

Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**MÉTODO BASEADO EM LÓGICA NEBULOSA PARA ALOCAÇÃO DE
GERADORES DISTRIBUÍDOS SOB A ÓPTICA DO PERFIL DE TENSÃO**

Autor: Leonardo Alonso Gomes

Orientador: Prof. Dr. Carlos Alberto Favarin Murari

Co-orientadora: Profa. Dra. Ahda Pionkoski Grilo Pavani

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Potência.

Comissão Examinadora

Prof. Dr. Carlos Alberto Favarin Murari FEEC/UNICAMP

Profa. Dra. Patrícia Teixeira Leite CECS/UFABC

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior FEEC/UNICAMP

Agosto/2009 - Campinas, SP

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

G585m Gomes, Leonardo Alonso
Método baseado em lógica nebulosa para alocação de geradores distribuídos sob a óptica do perfil de tensão / Leonardo Alonso Gomes. – Campinas, SP: [s.n.], 2009.

Orientadores: Carlos Alberto Favarin Murari, Ahda Pionkoski Grilo Pavani.

Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Lógica difusa
3. Geração distribuída de energia elétrica. 4. Índices 5.
Energia - Fontes alternativas. I. Murari, Carlos Alberto Favarin. II. Pavani, Ahda Pionkoski Grilo. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título

Título em Inglês: Method based on fuzzy logic for allocating distributed generators from the viewpoint of the voltage profile

Palavras-chave em Inglês: Electric power distribution, Fuzzy logic, Distributed generation of electrical energy, Indexes, Alternative energy sources

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora: Patrícia Teixeira Leite, Carlos Alberto de Castro Júnior

Data da defesa: 28/08/2009

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

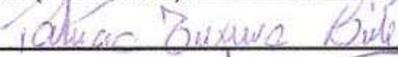
COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

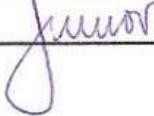
Candidato: Leonardo Alonso Gomes

Data da Defesa: 28 de agosto de 2009

Título da Tese: "Método Baseado em Lógica Nebulosa para Alocação de Geradores Distribuídos sob a Óptica do Perfil de Tensão"

Prof. Dr. Carlos Alberto Favarin Murari (Presidente): _____ 

Profa. Dra. Patrícia Teixeira Leite: _____ 

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior: _____ 

Resumo

Nesta dissertação é proposta uma metodologia baseada em lógica nebulosa para a obtenção de um índice que classifica as barras mais propícias para a instalação de geradores distribuídos em uma rede de distribuição de energia elétrica. A metodologia foi desenvolvida levando em consideração a dificuldade em se manter um perfil de tensão adequado e, dessa forma, tende a contemplar com os maiores valores de índices, as barras nas quais a conexão de geradores tende a melhorar o perfil de tensão da rede. Outro aspecto considerado no desenvolvimento da metodologia foi o de minimizar as perdas de potência ativa na rede elétrica. De forma geral, a obtenção do índice consiste em associar graus de pertinências para as variáveis magnitude da tensão e potência ativa da carga em cada uma das barras e, a partir de regras nebulosas, definir um valor numérico para o índice. Uma das vantagens dessa metodologia é que tais variáveis podem ser classificadas em conjuntos nebulosos, os quais traduzem linguisticamente os conhecimentos humanos e, assim, pode-se mais facilmente utilizar a experiência humana adquirida na operação de uma rede de distribuição para a definição das regras nebulosas para a obtenção dos índices a serem empregados na alocação dos geradores. E ao ser comparada a técnicas tradicionais de análise, tem-se uma significativa vantagem que consiste em não necessitar de execuções consecutivas de fluxos de potência, sendo necessário apenas a obtenção do estado de operação da rede através de um único fluxo de potência no caso base.

Palavras-chave: Redes de distribuição, Geração distribuída, Índices de desempenho, Lógica nebulosa.

Abstract

This work consists in proposing a methodology based on Fuzzy Logic to obtain an index, which classifies the buses more suitable to install a distributed generator in an electric power distribution system. The methodology was developed taking into consideration the difficulty to maintain a suitable voltage profile in distribution systems, so the methodology results in large, index values for the buses in which the installation of generators results in a more suitable voltage profile. Another aspect included in the methodology is the minimization of the real power losses. Applying a set of fuzzy rules, the index is calculated by setting membership values to the bus 'voltage' and 'load real power'. The advantages of this methodology are that the classification of the variables into fuzzy sets, which allow the linguistic translation of the system operator knowledge and so his experience of operating the system can be employed in the process of allocating distributed generators in the system and when compared to traditional techniques of analysis, does not need of consecutive runs of power flows, it is necessary only to obtain the state operating of the network through only one power flow in base case.

Keywords: Distribution systems, Distributed generation, Performance indices, Fuzzy logic.

Agradecimentos

Gostaria de expressar meus sinceros agradecimentos:

Ao meu orientador Prof. Dr. Carlos Alberto Favarin Murari, pela oportunidade de pesquisa, pelo aprendizado e experiência por mim adquiridos, pela excelente orientação, pelo grande apoio e paciência ao longo do desenvolvimento desta pesquisa.

A minha co-orientadora, Profa. Dra. Ahda Pionkoski Grilo Pavani, pela orientação e apoio durante a pesquisa e pelas enriquecedoras discussões técnicas que muito agregaram ao meu conhecimento.

Aos professores do Departamento de Sistemas de Energia Elétrica (DSEE), em especial aos professores Luiz Carlos Pereira da Silva e Walmir de Freitas Filho com os quais tive a oportunidade de discutir diversos assuntos relacionados ao tema da pesquisa.

Aos amigos: Igor Kopcak e Hugo Ayres pelas diversas discussões técnicas e sugestões ao longo da pesquisa.

Ao grande amigo Alexandre Haruiti Anzai com quem tive a preciosa oportunidade de discutir muito sobre diversos assuntos, em especial sobre a área de sistemas de potência e sobre *latex*, que agregaram muito à minha formação. Agradeço também pelo apoio, conselhos e sugestões nas horas difíceis.

Aos amigos que tive a felicidade de fazer durante a pós-graduação e que não mencionarei nomes, pois temo cometer um imperdoável erro de esquecer de alguém, mas ressalto que todos de alguma maneira contribuíram com minha formação.

Aos meus pais Renato e Maria e minha namorada Vanessa pelo apoio e suporte durante esta jornada.

Às minhas irmãs Isabella e Renata pelo apoio e contribuições nas horas em que precisei.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Ensino Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

*à minha mãe, Maria;
ao meu pai, Renato;
à minha falecida avó Olga.*

Sumário

Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xv
Lista de Abreviaturas e Siglas	xvii
1 Introdução	1
2 Geração Distribuída	3
2.1 Aspectos Técnicos	5
2.2 Principais Fontes de Energia e Tecnologias Aplicadas em GD	6
2.2.1 Biomassa	6
2.2.2 Cogeração (COGENRIO, 2009)	7
2.2.3 Micro Turbina (BONA; RUPPERT, 2005)	8
2.2.4 Células a Combustível (AMBIENTE BRASIL, 2009)	9
2.2.5 Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH, 2009)	10
2.2.6 Energia Solar Fotovoltaica (AMBIENTE BRASIL, 2009)	11
2.2.7 Energia Eólica	11
2.3 Perspectivas de Uso da GD no Brasil	12
2.4 Problemas e Desafios	12
3 Breve Revisão Bibliográfica	15
3.1 Escolha da Metodologia	20
4 Lógica Nebulosa	23
4.1 Breve histórico da Lógica Nebulosa	23
4.2 Conjuntos Nebulosos	24
4.3 Conjuntos Nebulosos - Definições (PEDRYCZ; GOMIDE, 1998)	26
4.3.1 Suporte de um conjunto nebuloso	26

4.3.2	Altura de um Conjunto Nebuloso	26
4.3.3	Cardinalidade de um Conjunto Nebuloso	26
4.3.4	Conjunto Corte	27
4.4	Operações com Conjuntos Nebulosos (LEE, 1990)	28
4.4.1	União	28
4.4.2	Intersecção	28
4.4.3	Complemento	29
4.5	Variáveis Linguísticas	30
4.6	Sistema Nebuloso	31
4.6.1	Nebulizador (CRUZ, 2004)	32
4.6.2	Desnebulizador (CRUZ, 2004)	32
4.6.3	Gerente de informações	32
4.6.4	Base de conhecimentos	32
4.6.5	Regras Nebulosas	32
4.6.6	Máquina de Inferência	33
4.6.7	Funções de Implicação	33
4.6.8	Agregação das Regras Nebulosas	34
4.6.9	Modelo de Mamdani (ROSS, 1995)	35
4.7	Métodos de Desnebulização	36
4.7.1	Média dos Máximos	36
4.7.2	Centro de Área	37
4.7.3	Método das Alturas	38
5	Metodologia Proposta	39
5.1	Análises Preliminares para Definição do Índice Nebuloso	39
5.1.1	Análise da Inserção de GD em Redes de Distribuição Considerando os Impactos no Perfil de Tensão e nas Perdas de Potência Ativa	40
5.1.2	Sistema de 70 Barras - Perfil de Tensão	41
5.1.3	Sistema de 70 Barras - Perdas de Potência Ativa	45
5.1.4	Sistema de 70 barras - Perfil de tensão e perdas de potência ativa	48
5.2	Modelagem Nebulosa	49
6	Resultados	55
6.1	Índice para Geração Distribuída de Variação do Perfil de Tensão (IGDVp)	56
6.2	Testes com Sistemas de 14 barras	57
6.2.1	Topologia Radial	57

6.2.2	Topologia Malhada	62
6.3	Testes com Sistema de 70 barras	66
6.3.1	Topologia Radial	66
6.3.2	Topologia Malhada	71
6.4	Testes com Sistemas de 136 barras	75
6.4.1	Topologia Radial	75
6.4.2	Topologia Malhada	80
6.5	Comentários Gerais	84
7	Conclusões e Trabalhos Futuros	85
	Referências Bibliográficas	87
	Apêndices	91
A	Dados dos Sistemas Teste	93
A.1	Sistema de 14 Barras	93
A.2	Sistema de 70 Barras	94
A.3	Sistema de 136 Barras	96
B	Divulgação da Pesquisa	101

Lista de Figuras

4.1	Função de Pertinência Trapezoidal	25
4.2	Função de Pertinência Triangular	25
4.3	Função de Pertinência Sinusoidal	25
4.4	Função de Pertinência Sigmoidal	25
4.5	Universo de discurso discreto - Cor de Cabelo	27
4.6	Universo de discurso contínuo - Estatura humana (m)	27
4.7	União Nebulosa	28
4.8	Intersecção Nebulosa	29
4.9	Complemento Nebuloso	29
4.10	Exemplo de Variável Linguística	30
4.11	Sistema Nebuloso (CRUZ, 2004)	31
4.12	Modelo de Mandani	35
4.13	Método de Desnebulização Média dos Máximos	36
4.14	Método de Desnebulização Centro de Área	37
4.15	Método de Desnebulização Método das Alturas	38
5.1	Sistema radial de 70 barras	41
5.2	Máxima potência ativa que pode ser inserida por barra do sistema.	42
5.3	Perfil de tensão para a rede sem GD e com 10 MW na barra 2.	43
5.4	Perfil de tensão da rede sem GD e com 0,4 MW na barra 34.	44
5.5	Perfil de tensão da rede sem GD e com 2,1 MW na barra 53.	45
5.6	Perdas de potência ativa injetando 0,4 MW em cada uma das barras.	46
5.7	Demanda de potência ativa por barra.	46
5.8	Perfis das tensões com GD nas barras de maior carga (49) e menor tensão (53)	48
5.9	Classificação linguística das magnitudes das tensões	49
5.10	Demanda de potência ativa normalizada	50
5.11	Variável de saída nebulosa	51

5.12 Fluxograma de criação do índice de classificação das barras	53
6.1 Sistema radial de 14 barras	57
6.2 Perfil das tensões sem a inserção de GD	58
6.3 Índice Nebuloso	58
6.4 Perfil das tensões com inserção de GD em diferentes barras	60
6.5 Índice Nebuloso vs IGDVp	61
6.6 Sistema malhado de 14 barras	62
6.7 Perfil das tensões sem a conexão de GD	63
6.8 Índice Nebuloso	63
6.9 Perfil das tensões com inserção de GD em diferentes barras	65
6.10 Índice Nebuloso vs IGDVp	66
6.11 Sistema Radial de 70 barras	67
6.12 Perfil das tensões sem a conexão de GD	67
6.13 Índice Nebuloso	68
6.14 Perfil das tensões com inserção de GD em diferentes barras	69
6.15 Índice Nebuloso vs IGDVp	70
6.16 Sistema Malhado de 70 barras	71
6.17 Perfil das tensões sem a conexão de GD	72
6.18 Índice Nebuloso	72
6.19 Perfil das tensões com inserção de GD em diferentes barras	73
6.20 Índice Nebuloso vs IGDVp	74
6.21 Sistema Radial de 136 barras	76
6.22 Perfil das tensões sem a conexão de GD	77
6.23 Índice Nebuloso	77
6.24 Perfil das tensões com inserção de GD em diferentes barras	78
6.25 Índice Nebuloso vs IGDVp	79
6.26 Sistema Malhado de 136 barras	80
6.27 Perfil das tensões sem a conexão de GD	81
6.28 Índice Nebuloso	81
6.29 Perfil das tensões com inserção de GD em diferentes barras	82
6.30 Índice Nebuloso vs IGDVp	83

Lista de Tabelas

5.1	Perdas vs Nível de Geração (0,4 MW)	47
5.2	Perdas vs Nível de Geração (0,8 MW)	47
5.3	Perdas vs Nível de Geração (1,2 MW)	47
5.4	Perdas vs Nível de Geração (1,6 MW)	47
5.5	Regras nebulosas	50
6.1	Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema	59
6.2	Classificação das barras do sistema	61
6.3	Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema	61
6.4	Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema	64
6.5	Classificação das barras do sistema	65
6.6	Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema	66
6.7	Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema	69
6.8	Classificação das barras do sistema	70
6.9	Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema de 70 barras radial	71
6.10	Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema	74
6.11	Classificação das barras do sistema	75
6.12	Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema	75
6.13	Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema	78
6.14	Classificação das barras do sistema	79
6.15	Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema de 136 barras radial	79
6.16	Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema	82
6.17	Classificação das barras do sistema	83
6.18	Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema	83

Lista de Abreviaturas e Siglas

- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
- CCC - Conta Consumo de Combustíveis Fósseis
- GD - Geração Distribuída
- IGDVp - Índice para Geração Distribuída de Variação do perfil de Tensão
- PCH - Pequena Central Hidroelétrica
- SIF - Sistema de Inferência *Fuzzy*
- UHE - Usina Hidroelétrica de Energia
- WWE - *World Wind Energy*

Capítulo 1

Introdução

A geração, transmissão e distribuição de energia elétrica deve ocorrer segundo padrões de qualidade e de confiabilidade que são regulados por normas e fiscalizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Os regulamentos para o fornecimento de eletricidade no Brasil estabelecem que a tensão contratada com a concessionária no ponto de entrega ou de conexão deve situar-se entre 95% e 105% da tensão nominal do sistema elétrico para os níveis de tensão entre 1kV e 230kV. No caso de unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou inferior a 1kV, deve-se garantir que a tensão fique entre 95% e 105% da tensão contratada (ANEEL, 2001). Sobre estes valores percentuais não há um consenso entre todos os países. Tipicamente, em estudos técnico-científicos, o percentual utilizado é de $\pm 5\%$.

Atualmente, através do incentivo estabelecido pela ONU e incorporado por diferentes órgãos do setor energético e ambiental, as políticas energéticas contemplam a conexão, nos sistemas de transmissão e de distribuição, de geradores de energia elétrica que incorporam tecnologias pouco poluentes, especificamente as baseadas em fontes renováveis. Isto ocorre devido à adequação a tratados internacionais como é o caso do protocolo de Kyoto (DOMINGOS, 2007), que com a inserção dos créditos de carbono (BMF, 2007) incentiva também financeiramente a conexão de geradores que aproveitem gases que contribuem para o efeito estufa. Apesar de sua pequena dimensão, a geração distribuída (GD) está tendo um impacto significativo no mercado de energia, pois atualmente estão inserindo a GD em novos projetos, ao invés de formas de geração de eletricidade mais caras. Constata-se também um grande potencial de expansão de geração de energia elétrica na indústria sucroalcooleira que segundo Fonseca (FONSECA, 2007), em 2006 supriu entre 8,9% a 10,7% da demanda do estado de São Paulo, e até 2015 pode chegar a atender entre 14,2% a 21,8% da demanda total no estado, montante superior à demanda total da cidade de Campinas. Além disso, busca-se também a diversificação da matriz energética de cada país, podendo todos estes meios de geração reduzir a necessidade de expansão do sistema de geração centralizada, melhorando o perfil de tensão

e reduzindo consideravelmente as perdas totais de potência ativa e reativa devido à proximidade da carga.

Neste trabalho é proposta uma metodologia que possibilita obter o melhor ponto de conexão de geradores nas redes de distribuição de energia elétrica, visando, além de atender à demanda, manter ou de preferência melhorar o perfil de tensão das redes de distribuição e quando possível minimizar as perdas de potência totais do sistema. A principal vantagem deste método, quando comparado a técnicas tradicionais de análise, consiste em não necessitar de execuções consecutivas de fluxos de potência, necessitando apenas da obtenção do estado de operação da rede que pode ser adquirido através da execução de um único fluxo de potência no caso base. Para a validação do método, diferentes redes de distribuição foram analisadas.

Esta dissertação está organizada da seguinte maneira:

- No Capítulo 2 apresenta-se uma breve revisão sobre o tema geração distribuída, abordando sobre tudo os aspectos técnicos, econômicos, algumas das tecnologias disponíveis, perspectivas no uso da GD no Brasil, problemas e desafios.
- O Capítulo 3 contempla uma breve revisão da literatura, onde são citadas algumas das principais metodologias propostas para o tratamento do problema de alocação de geração distribuída.
- O Capítulo 4 descreve a lógica nebulosa, contemplando um breve histórico de seu uso e descrevendo as principais propriedades utilizadas no desenvolvimento e operação do índice nebuloso.
- No Capítulo 5 tem-se a inserção das propriedades da lógica nebulosa, no problema de alocação de geração distribuída, apresentando-se a modelagem nebulosa, o desenvolvimento do sistema de inferência nebuloso, a criação do índice nebuloso e por fim um exemplo prático.
- O Capítulo 6 apresenta e discute os resultados obtidos nos estudos de simulações, testando a metodologia em diferentes redes de distribuição, além de comparações dos resultados obtidos através do índice nebuloso com os resultados obtidos pelo índice proposto em (GALLARDO, 2005).
- O Capítulo 7 resume as conclusões obtidas com o desenvolvimento desta dissertação, juntamente com uma breve apresentação de sugestões e propostas para trabalhos futuros.
- No apêndice A tem-se os dados das redes de distribuição utilizadas para a avaliação do método proposto.
- No apêndice B tem-se a divulgação da pesquisa.

Capítulo 2

Geração Distribuída

A desregulamentação do setor elétrico e a pressão da sociedade em dispor de sistemas de geração, transmissão e distribuição eficientes e ininterruptos, respeitando os aspectos ambientais, estabeleceram uma tendência mundial de acesso dos produtores independentes de energia elétrica a esses sistemas, com a conseqüente promoção de incentivos à geração descentralizada de energia (ROMEIRO; SILVA; MISHIMA, 2004).

Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE, 2009), Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração de energia elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores independentemente da potência, tecnologia e fonte de energia.

Através de uma rápida análise da literatura (PEPERMANS et al., 2005) observa-se que não há consenso na definição de geração distribuída, e isto é confirmado por (CIRED, 1999), com base num questionário apresentado aos países membros. Alguns países definem a geração distribuída com base no nível de tensão, enquanto outros partem do princípio de que a geração distribuída está ligada aos circuitos a partir do qual as cargas dos consumidores são supridas diretamente. Outros países definem a geração distribuída como tendo algumas características básicas, como por exemplo, o uso de fontes de energia renováveis ou cogeração, não sendo despachadas. Um grupo de trabalho do CIGRE¹ que dedica esforços para geração distribuída, define a geração distribuída como todas as unidades de geração com capacidade máxima entre 50 MW e 100 MW, que geralmente são ligadas à rede de distribuição e que não são nem centralizadas e nem despachadas.

Atualmente já ocorrem em diversos países experiências bem sucedidas com utilização de geração distribuída e os problemas locais relacionados com aspectos de proteção, controle dos níveis de tensão na rede de distribuição, controle de reativos e interação com o automatismo da distribuição têm sido resolvidos com sucesso (GOMES et al., 2000).

Do ponto de vista das políticas regulatórias, uma unidade de GD pode operar como produtor inde-

¹CIGRE é o Conselho Internacional de Grandes Redes Elétricas sediado em Paris - França.

pendente, representando um elemento de competitividade dentro do mercado que ainda é dominado pelas grandes centrais de geração.

Alguns principais aspectos incentivadores da GD seriam (DINIZ; CARVALHO; BARROS, 2003):

- redução dos custos das novas tecnologias;
- crescimento da demanda de energia;
- mudanças na legislação do setor elétrico;
- valorização crescente da preservação ambiental;
- menor dimensão dos impactos ambientais e redução do passivo ambiental devido à utilização de resíduos;
- programa de incentivo às fontes alternativas (Proinfa), a universalização do acesso à energia elétrica e a Conta de Desenvolvimento Energético (Lei Federal nº 10.438);
- insegurança quanto à garantia de fornecimento de energia elétrica;
- diversificação da matriz energética;
- geração da energia no local de consumo, reduzindo perdas e custos;
- redução de investimentos em transporte de energia (linhas e subestações);
- atendimento a regiões remotas ou isoladas;

Em razão da baixa capacidade, a maioria das unidades de GD são construídas com base em um mesmo projeto, o que não ocorre com uma estação central de geração, podendo ser projetada de acordo com as necessidades do cliente e do local da instalação. O tempo da construção de uma planta de GD é muito menor comparado ao das grandes centrais e sua característica modular faz com que as unidades tenham em comum os seguintes aspectos: projeto, tamanho e métodos de operação, simplificando a engenharia e a instalação, o que diminui os custos.

O fato das unidades de GD serem localizadas próximas das cargas possibilita que a expansão do sistema de transmissão seja postergada e, como é sabido, este representa um custo significativo no capital inicial e posteriormente na sua operação e manutenção. Para evitar esses custos e esses problemas de viabilidade, a GD pode prover melhores serviços a baixos custos, comparativamente.

O avanço tecnológico é um aspecto que está dando grande impulso ao crescimento da utilização de GD no mundo todo, levando a uma diminuição dos custos associados a essas unidades. No entanto, algumas tecnologias ainda não estão sendo usadas de forma intensiva, por exemplo, células a combustível, justamente devido ao alto custo dessas tecnologias.

2.1 Aspectos Técnicos

A interligação de geradores independentes nas redes de distribuição produz um impacto técnico qualitativo e quantitativo que deve alterar, em maior ou menor incidência, suas condições de operação, pois as redes de distribuição e transmissão foram projetadas com diferentes propósitos. A principal diferença é que as redes de distribuição não foram projetadas considerando a conexão de geradores em seus alimentadores (GALLARDO, 2005).

Não existindo reguladores de tensão ou banco de capacitores, os perfis de tensão ao longo dos alimentadores de uma rede de distribuição apresentam a seguinte característica: a magnitude da tensão corresponde ao valor nominal - ou até um pouco acima - nas subestações, onde estão instalados os transformadores, e nas demais barras ao longo dos condutores dos alimentadores, têm-se uma diminuição gradativa dessa magnitude devido à queda de tensão nas respectivas impedâncias.

A conexão de um gerador independente em um alimentador resulta em uma redução da queda de tensão ao longo do mesmo, e, dependendo das condições operativas da rede, pode até mesmo elevar a tensão acima do limite de operação em determinadas barras (HAMMONS; LAI; WONG, 2008). Para a análise do impacto da instalação desse gerador na rede de distribuição são necessários diversos tipos de estudos com o intuito de determinar o melhor ponto de conexão da GD, de forma a garantir o melhor perfil de tensão da rede. Em geral, tais estudos demandam uma série de simulações de fluxos de potência de forma a contemplar diferentes cenários de operação.

