado, quando instalado.

Tabela 4.2 Banco de capacitores instalados nas barras de alocação das unidades de GD.

Alime	entador Bandeira	Alimentador Recife			
Barra	Barra Potência (kvar)		Potência (kvar)		
16	1200	32	1200		
41	600	46	1200		
45	-	75	600		
60	600	88	600		
64	1200	89	-		

Fonte: produção do próprio autor.

No cenário com alocação de cinco unidades de GD, conforme Figuras 4.11 e 4.12, os níveis de tensão se mantêm na faixa considerada adequada (entre 0,93 e 1,05 p.u.) para todos os 96 intervalos horários dos alimentadores Bandeiras e Recife. Em ambos os alimentadores, a melhor solução verificada pelo AG foi a instalação de quatro BC.

4.4.3 Caso 2: Alocação de Quatro Unidades de GD

Neste cenário, considera-se que quatro unidades de GD estão conectadas ao sistema, juntamente com a possibilidade de conexão de até quatro BC para corrigir o nível crítico da tensão nas barras do alimentador. O perfil de tensão dos alimentadores Bandeira e Recife, com a alocação de quatro unidades de GD, é mostrado nas Figuras 4.13 e 4.14, respectivamente.

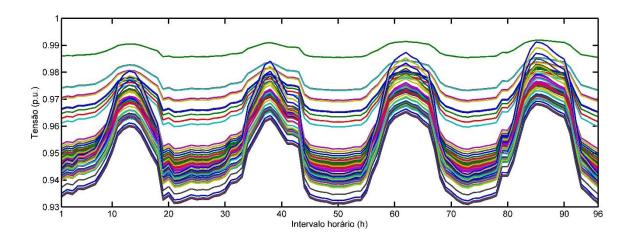


Figura 4.13 Perfil de tensão do alimentador de 78 barras com alocação de 4 unidades de GD para as 96 FDP. Fonte: produção do próprio autor.

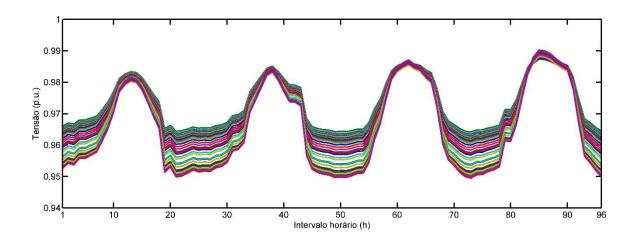


Figura 4.14 Perfil de tensão do alimentador de 96 barras com alocação de 4 unidades de GD para as 96 FDP. Fonte: produção do próprio autor.

A Tabela 4.3 mostra a localização ótima das barras para instalação das unidades de GD e o valor do BC instalado, quando instalado.

Tabela 4.3 Banco de capacitores instalados nas barras de alocação das unidades de GD.

Alime	ntador Bandeiras	Alimentador Recife		
Barra Potência (kvar)		Barra	Potência (kvar)	
50	1200	32	1200	
52	1200	50	1200	
60	-	86	600	
78	600	94	-	

Fonte: produção do próprio autor.

Reduzindo o número de unidades de GD alocadas, conforme Figuras 4.11 e 4.12, os níveis de tensão continuam adequados, porém, percebe-se que há uma aproximação ao limite inferior de adequação (0,93 p.u.). Em ambos os alimentadores, a melhor solução verificada pelo AG foi a instalação de três BC.

4.4.4 Caso 3: Alocação de Três Unidades de GD

Neste cenário considera-se que três unidades de GD estão conectadas ao sistema, juntamente com a possibilidade de conexão de até três BC para corrigir o nível crítico da tensão nas barras do alimentador. O perfil de tensão do alimentador Bandeira e Recife, com a alocação de três unidades de GD, é mostrado nas Figuras 4.15 e 4.16.

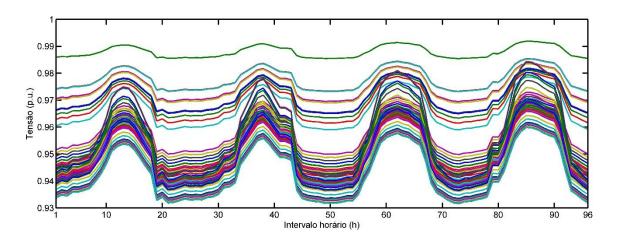


Figura 4.15 Perfil de tensão do alimentador de 78 barras com alocação de 3 unidades de GD para as 96 FDP. Fonte: produção do próprio autor.

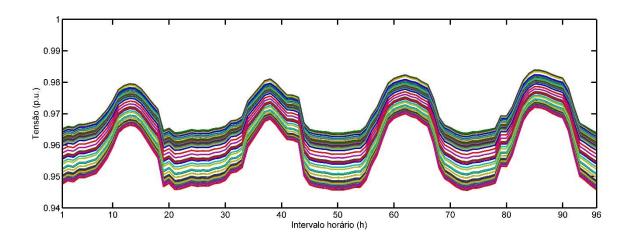


Figura 4.16 Perfil de tensão do alimentador de 96 barras com alocação de 3 unidades de GD para as 96 FDP. Fonte: produção do próprio autor.

A Tabela 4.4 mostra a localização ótima das barras para instalação das unidades de GD e o valor do BC instalado, quando instalado.

Tabela 4.4 Banco de capacitores instalados nas barras de alocação das unidades de GD.

Alime	ntador Bandeiras	Alimentador Recife			
Barra Potência (kvar)		Barra	Potência (kvar)		
11	600	21	1200		
60	1200	43	1200		
61	1200	77	1200		

Fonte: produção do próprio autor.

No cenário com alocação de três unidades de GD, conforme Figuras 4.15 e 4.16, os níveis de tensão ainda se mantêm adequados para todos os 96 intervalos horários dos alimentadores Bandeiras e Recife. Em ambos os alimentadores, a melhor solução verificada pelo AG foi a instalação de três BC.

4.4.5 Caso 4: Alocação de Duas Unidades de GD

Neste cenário considera-se que duas unidades de GD estão conectadas ao sistema, juntamente com a possibilidade de conexão de até dois BC para corrigir o nível crítico da tensão nas barras do alimentador. O perfil de tensão do alimentador Bandeira e Recife, com a alocação de três unidades de GD, é mostrado nas Figuras 4.17 e 4.18.

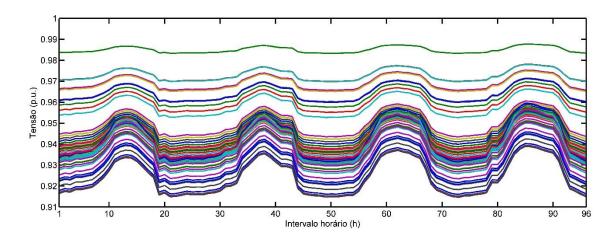


Figura 4.17 Perfil de tensão do alimentador de 78 barras com alocação de 2 unidades de GD para as 96 FDP. Fonte: produção do próprio autor.

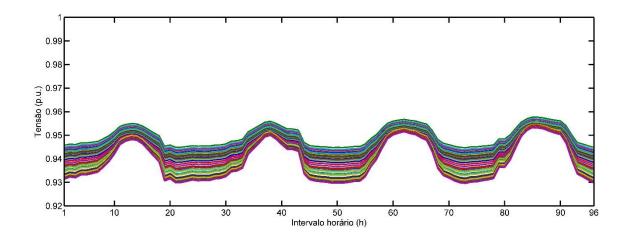


Figura 4.18 Perfil de tensão do alimentador de 96 barras com alocação de 2 unidades de GD para as 96 FDP. Fonte: produção do próprio autor.

A Tabela 4.5 mostra a localização ótima das barras para instalação das unidades de GD e o valor do BC instalado, quando instalado.

Tabela 4.5 Banco de capacitores instalados nas barras de alocação das unidades de GD.

Alime	ntador Bandeiras	Alimentador Recife		
Barra Potência (kvar)		Barra	Potência (kvar)	
41	1200	62	1200	
77	1200	81	1200	

Fonte: produção do próprio autor.

Com a diminuição do número de unidades de GD e BC instaladas, percebe-se que os níveis de tensão de algumas barras dos alimentadores tendem a valores precários, conforme pode-se observar no caso de somente duas unidades de GD alocadas, conforme Figuras 4.17 e 4.18. O AG retornou como melhor solução a instalação de dois BC.

Para melhor visualizar a relação entre o número de unidades de GD alocadas e o nível de tensão das barras dos alimentadores, as Figuras 4.19 e 4.20 mostram o perfil de tensão nos alimentadores Bandeira e Recife às 15h do outono para os diferentes cenários propostos, respectivamente.

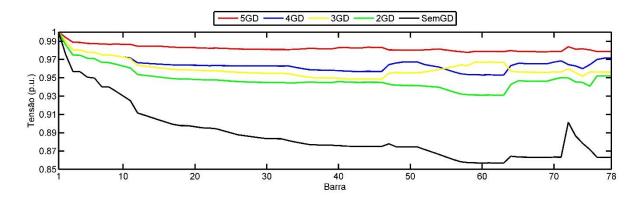


Figura 4.19 Perfil de tensão no alimentador de 78 barras às 15h do outono.

Fonte: produção do próprio autor.

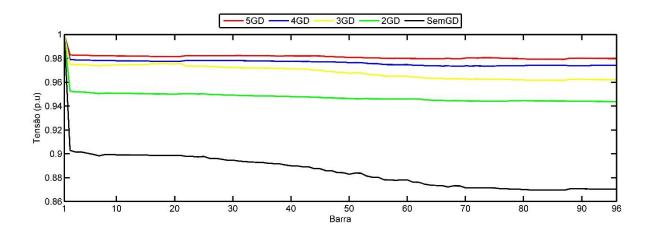


Figura 4.20 Perfil de tensão no alimentador de 96 barras às 15h do outono.