A interligação de geradores distribuídos nas redes de distribuição implica em muitos outros aspectos técnicos dos quais se pode destacar (GALLARDO, 2005):

- os fluxos de potência ativa deixam de ser unidirecionais, podendo em um alimentador da rede ter sentidos e valores diversos para diferentes situações de operação;
- o perfil de tensão aumenta e decresce ao longo da rede dependendo das condições de operação e da localização da unidade de geração distribuída no sistema;
- podem ocorrer variações rápidas nas magnitudes das tensões nas barras devido à entrada e saída de unidades geradoras;
- a potência de curto-circuito aumenta em todas as barras da rede, apresentando um maior aumento nas barras onde são conectadas as unidades de geração;
- podem surgir problemas associados à regulação de tensão;
- pode aumentar o nível de distorção harmônica na rede e favorecer o surgimento de outros problemas associados à qualidade do serviço;

Com relação à elevação do perfil de tensão do sistema, esta é mais intensa conforme aumenta a penetração da geração no sistema, o que pode provocar a violação do limite superior de tensão na rede, sobretudo quando o sistema se encontra operando em mínimo carregamento (JENKINS, 1995). E para injetar potência na rede, o gerador deve operar com uma tensão terminal mais elevada do que a barra vizinha.

Em (MASTERS, 2002) são propostas algumas recomendações para diminuir o impacto da GD na elevação do perfil de tensão, objetivando maximizar a quantidade de potência injetada pelos geradores. Dentre elas, têm-se:

- reduzir a tensão no lado primário do transformador na subestação;
- permitir que o gerador importe potência reativa (operação com fator de potência indutivo);
- instalar autotransformadores ou reguladores de tensão ao longo da linha;
- incrementar a bitola do condutor (redução da resistência);
- restringir a geração quando o sistema opera com mínimo carregamento;

Em (SCOTT; ATKINSON; MORRELL, 2002) faz-se um estudo do custo das recomendações mencionadas, sendo proposto utilizar a quinta recomendação por representar a de menor custo.

2.2 Principais Fontes de Energia e Tecnologias Aplicadas em GD

2.2.1 Biomassa

É definido como biomassa todo recurso renovável oriundo da matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) e que pode ser utilizada na produção de energia elétrica. Uma característica importante do aproveitamento da biomassa para a produção de energia elétrica é que quando utilizada para produção de energia pelos meios tradicionais, a biomassa se apresenta como fonte energética de baixa eficiência e alto potencial de emissão de gases, características altamente indesejáveis tendo em vista a ampla discussão sobre impactos ambientais vigente na sociedade. Assim, a utilização de biomassa atualmente está relacionada com sua aplicação moderna e sustentável, que se baseia no desenvolvimento de tecnologias mais eficientes de produção da energia e nas técnicas de manejo da matéria-prima, como no caso das plantações de cana-de-açúcar, em que o uso dos resíduos para a produção de energia elétrica beneficia os aspectos ambientais da fase da colheita (ANEEL, 2009).

A produção de energia elétrica a partir da biomassa pode ocorrer pela combustão direta da biomassa ou pela queima de combustíveis líquidos ou gasosos derivados da biomassa (TOLMASQUIM, 2003).

Os combustíveis mais comuns da biomassa são os resíduos agrícolas, madeira e plantas como a cana-de-açúcar, além do lixo municipal que também pode ser convertido em combustível para o transporte, indústrias e mesmo residências.

A cana-de-açúcar é um recurso com grande potencial, dentre as fontes de biomassa no Brasil. A produção e a comercialização de eletricidade excedente a partir dos resíduos da cana-de-açúcar tem se destacado, principalmente no estado de São Paulo, devido às usinas concentradas nesta região do país (TOLMASQUIM, 2003). Dos vários fatores que contribuem para o cenário de expansão, um de merecido destaque, é o consumo crescente de etanol, que estimula o aumento da produção de cana-de-açúcar (ANEEL, 2009).

Atualmente, no Brasil existem 329 empreendimentos em operação que utilizam biomassa como fonte primária de energia, os quais resultam em uma potência total de 5518 MW. Também encontram-se em construção mais 39 empreendimentos, com uma potência total de 1995 MW (ANEEL, 2009). Dentre os empreendimentos existentes, o respectivo abastecimento é realizado por: licor negro (resíduo da celulose), madeira, biogás, casca de arroz e bagaço de cana (ANEEL, 2009).

2.2.2 Cogeração (COGENRIO, 2009)

Por mais eficiente que seja um gerador termelétrico, a maior parte da energia contida no combustível usado para seu acionamento é transformada em calor e perdida para o meio-ambiente.

Trata-se de uma limitação física que independe do tipo de combustível (diesel, gás natural, carvão, etc.) ou do motor ou da força motriz (motor a explosão, turbina a gás ou a vapor, etc.), sendo que, no máximo 40% da energia do combustível usado em um gerador é transformada em energia elétrica.

Como muitas indústrias e prédios comerciais necessitam de calor proveniente de vapor ou de água quente, foi desenvolvida uma tecnologia denominada cogeração, em que o calor produzido para geração de energia elétrica é aproveitado no processo produtivo.

A vantagem desta solução é que o consumidor economiza o combustível que necessitaria para produzir o calor do processo. A eficiência energética é, desta forma, bem mais elevada, por tornar útil até 85% da energia do combustível.

O inconveniente da cogeração é que o calor só pode ser usado perto do equipamento, o que limita este tipo de instalação a unidades relativamente pequenas se comparadas com os geradores das concessionárias.

Até meados do século XX, a cogeração chegou a ser muito usada nas indústrias, perdendo depois a competitividade para a eletricidade produzida pelas concessionárias nas grandes centrais geradoras com ganhos de escala. Assim, a cogeração ficou limitada a sistemas isolados (plataformas submarinas) e indústrias com lixos combustíveis (canaveira e de papel e celulose, por exemplo).

Nos últimos quinze anos, porém, um novo modelo do setor elétrico voltou a estimular a produção

de energia elétrica local que fosse mais eficiente e de baixo custo, levando ao aperfeiçoamento da tecnologia da cogeração, inclusive para pequeno porte.

A necessidade de reduzir emissões de CO₂ também incentivou a adoção deste processo eficiente. Hoje, na Holanda e na Finlândia, a cogeração já representa mais de 40% da potência instalada.

2.2.3 Micro Turbina (BONA; RUPPERT, 2005)

Dentre as diversas tecnologias de GD existentes, nos últimos anos a microturbina foi uma das que teve maiores avanços e maior utilização. Existem hoje diversos fabricantes no mundo com unidades disponíveis para comercialização, mas não há fabricantes de microturbinas no Brasil e há cerca de 13 microturbinas operando no país. Devido ao seu alto custo, as microturbinas somente são competitivas em instalações em regime de cogeração e elas evoluíram das aplicações da turbina nas indústrias aeroespacial e automotiva, para as aplicações em sistemas de energia elétrica (GD) apresentando diversas inovações tecnológicas como o uso de mancais a ar, de ligas metálicas e cerâmicas resistentes a altas temperaturas e de componentes eletrônicos de alta potência. Podem ser encontradas no mercado em potências de 30 kW até 250 kW e têm como maiores benefícios:

- Emissões atmosféricas baixas devido à combustão contínua;
- Baixos níveis de ruído e de vibração;
- Flexibilidade de combustível - gás natural, metano, diesel, propano, biogás;
- Dimensões reduzidas - uma microturbina de 30kW tem em média a dimensão de um refrigerador doméstico convencional;
- Simplicidade na instalação, podendo ser instalada em locais cobertos ou ao ar livre;
- Modularidade, pois as conexões da microturbina com a rede/carga são feitas de modo *plug-and-play*, possibilitando conectar diretamente em paralelo até 20 microturbinas sem necessidade de equipamentos adicionais;
- Baixo custo e pouca manutenção;
- Alta eficiência quando utilizada em cogeração (apesar da microturbina ter uma eficiência elétrica de aproximadamente 30%, sua eficiência total, quando utilizada em instalações de cogeração, pode chegar a mais de 80%) (HAMILTON, 2003).

2.2.4 Células a Combustível (AMBIENTE BRASIL, 2009)

Célula a combustível é uma tecnologia que utiliza o hidrogênio e o oxigênio para gerar eletricidade com alta eficiência, e também o vapor d'água resultante do respectivo processo químico. Uma das vantagens desta tecnologia está na sua alta eficiência e na ausência de emissão de poluentes quando se utiliza o hidrogênio puro.

O seu principal combustível, o hidrogênio, pode ser obtido a partir de diversas fontes renováveis como gás natural, metano, álcool ou qualquer substância que contenha grandes quantidades de hidrogênio causando um impacto ambiental muito menor, pois não há combustão de qualquer substância envolvida no processo, uma vez que a geração de energia elétrica ocorre através de uma reação eletroquímica entre o hidrogênio e o oxigênio. Brevemente esta poderá ser uma solução para a geração de energia no próprio local de consumo, seja em uma indústria, residência, ou centros comerciais, como também em automóveis, aviões, motos, ônibus e equipamentos portáteis, tais como o telefone celular e os *laptops*.

Toda célula combustível é formada por dois eletrodos de material poroso (anodo e catodo) separados por um eletrólito, que serve para transferir íons entre os eletrodos, sendo que as células se diferenciam pelo tipo do eletrodo utilizado. O funcionamento básico de uma célula a combustível é simples: no anodo cada molécula de hidrogênio tem seus dois elétrons arrancados através da ajuda de um catalisador formando um íon H^+ e os elétrons seguem do anodo ao catodo formando uma corrente elétrica que alimenta a carga e os íons H^+ que caminham pelo eletrólito até o catodo onde se fundem com os íons O^- retirados do ar formando água. Essa reação produz calor que pode ser aproveitado para outro processo.

Pesquisas de desenvolvimento de novos tipos de células combustíveis estão sendo realizadas em todo o mundo por empresas de energia, montadoras de automóveis, fabricantes de equipamentos eletrônicos, universidades e centros de pesquisa especializados em energia alternativa, com o objetivo de diminuir os custos, as dimensões, aumentar a eficiência dos equipamentos e, para muitos países, diminuir a dependência de combustíveis fósseis, como o petróleo.

No contexto internacional, verifica-se a adoção de ações visando ampliar o aproveitamento de energias renováveis com uma progressiva redução no uso dos combustíveis fósseis, reestruturando a produção, a distribuição, o uso da energia e incorporando novas tecnologias. Neste cenário, o papel do hidrogênio será fundamental.

Já foram investidos mais de dois bilhões de dólares pelas grandes indústrias automobilísticas no desenvolvimento de automóveis movidos por células a combustível, prevendo-se a produção em massa para a nova geração de veículos movida a hidrogênio ainda no final desta década. A General Motors espera produzir até o ano de 2020, um milhão de automóveis movidos por células a combustível. Dentro de sete anos, será um mercado de 10 bilhões de dólares anuais.

Segundo o departamento de energia dos EUA, se o país utilizasse em 10% da sua frota, veículos movidos por células a combustível, a economia em petróleo seria de 800.000 barris por dia, correspondendo, por exemplo, a 13% das importações de petróleo deste país em 2003.

Há, portanto, um movimento em favor de uma economia baseada no hidrogênio, e não mais no petróleo. Uma nova infra-estrutura de armazenamento, distribuição e uso da energia deverá surgir como forma de distanciar o mundo de um regime energético baseado em combustíveis fósseis, limitando as emissões de CO₂ a apenas duas vezes o nível pré-industrial, minimizando os efeitos do aquecimento global na biosfera do planeta.

2.2.5 Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH, 2009)

De acordo com a resolução nº 394 de 04/12/1998 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), PCH (Pequena Central Hidrelétrica) é toda usina hidrelétrica de pequeno porte cuja capacidade instalada seja superior a 1 MW e inferior a 30 MW. Além disso, a área do reservatório deve ser inferior a 3km².

Uma PCH típica normalmente opera a fio d'água, isto é, o reservatório não permite a regularização do fluxo d'água. Com isso, em ocasiões de estiagem a vazão disponível pode ser menor que a capacidade das turbinas, causando ociosidade.

Em outras situações, as vazões são maiores que a capacidade de engolimento das máquinas, permitindo a passagem da água pelo verterdor.

Por esse motivo, o custo da energia elétrica produzida pelas PCHs é maior que o de uma usina hidrelétrica de grande porte (UHE-Usina Hidrelétrica de Energia), onde o reservatório pode ser operado de forma a diminuir a ociosidade ou os desperdícios de água.

Entretanto as PCHs são instalações que resultam em menores impactos ambientais e se prestam à geração descentralizada, sendo utilizadas principalmente em rios de pequeno e médio portes que possuam desníveis significativos durante seu percurso, com potência hidráulica suficiente para movimentar as turbinas.

As resoluções elaboradas pela ANEEL isentam os proprietários de PCHs conectados ao sistema até 2003, das taxas pelo uso da rede de transmissão e distribuição e também estão dispensados de remunerar municípios e Estados pelo uso dos recursos hídricos.

Caso sejam implantados no sistema isolado da Região Norte, podem também receber incentivo do fundo formado com recursos da Conta Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), para financiar os empreendimentos, caso substituam as geradoras térmicas a óleo diesel nos sistemas isolados da Região Norte.

2.2.6 Energia Solar Fotovoltaica (AMBIENTE BRASIL, 2009)

A Energia Solar Fotovoltaica é a energia da conversão direta da luz em eletricidade. O efeito fotovoltaico consiste em uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor produzida pela absorção da luz. A célula fotovoltaica é a unidade fundamental do processo de conversão e o custo desta célula tornou-se um grande desafio para a indústria e o principal empecilho para a difusão dos sistemas fotovoltaicos em larga escala. Porém, esta tecnologia está se tornando competitiva, tanto porque seus custos estão decrescendo, quanto porque a avaliação dos custos das outras formas de geração está sendo mais real, levando em conta fatores que eram anteriormente ignorados, como a questão dos impactos ambientais.

O uso desta tecnologia para o fornecimento de energia elétrica a comunidades isoladas onde o atendimento por meio da expansão do sistema elétrico convencional é economicamente inviável, tem impulsionado a busca e o desenvolvimento de fontes renováveis de energia. No Brasil, por exemplo, 15% da população não possui acesso à energia elétrica, pois habitam em núcleos populacionais esparsos e pouco densos, típicos das regiões Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

Portanto, no Brasil a geração de energia elétrica por conversão fotovoltaica teve um impulso notável, através de projetos privados e governamentais, atraindo interesse de fabricantes pelo mercado brasileiro. A quantidade de radiação incidente no Brasil é outro fator muito significativo para o aproveitamento da energia solar.

2.2.7 Energia Eólica

O aproveitamento da energia eólica, inicialmente, era realizada para sistemas de bombeamento de água e sistemas de moagem de grãos. A utilização da energia eólica para a produção de energia elétrica teve seu início no final do século XIX e, atualmente, o aproveitamento da energia eólica para a produção de eletricidade é a modalidade de geração que mais cresce no mundo (WWE, 2008). Como exemplo pode-se citar o fato de que na Europa no ano de 2007, 40% de toda a capacidade de geração instalada foi eólica (EWEA, 2008).

Ao final de 2008, segundo a Associação Mundial de Energia Eólica (em inglês: *World Wind Energy - WWE*), os Estados Unidos era o país com maior capacidade de geração eólica instalada, com 25.170 MW instalados, seguido da Alemanha com 23.902 MW instalados. Naquela classificação o Brasil estava em 24º em capacidade instalada. Atualmente, devido a incentivos governamentais (PROINFA) o Brasil apresenta uma potência de 414 MW (ANEEL, 2009) em geração eólica em operação, distribuída principalmente nas regiões Sul e Nordeste do país.

O crescente interesse em geração eólica se deve principalmente por se tratar de uma fonte energética renovável e limpa, e que dessa forma, pode ser utilizada para substituir fontes de combustíveis

fósseis e a energia nuclear (TOLMASQUIM, 2003).

Os sistemas eólicos podem ser empregados em sistemas isolados, sistemas híbridos e sistemas interligados à rede (TOLMASQUIM, 2003). Uma unidade de geração eólica moderna, que normalmente é conectada à rede elétrica, tipicamente tem a capacidade para produzir entre 1 e 3 MW de potência ativa, empregando turbina eólica com eixo horizontal (JENKINS, 1995) e quando diversas dessas unidades são operadas de forma conjunta, elas constituem um parque eólico.

Embora as grandes fazendas eólicas são conectadas normalmente nas mesmas redes que os geradores de grande porte tradicionais e, por conseguinte, devem atender critérios regulamentados pelos operadores do sistema, geradores eólicos de menor porte são normalmente conectados diretamente em redes de distribuição de energia elétrica como GD, incentivando o aproveitamento de áreas com ventos favoráveis e o aproveitamento de fontes renováveis de energia elétrica.

2.3 Perspectivas de Uso da GD no Brasil

No Brasil existem algumas áreas bastante favoráveis à utilização de GD. A região Nordeste é uma forte candidata no que se refere à utilização da geração eólica e o Rio de Janeiro, devido à disponibilidade de gás natural. Em diversas localidades a presença de pequenas quedas d'água próximas às comunidades rurais enseja o aproveitamento energético através de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). No Brasil, o uso da biomassa e células solares também constituem opções a serem consideradas (GOMES et al., 2000).

Em particular, a facilidade de uso e a disponibilidade de gás natural tem provocado grande interesse pela geração de energia elétrica e térmica a partir do uso do mesmo, sendo que muitas indústrias e até conglomerados comerciais já a adotaram. Grandes condomínios de apartamentos também estão sendo procurados por empresas particulares para este fim (GOMES et al., 2000).

Entretanto, com o aumento deste tipo de geração, surgirão novos problemas e desafios relativos ao despacho da geração e ao armazenamento da energia gerada em determinadas condições. Segundo Gomes (GOMES et al., 2000), enquanto o número e o montante destes tipos de geração for pequeno, em relação à carga local, o problema pode ser administrado sem grandes preocupações.

2.4 Problemas e Desafios

Os principais aspectos que caracterizam uma rede típica de distribuição são:

- tem topologia tipicamente radial;

- o fluxo de potência ativa é unidirecional, sendo seu sentido da subestação alimentadora para as cargas conectadas ao longo do alimentador (o fluxo de potência reativa não chega a ter exatamente o mesmo comportamento);
- em geral, a relação X/R (X-reatância e R-resistência) é baixa. Em (ACKERMANN; KNYAZKIN, 2002) são apresentados valores típicos de X/R que estão na faixa de 0,306 a 1,43;
- o perfil de tensão é decrescente ao longo do alimentador e diretamente proporcional ao aumento da distância da subestação à carga;
- a potência de curto-circuito é também decrescente à medida que aumenta a distância em relação à subestação.

Embora a inserção de novas tecnologias contribua para a solução de problemas importantes, normalmente aparecem novos desafios relativos ao uso dos novos procedimentos. Alguns desses novos problemas são:

- A modelagem local do sistema de distribuição

Do ponto de vista da análise de sistemas de transmissão, o sistema de distribuição normalmente é modelado como uma carga equivalente no ponto de conexão da transmissão com a distribuição. Havendo geradores e armazenadores de energia nos sistemas de distribuição, existe a necessidade de uma representação adequada da rede elétrica para se avaliar o impacto das mudanças de localização da geração, quanto a segurança dinâmica do sistema (GOMES et al., 2000). Sendo assim, são necessários modelos que traduzam o efeito da geração distribuída e que sejam de fácil manuseio.

- Interação sistêmica em regime dinâmico

Se o sistema de distribuição for modelado como uma carga, não é possível verificar a interação do mesmo com o sistema externo. Mesmo nas condições em que o crescimento local da carga possa ser suprido por geração local adicional (onde os fluxos na rede de transmissão em regime permanente não são alterados), durante condições transitórias, a geração e a carga adicionais no sistema de distribuição forçosamente interagem com os geradores do sistema interligado, modificando assim o desempenho transitório do sistema como um todo (GOMES et al., 2000).

- Problemas intrínsecos à fonte primária de energia

A sazonalidade da fonte primária de energia constitui um obstáculo a ser levado em conta.

- Problemas operacionais

Em (GOMES et al., 2000) é proposto um indicador para avaliar o grau de penetração (GP) da geração distribuída num dado sistema, expresso pela equação (2.1):

$$GP(\%) = \frac{PG}{P + PG} \cdot 100 \quad (2.1)$$

onde:

P é a carga suprida por geração externa;

PG é a nova carga, suprida por geração local.

Em geral, quanto maior o grau de penetração (vide Eq.(2.1)), maior será a dificuldade para se realizar o pré-despacho e o despacho das usinas convencionais, em função das flutuações da potência proveniente da geração distribuída, ou seja, será grande a dificuldade em se prever a potência a ser gerada pelos geradores distribuídos para as próximas horas. No caso eólico, por exemplo, esse problema depende do regime de ventos. Identifica-se a necessidade de haver reserva de geração para compensar súbitas e rápidas quedas na geração distribuída (GOMES et al., 2000).

Capítulo 3

Breve Revisão Bibliográfica

Na literatura podem ser encontradas diferentes metodologias para resolver o problema de alocação de geração distribuída, as quais carecem de estudo e análise para se decidir qual deve ser utilizada de acordo com critérios como precisão e esforço computacional que se espera atingir.

Baseados em simulações computacionais onde não se faz qualquer tipo de simplificação, têm sido propostos métodos que resultam em todas as alternativas possíveis para se conectar geradores nas redes de distribuição e que por meio de critérios predefinidos, é possível determinar a melhor solução para o problema em questão.

Gallardo (GALLARDO, 2005) apresentou um estudo do impacto sobre o desempenho em regime permanente das redes de distribuição quando nelas são conectados geradores síncronos.

Tais estudos basearam-se em simulações estáticas, onde se considerou a conexão de GD com diferentes níveis de geração em todas as barras do sistema, sendo que após a conexão na primeira barra, era obtido através de um fluxo de potência o estado de operação da rede, então voltava-se para o caso base e reconectava-se o gerador na próxima barra, até o fim das barras de carga, obtendo-se todos os estados de operação para posterior obtenção dos índices relativos aos impactos dessas GDs. Os impactos abordados foram nas variações no perfil de tensão do sistema em regime permanente e nas perdas de potência ativa e reativa e ainda, alterações na estabilidade de tensão.

Com base nos resultados foram criados índices matemáticos que permitem avaliar o impacto desses geradores no desempenho do sistema:

- Um índice baseado no critério de variação do perfil de tensão indica as barras do sistema onde a instalação de um gerador contribui para a melhoria do respectivo perfil de tensão.
- Um índice baseado no critério de sensibilidade de tensão determina as barras mais sensíveis do ponto de vista da magnitude da tensão na presença do gerador.

- Dois índices baseados no critério de perdas elétricas, um para a potência ativa e outro para a reativa, mostram o estado das perdas após a inserção do gerador.
- Um índice baseado no critério de estabilidade de tensão determina a influência da conexão do gerador neste quesito.

Foi também proposto um índice global, composto por uma combinação ponderada dos antecessores, de acordo com critérios definidos, buscando-se assim os melhores pontos para a alocação dos geradores levando em consideração todos os fatores supracitados.

A principal desvantagem do método é o significativo esforço computacional, sendo necessários diversos cálculos de fluxo de potência, para diversos níveis de carregamento e modos de operação dos geradores.

Alternativamente, há os métodos analíticos que permitem avaliar rapidamente um determinado aspecto técnico, sem a necessidade de recorrer a simulações computacionais, uma vez que a grandeza que se deseja analisar é apresentada explicitamente em função de outras variáveis. As expressões analíticas fornecem uma solução simples, com as análises necessárias para operação e instalação de geradores em sistemas de energia elétrica.

Em Ayres (AYRES et al., 2009) é apresentado um método analítico baseado em sensibilidades para a estimação da máxima quantidade de potência que os geradores distribuídos podem injetar em cada barra do sistema, sem causar violação dos limites de tensão, usando uma operação matricial e uma solução de fluxo de potência. O método linearizado é baseado nas determinações das sensibilidades de tensão com relação às injeções de potência ativa e reativa.

Através do uso das matrizes L_{eq} (3.2) e H_{eq} (3.3), ambas desenvolvidas a partir das sensibilidades obtidas através da matriz Jacobiana (3.1), pode-se determinar quanto de injeção de potência ativa, ou de potência reativa, ou até mesmo, parcelas de ambas (3.4) influenciarão nas tensões das barras do sistema. Através dos resultados obtidos é possível avaliar os impactos causados no perfil de tensão devido à inserção do gerador.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \Theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \begin{cases} \Delta P = H \cdot \Delta \Theta + N \cdot \Delta V \\ \Delta Q = M \cdot \Delta \Theta + L \cdot \Delta V \end{cases} \quad (3.1)$$

$$\begin{cases} \Delta\Theta = -H^{-1} \cdot N \cdot \Delta V \\ \Delta Q = M \cdot (-H^{-1} \cdot N) \cdot \Delta V + L \cdot \Delta V \\ \Delta Q = (L - M \cdot H^{-1} \cdot N) \cdot \Delta V \\ L_{eq} = L - M \cdot H^{-1} \cdot N \end{cases} \quad (3.2)$$

$$\begin{cases} \Delta\Theta = -M^{-1} \cdot L \cdot \Delta V \\ \Delta P = H \cdot (-M^{-1} \cdot L) \cdot \Delta V + N \cdot \Delta V \\ \Delta P = (N - H \cdot M^{-1} \cdot L) \cdot \Delta V \\ H_{eq} = N - H \cdot M^{-1} \cdot L \end{cases} \quad (3.3)$$

$$V = V^0 + \Delta V_{P_{GD}} + \Delta V_{Q_{GD}} \quad (3.4)$$

Uma terceira opção são os algoritmos genéticos (AGs) que se baseiam em uma técnica de busca utilizada em ciência da computação para encontrar soluções aproximadas em problemas de otimização e busca, cujo idealizador é o americano John Henry Holland ¹. Algoritmos genéticos são uma classe particular de algoritmos evolutivos que usam técnicas inspiradas na biologia evolutiva como hereditariedade, mutação, seleção natural e recombinação (*crossing over*).

Algoritmos genéticos são um conjunto de algoritmos de busca baseados no mecanismo de seleção natural e genética natural, tendo como objetivo evoluir a partir de um conjunto de soluções iniciais pobres para um conjunto de soluções aceitáveis. A evolução geralmente se inicia a partir do conjunto de soluções criado aleatoriamente e é realizada por meio de gerações. A cada geração, a adaptação de cada solução na população é avaliada, alguns indivíduos são selecionados para a próxima geração, e recombinados (processo de mutação) para formar uma nova população. A nova população então é utilizada como entrada para a próxima iteração do algoritmo (WIKIPÉDIA, 2009).

Algoritmos genéticos diferem dos algoritmos tradicionais de otimização em basicamente quatro aspectos:

- baseiam-se em uma codificação do conjunto das soluções possíveis, e não nos parâmetros da otimização em si;
- os resultados são apresentados como uma população de soluções e não como uma solução única;
- não necessitam de nenhum conhecimento derivado do problema, apenas de uma forma de avaliação do resultado;

¹**John Henry Holland** nascido em 2 de fevereiro de 1929 - Fort Wayne - USA é um cientista e professor nos cursos de Psicologia, Engenharia Elétrica e Ciência da Computação da Universidade de Michigan, em Ann Arbor. Ele é o pioneiro em sistemas complexos e ciência não-linear. É conhecido por ter criado os algoritmos genéticos

- usam transições probabilísticas e não regras determinísticas (GOLDBERG, 1989).

Rahman e outros (RHAMAN; RAHIM; MUSIRIN, 2004) propuseram um método baseado em algoritmos genéticos para determinar o melhor ponto de conexão dos geradores de modo a minimizar as perdas do sistema. Foi observado que os índices de sensibilidade estão relacionados com as mudanças nos níveis de tensão, devido às variações das potências ativa e reativa injetadas. As barras escolhidas correspondem às que possuem maior sensibilidade.

Entretanto, também é possível abordar o problema de alocação de GD inserido no contexto de problemas de otimização, caracterizados por situações em que se deseja maximizar ou minimizar uma função numérica composta por diversas variáveis sob diferentes restrições. Todas as funções e restrições dependem dos valores assumidos pelas variáveis ao longo do procedimento de otimização.

As técnicas clássicas de otimização são conhecidas há décadas, mas a sofisticação dos recursos computacionais desenvolvidos nos últimos anos, tem motivado avanços significativos nestas técnicas, aliado ao fato de que os problemas estão cada vez mais complexos. Elas são confiáveis mas podem apresentar algumas dificuldades numéricas e problemas de robustez relacionados com a falta de continuidade das funções a serem otimizadas ou de suas restrições.

Dentre elas, destaca-se a técnica de otimização *particle swarm* (PSO - *Particle Swarm Optimization*) desenvolvida por Kennedy e Eberhart (KENNEDY; EBERHART, 1998), a qual, traduzida para o português como otimização por nuvem de partículas ou enxame de partículas, é uma técnica baseada no comportamento social das aves. Fazendo uma analogia, cada ave corresponde a uma partícula (ou indivíduo), a “área sobrevoada” é equivalente ao espaço de busca e encontrar o alimento ou o ninho corresponde a encontrar o ótimo. Ao observar o comportamento do grupo, constatou-se que o bando encontra alimento por meio do esforço conjunto e não individualmente, podendo-se inferir que cada informação é compartilhada dentro do grupo, e assim, o comportamento é influenciado pela experiência acumulada por cada ave bem como pelo resultado da experiência acumulada pelo grupo (comportamento social).

Krueasuk e Ongsakul (KRUEASUK; ONGSAKUL, 2006) propuseram uma metodologia baseada em PSO para se determinar a melhor alocação dos geradores distribuídos, visando minimizar as perdas totais do sistema. Tendo como dados de entrada os parâmetros dos ramos e das barras do sistema e também os limites de tensão nas barras, as perdas do sistema foram calculadas utilizando um método de fluxo de carga baseado na metodologia *back-forward-sweep* (CHENG; D.SHIRMOHAMMADI, 1995). Aleatoriamente gera-se uma população inicial de partículas com posições e velocidade aleatória e a solução ótima é atingida comparando-se a solução do indivíduo com a do grupo. A metodologia consegue minimizar as perdas de potência ativa do sistema, satisfazendo os limites de fluxos e restrições das linhas.

Na literatura técnica também podem ser encontrados problemas resolvidos com base em métodos

heurísticos. De acordo com a norma ANSI/IEEE STD 100-1984, heurísticas são regras indicativas desenvolvidas através da intuição, experiência e bom senso, obtidas por aproximações sucessivas, avaliando-se os progressos alcançados, até que algum critério pré-estabelecido seja atendido.

Trata-se de métodos em que, embora a exploração seja feita de forma algorítmica, o progresso é obtido pela avaliação puramente empírica do resultado.

Métodos heurísticos são intuitivos, fáceis de entender, e simples de implementar se comparados aos métodos analíticos. Através de métodos heurísticos percebe-se ganhos significativos de eficácia, principalmente em termos da eficiência computacional.

As técnicas heurísticas são usadas, por exemplo, nos problemas em que a complexidade da solução do algoritmo disponível é a função exponencial de algum parâmetro, pois quando o valor deste cresce, o problema torna-se bem mais complexo (WIKIPÉDIA, 2009) .

As técnicas heurísticas não asseguram as melhores soluções, mas somente soluções válidas, apesar de aproximadas e frequentemente não é possível justificar em termos estritamente lógico a validade do resultado.

A metodologia formulada por Guedes (GUEDES, 2006) visou encontrar a alocação ótima das unidades de geração distribuída e os respectivos níveis de geração de potência ativa e reativa injetadas na rede elétrica por essas unidades. No trabalho há comparações da metodologia usando unidades de geração distribuída versus bancos de capacitores e em ambos os casos, o objetivo foi minimizar as perdas totais do sistema. Foi observado que a variação da potência ativa acarreta uma variação quadrática nas perdas, tendo sido utilizado o método de aproximação quadrática para a obtenção das potências ativa e reativa ótimas a serem injetadas pela GD, de modo a se obter a menor perda de energia do sistema considerado. Após comparações entre alocação de GD e bancos de capacitores, a autora constatou que com GD os resultados foram bem melhores.

Cano (CANO, 2007) fez uso de otimização multi-objetivo *fuzzy* com o intuito de procurar a melhor barra para a conexão de geradores nas redes de distribuição. Na modelagem do problema foram consideradas questões técnicas como: minimização das funções que representam as quedas de tensão, a maximização da capacidade de curto-circuito, a minimização das perdas do sistema e também questões econômicas como a minimização da função de custo de operação do sistema, modelando todas as variáveis como funções de pertinência relativas a grandezas nebulosas. Por fim, foram comparados os resultados de seu método com um método analítico, tendo concluído que seu método levava em consideração aspectos técnicos e econômicos, ignorados por outras metodologias, sendo ainda possível incluir em seu modelo o dimensionamento da GD, caso se queira um estudo mais aprofundado.

Finalmente, há publicações cujos autores visam realizar estudos técnico-econômicos com o objetivo de analisar questões como vantagens, desvantagens, grau de penetração, localização do gerador

e impactos econômicos.

Salman (SALMAN, 1996) abordou o controle de tensão e as perdas do sistema tendo concluído que o controle de tensão depende da localização, magnitude e das condições de operação das unidades. Em relação às perdas, notou-se que elas podem ser reduzidas dependendo da magnitude de potência que a GD injeta no sistema, em relação às cargas conectadas no local da geração. Assim sendo, foi concluído que as reduções das perdas e o controle da tensão dependem de fatores como a localização das unidades, a topologia da rede e o total de cargas conectadas ao sistema em questão.

Gomes e outros (GOMES et al., 2000) analisaram as vantagens e desvantagens da conexão de geradores independentes nos sistemas de distribuição de energia elétrica, avaliando os problemas e as perspectivas da utilização dessa tecnologia no Brasil. Foram abordados aspectos relacionados com o aumento de produção de energia elétrica em relação ao total de geração no suprimento a um dado sistema e proposto um índice capaz de indicar o grau de penetração da geração distribuída num determinado sistema.

3.1 Escolha da Metodologia

As duas principais características da imperfeição da informação - a imprecisão e a incerteza - são antagônicas, pois quanto maior a incerteza menor a imprecisão e vice-versa. Para uma informação segura do tipo: um determinado ônibus passará entre 5 h e 6 h, assume-se que não existe incerteza, porém a precisão é considerada baixa. Ao se diminuir a imprecisão, por exemplo, afirmando que aquele ônibus passará às 5:35 h, aumenta-se o grau de incerteza da informação. Uma informação imprecisa também pode ser vaga, por exemplo, quando se diz que o ônibus passará “por volta de 5:30 h”.

Classicamente, as teorias mais conhecidas para se tratar os aspectos de imprecisão e incerteza, são as teorias dos conjuntos (SAMPAIO, 2009) e das probabilidades (MATTOS, 2009). Porém, nem sempre é possível, através de alguma destas teorias, captar toda a informação fornecida por seres humanos.

A teoria dos conjuntos nebulosos foi desenvolvida na década de 60 por Lotfi Zadeh, para tratar do aspecto vago da informação (ZADEH, 1965). Em 1978, Lotfi Zadeh apresentou a teoria das possibilidades (ZADEH, 1978), para tratar a incerteza da informação e que por ser menos restritiva, pode ser considerada mais adequada para o tratamento de informações fornecidas por seres humanos.

A lógica nebulosa (*fuzzy logic*) possibilita aproximar a lógica executada pelas máquinas com a do raciocínio humano (NAKAJIMA et al., 2003), isto é, fazer com que uma máquina apresente decisões “abstratas”, do tipo “mais ou menos”, “talvez sim”, e outras inúmeras variáveis que representam as decisões humanas. Respostas como um simples “sim” ou um “não” em determinadas questões podem

ser insuficientes ou mesmo incorretas.

Sendo possível representar o conhecimento do operador do sistema, através da utilização dos conjuntos nebulosos, traduzindo linguisticamente o conhecimento humano, pode-se facilmente utilizar a experiência humana adquirida na operação das redes de distribuição, de modo que a lógica nebulosa demonstra ser uma metodologia adequada para resolução do problema em questão.

Uma vez que a pesquisa norteadora desta dissertação de mestrado focou a aplicação de lógica nebulosa com vistas a propor uma alternativa menos dispendiosa do ponto de vista computacional para a análise da inserção de GD em redes de distribuição de energia elétrica, o próximo capítulo foi dedicado aos tópicos: Lógica Nebulosa e Conjuntos Nebulosos.

Capítulo 4

Lógica Nebulosa

4.1 Breve histórico da Lógica Nebulosa

Na década de 60, Lofti A. Zadeh, professor em engenharia elétrica e ciência da computação da Universidade da Califórnia em Berkeley, desenvolveu uma variação da tradicional teoria dos conjuntos e lógica booleana e publicou em 1965, um artigo com conceitos sobre conjuntos nebulosos (ZADEH, 1965). Ainda durante a primeira década, no Japão, pesquisadores esforçaram-se para estender os fundamentos da lógica nebulosa, introduzindo conceitos novos e desenvolvendo outras abordagens da teoria, como as relações nebulosas, as variáveis linguísticas, a álgebra com números nebulosos, etc (ORTEGA; MASSAD, 2001).

Em 1972 formou-se no Japão o primeiro grupo de pesquisa em sistemas nebulosos, que se reunia mensalmente para discussões sobre o assunto, e que foi responsável pelo primeiro simpósio em sistemas nebulosos no Japão (BANSAL, 2003). Em 1975, o professor Ebrahim Mamdani e seu estudante de doutorado Sedrak Assilian, do Queen Mary College, em Londres, obtiveram sucesso utilizando lógica nebulosa para controlar o funcionamento de uma máquina a vapor, sendo que o controle desta máquina foi feito sem aplicação de fórmulas, segmentando o problema com a utilização de regras nebulosas, o que chamou a atenção dos pesquisadores de todo o mundo e impulsionou uma série de aplicações da lógica nebulosa em problemas de engenharia (BANSAL, 2003).

Em 1985 ocorreu o desenvolvimento do primeiro *chip* nebuloso por Masaki Togai e Hiroyuke Watanabe, no laboratório Bell (EUA), que apresentaram seu trabalho na Conferência de Miami Beach (TOGAI; WATANABE, 2009). Após este evento, muitas empresas japonesas mostraram interesse em inserir o *chip* nebuloso em seus sistemas, mas a idéia de comercializar o *chip* foi rejeitada pela Bell (MCNEILL; FREIBERGER, 1993).

Em 1987 foi inaugurado com sucesso o primeiro trem controlado com lógica nebulosa no sistema de metrô de Sendai, no Japão. Em 1988 controladores nebulosos dedicados começaram a ser

comercializados pela Omron Tateshi Eletrônicos, empresa japonesa que teve um papel fundamental nas aplicações de lógica nebulosa no Japão, com 107 das 389 patentes do país até setembro de 1990 (MCNEILL; FREIBERGER, 1993). E foi em 1990 que a teoria alcançou popularidade com o lançamento no mercado da primeira máquina de lavar roupas nebulosa produzida pela Matsushita Electric Industrial Co. Hoje é possível encontrar, principalmente no Japão, diferentes tipos de eletrodomésticos cujo funcionamento é baseado em controle nebuloso (ORTEGA; MASSAD, 2001).

As aplicações de lógica nebulosa são abrangentes como se pode ter uma idéia com esse breve histórico, e dentre os fatores que contribuem para isso, pode-se destacar a capacidade da lógica nebulosa de desenvolver raciocínios próximos ao do ser humano, e da facilidade de absorver o conhecimento humano com a utilização de variáveis linguísticas.

4.2 Conjuntos Nebulosos

Quando se decide que um dado elemento de um universo de discurso (domínio) pertence ou não a um determinado conjunto é porque está sendo aplicada a teoria clássica de conjuntos. Entretanto, na teoria dos conjuntos nebulosos existe um grau de pertinência de cada elemento a um determinado conjunto, como descrito a seguir.

Conjuntos nebulosos caracterizam-se por não possuírem fronteiras bem definidas e isto é o que os difere dos conjuntos clássicos, os quais apresentam limitações para solucionar problemas onde as transições de uma classe para outra acontecem de forma suave, ou seja, não ocorre na forma tradicional da lógica binária. Por exemplo, com relação ao número “5” pode-se afirmar com clareza que ele pertence ao conjunto dos números naturais, porém se lidarmos com o conjunto de pessoas altas, uma pessoa com 1,70 metros de altura, seria considerada como pertencente a esse conjunto ou não? Enquanto na teoria clássica dos conjuntos, um dado elemento do universo de discurso (domínio) pertence ou não ao referido conjunto, na teoria dos conjuntos nebulosos cada elemento possui um grau de pertinência associado a um determinado conjunto, podendo um determinado elemento possuir valor de pertinência entre 0 (totalmente excluído) e 1 (totalmente membro), sendo que o valor de pertinência expressa o grau de compatibilidade de cada elemento com as propriedades ou características do referido conjunto.

Ao se estabelecer, por exemplo, que um conjunto nebuloso A do universo de discurso é definido por uma função de pertinência $\mu_A(x) : U \rightarrow [0; 1]$, tem-se que essa função associa a cada elemento x de U o grau $\mu_A(x)$, com o qual x pertence a A (ZADEH, 1965). A função de pertinência $\mu_A(x)$ indica o grau de compatibilidade entre x e o conceito expresso por A , sendo que:

- $\mu_A(x) = 1$ indica que x é completamente compatível com A ;

- $\mu_A(x) = 0$ indica que x é completamente incompatível com A ;
- $0 < \mu_A(x) < 1$ indica que x é parcialmente compatível com A , com grau $\mu_A(x)$.

A princípio qualquer função da forma $\mu_A(x) : U \rightarrow [0, 1]$ descreve uma função de pertinência associada a um conjunto nebuloso A , a qual depende não somente do conceito a ser representado, como também do contexto no qual é usado, sendo escolhida pelo usuário com base em sua experiência ou através de um processo de otimização a partir de dados experimentais e/ou obtidos por simulação.

As funções de pertinência podem ser tanto funções lineares por partes quanto não-lineares, e representadas através de vários tipos de funções gráficas como por exemplo: trapezoidal (Figura 4.1), triangular (Figura 4.2), sinusoidal (Figura 4.3) e sigmoidal (Figura 4.4).

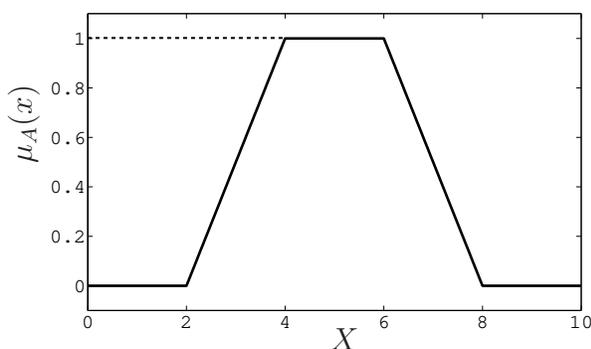


Figura 4.1: Função de Pertinência Trapezoidal

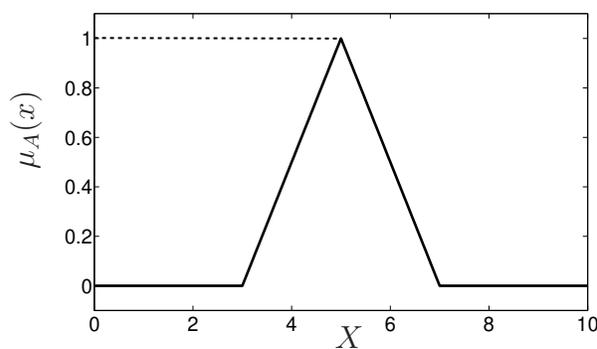


Figura 4.2: Função de Pertinência Triangular

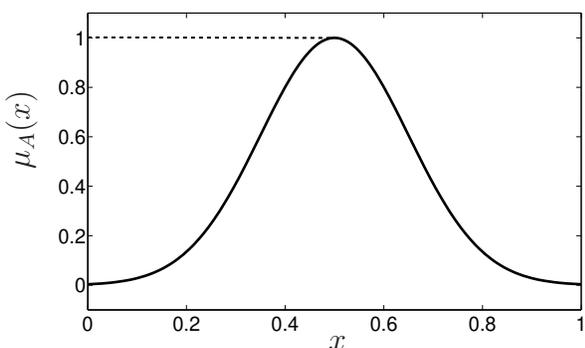


Figura 4.3: Função de Pertinência Sinusoidal

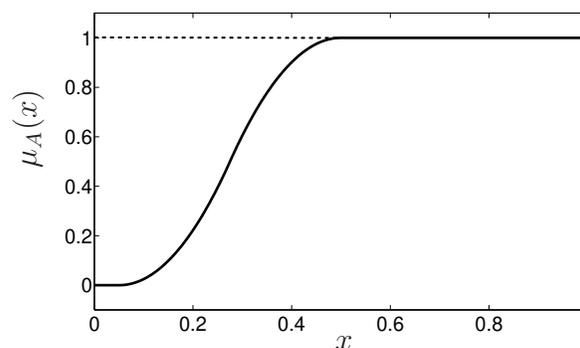


Figura 4.4: Função de Pertinência Sigmoidal

4.3 Conjuntos Nebulosos - Definições (PEDRYCZ; GOMIDE, 1998)

4.3.1 Suporte de um conjunto nebuloso

O suporte de um conjunto nebuloso é formado pelos elementos x do universo de discurso X que apresentam grau de pertinência $\mu_A(x)$ não-nulo.

$$S_A = \{x \in X \mid \mu_A(x) > 0\} \quad (4.1)$$

O suporte é dito ser compacto se o seu tamanho é menor que o universo de discurso e não-compacto no caso de ser maior. A definição de suporte para um conjunto nebuloso é importante, pois se forem considerados como pertencentes a um determinado conjunto nebuloso os elementos com $\mu_A = 0$ ter-se-ia uma quantidade muito grande de elementos nesse conjunto, dependendo do caso, até mesmo infinita.

4.3.2 Altura de um Conjunto Nebuloso

A altura H_A de um conjunto nebuloso A é o elemento x pertencente ao universo de discurso X com maior grau de pertinência $\mu_A(x)$ definida na forma:

$$H_A = \max_{x \in X} \mu_A(x) \quad (4.2)$$

Um conjunto é definido como normal se $H_A = 1$ e subnormal se $H_A < 1$.

4.3.3 Cardinalidade de um Conjunto Nebuloso

A cardinalidade $|A|$ de um conjunto nebuloso A é definida na forma:

$$|A| = \sum_{x \in X} \mu_A(x) \quad (4.3)$$

para um universo de discurso discreto (Figura 4.5) e,

$$|A| = \int_x \mu_A(x) dx \quad (4.4)$$

para um universo de discurso contínuo (Figura 4.6).

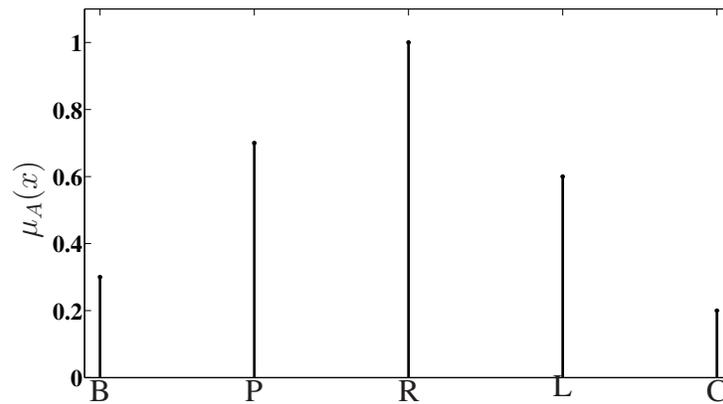


Figura 4.5: Universo de discurso discreto - Cor de Cabelo

B - branco P - preto R - ruivo L - loiro C - castanho

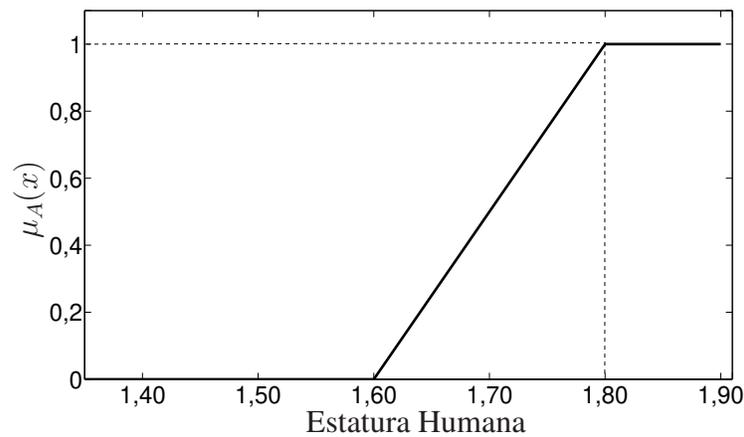


Figura 4.6: Universo de discurso contínuo - Estatura humana (m)

4.3.4 Conjunto Corte

O conjunto clássico A_α de elementos que pertencem ao conjunto nebuloso A até pelo menos o grau α $[0,1]$ é chamado de conjunto corte A_α e é definido como:

$$A_\alpha = \{x \in X | \mu_A(x) \geq \alpha\} \quad (4.5)$$

4.4 Operações com Conjuntos Nebulosos (LEE, 1990)

Sejam A e B conjuntos nebulosos em X , com graus de pertinência $\mu_A(x)$ e $\mu_B(x)$, respectivamente. As operações de união, intersecção e complemento são definidas através de suas funções de pertinência.