Fonte: produção do próprio autor.

De acordo com as Figuras 4.19 e 4.20, observa-se que o perfil de tensão dos alimentadores aumenta à medida que se instala mais unidades de GD no sistema. Para o intervalo horário das 15h do outono, constata-se que mesmo no cenário com duas unidades de GD alocadas, o perfil de tensão se mantém em níveis adequados. Tal fato se deve à baixa demanda por carga nesse intervalo horário, em contraste com outros intervalos onde a demanda é maior e a tensão atinge níveis precários para esse mesmo cenário.

Análogo ao perfil de tensão, as perdas de potência ativa também aumentam proporcionalmente à quantidade de unidades de GD instaladas, conforme mostram as Figuras 4.21 e 4.22.

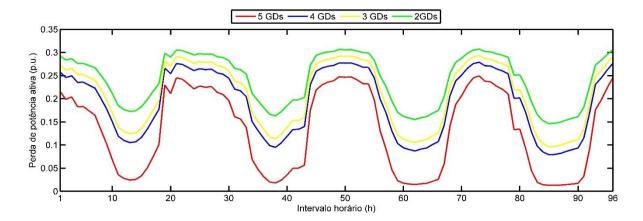


Figura 4.21 Perfil de perdas de potência ativa no alimentador de 78 barras com alocação de GD. Fonte: produção do próprio autor.

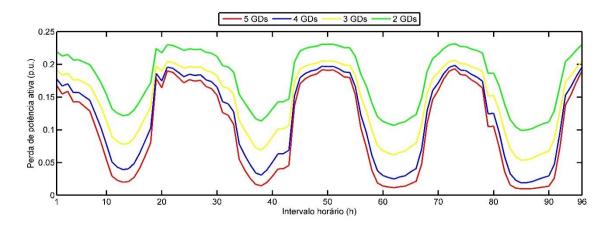


Figura 4.22 Perfil de perdas de potência ativa no alimentador de 96 barras com alocação de GD. Fonte: produção do próprio autor.

A Tabela 4.6 mostra as perdas anuais de potência ativa nos alimentadores Bandeira e Recife nos diferentes cenários de teste para instalação das unidades de GD. Observa-se que para ambos os alimentadores, a inserção da GD, em conjunto com os BC, minimizou as perdas anuais significativamente, chegando a uma redução de mais de 70% no melhor caso.

Tabela 4.6 Perdas anuais de potência ativa para os diferentes cenários de alocação das unidades de GD.

Alimei	ntador Bandeiras	Alimentador Recife			
Cenário	Perdas anuais (p.u.)	Cenário	Perdas anuais (p.u.)		
Caso base	44,70	Caso base	37,17		
Caso 1	12,65	Caso 1	9,87		
Caso 2	18,37	Caso 2	11,26		
Caso 3	20,02	Caso 3	13,67		
Caso 4	23,09	Caso 4	17,02		

Fonte: produção do próprio autor.

As Figuras 4.23 e 4.24 mostram a evolução do AG para os diferentes cenários simulados nos alimentadores Bandeira e Recife. Observa-se que o AG converge mais rapidamente à medida que o número de unidades de GD diminui. Tal fato se deve à quantidade de variáveis envolvidas no problema. Quando o número de unidades de GD é maior, aumenta também o espaço de busca, fazendo com que o AG leve mais tempo para encontrar a melhor solução. Para o ensaio com duas unidades de GD, o AG não conseguiu encontrar uma solução que atendesse à todas as restrições do problema

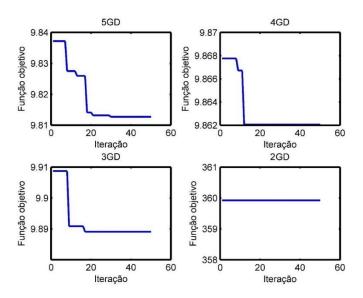


Figura 4.23 Convergência da função objetivo no alimentador Bandeira para os diferentes casos. Fonte: produção do próprio autor.

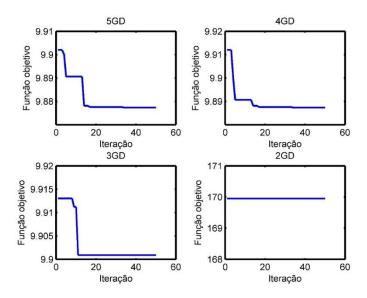


Figura 4.24 Convergência da função objetivo no alimentador Recife para os diferentes cenários. Fonte: produção do próprio autor.

As Tabelas 4.7 e 4.8 mostram os valores de investimento, manutenção anual das unidades de GD e BC, receita anual recuperada com a instalação das unidades de GD e BC e retorno do investimento aplicado. Vale ressaltar que o retorno do investimento em anos é apenas uma expectativa, considerando os custos de investimento e manutenção e a receita recuperada anualmente pelas unidades de GD e BC instalados na rede.