4.4.1 União

A função de pertinência $\mu_{A \cup B}$ da união $A \cup B$, apresentada na Figura 4.7, é definida para todo $x \in X$ na forma:

$$(A \cup B)(x) = \max[\mu_A(x), \mu_B(x)] \quad \forall x \in X \quad (4.6)$$

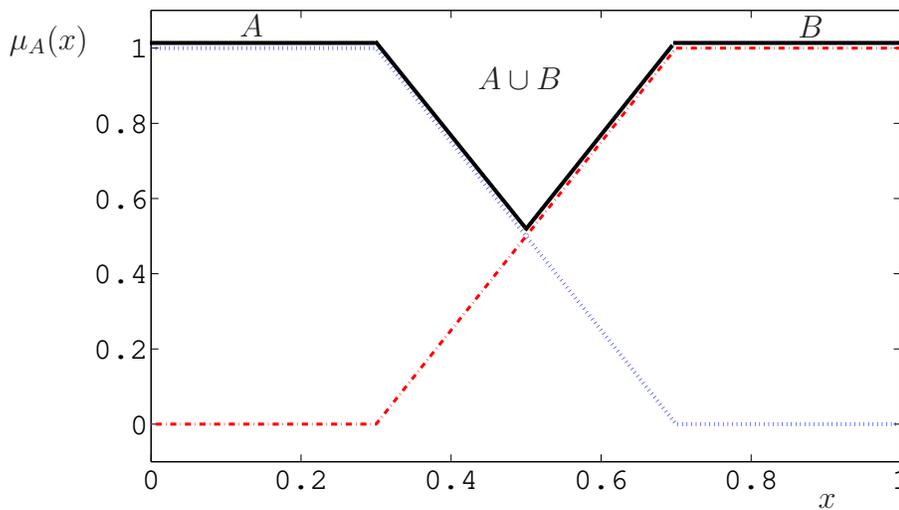


Figura 4.7: União Nebulosa

4.4.2 Intersecção

A função de pertinência $\mu_{A \cap B}$, apresentada na Figura 4.8, é definida para todo $x \in X$ na forma:

$$(A \cap B)(x) = \min[\mu_A(x), \mu_B(x)] \quad \forall x \in X \quad (4.7)$$

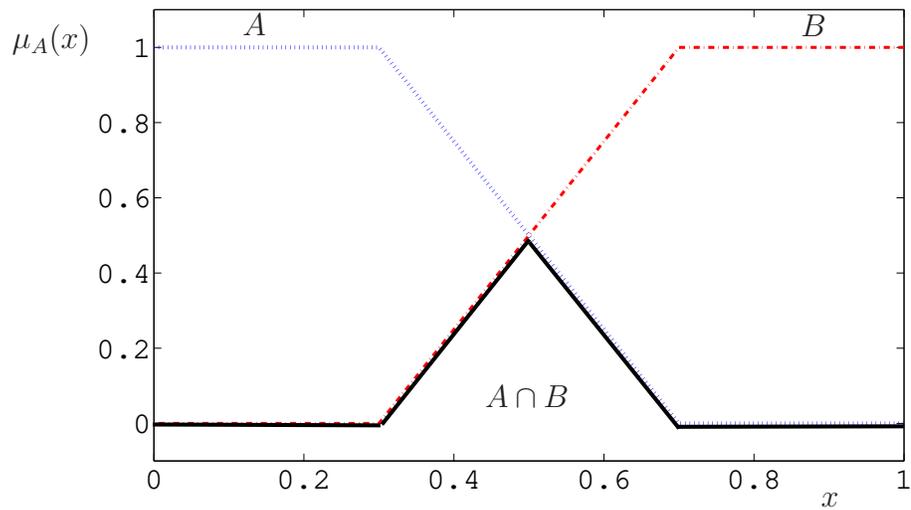


Figura 4.8: Intersecção Nebulosa

4.4.3 Complemento

A função de pertinência $\mu_{\bar{A}}(x)$ do complemento do conjunto A apresentada na Figura 4.9, é definida para todo $x \in X$ na forma:

$$\mu_{\bar{A}}(x) = 1 - \mu_A(x) \quad \forall x \in X \quad (4.8)$$

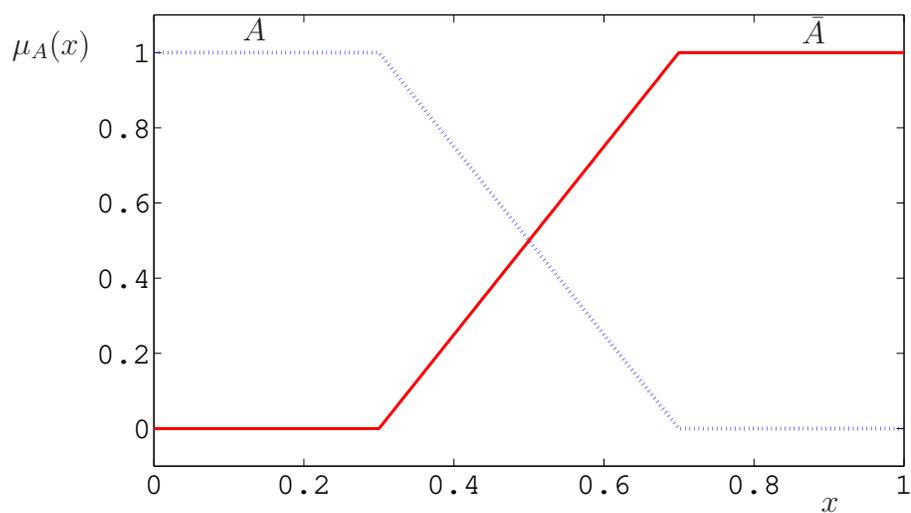


Figura 4.9: Complemento Nebuloso

4.5 Variáveis Linguísticas

Uma importante vantagem em fazer-se uso da lógica nebulosa é a possibilidade de modelar a linguagem natural na forma de um conjunto de números, possibilitando assim, a interpretação computacional. Zadeh definiu as variáveis linguísticas como variáveis às quais os valores são palavras em linguagem natural ou artificial (LARA, 1999). Se por exemplo o significado do substantivo “pessoa” é um conjunto *fuzzy* e o significado do adjetivo “alta” é também um conjunto *fuzzy*, então o significado do nome “pessoa alta” é dado pela intersecção da variável “pessoa” com a variável “alta”. Se este tipo de adjetivo for considerado como uma variável, então os valores: alto, baixo, normal, muito alto/baixo, podem ser interpretados como rótulos de conjuntos *fuzzy* de um universo de discurso de objetos. Neste sentido o atributo da “altura” é uma variável *fuzzy*. Esse conceito é importante para entendermos que a caracterização de uma variável como a altura através de uma variável linguística é mais precisa do que o valor numérico em particular.

As variáveis linguísticas são expressas dentro de um certo domínio de valores e em geral, é o especialista quem define esse domínio e realiza sua participação. Em (ORTEGA; MASSAD, 2001) constata-se como o papel do especialista torna-se fundamental na modelagem nebulosa.

Na Figura 4.10 tem-se um exemplo de variável linguística, em que se representa o fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão.

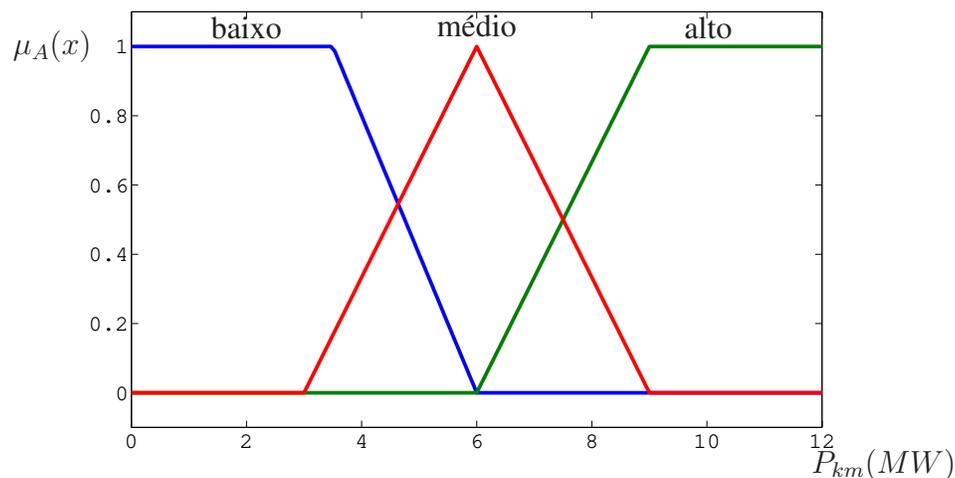


Figura 4.10: Exemplo de Variável Linguística

O nome da variável é fluxo e os termos linguísticos que atribuem um significado a fluxo são: “baixo”, “médio” e “alto”, e o domínio (X) da variável é o intervalo $[0, 12]$. Cada termo linguístico tem a ele associado um conjunto nebuloso que o caracteriza. Neste exemplo, a variável é medida através de instrumentos e representada através de variáveis linguísticas.

4.6 Sistema Nebuloso

Um sistema nebuloso é capaz de trabalhar simultaneamente com dados numéricos e conhecimento linguístico. A principal vantagem desse tipo de sistema é que embora os valores da entrada e da saída sejam valores numéricos (*crisp*), o conjunto de regras permite uma abordagem qualitativa do problema representada por variáveis linguísticas. A Figura 4.11 mostra um tipo de sistema nebuloso muito utilizado.

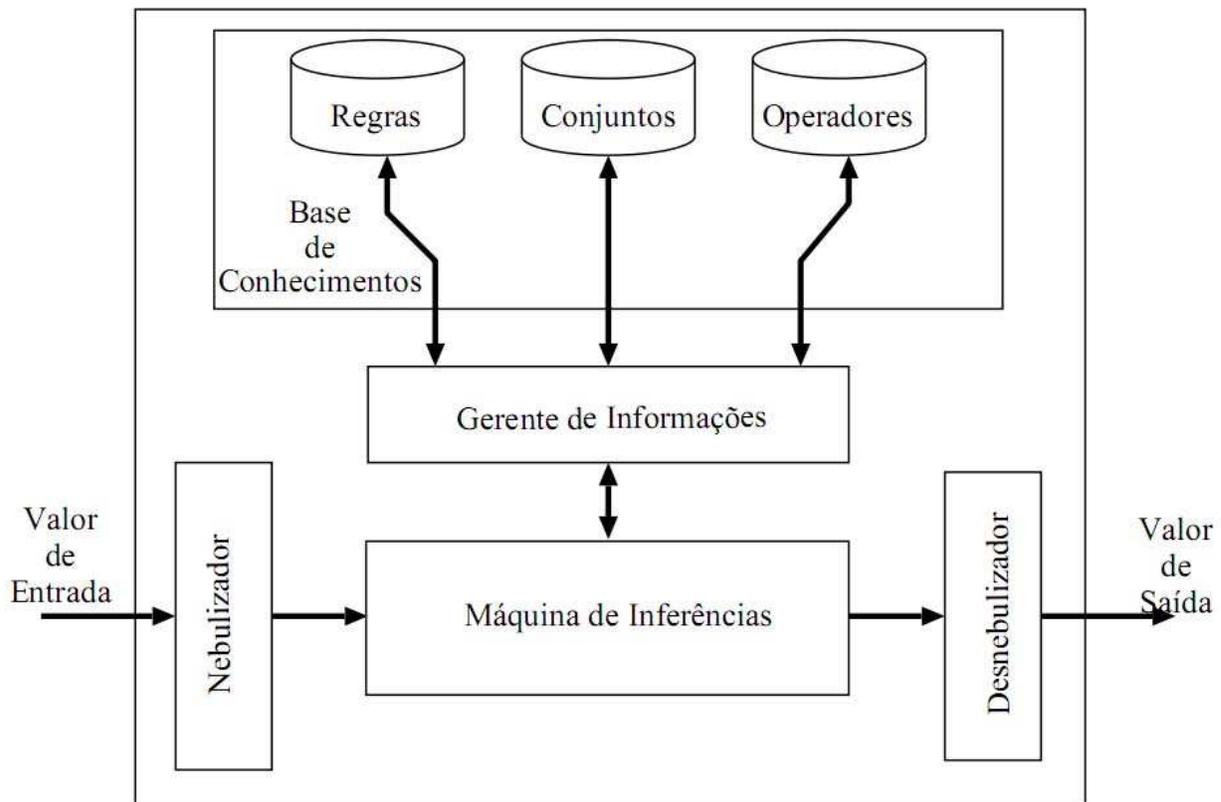


Figura 4.11: Sistema Nebuloso (CRUZ, 2004)

O sistema nebuloso retirado de (CRUZ, 2004) e apresentado na Figura 4.11 é composto por quatro principais elementos: nebulizador, gerente de informações, máquina de inferência e desnebulizador. Sua construção é feita seguindo-se estes passos:

1. Definir Entradas e Saídas (Variáveis Nebulosas)
 - Definir faixas de valores (Universo de discurso)
 - Dividir o universo de discurso em conjuntos nebulosos (Rótulos)
 - Definir a semântica dos conjuntos (Funções de Inclusão)

2. Construir a Base de Regras
3. Simular o Sistema
4. Testar o Sistema

4.6.1 Nebulizador (CRUZ, 2004)

Transforma as entradas em conjuntos nebulosos, necessárias para ativação das regras que são descritas em termos de variáveis linguísticas. A etapa de nebulização consiste na associação de graus de pertinência para as variáveis de acordo com as funções de pertinência de cada conjunto nebuloso.

4.6.2 Desnebulizador (CRUZ, 2004)

Transforma o valor nebuloso de saída em um valor numérico (*crisp*).

4.6.3 Gerente de informações

Obtém da base de conhecimentos informações sobre como as regras devem ser implementadas.

4.6.4 Base de conhecimentos

A base de conhecimento consiste de uma base de dados e uma base de regras, de maneira a caracterizar a estratégia de controle e as suas metas.

Na base de dados ficam armazenadas as definições sobre discretização e normalização dos universos de discurso e também as definições das funções de pertinência dos termos nebulosos.

4.6.5 Regras Nebulosas

Uma regra nebulosa é um tipo de declaração de implicação nebulosa ou declaração condicional nebulosa que descreve uma relação entre as variáveis linguísticas de entrada, que representam o estado do sistema, e as variáveis de saída. Cada regra nebulosa, da mesma forma que uma afirmação clássica, é composta por uma parte antecedente (a parte Se) e uma parte consequente (a parte Então), resultando em uma estrutura do tipo (PEDRYCZ; GOMIDE, 1998):

Se {antecedente} Então {consequente}

Tanto o antecedente quanto o consequente são proposições nebulosas e desta forma o antecedente define uma região nebulosa no espaço das variáveis de entrada do sistema, enquanto o consequente descreve uma região no espaço das variáveis de saída do sistema.

O conjunto de regras deve ser capaz de descrever um sistema em suas várias possibilidades, sendo essas possibilidades retratadas através de variáveis linguísticas. A utilização do conceito linguístico para a representação do conhecimento facilita a expressão do conhecimento humano empírico e heurístico, uma vez que é utilizada a própria linguagem de comunicação.

Uma vez construído o conjunto de regras nebulosas, faz-se necessária uma máquina de inferência para se chegar à resposta final.

4.6.6 Máquina de Inferência

Faz todos os cálculos, mapeando os conjuntos nebulosos de entrada em conjuntos nebulosos de saída, definindo o modelo para combinação das regras através de um método de inferência para definir o conjunto nebuloso de saída. Existem diferentes métodos de inferência (Mandani, Sugeno, etc)(PEDRYCZ; GOMIDE, 1998) e a escolha depende do sistema que está sendo analisado. O método de inferência é formado pelas funções de implicação e por um sistema de agregação de regras.

4.6.7 Funções de Implicação

Os operadores de implicação são utilizados para modelar as regras de inferência do tipo Se {antecedente} Então {consequente}. Considerando duas entradas x e y para as quais são associados graus de pertinência para dois conjuntos nebulosos A e B , respectivamente, a função de pertinência $\mu_R(x, y)$ que define a implicação, pode ser obtida através das funções de pertinência individuais $\mu_A(x)$ e $\mu_B(y)$ por vários métodos, destacando-se (ROSS, 1995):

- Clássico usado por Zadeh

$$\mu_R(x, y) = \max\{\min[\mu_A(x), \mu_B(y)], 1 - \mu_A(x)\} \quad (4.9)$$

- Mínima correlação ou implicação de Mamdani

$$\mu_R(x, y) = \min[\mu_A(x), \mu_B(y)] \quad (4.10)$$

- Implicação de Lukasiewicz

$$\mu_R(x, y) = \min\{1, [1 - \mu_A(x) + \mu_B(y)]\} \quad (4.11)$$

- Implicação correlação produto

$$\mu_R(x, y) = \mu_A(x) \cdot \mu_B(y) \quad (4.12)$$

4.6.8 Agregação das Regras Nebulosas

A maioria dos sistemas envolvem mais de uma regra, podendo as regras serem processadas em paralelo, ou seja, todas as regras são consideradas ao mesmo tempo. Com isso faz-se necessário um método de agregação de regras, podendo-se citar dois, o sistema de regras conjuntivo e o sistema de regras disjuntivo (ROSS, 1995).

O sistema de regras conjuntivo é aquele em que as regras devem ser satisfeitas conjuntamente, ou seja, as regras são agregadas pelos conectivos "E". Nesse caso, a saída agregada é encontrada pela intersecção de todas as regras conseqüentes individuais y_i , para $i = 1, 2, \dots, r$, ou seja:

$$y = y^1 \wedge y^2 \wedge \dots \wedge y^r \quad (4.13)$$

que são definidas pelas funções de associação

$$\mu_y(x) = \min(\mu_y^1(x), \mu_y^2(x), \dots, \mu_y^r(x)) \quad (4.14)$$

onde x é a entrada e X é o seu universo de discurso.

O sistema de regras disjuntivo é aquele em que as regras são agregadas pelo conectivo "OU". Nesse caso, a saída agregada é encontrada pela união das contribuições individuais de cada regra, ou seja:

$$y = y^1 \vee y^2 \vee \dots \vee y^r \quad (4.15)$$

que são definidas pelas funções de associação,

$$\mu_y(x) = \max(\mu_y^1(x), \mu_y^2(x), \dots, \mu_y^r(x)) \quad (4.16)$$

Existem diferentes métodos de inferência para relacionar as entradas e saídas do conjunto de regras. Estes métodos permitem obter uma resposta que tanto pode ser um valor numérico clássico, quanto um conjunto nebuloso ou um funcional, a depender do tipo de conseqüente utilizado. Neste trabalho foi utilizado um dos modelos de inferência mais comuns, apresentado a seguir.

4.6.9 Modelo de Mamdani (ROSS, 1995)

Neste modelo as implicações nebulosas são modeladas pelo operador de Mamdani (mínima correlação) e as regras são agregadas através do operador de união "max". A saída agregada para r regras corresponde a:

$$\mu_{B_n^k}(\alpha(i), \alpha(j)) = \max\{\min[\mu_{A_{n1}^k}(\alpha(i), \mu_{A_{n2}^k}(\alpha(j)))]\}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, r \quad (4.17)$$

onde A_{n1}^k e A_{n2}^k representam os k-ésimos conjuntos nebulosos antecedentes e B_n^k representa o k-ésimo conjunto nebuloso conseqüente para a n-ésima regra com entradas $\alpha(i)$ $\alpha(j)$. A representação gráfica desta interpretação está na Figura 4.12.

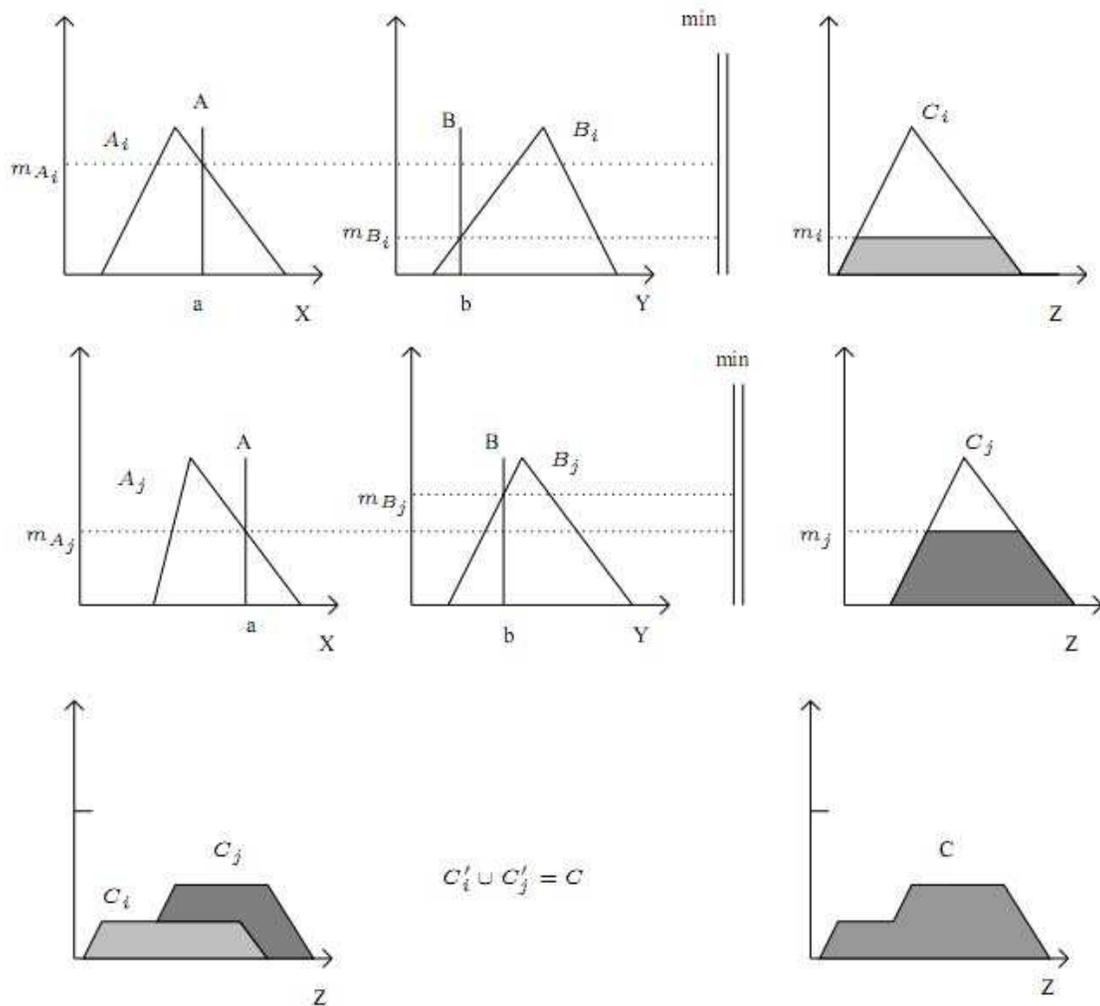


Figura 4.12: Modelo de Mandani

4.7 Métodos de Desnebulização

Quando é necessário que a saída de um sistema nebuloso seja um escalar, realiza-se um processo de desnebulização, o qual é um procedimento que permite interpretar a distribuição de possibilidades da saída de um modelo linguístico nebuloso na forma quantitativa, ou seja, ela fornece um valor numérico que representa o conjunto nebuloso resultante. Existem muitas técnicas de desnebulização e entre as mais utilizadas estão:

- Média dos Máximos
- Centro de Área
- Método das Alturas

4.7.1 Média dos Máximos

O método de desnebulização da Média dos Máximos (ROSS, 1995) calcula a média de todos os valores de saída que tenham os maiores graus de possibilidade. Supondo que y é uma conclusão nebulosa que deve ser desnebulizada e que para y são associados graus de pertinência para o conjunto A . O valor de saída y_0 obtido pelo método de desnebulização pode ser expresso da seguinte forma:

$$y_0 = \frac{\sum_{y^* \in P} y^*}{|P|} \quad (4.18)$$

onde P é o conjunto de todos os valores de saída com máximos grau de possibilidade em A , ou seja,

$$P = \{y^* | \mu_A(y^*) = \sup_y \mu_A(y)\}$$

e $|P|$ é a cardinalidade do conjunto P , ou seja, o número de elementos de P .