Tabela 4.7 Retorno do investimento da instalação de GD e BC no alimentador Bandeira.

Cenário	Investimento	Manutenção	Receita recuperada	Retorno do	
Cenario	(R \$)	anual (R\$)	anual (R\$)	Investimento (anos)	
Caso 1	11.413.266,00	142.806,60	2.042.817,11	6,08	
Caso 2	11.408.626,00	142.342,60	1.865.651,69	6,65	
Caso 3	11.408.626,00	142.342,60	1.814.328,52	6,84	
Caso 4	11.403.986,00	141.878,60	1.719.403,43	7,30	

Fonte: produção do próprio autor.

Tabela 4.8. Retorno do investimento da instalação de GD e BC no alimentador Recife.

Cenário	Investimento	Manutenção	Receita recuperada	Retorno do
Cenario	(R \$)	anual (R\$)	anual (R\$)	Investimento (anos)
Caso 1	11.413.266,00	142.806,60	1.895.603,25	6,55
Caso 2	11.408.626,00	142.342,60	1.852.504,37	6,68
Caso 3	11.411.979,00	142.677,90	1.778.140,46	7,06
Caso 4	11.403.986,00	141.878,60	1.674.316,056	7,49

Fonte: produção do próprio autor.

Observa-se que a receita recuperada cresce à medida que o número de unidades de GD e BC instaladas também aumenta. A expectativa de retorno do investimento é uma média de 6 a 7 anos, podendo ser considerado um bom tempo, uma vez que o tempo de vida útil dos geradores eólicos e painéis fotovoltaicos (sem considerar os conversores) é de cerca de 20 anos.

Capítulo 5: Conclusões

5.1 Considerações Finais

Neste trabalho foi apresentada uma metodologia para obter o modelo probabilístico da geração de energia elétrica através de geradores eólicos e painéis fotovoltaicos. O modelo consiste na previsão de carga através da correlação de dados da série histórica da velocidade do vento e da irradiação solar de uma região específica. Com o objetivo de preservar as características da sazonalidade, o ano foi divido em 96 intervalos horários, representando as 24 horas do dia das quatro estações do ano.

Neste trabalho também foi apresentada uma metodologia para obter a localização ótima das unidades de GD através do método meta-heurístico AG. O objetivo da otimização foi minimizar as perdas anuais de potência ativa e o custo global de investimento, considerando as restrições características do problema.

Diversos testes foram realizados utilizando dados de dois alimentadores de uma rede de distribuição da LIGHT. Para uma análise mais próxima à realidade foram utilizados os valores de demanda do pior caso, quando a rede está sobrecarregada.

Optou-se por considerar o investimento das unidades de GD, compostas por 60 aerogeradores e 6000 painéis fotovoltaicos, fixo e distribuído igualmente entre as unidades de GD. Com isso, foi possível analisar a influência da distribuição desses geradores nas barras dos alimentadores.

Com o objetivo de suprir o excedente de reativos do sistema, melhorando o perfil de tensão na rede, optou-se pela possibilidade de alocação de bancos de capacitores na barra escolhida para instalar a GD. Além de contribuir para a manutenção da tensão em níveis adequados, a instalação dos BC também contribui para a redução de perdas do sistema.

Os resultados mostraram que a metodologia proposta para otimizar a alocação das unidades de GD, em conjunto com os BC, reduz significativamente as perdas anuais de potência ativa do sistema. Dentre os diferentes cenários de testes, àqueles com o maior número de unidades de GD obtiveram menores perdas e um maior retorno financeiro, atendendo às restrições técnicas e operacionais. A expectativa média de um retorno de investimento foi prevista de 6 a 7 anos, sendo considerado um tempo médio satisfatório, tendo em vista a vida útil dos geradores.

A metodologia de previsão de carga e de otimização da alocação das unidades de GD constitui uma importante ferramenta para o planejamento do SEP. Com a metodologia proposta

é possível lidar com a natureza estocástica das unidades de GD, através do modelo probabilístico e melhorar o desempenho técnico e operacional das redes de distribuição com a adequada alocação das unidades de GD.

5.2 Sugestões Para Trabalhos Futuros

Alguns tópicos são sugeridos para continuidade desta pesquisa:

- a) Inserir no modelo de geração de potência das unidades de GD a correlação da velocidade do vento e da irradiação solar com a temperatura e a carga;
- b) Utilizar diferentes técnicas meta-heurísticas para o problema de alocação ótima das unidades de GD;
- c) Propor uma metodologia para encontrar o tamanho ótimo das unidades de GD;
- d) Incluir na função objetivo os custos de instalação, com tamanhos de GD variáveis e o custo das compensações por violações dos níveis de tensão segundo o PRODIST.