A Figura 4.13 apresenta um exemplo desse método.

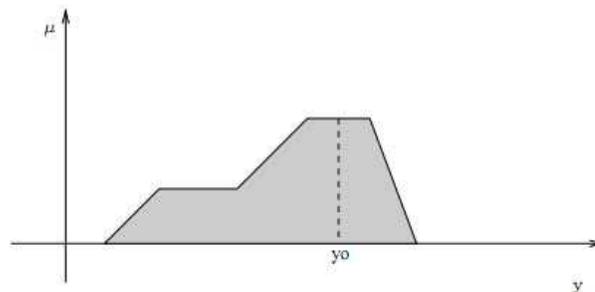


Figura 4.13: Método de Desnebulização Média dos Máximos

Note que, se P é um intervalo, então a técnica de desnebulização Média dos Máximos fornece o ponto médio desse intervalo.

A principal limitação deste método é não considerar a forma total do conjunto nebuloso de saída. Sendo assim, duas distribuições de possibilidades que apresentem diferentes formas, porém o mesmo conjunto de valores com grau de pertinência máximo, quando desnebulizadas com esta técnica fornecerão o mesmo valor clássico.

4.7.2 Centro de Área

Centro de Área (ROSS, 1995) é a técnica de desnebulização mais comumente usada, sendo também citada na literatura como método do Centro de Gravidade ou Centróide. Diferentemente da Média dos Máximos, para calcular o valor clássico representativo, esta técnica considera toda a distribuição de possibilidades de saída do modelo. O procedimento é similar ao usado para calcular o centro de gravidade em física, ao se considerar a função de pertinência como densidade de massa de x . Por outro lado, este método pode ser compreendido como uma média ponderada, em função de uma ponderação no valor de x . Se x é discreto, então a desnebulização da conclusão nebulosa A é dada por:

$$y_0 = \frac{\sum x\mu_A(x) \cdot x}{\sum x\mu_A(x)} \quad (4.19)$$

Da mesma forma, se x é contínuo, então:

$$y_0 = \frac{\int x\mu_A(x)dx}{\int \mu_A(x)dx} \quad (4.20)$$

A Figura 4.14 exemplifica o método de desnebulização Centro de Área.

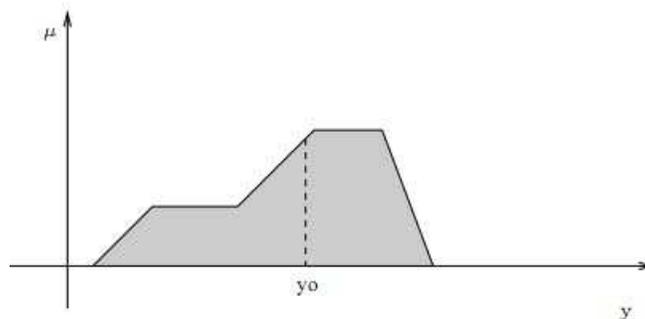


Figura 4.14: Método de Desnebulização Centro de Área

4.7.3 Método das Alturas

O Método das Alturas (ROSS, 1995) pode ser visto como uma aproximação do método Centro de Área. Ele é realizado em dois passos: primeiro, para cada regra em que é associado um conjunto nebuloso C encontra-se o conseqüente clássico $y = c_i$ onde c_i é o centro de área do conjunto c_i . Em seguida, a desnebulização é aplicada para as regras com os conseqüentes clássicos através da expressão:

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n m_i c_i}{\sum_{i=1}^n m_i} \quad (4.21)$$

onde m_i denota o grau de ativação da i -ésima regra e n é o número de regras nebulosas do modelo. Uma vez definidas as regras, os valores c_i estarão determinados e se manterão fixos durante toda a inferência, o que simplifica muito o cálculo do valor clássico representativo, reduzindo o esforço computacional. A Figura 4.15 ilustra um exemplo desse método.

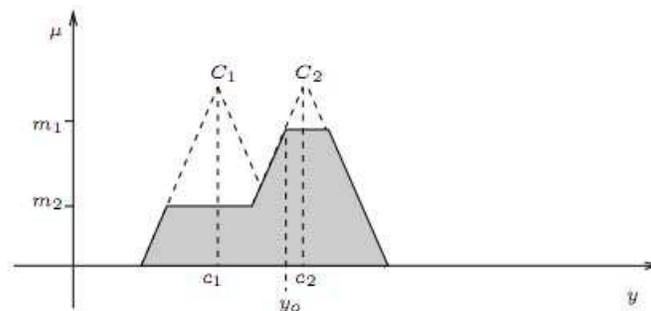


Figura 4.15: Método de Desnebulização Método das Alturas

Capítulo 5

Metodologia Proposta

Alguns tipos de índices matemáticos (GALLARDO, 2005) têm sido propostos visando determinar de forma prática, o impacto da inserção de GD nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Através destes índices são identificados quais os melhores pontos para a conexão de geradores para melhorar a operação da rede, de acordo com critérios definidos, como por exemplo, a melhoria do perfil de tensão.

Neste trabalho é proposto um método heurístico, baseado na teoria dos conjuntos nebulosos (*Fuzzy Sets*), para classificar as barras mais propícias à conexão de geração distribuída sob a óptica do perfil de tensão. Após a obtenção do estado de operação da rede, através de um fluxo de potência Newton (MONTICELLI; GARCIA, 2000), o método aproveita o conhecimento do operador sobre o sistema elétrico para classificar linguisticamente as magnitudes das tensões nodais e a potência ativa consumida pelas cargas do sistema, utilizando-as como entradas do sistema de inferência *fuzzy* (SIF) que calcula os índices nebulosos.

5.1 Análises Preliminares para Definição do Índice Nebuloso

Para a definição do índice nebuloso que tem por objetivo auxiliar o responsável pela integração da geração distribuída durante um estudo preliminar, indicando os melhores pontos para a conexão dos geradores de acordo com critérios definidos, são necessárias algumas análises e simulações descritas nas próximas seções.

5.1.1 Análise da Inserção de GD em Redes de Distribuição Considerando os Impactos no Perfil de Tensão e nas Perdas de Potência Ativa

Na avaliação do melhor ponto de instalação de geradores distribuídos em redes de distribuição contemplando a operação em regime permanente da rede, o principal critério a ser abordado é o do perfil de tensão da rede, tendo em vista as questões já discutidas referentes à dificuldade em manter os níveis de tensão em valores aceitáveis. Uma vez que um perfil de tensão adequado é assegurado para a rede, outros critérios podem ser analisados tais como: minimização das perdas ativas, estabilidade de tensão e níveis de curto-circuito.

Baseado em tais critérios, uma maneira tradicional para a obtenção da barra mais adequada para a inserção de geração distribuída, considerando critérios de regime permanente, é a realização de consecutivos estudos através da simulação de diferentes cenários, os quais contemplem diferentes valores de potência inserida em cada barra do sistema e análise dos critérios desejados. Os resultados das análises provenientes destes tipos de estudos podem ser quantificados através de índices, como o proposto em (GALLARDO, 2005), no qual a barra que apresenta o maior valor de índice é a barra mais propícia à instalação de geração distribuída.

Muitas vezes, os resultados das numerosas simulações realizadas para a obtenção do melhor ponto de conexão do gerador coincidem com os resultados baseados na experiência e sensibilidade de um operador desta rede. Dessa forma, este trabalho propõe traduzir esse conhecimento prévio da rede através da teoria da lógica nebulosa, a qual possibilita modelar e manipular matematicamente informações vagas e imprecisas, naturais da linguagem humana e portanto, as fornecidas pelos especialistas (operadores do sistema elétrico, por exemplo) para caracterizar o problema em estudo. Esta manipulação é feita a partir da composição de variáveis escolhidas para modelar matematicamente o processo em questão, e operado com base em um conjunto de regras linguísticas baseadas no conhecimento destes especialistas.

Neste contexto, este capítulo contempla um método baseado em lógica nebulosa que visa melhorar o perfil de tensão da rede de distribuição, sendo que a principal vantagem deste método, quando comparado a técnicas tradicionais de análise, consiste em não necessitar de execuções consecutivas de fluxos de potência. Para a validação do método, diferentes redes de distribuição foram analisadas.

Para melhor entendimento dos critérios considerados no desenvolvimento da metodologia a ser apresentada, algumas análises, baseadas em resultados de fluxos de potência consecutivos, são apresentadas e discutidas a seguir.

5.1.2 Sistema de 70 Barras - Perfil de Tensão

Uma das análises realizadas foi a quantidade de potência ativa que pode ser inserida em cada barra sem que ocorra violação nos valores das magnitudes das tensões nodais. Em primeira instância, poder-se-ia afirmar que a barra mais propícia à injeção de potência ativa mais elevada, sem que ocorra violação nas magnitudes das tensões, é a candidata mais forte para a instalação de geração distribuída.

Optou-se por realizar tais simulações no sistema de 70 barras, o qual foi inicialmente apresentado em (BARAN; WU, 1989) e posteriormente modificado em (GALLARDO, 2005), sendo que neste trabalho optou-se por utilizar a versão apresentada neste último, cujas modificações referem-se apenas à numeração de algumas barras e à elevação da tensão na subestação para que nenhuma das barras do sistema tenha magnitude de tensão inferior a 0,95 pu. O diagrama unifilar do sistema é apresentado na Figura 5.1.

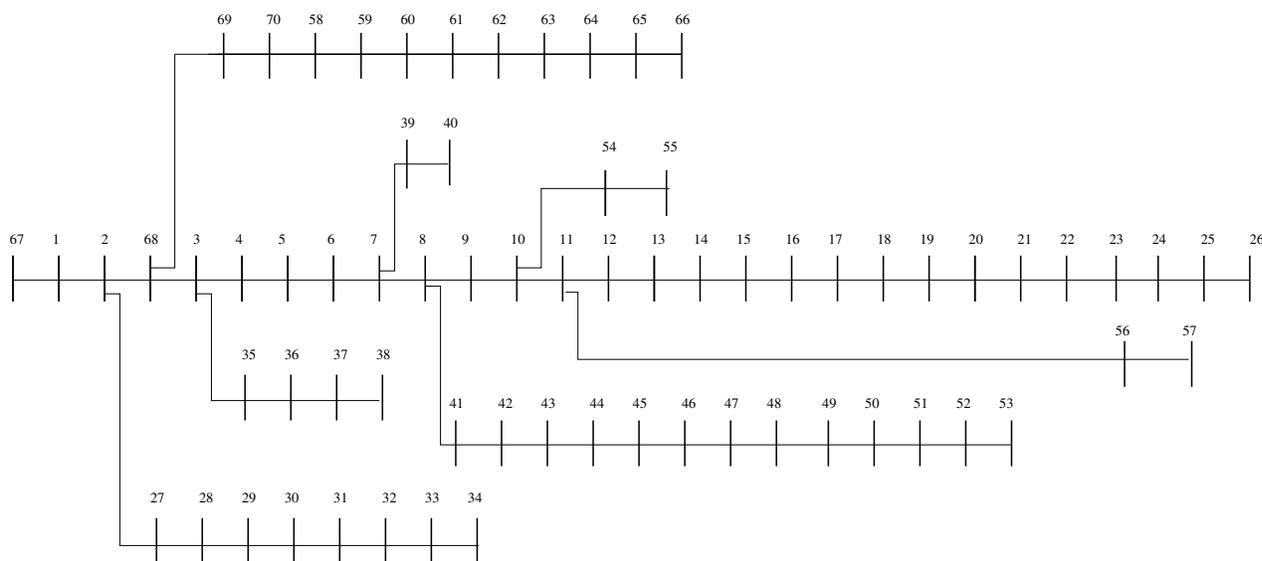


Figura 5.1: Sistema radial de 70 barras

Como se pode constatar, trata-se de um sistema radial composto por 70 barras e 69 ramos, sendo a base de tensão 12,66 kV e a base de potência 10 KVA e no caso base as cargas demandam um total de 3,80 MW e 2,70 MVar com perdas totais de 0,205 MW e 0,093 MVar. Os dados detalhados com os valores dos parâmetros dos alimentadores e os valores das cargas em cada barra são apresentados no apêndice A.

As simulações foram realizadas utilizando o PSAT - *Power System Analysis Toolbox* (MILANO; VANFRETTI; MORATAYA, 2008) que corresponde a uma *toolbox* do MATLAB® e que permite realizar simulações de programas de fluxo de potência, análise de estabilidade de pequenos sinais, simulações no domínio do tempo, etc. Os dados do sistema de 70 barras foram inseridos no PSAT

através de um arquivo contendo os dados das barras, alimentadores e cargas, conforme os dados necessários para a simulação de um fluxo de potência.

Para se obter o valor máximo de injeção de potência ativa em cada barra sem que ocorra a violação de tensão em qualquer barra, limitada em 1,05 pu, selecionou-se uma barra por vez e a respectiva potência instalada foi aumentada gradativamente até que ocorresse alguma violação de tensão. Para isso, a cada aumento gradativo na potência ativa em cada barra, um fluxo de potência foi calculado para obtenção dos valores da magnitude da tensão em cada barra e para o valor de potência correspondente à violação de tensão, o valor da potência anterior correspondente a cada barra foi armazenado. Os resultados obtidos pelas simulações são ilustrados na Figura 5.2.

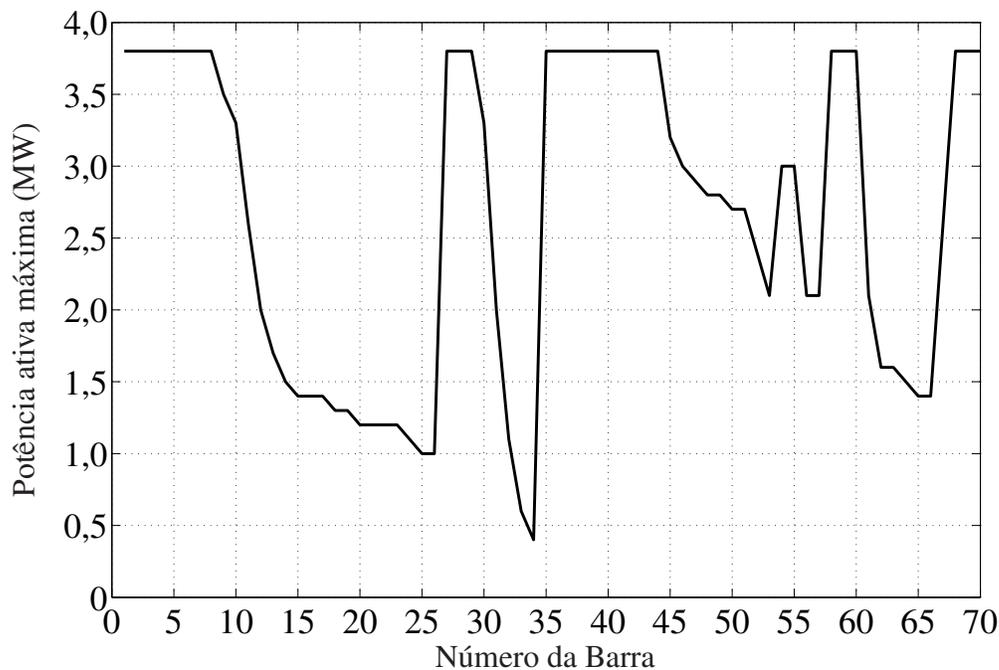


Figura 5.2: Máxima potência ativa que pode ser inserida por barra do sistema.

Obs: Dado que a carga total é de 3,8 MW, este foi o valor máximo de potência ativa injetado em cada barra, desde que não ocorresse violação de tensão.

Através da análise da Figura 5.2, constata-se que quando a barra selecionada está próxima da subestação como, por exemplo, as barras 67, 1, 2, 68, 27 e 69, maior é o aumento na potência ativa nessas barras sem violação nos limites de tensão e, à medida que vai se afastando da subestação, o máximo valor de potência a ser instalada sem violação de tensão diminui, como por exemplo, nas barras 24, 25 e 26.

A inserção de geração distribuída nas barras mais próximas à subestação tende a não influenciar o perfil de tensão da rede, pois a tensão dessas barras é mantida pela subestação. Tal fato explica o

motivo das barras mais próximas à subestação permitirem a inserção de uma quantidade de potência ativa mais elevada sem violação nos limites das tensões nas demais barras da rede. Tal afirmação pode ser verificada através da Figura 5.3 que apresenta o perfil das tensões para a rede sem geração distribuída e para com 10 MW de GD instalada na barra 2. Como esperado, o perfil das tensões da rede não se alterou com a injeção de 10 MW na barra 2.

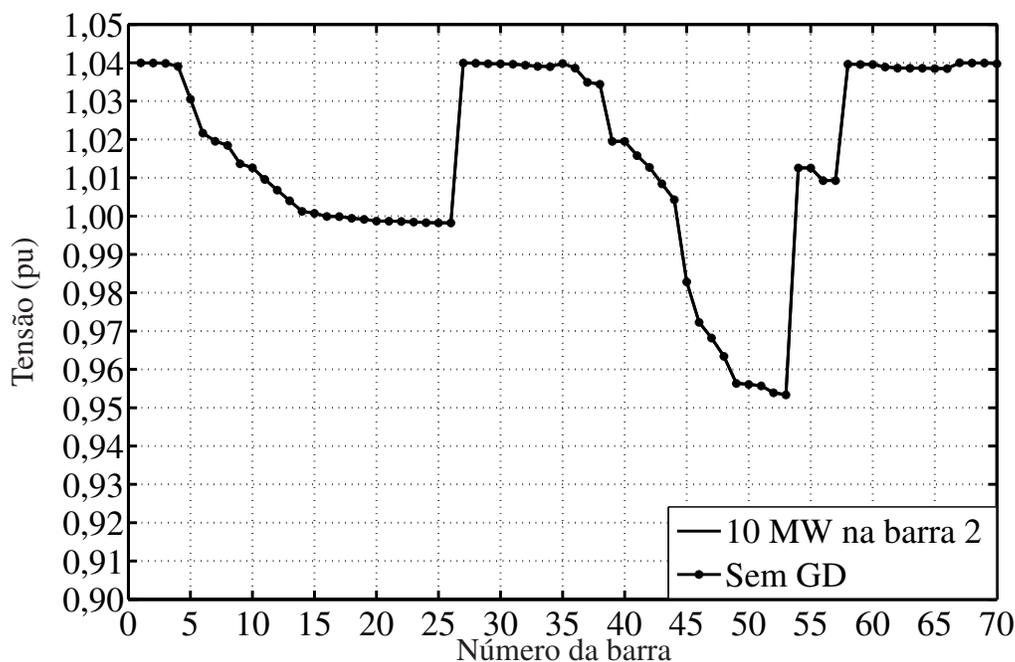


Figura 5.3: Perfil de tensão para a rede sem GD e com 10 MW na barra 2.

Ainda analisando a Figura 5.2, percebe-se que a barra com menor potencial para instalação de GD é a barra 34, na qual pode ser instalado o valor máximo de 0,4 MW sem que ocorra violação dos limites das tensões nas barras do sistema acrescentando-se o fato que de acordo com o perfil das tensões da rede ilustrado na Figura 5.3, a barra 34 apresenta um valor de magnitude de tensão muito próximo ao respectivo valor limite.

Para uma melhor avaliação, o perfil de tensão da rede elétrica sem GD e com 0,4 MW de geração inserida na barra 34 (máxima potência a ser injetada nesta barra sem violação de tensão) é ilustrado na Figura 5.4.

Através da Figura 5.4 verifica-se que a inserção de geração na barra 34 eleva os valores das magnitudes das tensões em todas as barras do respectivo ramal, acentuadamente na barra 34 (onde está a GD) e proporcionalmente menor na barra mais distante (barra 27).

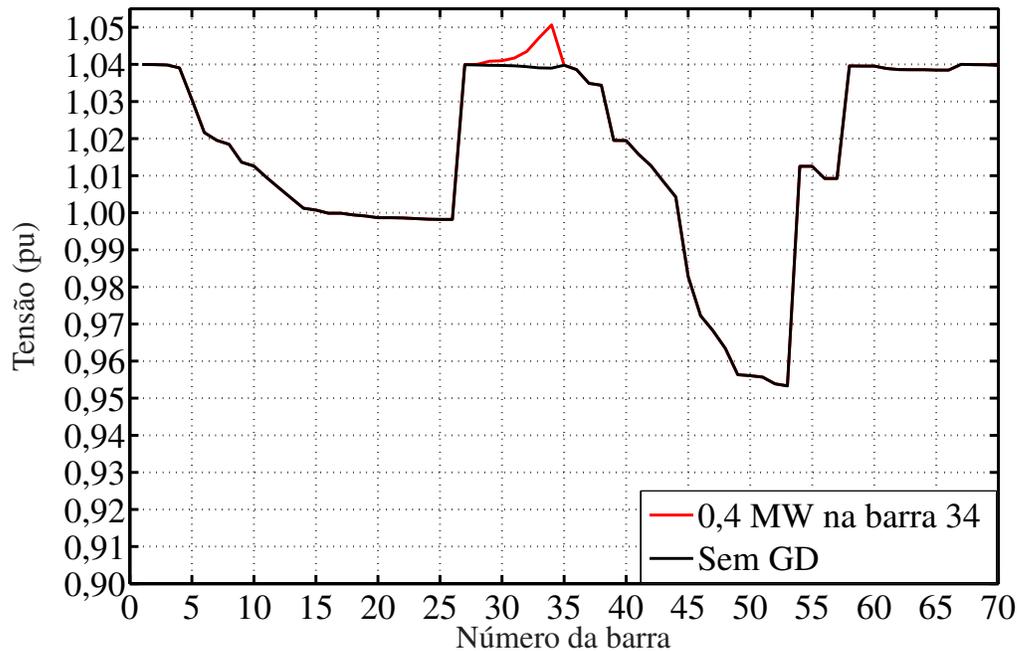


Figura 5.4: Perfil de tensão da rede sem GD e com 0,4 MW na barra 34.

Agora, cabe analisar um caso oposto aos dois casos previamente analisados nesta seção, isto é, uma barra distante da subestação e com magnitude de tensão próxima ao limite inferior. Com base no diagrama unifilar e no perfil de tensão da rede, verifica-se que a barra 53 possui tensão próxima de 0,95 pu, limite inferior de tensão, e está situada em uma das extremidades da rede, por conseguinte, é uma das barras mais distantes da subestação.

De acordo com a Figura 5.2, a qual apresenta a máxima potência que pode ser instalada por barra, verifica-se que a potência máxima a ser instalada na barra 53, sem violação de tensão nas barras do sistema, é de 2,1 MW. Para avaliar a influência da inserção de geração no perfil de tensão das barras do sistema, na Figura 5.5 tem-se as tensões nas barras do sistema sem e com injeção de 2,1 MW na barra 53.

O valor de 2,1 MW corresponde à máxima potência que pode ser injetada na barra 53 dado que a magnitude da tensão nesta barra atingiu o valor limite.

Através da análise de três cenários distintos para a rede de 70 barras, percebe-se que a inserção de geração distribuída em barras cujo valor de tensão do caso base, isto é sem geração inserida, está mais próximo do valor inferior de tensão, resulta em considerável melhoria do perfil de tensão da rede. Verificou-se também que tal análise pode ser embasada nas barras terminais dos ramos que possuem os maiores valores de cargas instaladas.