Referências Bibliográficas

- [1] Azevedo, G.A., "Geração Distribuída: Uso da Energia Solar em Condomínios de Edifícios," ISSN 2179-5568 Revista Especialize On-line IPOG Goiânia Edição nº11 Vol./2016 julho//2016.
- [2] Zhao, M.; Hui, H.; Liu, W.; and Su, J., "Time-varying Characteristic Based Load Forecasting Method for Distribution Network with High Penetration DGs," AORCCIGRE, vol. A6, 2013.
- [3] Fiorotti, R., "Metodologia para Determinar a Potência Firme das Unidades de Geração Distribuída e Sua Aplicação no Processo de Previsão de Demanda das Redes de Distribuição de Energia Elétrica," UFES, 2015.
- [4] Papaefthymiou, G.; Kurowicka, D., "Using Copulas for Modeling Stochastic Dependence in Power System Uncertainty Analysis," IEEE transactions on power systems, vol. 24, no. 1, february 2009.
- [5] Brasil, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional Módulo 1: Introdução," de 01 de Março de 2016. ANEEL. Brasília.
- [6] Brasil, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional Módulo 1: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição," de 07 de Julho de 2016. ANEEL. Brasília.
- [7] Ackermann, T.; Andersson, G.; Soder, L., "Distributed generation: a definition," Electric Power Systems Research, Amsterdam, v. 57, n. 3, p. 195–204, May 2004.
- [8] Lora, E.S.; Haddad, J., "Geração distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais," Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- [9] Severino, M. M., "Avaliação Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia," Tese de Doutorado, Universidade de Brasília, 2008.
- [10] Rodrigues, F.F.C., "Programação da contratação de energia considerando geração distribuída no novo modelo do setor elétrico brasileiro," Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica)—Programas de Pós-graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 171 f., 2006.
- [11] ANEEL, "Banco de informações de geração," Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm. Acesso em: 09 fev. 2018.

- [12] Romagnoli, H.C., "Identificação de barreiras à geração distribuída no marco regulatório atual do setor elétrico brasileiro," Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 110 f., 2005.
- [13] ANEEL, "Atlas de Energia Elétrica no Brasil," Brasília, ANEEL, 2005, 2ª Ed, 243p.
- [14] Brasil, Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental, Probiogás, "Guia técnico sobre geração distribuída de energia elétrica por biogas," em ETEs / Probiogás; organizadores, Ministério das Cidades, Deutsche Gesellschaf für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ); autores, Elson Costa Gomes ... [et. al.]. Brasília, DF: Ministério das Cidades, 2016.
- [15] Jordehi A.R., "Allocation of distributed generation units in electric power systems: A review," Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 56, p. 893-905, 2016.
- [16] Pereira, M.L.N., "Avaliação otimizada técnica e econômica do ponto de conexão de geração distribuída em redes de média tensão," Tese (doutorado) Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Faculdade de Engenharia, 111 f., 2014.
- [17] Sfikas E, Katsigiannis Y, Georgilakis P. "Simultaneous capacity optimization of distributed generation and storage in medium voltage microgrids," Int J Electr Power Energy Syst 2015;67:101–13.
- [18] Wang Z, Chen B, Wang J, Kim J, Begovic MM. "Robust optimization based optimal DG placement in Microgrids, Smart Grid," IEEE Trans 2014;5:2173–82.
- [19] Murty V, Kumar A. "Optimal placement of DG in radial distribution systems based on new voltage stability index under load growth," Int J Electr Power Energy Syst 2015;69:246–56.
- [20] Kansal S, Kumar V, Tyagi B. "Optimal placement of different type of DG sources in distribution networks," Int J Electr Power Energy Syst 2013;53:752–60.
- [21] Zeinalzadeh A, Mohammadi Y, Moradi MH. "Optimal multi objective placement and sizing of multiple DGs and shunt capacitor banks simultaneously considering load uncertainty via MOPSO approach," Int J Electr Power Energy Syst 2015;67:336–49.
- [22] Ahmadigorji M, Amjady N. "A new evolutionary solution method for dynamic expansion planning of DG-integrated primary distribution networks," Energy Conv Manag 2014;82:61–70.
- [23] Moradi M, Abedini M. "A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal distributed generation location and sizing in distribution systems with Fuzzy optimal theory," Int J Green Energy 2012;9:641–60.

- [24] Devi S, Geethanjali M. "Optimal location and sizing determination of distributed generation and DSTATCOM using Particle Swarm Optimization algorithm," Int J Electr Power Energy Syst 2014;62:562–70.
- [25] Kaur S, Kumbhar G, Sharma J. "A MINLP technique for optimal placement of multiple DG units in distribution systems," Int J Electr Power Energy Syst 2014;63:609–17.
- [26] Oliveira, C.P. "Métodos Metaheurísticos aplicados a um modelo de planejamento de culturas," Dissertação (mestrado) Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, 105 f., 2013.
- [27] Holland, J. H., "Adaptation in natural and artificial systems", Ann Arbor:University of Michigan Press, 1975.
- [28] Linden, R., "Algoritmos Genéticos," 3. ed. Rio de Janeiro, Ciência Moderna, 2012.
- [29] Fonseca, S.B., "Alocação ótima de parques eólicos em sistemas de distribuição considerando incertezas de vento e carga utilizando algoritmo genético," Dissertação (Mestrado) Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Belém, 78 f., 2016.
- [30] Artero, A.O., "Inteligência Artificial: Teoria e Prática," São Paulo, Livraria da Física, 2009.
- [31] Lacerda, E. G. M.; Carvalho, A. C., "Sistemas inteligentes: aplicações a recursos hídricos e ciências ambientais," In: Porto Alegre, RS: Universidade/UFRGS, 1999. cap. Introdução aos Algoritmos Genéticos, p. 99–150.
- [31] Tsekouras, G.; Koutsoyiannis, D., "Stochastic analysis and simulation of hydrometeorological processes associated with wind and solar energy, Renew Energy," p. 624–633, 2014.
- [32] Zhao, Q.; Wang, P.; Goel, L.; Ding, Y., "Evaluation of nodal reliability risk in a deregulated power system with photovoltaic power penetration," IET Gener. Transm. Distrib. 3 (2014) 421–430.
- [33] Qader, M. R.; Qamber, I. S., "Long-term load forecasting for the Kingdom of Bahrain using Monte Carlo method," Journal of the Association of Arab Universities for Basic and Applied Sciences, Vol. 9, No. 1, pp. 12-17, 2010.
- [34] Mokryani, G.; Siano, P., "Evaluating the integration of wind power into distribution networks by using Monte Carlo simulation," International Journal of Electrical Power&Energy Systems, Vol. 53, N°. 0, pp. 244-255, 2013.
- [35] Abdelaziz, A. Y.; Hegazy, Y. G.; El-Khattam W.; Othman M. M., "Optimal allocation of stochastically dependent renewable energy based distributed generators in unbalanced distribution networks," Electric Power Systems Research, Vol. 119, No. 0, pp. 34-44, 2015.

- [36] George, A.; Orfanos, S. P.; Georgilakis, D. N.; Hatziargyriou, "Transmission expansion planning of systems with increasing wind power integration," IEEE Trans. Power Syst. 2 p. 1355–1362, 2013
- [37] Jangamshetti, S.H.; Rau, V.G., "Site matching of wind turbine generators: a case study," IEEE Transactions on Energy Conversion, p.1537–1543, 1999.
- [38] Fang, J.L.W.; Yang, Y.; Yang, C.; Yang, S.; Fu, L. S., "Increasing wind power penetration level based on hybrid wind and Photovoltaic generation," in TENCON 2013 2013 IEEE Region 10 Conference, pp.1-5, Oct. 2013.
- [39] Papaefthymiou, G., "Integration of stochastic generation in power systems," (Ph.D. dissertation), Electrical Power Systems Group (EPS), Delft Univ. Technol., Delft, The Netherlands, 2007.
- [40] Cooke, R.; Kurowicka, D., "Uncertainty Analysis With High Dimensional Dependence Modelling," 10.1002/0470863072, 2006.
- [41] Kotz, S.; Van Dorp, J. R. "Generalized diagonal band copulas with two-sided generating densities," Decision Analysis, 7(2), 196–214, 2010.
- [42] Thapar, V.; Agnihotri, G.; Sethi, V. K. "Critical analysis of methods for mathematical modelling of wind turbines," Renewable Energy, Vol. 36, N°. 11, pp. 3166-3177, 2011.
- [43] Chen, Z.; Blaabjerg, F., "Wind farm—A power source in future power systems. Renewable and Sustainable," Energy Reviews, Vol. 13, No. 6–7, pp. 1288-1300, 2009.
- [44] Atwa, Y.M.; El-Saadany, E.F.; Salama, M.M.A.; Seethapathy, R., "Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization," IEEE Trans. Power Syster 1 (2010) 360–370.
- [45] Souza, G. C. U. I., "Avaliação de títulos conversíveis com opções de compra e venda implícitas em contrato," Tese (doutorado em engenharia de produção) Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 175 f., 2006.
- [46] Monticelli, A. J. "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica," Editora E. Blucher, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 1983.
- [47] Rocha, H. R. O.; Augusto, A. A.; Direito, L. C.; Souza, J. C. S.; Coutto Filho, M. B. "Alocação De Capacitores Em Redes Elétricas Via Heurística Construtiva E Refinamento Por Busca Tabu," XLI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Porto Seguro, 2009.
- [48] Broadwater, P.R. et al., "Power Flow Analysis of Unbalaced Multiphase Radial Distribution Systems", Electric Power Systems Research Journal, Vol. 14, 1988.