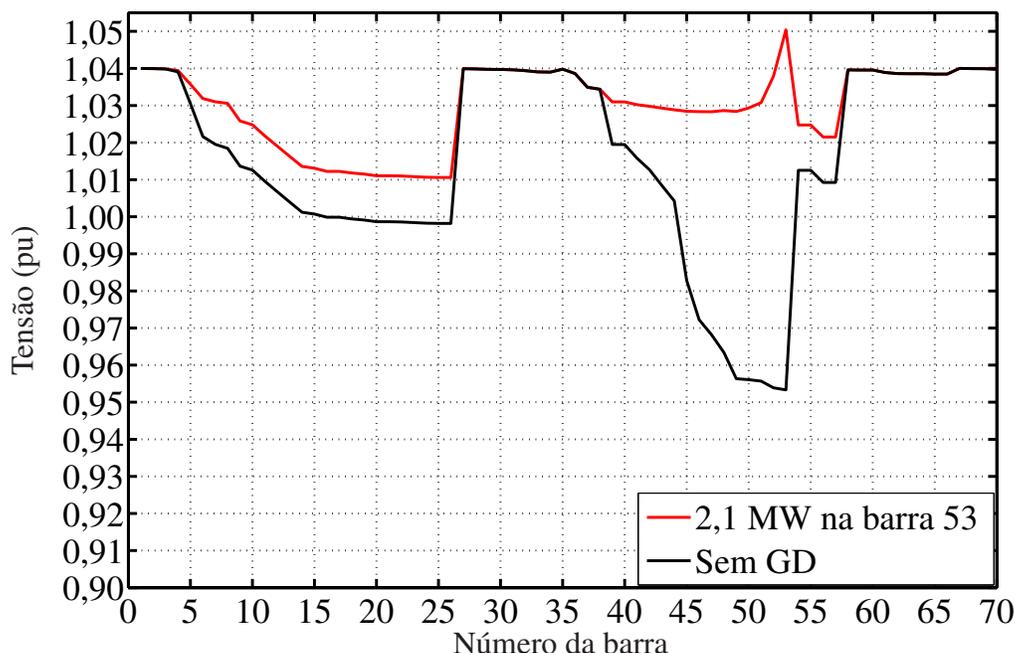


Figura 5.5: Perfil de tensão da rede sem GD e com 2,1 MW na barra 53.

5.1.3 Sistema de 70 Barras - Perdas de Potência Ativa

O segundo critério a ser abordado na instalação de geradores em redes de distribuição é a minimização das perdas de potência ativa.

Para a obtenção do gráfico da Figura 5.6 simulou-se a injeção de 0,4 MW barra por barra, dado que tal valor corresponde ao maior valor de GD para a barra 34, como já constatado na Figura 5.2.

Na Figura 5.6 a linha tracejada indica as perdas de potência ativa sem GD. As barras que resultaram nas menores perdas de potência ativa foram: 49, 50, 51, 52 e 53, e dentre elas a barra 52 apresentou o menor valor. Em contrapartida, a barra que resultou no pior desempenho, do ponto de vista de minimização de perdas, foi a barra 34. Tal desempenho justifica-se pelo reduzido valor de carga conectada tanto na própria barra 34 quanto nas barras adjacentes a ela. Com relação às barras mais próximas da subestação verifica-se que, como esperado, quando é inserida geração nelas praticamente não há alteração nas perdas de potência ativa do sistema.

Entretanto, considerando-se que em algumas barras é possível injetar potência superior a 0,4 MW, foi simulada a conexão de um gerador em algumas barras vizinhas à barra de maior carga (49) e à de menor nível de tensão (53). Na Figura 5.7 está ilustrada a demanda de potência ativa em cada barra e as tabelas 5.1 a 5.4 contém os resultados das simulações.

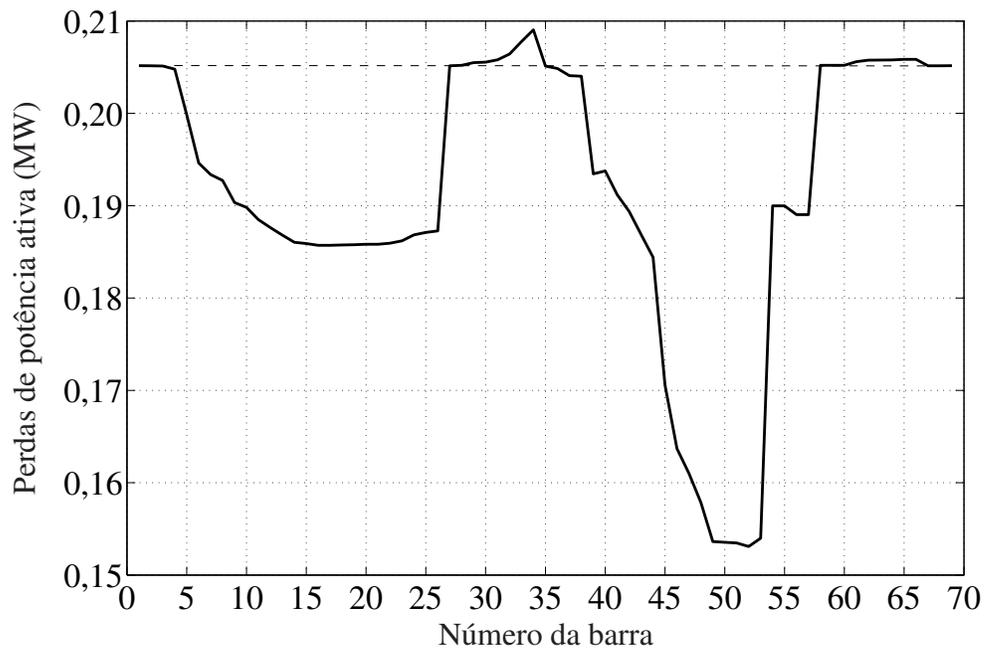


Figura 5.6: Perdas de potência ativa injetando 0,4 MW em cada uma das barras.

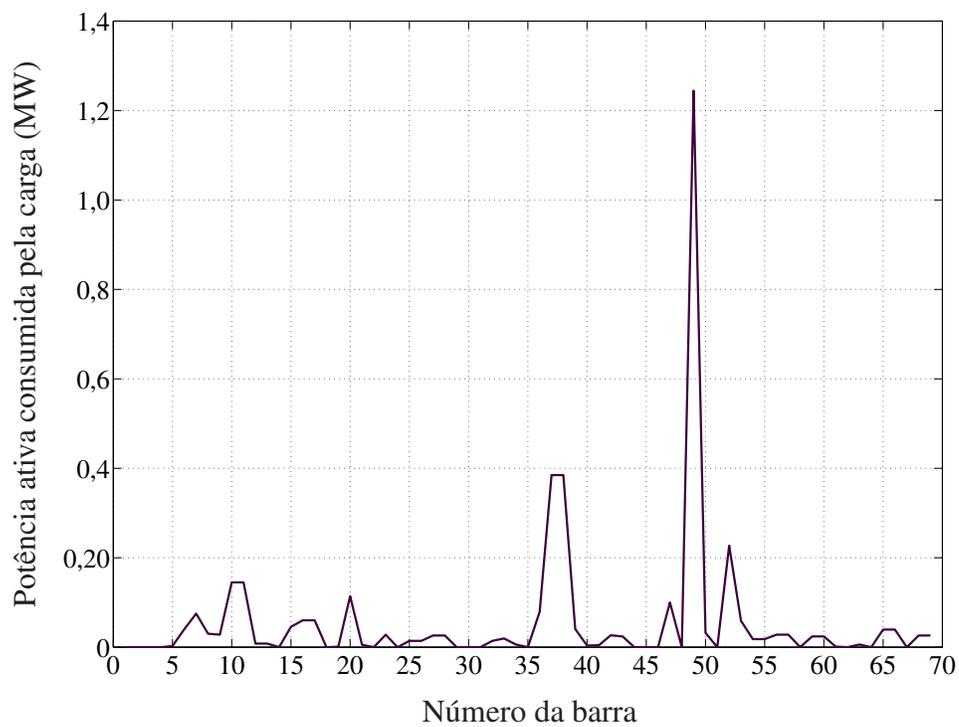


Figura 5.7: Demanda de potência ativa por barra.

Tabela 5.1: Perdas vs Nível de Geração (0,4 MW)

Número da Barra	Carga (MW)	Carga (MVar)	Perdas (MW)	Perdas (MVar)
49	1,244	0,888	0,15362	0,07131
50	0,032	0,023	0,15354	0,07127
51	0,000	0,000	0,15347	0,07123
52	0,227	0,162	0,15309	0,07105
53	0,059	0,042	0,15398	0,07149

Tabela 5.2: Perdas vs Nível de Geração (0,8 MW)

Número da Barra	Carga (MW)	Carga (MVar)	Perdas (MW)	Perdas (MVar)
49	1,244	0,888	0,11622	0,05525
50	0,032	0,023	0,11631	0,05529
51	0,000	0,000	0,11650	0,05539
52	0,227	0,162	0,11742	0,05585
53	0,059	0,042	0,12145	0,05786

Tabela 5.3: Perdas vs Nível de Geração (1,2 MW)

Número da Barra	Carga (MW)	Carga (MVar)	Perdas (MW)	Perdas (MVar)
49	1,244	0,888	0,09172	0,04453
50	0,032	0,023	0,09216	0,04475
51	0,000	0,000	0,09290	0,04513
52	0,227	0,162	0,09650	0,04694
53	0,059	0,042	0,10543	0,05143

Tabela 5.4: Perdas vs Nível de Geração (1,6 MW)

Número da Barra	Carga (MW)	Carga (MVar)	Perdas (MW)	Perdas (MVar)
49	1,244	0,888	0,07903	0,03871
50	0,032	0,023	0,07999	0,03920
51	0,000	0,000	0,08152	0,03997
52	0,227	0,162	0,08893	0,04372
53	0,059	0,042	0,10421	0,05144

Observando-se os resultados percebe-se que com um nível de geração relativamente baixo, as perdas não são muito afetadas, porém à medida em que se aumenta o nível de geração, pode-se perceber que as barras que melhor contribuem para a redução das perdas são as de maior carga, pelo fato de a GD estar cada vez mais suprindo a demanda, reduzindo significativamente o fluxo no ramal, diminuindo assim as perdas nos condutores.

Estas constatações também foram observadas ao se repetir estas simulações para a rede de 70 barras com topologia malhada e para os sistemas de 14 barras e 135 barras todos apresentados no

capítulo 6, tanto com suas topologias radiais quanto malhadas.

5.1.4 Sistema de 70 barras - Perfil de tensão e perdas de potência ativa

A Figura 5.8 ilustra os perfis de tensão com o mesmo nível de geração na barra 49 e na barra 53.

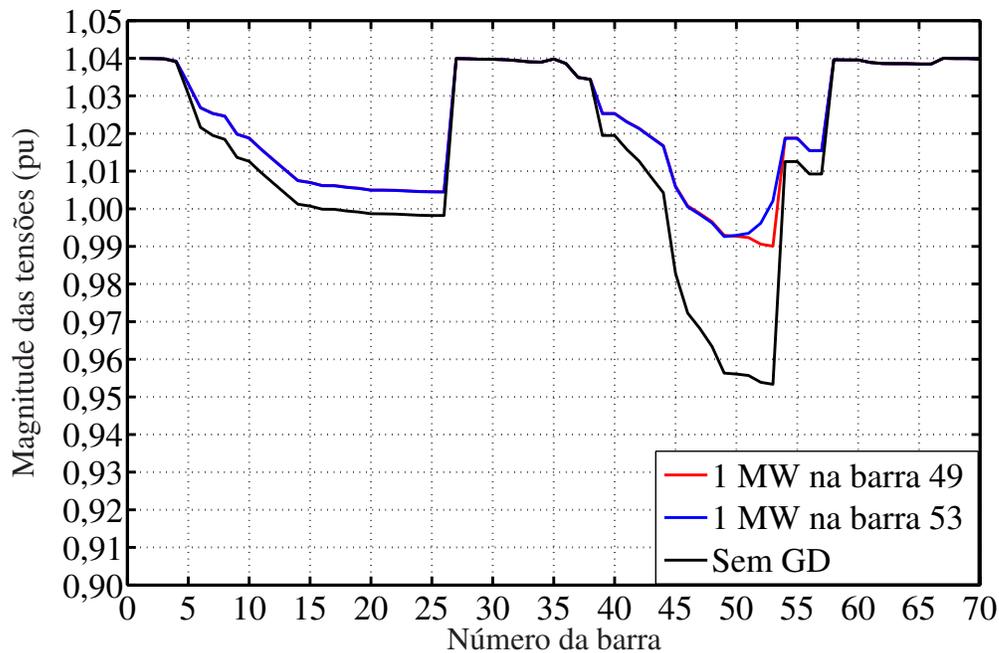


Figura 5.8: Perfis das tensões com GD nas barras de maior carga (49) e menor tensão (53)

Sob a óptica do perfil de tensão, há um ganho significativo com a inserção de GD na barra 53, apesar de a maior carga estar na barra 49. O fato é que no caso base a menor magnitude de tensão é a da barra 53, o que vai de encontro às análises feitas na seção 5.1.2 onde se demonstrou que para a elevação do perfil de tensão do sistema, as barras mais indicadas para a inserção de GD são as barras com menor nível de tensão.

Entretanto, tal ganho não é tão superior em relação à inserção de GD na barra 49, se considerarmos o benefício da redução das perdas totais do sistema ao se atender a carga na barra 49 em comparação ao atendimento da carga na barra 53, como já demonstrado nas tabelas da subseção 5.1.3.

Estes aspectos motivaram o desenvolvimento de um índice nebuloso que prioriza o perfil das tensões do sistema e leva em consideração a potência ativa consumida pelas cargas, com o objetivo de obter uma solução para o problema de inserção de GD em redes de distribuição que também minimize as perdas do sistema.

Na próxima seção são apresentadas as funções de pertinência para as variáveis de entrada (tensões e demanda de potência ativa nebulosas) e de saída (índice nebuloso), assim como as regras nebulosas.

5.2 Modelagem Nebulosa

As magnitudes das tensões nodais obtidas após a execução de um fluxo de potência, são classificadas linguisticamente como “Muito Baixa”, “Baixa”, “Nominal”, “Alta” ou “Muito Alta” tendo como base as faixas de valores compreendidas pelas funções de pertinência triangulares mostradas na Figura 5.9.

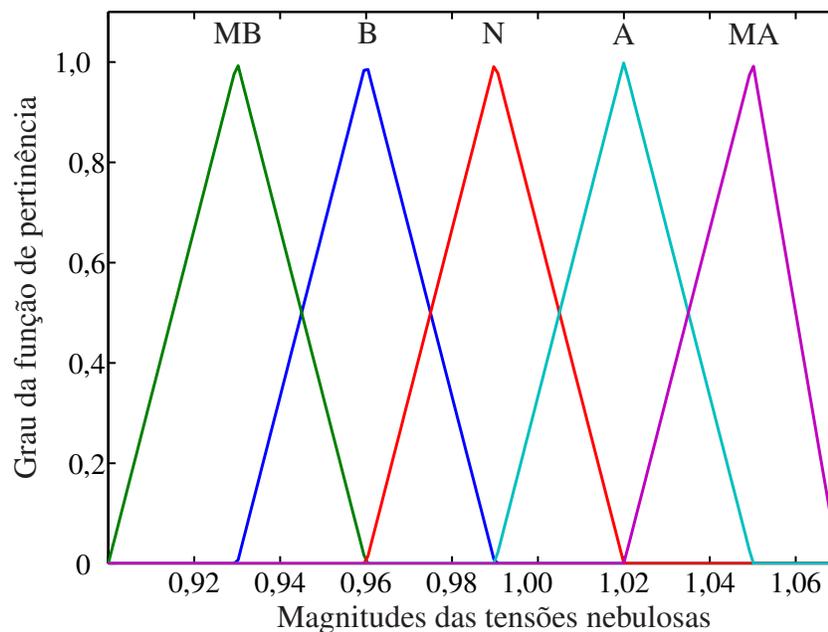


Figura 5.9: Classificação linguística das magnitudes das tensões

A Figura 5.10 ilustra a classificação linguística da potência ativa consumida pelas cargas do sistema, sendo que para classificá-las pelo sistema nebuloso, em qualquer situação, optou-se por normalizar seus valores dividindo-os pelo maior valor absoluto de modo que em todos os casos seus valores estejam compreendidos entre 0 e 1, sendo assim classificadas como “Baixa”, “Média” ou “Alta” de acordo com as faixas de valores compreendidas pelas funções de pertinência trapezoidais.

É importante destacar que para a escolha das faixas de valores compreendidas pelas funções de pertinência, do tipo de função de pertinência e da quantidade das mesmas, é necessário ter algum conhecimento a respeito do sistema em questão e quanto mais preciso for o profissional responsável (especialista) pela modelagem, melhor será a resposta do sistema.

Uma vez que podem ser associadas funções de pertinência para a representação das magnitudes das tensões nodais e/ou potência ativa consumida pelas cargas do sistema, utiliza-se um SIF para a obtenção de um índice nebuloso para cada uma das barras, e dentre os diversos métodos de inferência presentes na literatura, o método de Mandani descrito na seção 4.6.9 mostrou-se o mais adequado.

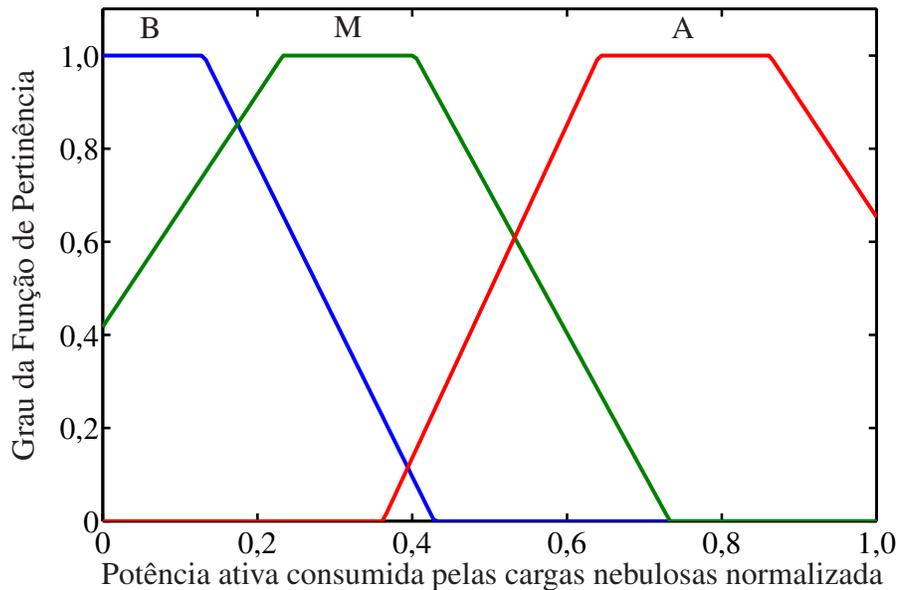


Figura 5.10: Demanda de potência ativa normalizada

Depois de definidas as entradas do sistema nebuloso, é estabelecido o conjunto de regras nebulosas para que se possa operar as variáveis de entrada nebulosas obtendo-se o índice nebuloso que depois de desnebulizado gera o índice de classificação. O conjunto de regras nebulosas também é criado a partir do conhecimento e experiência do operador do sistema.

Na Tabela 5.5 tem-se o conjunto de regras nebulosas estabelecido para o desenvolvimento de um índice nebuloso que prioriza o perfil das tensões do sistema e considera a potência ativa consumida pelas cargas da rede, com o objetivo de também diminuir as perdas em potência ativa.

Tabela 5.5: Regras nebulosas

Se	Tensão	MB				então	Saída	MA
Se	Tensão	B	e	Carga	B	então	Saída	M
Se	Tensão	B	e	Carga	M	então	Saída	A
Se	Tensão	B	e	Carga	A	então	Saída	MA
Se	Tensão	N	e	Carga	B	então	Saída	B
Se	Tensão	N	e	Carga	M	então	Saída	M
Se	Tensão	N	e	Carga	A	então	Saída	A
Se	Tensão	A	e	Carga	B	então	Saída	MB
Se	Tensão	A	e	Carga	M	então	Saída	B
Se	Tensão	A	e	Carga	A	então	Saída	M
Se	Tensão	MA				então	Saída	MB

A - Alto B - Baixo M - Médio MA - Muito Alto MB - Muito Baixo N - Nominal

Considerando que foi priorizado o perfil de tensões pelas razões já discutidas anteriormente, a Tabela 5.5 segue a seguinte lógica: caso a tensão na barra esteja muito próxima de seu limite inferior ou até um pouco abaixo dele, tem-se um valor de índice elevado, e em caso contrário, se a tensão estiver muito próxima do seu limite superior ou pouco acima dele, o índice será muito baixo. Se as tensões assumirem valores “Baixo”, “Nominal” ou “Alto”, o índice atribuirá valores de acordo com o nível de tensão e com os valores das cargas que, quanto maiores, aumentarão o valor final do índice, indicando uma melhoria não apenas no perfil das tensões, mas também nas perdas totais.

A Figura 5.11 ilustra as faixas escolhidas para representação da variável de saída nebulosa (Índice Nebuloso), compreendidas pelas funções de pertinência trapezoidais.

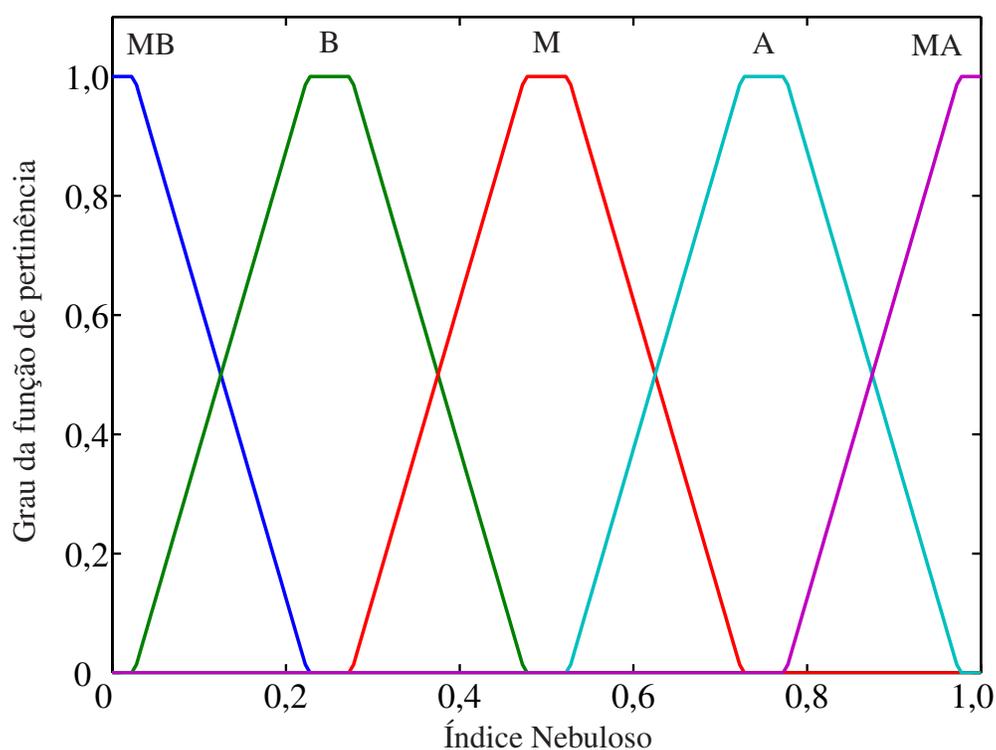


Figura 5.11: Variável de saída nebulosa

Assim como no caso das entradas nebulosas, para que possa ser feita uma escolha das faixas de valores compreendidas pelas funções de pertinência que representam a saída do sistema, do tipo de função de pertinência e da quantidade das mesmas, também é necessário fazer uso de conhecimento especialista a respeito do sistema em questão e quanto mais preciso for o especialista na modelagem, melhor será a resposta do sistema. Lembrando ainda que o mais importante nesta saída, não é o valor que será atribuído ao índice, mas sim se o mesmo qualificará de forma adequada as barras uma em relação as outras.

A partir do uso do sistema nebuloso, obtêm-se índices nebulosos para todas as barras, tendo como principal objetivo auxiliar o operador ou responsável pela integração de GD com vistas à melhoria do perfil de tensão do sistema de distribuição. Para a conversão do índice nebuloso em um número real, é aplicado um método de desnebulização, tendo sido adotado o método centróide citado na seção 4.7.2.

Na Figura 5.12 tem-se o fluxograma que descreve os procedimentos adotados para o desenvolvimento do índice nebuloso.

O primeiro passo é a obtenção do estado de operação da rede, que pode ocorrer através de um fluxo de potência ou estimador de estado por exemplo, para então classificar linguisticamente as tensões e as potências ativas consumidas pelas cargas do sistema através de funções de pertinência onde no caso das tensões foram utilizadas funções triangulares e no caso das cargas funções trapezoidais. Em seguida faz-se uso da base de regras nebulosas que considera as influências das tensões e cargas no índice final, para na sequência realizar as operações de agregação das regras nebulosas através do método de Mandani demonstrado na seção 4.12, dando origem ao índice nebuloso que por final é desnebulizado através do método centróide mostrado na seção 4.7.2, gerando índices de classificação das barras, que priorizam o perfil das tensões e consideram o nível de potência ativa consumida pelas cargas do sistema.

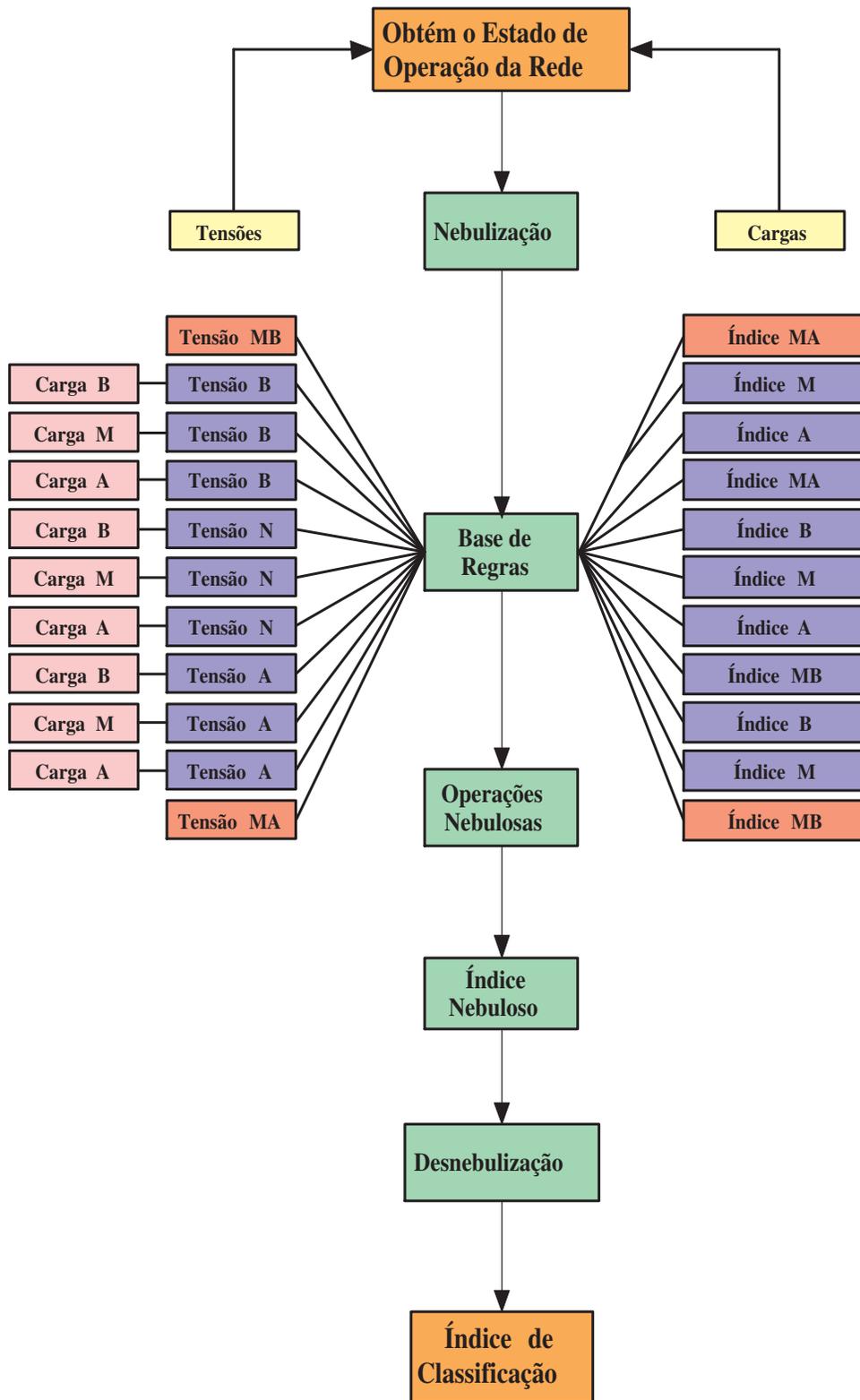


Figura 5.12: Fluxograma de criação do índice de classificação das barras

Capítulo 6

Resultados

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados obtidos nos estudos de simulações com a metodologia proposta testada em diferentes sistemas de distribuição. São apresentados os resultados obtidos com redes radiais de 14, 70 e 136 barras e estes mesmos sistemas tiveram adições de alguns ramos de modo que fossem formadas algumas malhas com a finalidade da realização de testes de robustez da metodologia frente a sistemas malhados.

A seguir apresentam-se seções com as descrições dos sistemas testes citados, com seus respectivos diagramas unifilares, gráficos representando os perfis das tensões no caso base, gráficos com os índices nebulosos de todas as barras e os perfis das tensões após a inserção de GD de acordo com a resposta dos índices nebulosos. Por fim são apresentadas comparações destes resultados com os obtidos através de um índice proposto em (GALLARDO, 2005).

6.1 Índice para Geração Distribuída de Variação do Perfil de Tensão (IGDVp)

Em (GALLARDO, 2005) foi proposto um índice denominado IGDVp - Índice para Geração Distribuída de Variação do perfil de tensão que indica as barras do sistema onde a potência injetada pelo gerador ajuda a melhorar o perfil de tensão do sistema. Para a sua obtenção, utiliza-se a equação (6.1) para o cálculo da tensão média ponderada ($Vmep$) do sistema após a injeção de uma quantidade fixa de potência ativa numa determinada barra k . Esse processo ocorre para todas as barras do sistema e para cada caso, é necessário executar um fluxo de potência, e dentre todos esses valores obtidos, determinam-se os valores máximo e mínimo. Em seguida, o valor mínimo é subtraído da tensão média ponderada da barra k , para então chegar-se ao resultado normalizado pela diferença entre o valor máximo e mínimo das tensões médias ponderadas do sistema, de acordo com a equação (6.2).

$$Vmep_k = \frac{\sum_{k=1}^n V_k \cdot Pc_k}{\sum_{k=1}^n Pc_k} \quad (6.1)$$

$$IGDVp_k = \frac{Vmep_k - \min(Vmep)}{\max(Vmep) - \min(Vmep)} \quad (6.2)$$

onde, para a barra k :

- $Vmep_k$ é a tensão média ponderada do sistema após a injeção de potência ativa;
- Pc_k é a potência ativa da carga;
- V_k é a magnitude da tensão e
- n é o número de barras do sistema.

Ressalta-se que este índice só pode ser calculado com a inserção de GD barra por barra, caso contrário resultará em um único valor numérico.

Segundo o autor, este índice prioriza as barras onde a instalação de geradores proporcionará a melhoria do perfil de tensão do sistema, permitindo maiores níveis de penetração, ou seja, a conexão de geradores de maior capacidade sem violar a faixa de tensão especificada. Este índice foi implementado para fins de comparação com os resultados obtidos com o índice nebuloso proposto nesta pesquisa.

6.2 Testes com Sistemas de 14 barras

6.2.1 Topologia Radial

Este sistema de distribuição (GUIMARÃES, 2005) é um sistema radial composto por 14 barras e 13 ramos, sendo a base de tensão 15 kV e a base de potência 100 MVA e que no caso base (sem GD) apresenta uma demanda total de 28,70 MW e 17,30 MVar e um total de perdas de 0,658 MW e 0,756 MVar. Os dados estão no apêndice A e o respectivo diagrama unifilar na Figura 6.1. O perfil das tensões sem a conexão de GD é apresentado na Figura 6.2, sendo seguido pelo índice nebuloso mostrado na Figura 6.3 e um novo perfil de tensões após a inserção de GD está ilustrado na Figura 6.4 que segue o resultado determinado pelo índice nebuloso. Por fim é apresentada na Figura 6.5 uma comparação entre os resultados do índice nebuloso e o índice IGDVp apresentado na seção 6.1.

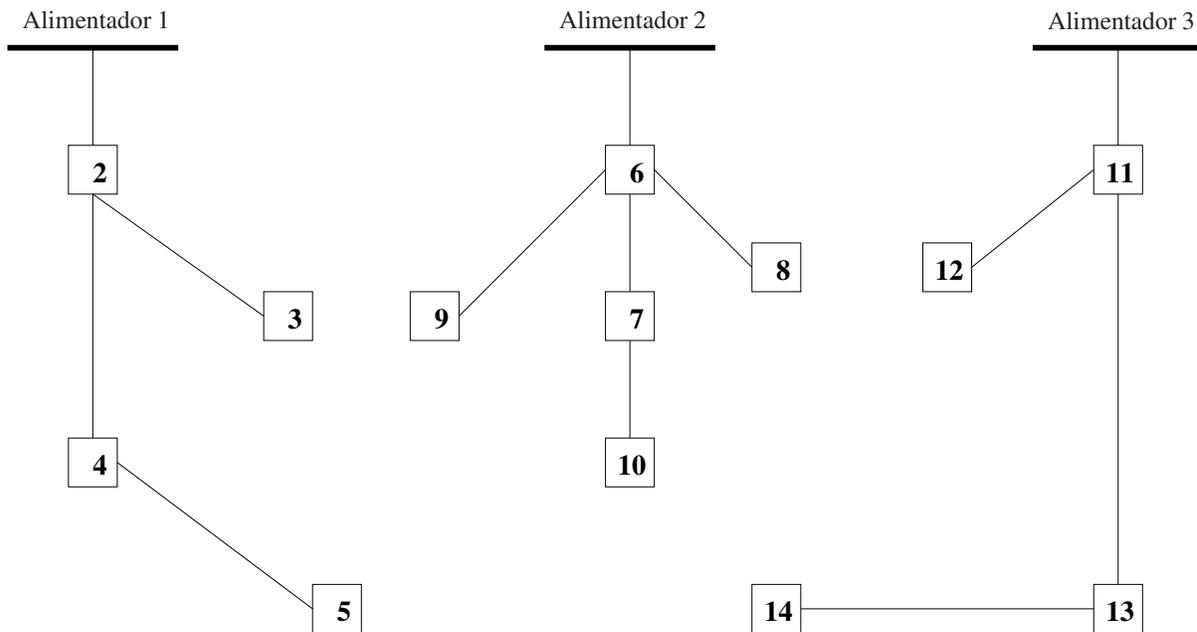


Figura 6.1: Sistema radial de 14 barras

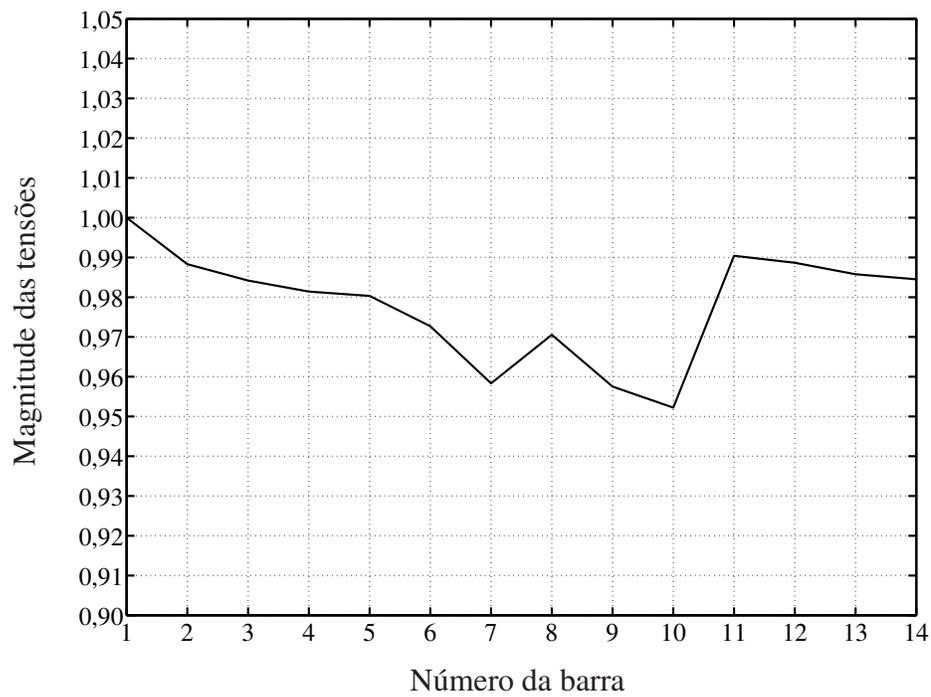


Figura 6.2: Perfil das tensões sem a inserção de GD

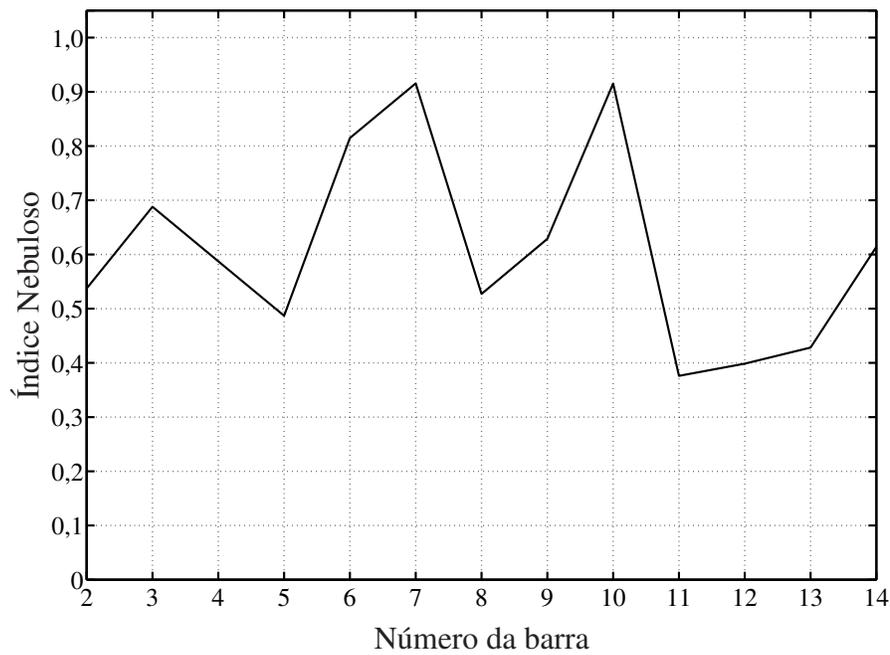


Figura 6.3: Índice Nebuloso

No gráfico da Figura 6.2 pode-se observar o comportamento das magnitudes das tensões do sistema, constatando-se a existência de uma diminuição gradativa destes valores ao longo do alimentador, devido à inerente queda de tensão relativa às impedâncias dos condutores que compõem os alimentadores, o que é uma característica das redes de distribuição radiais que não contemplam algum tipo de dispositivo de controle da tensão.

Através do gráfico da Figura 6.3 é possível identificar as barras mais adequadas para a inserção de GD, sendo que quanto maior o valor do índice, melhor a contribuição obtida ao se inserir GD na barra em questão.

Ao se notar que os índices das barras 7 e 10 são bem próximos, poder-se-ia, a princípio, inferir que a contribuição proveniente da conexão de um gerador em uma ou outra deve ser equivalente. Realizada a simulação, os resultados que estão na Tabela 6.1 indicam que, em relação às perdas sem GD, a conexão do gerador na barra 7 resultou em uma redução de 37,4% nas perdas de potência ativa e 36,1% nas perdas de potência reativa, além de apresentar o menor valor entre os maiores desvios das tensões, enquanto que ao ser conectado na barra 10, a redução foi de 40,0% nas perdas de potência ativa e 39,1% nas perdas de potência reativa. Assim sendo, os demais testes ocorreram com o alimentador onde se encontra a barra 10.

Tabela 6.1: Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema

Número da barra	Maior desvio das tensões	Perdas (MW)	Perdas (MVar)
GD na barra 10	3,10%	0,395	0,460
GD na barra 8	4,10%	0,513	0,611
GD na barra 7	3,59%	0,412	0,483
Sem GD	4,78%	0,658	0,756

Foram testados casos onde a GD foi inserida em três diferentes barras deste alimentador uma após a outra, escolhidas da seguinte forma: a que tem maior índice nebuloso; a que tem maior demanda de potência ativa e a de menor índice. Em todas as simulações foi injetado um total de 20% da soma das cargas ativas, operando com fator de potência unitário. A Figura 6.4 ilustra os ganhos obtidos nos perfis de tensão após a inserção de GD e a Tabela 6.1 mostra o maior desvio na magnitude da tensão em relação à tensão da subestação e as reduções nas perdas totais do sistema.

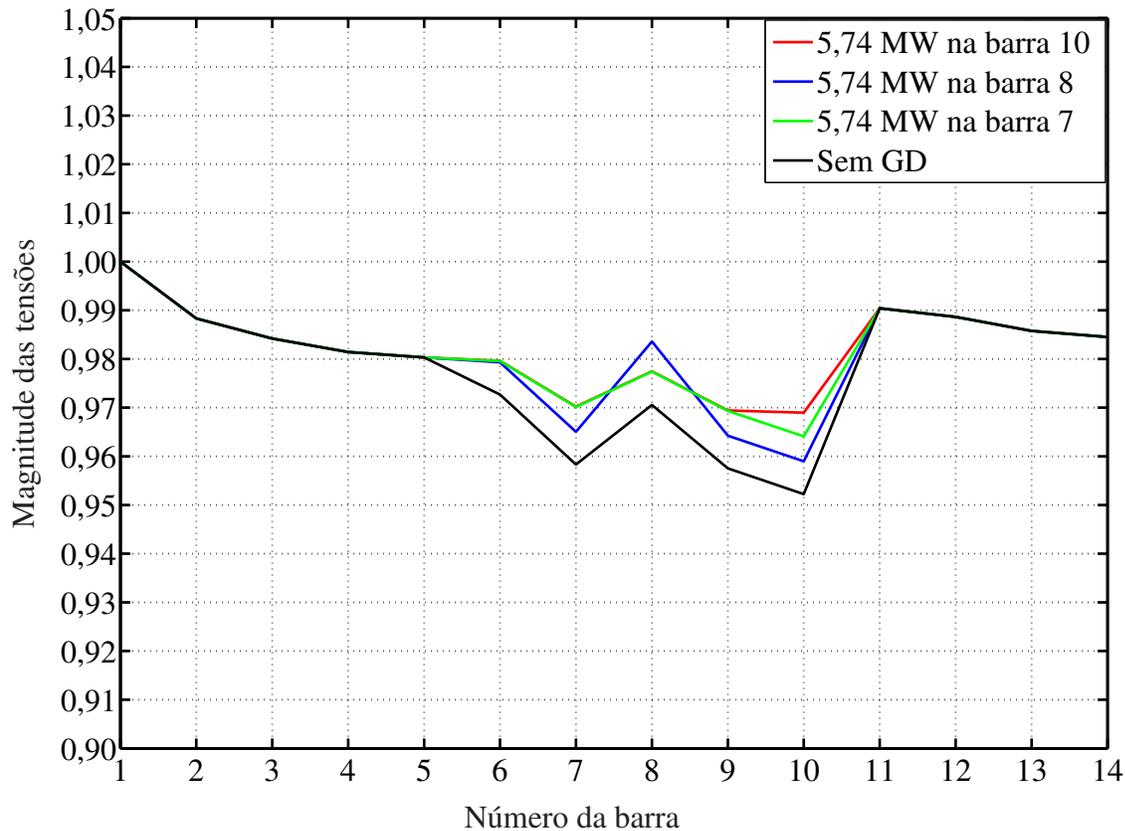


Figura 6.4: Perfil das tensões com inserção de GD em diferentes barras

Pode-se constatar que de fato, a conexão de um gerador em uma barra com maior índice nebuloso provocou maiores ganhos médios no perfil das tensões do que dispor de um gerador com o mesmo nível de geração em outra barra do mesmo alimentador com índice nebuloso inferior. Notou-se também que com topologia radial não houve influência da inserção de GD nas tensões das barras dos outros alimentadores, devido ao controle de tensão proveniente da subestação.

Na Figura 6.5 compara-se os resultados obtidos pelo índice apresentado na seção 6.1, que faz uso de simulações exaustivas, com os obtidos pelo índice nebuloso obtido a partir de apenas um fluxo de potência. E na Tabela 6.2 tem-se a respectiva classificação das três melhores barras para a inserção de GD.

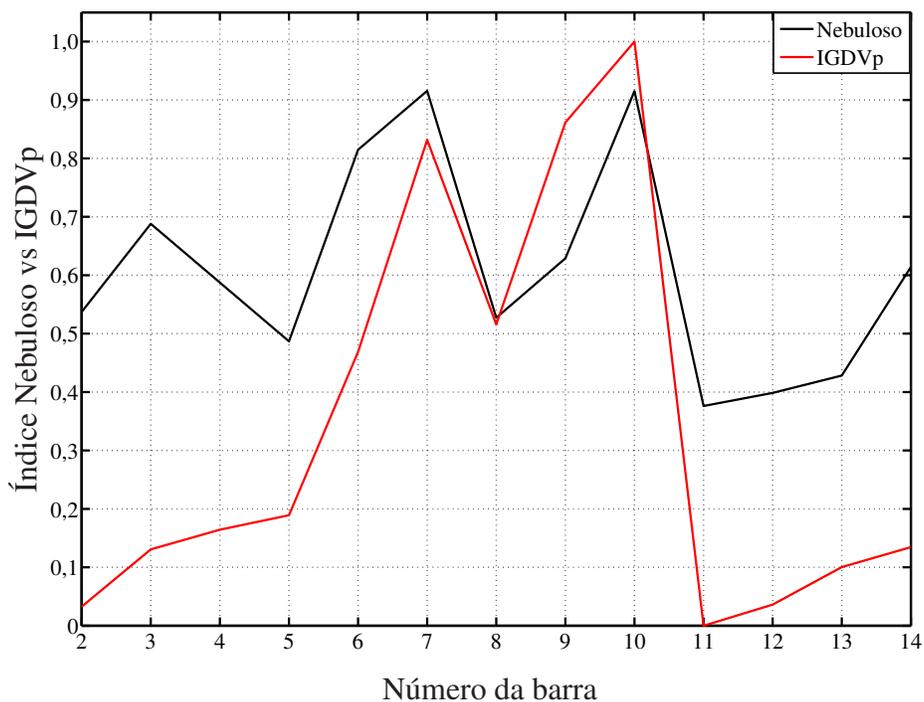


Figura 6.5: Índice Nebuloso vs IGDVp

Tabela 6.2: Classificação das barras do sistema

Classificação	IGDVp	Nebuloso
1°	Barra 10	Barra 10
2°	Barra 9	Barra 7
3°	Barra 7	Barra 6

Nesta simulação, percebe-se que em algumas barras os índices de classificação divergem, o que se deve ao fato do índice nebuloso considerar a demanda de potência ativa (barras 7 e 6) sem qualquer ponderação como ocorre como o IGDVp (ver formulação 6.1), conforme pode ser constatado na Tabela 6.3.

Tabela 6.3: Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema

IGDVp	Nebuloso	GD na barra	Maior desvio das tensões	Perdas (MW)	Perdas (MVar)
1°	1°	10	3,10%	0,395	0,460
3°	2°	7	3,59%	0,412	0,483
2°	4°	9	3,60%	0,444	0,515
4°	5°	8	4,10%	0,513	0,611
-	-	Sem GD	4,78%	0,658	0,756

6.2.2 Topologia Malhada

Trata-se de uma variação do sistema de distribuição de 14 barras analisado na subseção 6.2.1, onde foram inseridos alguns ramos com o intuito de formar algumas malhas para avaliação da robustez do método neste tipo de topologia. Agora tem-se um sistema malhado composto por 14 barras e 16 ramos, sendo a base de tensão 15 kV e a base de potência 100 MVA e que no caso base (sem GD) apresenta uma demanda total de 28,70 MW e 17,30 MVar e um total de perdas de 0,555 MW e 0,658 MVar. Os dados estão no apêndice A e o respectivo diagrama unifilar na Figura 6.6. O perfil das tensões sem a conexão de GD é apresentado na Figura 6.7, sendo seguido pelo índice nebuloso mostrado na Figura 6.8 e um novo perfil de tensões após a inserção de GD está ilustrado na Figura 6.9 que segue o resultado determinado pelo índice nebuloso. Por fim é apresentada na Figura 6.10 uma comparação entre os resultados do índice nebuloso e o índice IGDVp.