- [49] Angarita, O. F. B. "Alocação ótima de geração distribuída considerando perdas e desvios de tensão como aspectos econômicos", Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 74 f., 2015.
- [50] Direito, L. C. M., "Alocação ótima de bancos de capacitores em redes de distribuição de energia elétrica," Dissertação (mestrado) Universidade Federal Fluminense, 104 f., 2010.
- [51] Brasil, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional Módulo 8: Qualidade de Energia," de 1° de Janeiro de 2018. ANEEL. Brasília, 2018.
- [52] Tolmasquim, M. T., "Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica," 2016 452 p EPE: Rio de Janeiro, 2016.
- [53] ANEEL. "Resolução Homologatória nº 2.118, de 02 de Agosto de 2016," Brasília, DF, 2016.

Anexo A: Topologia dos Alimentadores Utilizados

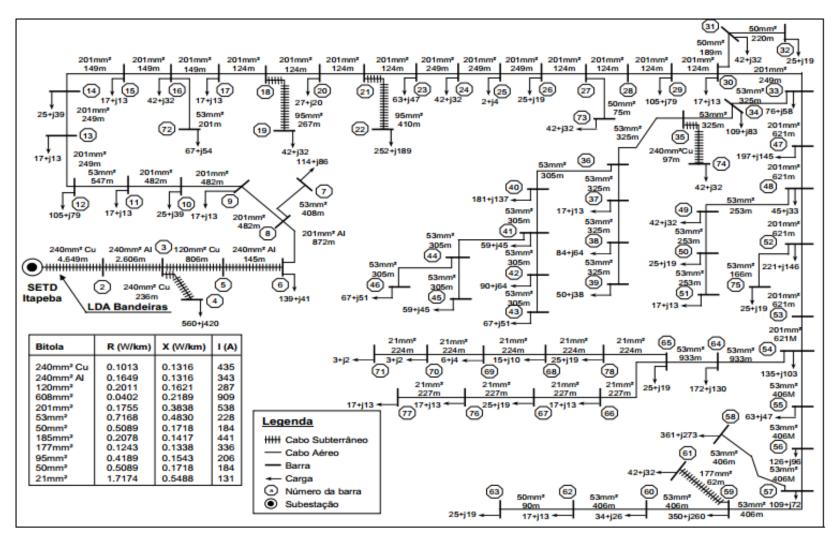


Figura A1. Alimentador Bandeira. Fonte: [47].

A1: Dados das linhas do alimentador Recife [47]

Nº Seq	De	Para	R	X
1	1	2	1,2524769	2,822563
2	2	3	0,019305	0,042218
3	3	4	0,00351	0,007676
4	3	5	0,0131625	0,028785
5	5	6	0,013689	0,0299364
6	6	8	0,0236544	0,015939
7	6	7	0,0187785	0,0410666
21	7	22	0,00702	0,015352
8	8	9	0,0078848	0,005313
9	8	10	0,057344	0,03864
10	10	11	0,0157696	0,010626
11	10	12	0,0078848	0,005313
12	12	13	0,0329728	0,022218
13	13	14	0,060928	0,041055
14	13	15	0,082432	0,055545
15	13	16	0,1569792	0,105777
16	16	18	0,0494592	0,033327
17	16	17	0,0473088	0,031878
18	17	19	0,0336896	0,022701
19	17	20	0,0852992	0,057477
20	18	21	0,0852992	0,057477
22	22	23	0,025088	0,016905
23	22	24	0,0078975	0,017271
24	23	25	0,060928	0,041055
25	24	26	0,019305	0,042218
26	26	27	0,015795	0,034542
27	26	28	0,010881	0,0237956
28	28	29	0,0142155	0,0310878
29	29	30	0,00351	0,007676
30	29	31	0,013338	0,0291688
31	31	32	0,009477	0,0207252
32	32	33	0,0068445	0,0149682
33	33	34	0,0047385	0,0103626
34	34	35	0,078848	0,05313
35	34	36	0,01404	0,030704
36	36	37	0,007722	0,0168872
37	37	38	0,0372736	0,025116
38	37	39	0,0382209	0,0477944
39	39	40	0,0301056	0,020286
40	40	41	0,0623616	0,042021

Nº Seq	De	Para	R	X
41	40	42	0,0365568	0,024633
42	42	43	0,0157696	0,010626
43	42	44	0,0738304	0,049749
44	44	45	0,03584	0,02415
45	44	46	0,0809984	0,054579
46	46	47	0,0516096	0,034776
47	46	48	0,0781312	0,052647
48	48	49	0,0494592	0,033327
49	48	50	0,0709632	0,047817
50	49	51	0,2731008	0,184023
52	50	53	0,0817152	0,055062
51	51	52	0,0616448	0,041538
53	53	54	0,060928	0,041055
54	54	55	0,0265216	0,041033
55	54	56	0,1225728	0,082593
		57	0,0745472	0,050232
56 57	56 56	58		, , , , , , , , , , , , , , , , , , ,
			0,0293888	0,019803
58	57	60	0,0114688	0,007728
59	57	59	0,0444416	0,029946
60	58	61	0,1046528	0,070518
61	61	62	0,078848	0,05313
62	61	63	0,1132544	0,076314
63	63	64	0,0551936	0,037191
64	64	65	0,0222208	0,014973
65	65	66	0,1132544	0,076314
66	65	67	0,1017856	0,068586
67	66	68	0,1369088	0,092253
69	67	70	0,0637952	0,042987
68	68	69	0,0996352	0,067137
70	70	72	0,0129024	0,008694
71	70	71	0,0602112	0,040572
72	71	73	0,0308224	0,020769
75	72	76	0,0745472	0,050232
73	73	74	0,1641472	0,110607
74	73	75	0,0566272	0,038157
76	76	77	0,0508928	0,034293
77	76	78	0,0731136	0,049266
78	76	88	0,0200704	0,013524
79	78	79	0,0315392	0,021252
80	78	80	0,0723968	0,048783
81	80	81	0,0766976	0,051681
82	81	82	0,0329728	0,022218
83	82	83	0,0064512	0,004347
84	83	84	0,0422912	0,028497

Nº Seq	De	Para	R	X
85	83	85	0,0401408	0,027048
86	83	86	0,0723968	0,048783
87	86	87	0,0265216	0,017871
88	88	89	0,03584	0,02415
89	88	92	0,1103872	0,074382
90	89	90	0,0293888	0,019803
91	89	91	0,0279552	0,018837
92	92	93	0,0093184	0,006279
93	92	94	0,0802816	0,054096
94	94	95	0,0616448	0,041538
95	94	96	0,0745472	0,050232

A2: Dados das linhas do alimentador Bandeiras [47]

Nº Seq	De	Para	R	X
1	1	2	0,471	0,612
2	2	3	0,43	0,343
3	3	4	0,024	0,031
4	3	5	0,162	0,131
5	5	6	0,036	0,029
6	6	7	0,153	0,335
7	7	8	0,292	0,197
8	7	9	0,085	0,185
9	9	10	0,085	0,185
10	10	11	0,085	0,185
11	11	12	0,392	0,264
12	12	13	0,044	0,096
13	13	14	0,044	0,096
14	14	15	0,026	0,057
15	15	16	0,026	0,057
16	16	17	0,026	0,057
17	16	75	0,144	0,097
18	17	18	0,022	0,048
19	18	19	0,112	0,041
20	18	20	0,022	0,048
21	20	21	0,022	0,048
22	21	22	0,172	0,063
23	21	23	0,022	0,048
24	23	24	0,044	0,096
25	24	25	0,044	0,096
26	25	26	0,044	0,096
27	26	27	0,022	0,048
28	27	28	0,022	0,048
29	27	76	0,038	0,013
30	28	29	0,022	0,048
31	29	30	0,022	0,048
32	30	31	0,096	0,032
33	30	33	0,044	0,096
34	31	32	0,112	0,038
35	33	34	0,233	0,157
36	33	47	0,109	0,238
37	34	35	0,233	0,157
38	35	36	0,233	0,157
39	35	77	0,01	0,013
40	36	37	0,233	0,157
41	36	40	0,219	0,147

Nº Seq	De	Para	R	X
42	37	38	0,233	0,157
43	38	39	0,233	0,157
44	40	41	0,219	0,147
45	41	42	0,219	0,147
46	41	44	0,219	0,147
47	42	43	0,219	0,147
48	44	45	0,219	0,147
49	44	46	0,219	0,147
50	47	48	0,109	0,238
51	48	49	0,181	0,122
52	48	52	0,109	0,238
53	49	50	0,181	0,122
54	50	51	0,181	0,122
55	52	53	0,109	0,238
56	52	78	0,119	0,08
57	53	54	0,109	0,238
58	54	55	0,291	0,196
59	54	64	0,669	0,451
60	55	56	0,291	0,196
61	56	57	0,291	0,196
62	57	58	0,291	0,196
63	57	59	0,291	0,196
64	59	60	0,291	0,196
65	59	61	0,008	0,008
66	60	62	0,291	0,196
67	62	63	0,046	0,015
68	64	65	0,669	0,451
69	65	66	0,39	0,125
70	65	70	0,385	0,123
71	66	67	0,39	0,125
72	67	68	0,39	0,125
73	68	69	0,39	0,125
74	70	71	0,385	0,123
75	71	72	0,385	0,123
76	72	73	0,385	0,123
77	73	74	0,385	0,123

Apêndice A: Produção Científica

Durante a realização deste trabalho, um artigo foi publicado em congresso científico:

PEREIRA, L. D. L.; ROCHA, H. R. O.; FIOROTTI, R.; GALVAO, T. M.; FARDIN, J. F. Análise Econômica da Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de Um Campus Universitário. In: XII CBQEE - Conferência Brasileira Sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2017, Curitiba. XII CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia, 2017.