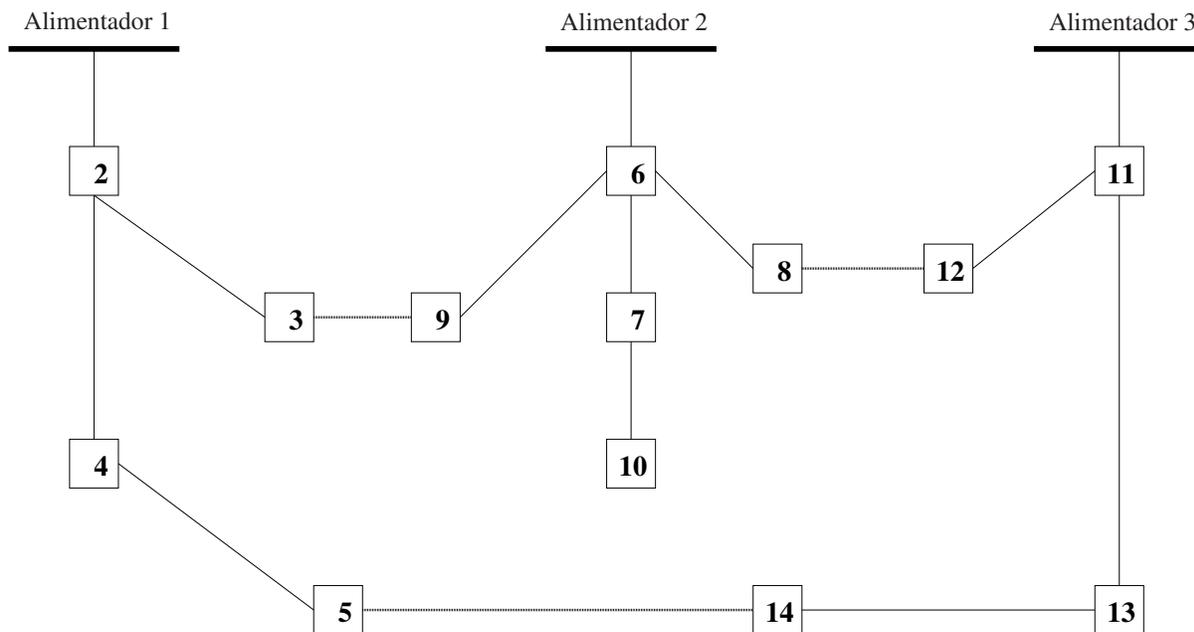


Figura 6.6: Sistema malhado de 14 barras

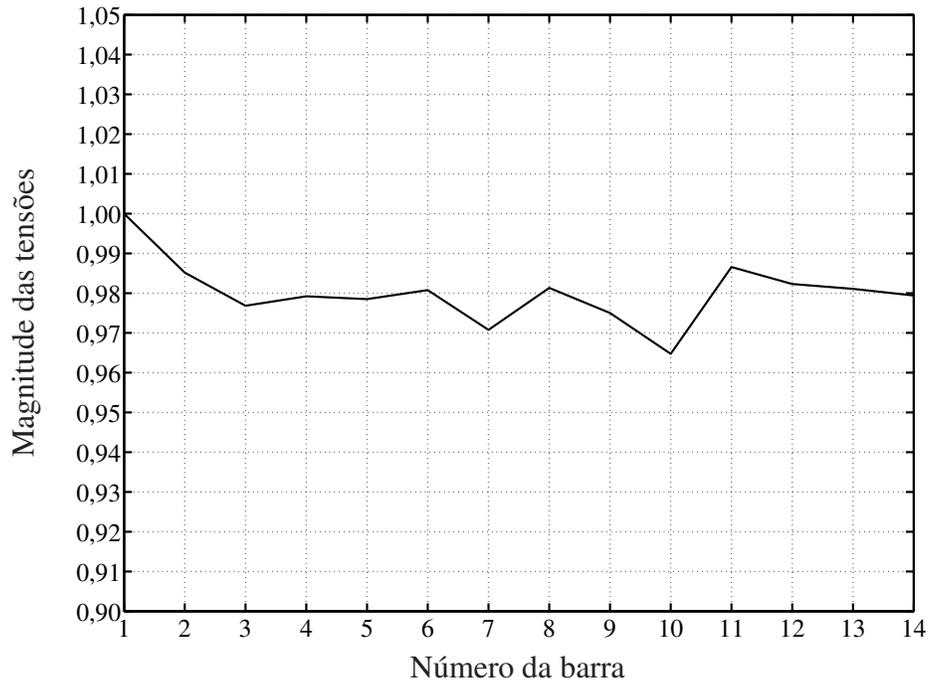


Figura 6.7: Perfil das tensões sem a conexão de GD

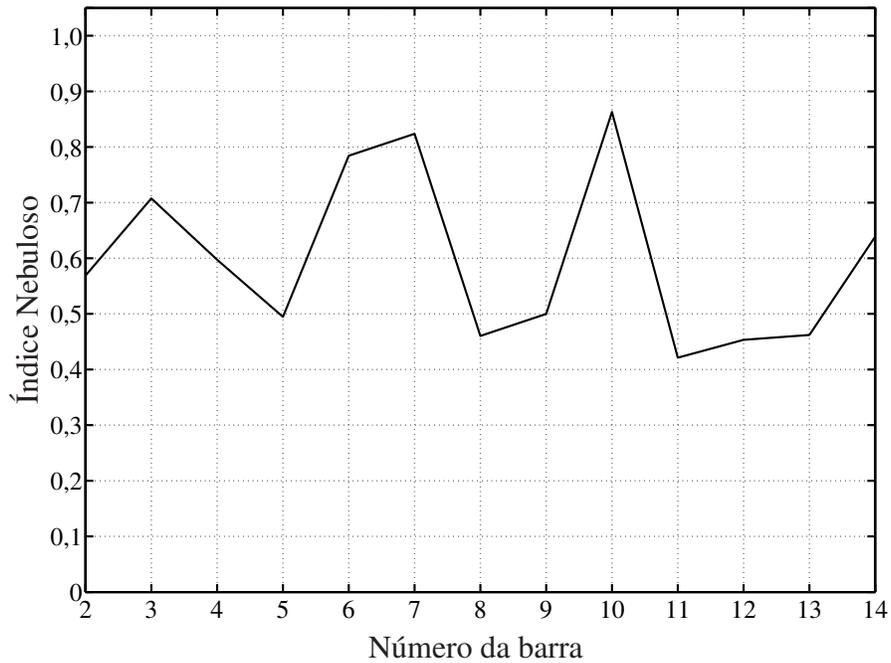


Figura 6.8: Índice Nebuloso

No gráfico da Figura 6.7 pode-se observar o comportamento das magnitudes das tensões do sistema, constatando-se que com a topologia malhada o sistema obteve uma elevação média no perfil das tensões, perdendo também a característica de redução da magnitude da tensão ao longo do alimentador, devido às novas conexões para o atendimento das cargas.

Assim como no caso da topologia radial, através do gráfico da Figura 6.8 é possível classificar as barras mais adequadas para a inserção de GD, sendo que quanto maior o valor do índice, melhor a contribuição obtida ao se conectar um gerador na barra em questão.

Pode-se perceber que mesmo com a mudança de topologia da rede, o índice ainda se mostra eficiente indicando como barras candidatas à inserção de GD aquelas que apresentam os níveis de magnitude de tensão mais baixos e também as potências ativas consumidas pelas cargas, que ao serem supridas localmente produzem uma considerável redução nas perdas do sistema.

Foram testados casos onde a GD foi inserida nas mesmas três barras do caso com topologia radial, notando-se que os índices das barras 7 e 10 ainda são bem próximos, pois são as barras de menor tensão e que também têm as duas maiores cargas do sistema. Para testar a contribuição obtida ao se inserir GD nestas barras, injetou-se os mesmos 20% do total de potência ativa, com fator de potência unitário. A Figura 6.9 ilustra os ganhos obtidos nos perfis de tensão após a inserção de GD e a Tabela 6.4 mostra o maior desvio na magnitude da tensão em relação à tensão da subestação e as reduções nas perdas totais do sistema.

Tabela 6.4: Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema

Número da barra	Maior desvio das tensões	Perdas (MW)	Perdas (MVar)
10	2,40%	0,365	0,430
8	3,30%	0,460	0,554
7	2,88%	0,381	0,453
Sem GD	3,52%	0,555	0,658

Assim como na topologia radial, pode-se constatar que a conexão de um gerador em uma barra com maior índice nebuloso provocou maiores ganhos médios no perfil das tensões do que dispor de um gerador com o mesmo nível de geração em outra barra com índice nebuloso inferior. É fato que a topologia malhada por si só, já produz uma elevação média no perfil das tensões e também redução das perdas totais em relação à topologia radial.

Através da Tabela 6.4 notou-se que também em topologia malhada, a proximidade entre os valores dos índices acarreta em contribuições semelhantes, sendo que para as barras 10 e 7 o maior desvio nas magnitudes das tensões foi relativamente próximo, contribuindo assim de maneira equivalente com a melhoria do perfil de tensão. Entretanto, ocorreu uma melhor redução das perdas ao se conectar o gerador na barra 10 que possui índice pouco mais elevado do que o da barra 7.

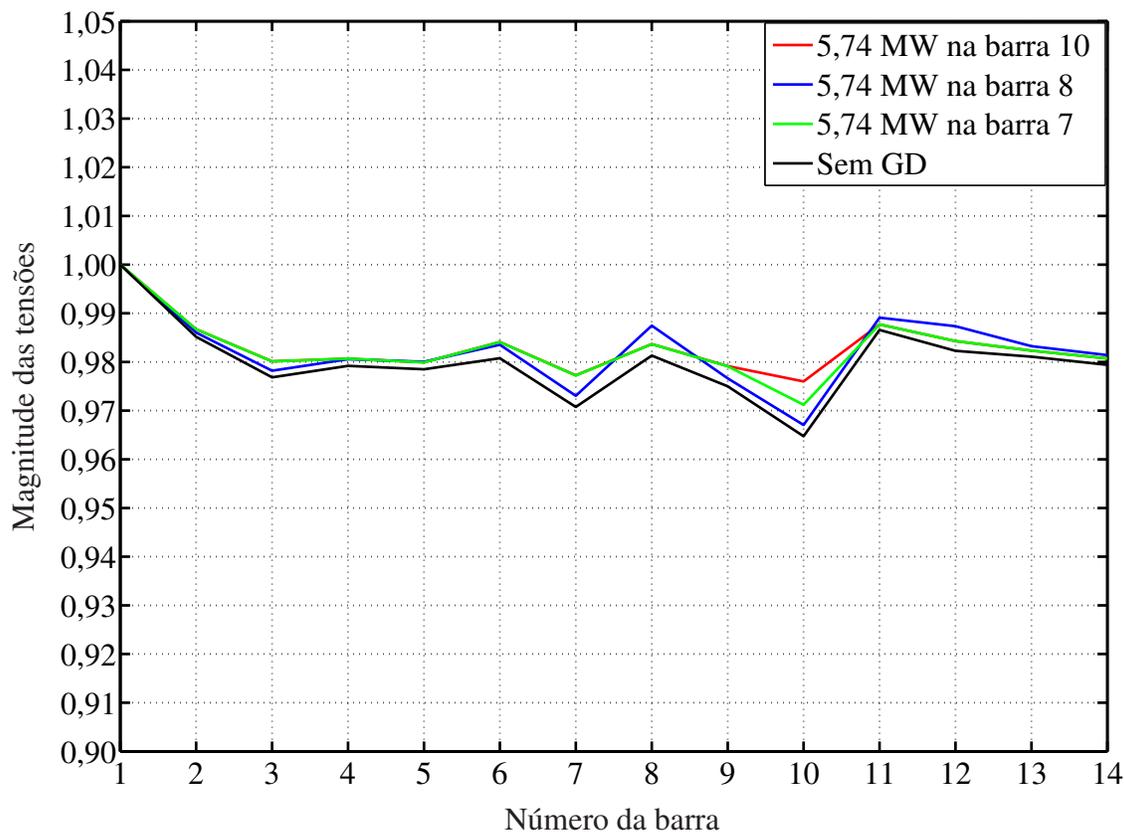


Figura 6.9: Perfil das tensões com inserção de GD em diferentes barras

Na Figura 6.10 compara-se os resultados obtidos pelo índice IGDVp com os obtidos pelo índice nebuloso e na Tabela 6.5 tem-se a respectiva classificação das três melhores barras para a inserção de GD.

Tabela 6.5: Classificação das barras do sistema

Classificação	IGDVp	Nebuloso
1°	Barra 10	Barra 10
2°	Barra 7	Barra 7
3°	Barra 9	Barra 6

Neste caso, percebe-se que há divergência somente na terceira linha da Tabela 6.5, o que se deve principalmente pelo fato do índice nebuloso considerar a demanda de potência ativa na barra 6 que é maior que na barra 9 e através da Tabela 6.6 temos a comparação direta dos ganhos obtidos, destacando-se as mesmas classificações para a primeira, segunda e quinta posições.

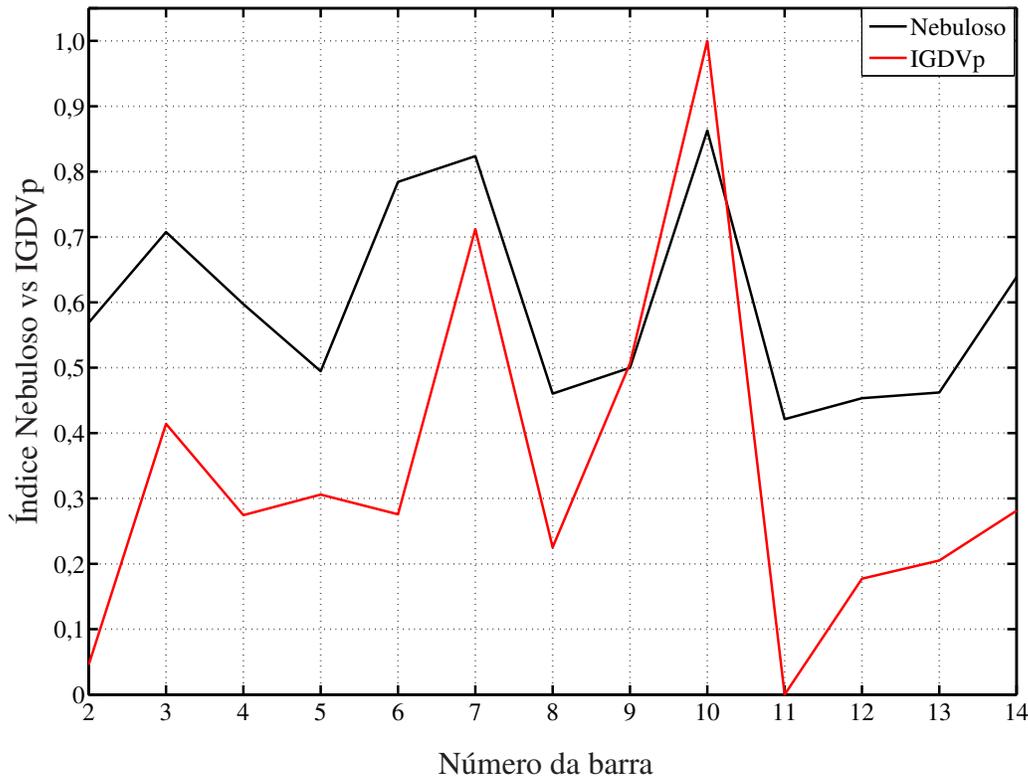


Figura 6.10: Índice Nebuloso vs IGDVp

Tabela 6.6: Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema

IGDVp	Nebuloso	GD na barra	Maior desvio das tensões	Perdas (MW)	Perdas (MVA _r)
1°	1°	10	2,40%	0,365	0,430
2°	2°	7	2,88%	0,381	0,453
5°	5°	8	3,30%	0,460	0,554
-	-	Sem GD	3,52%	0,555	0,658

6.3 Testes com Sistema de 70 barras

6.3.1 Topologia Radial

Também para este sistema, apresentado na seção 5.1.2, foram realizadas as mesmas análises que para o sistema de 14 barras. Seu diagrama unifilar pode ser visto na Figura 6.11 e o perfil das tensões sem a conexão de GD é apresentado na Figura 6.12, sendo seguido pelo índice nebuloso mostrado na Figura 6.13 e um novo perfil de tensões após a inserção de GD está ilustrado na Figura 6.14 que segue o resultado determinado pelo índice nebuloso. Por fim é apresentada na Figura 6.15 uma comparação entre os resultados do índice nebuloso e o índice IGDVp.

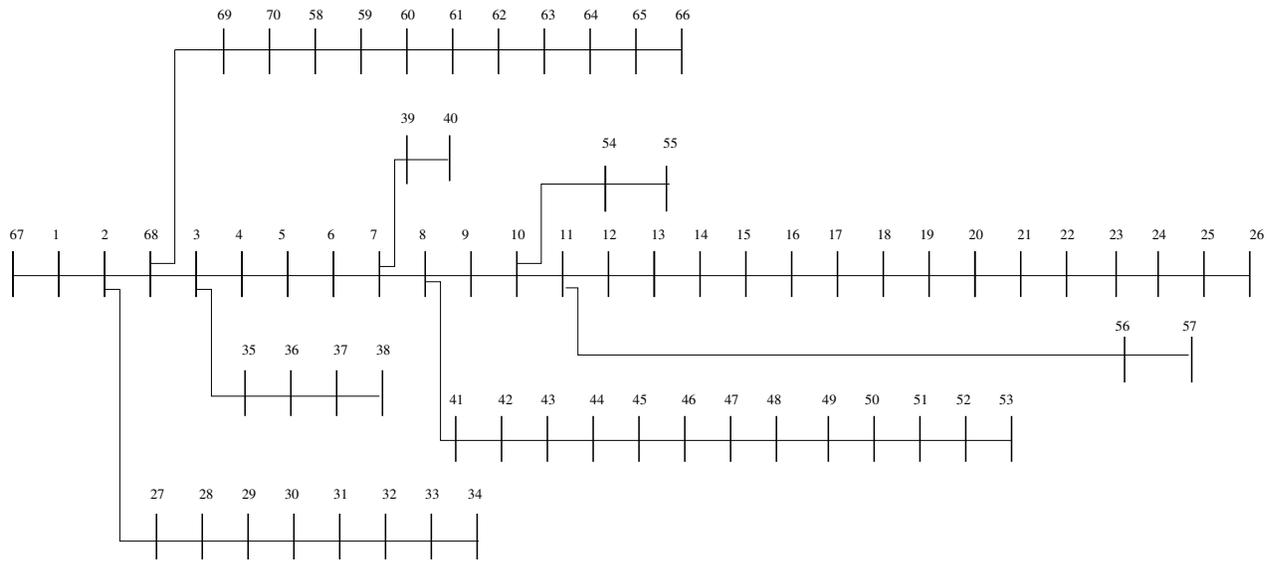


Figura 6.11: Sistema Radial de 70 barras

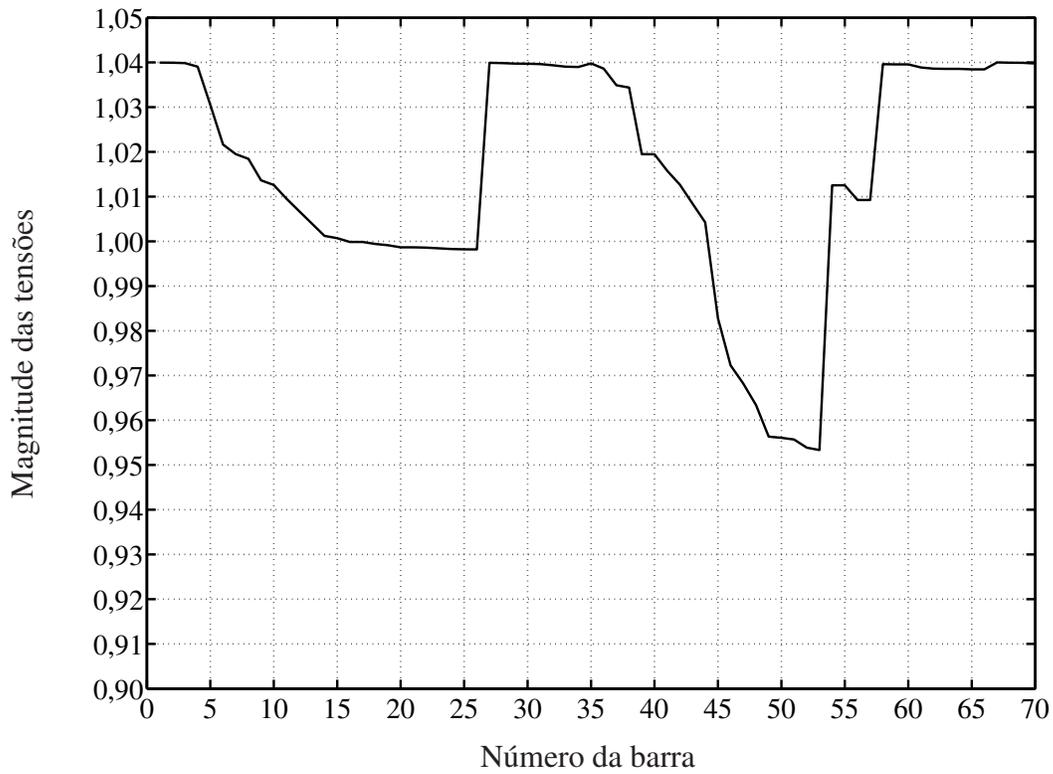


Figura 6.12: Perfil das tensões sem a conexão de GD

No gráfico da Figura 6.12 pode-se observar o mesmo comportamento das magnitudes das tensões

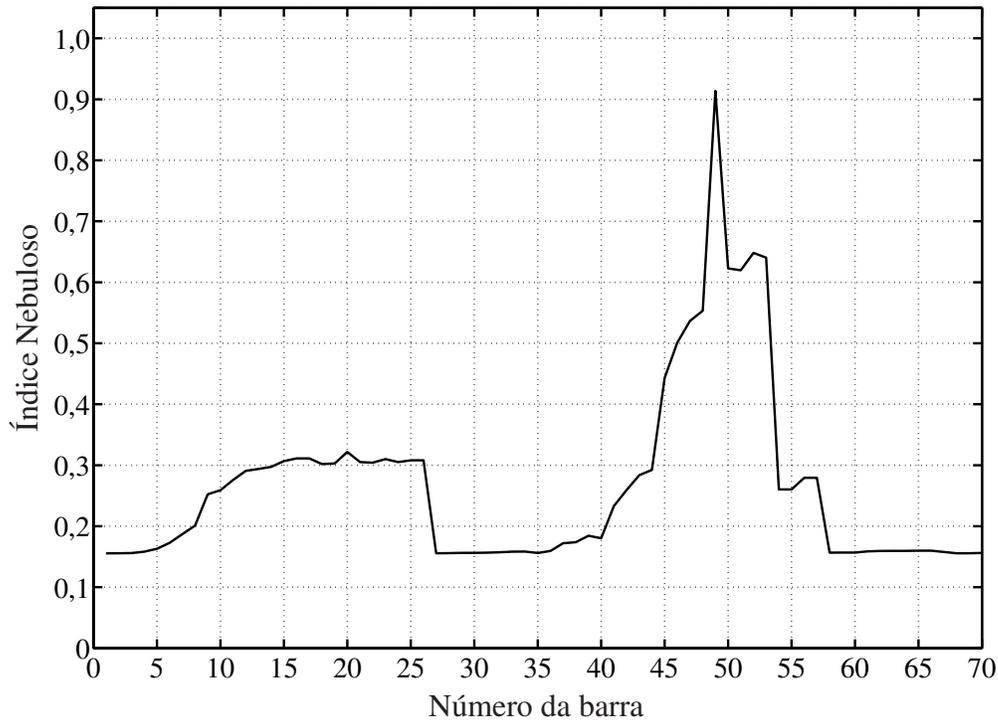


Figura 6.13: Índice Nebuloso

do sistema em relação ao sistema analisado anteriormente, constatando-se também a existência de uma diminuição gradativa dessa magnitude, já esperada por ser também um sistema radial. É importante notar que neste caso a magnitude da tensão na subestação foi ajustada em 1,04 pu e a ordenação das barras segue de acordo com as modificações feitas em (GALLARDO, 2005).

Na Figura 6.13 pode-se identificar como melhor solução a barra 49 (barra de maior carga), sendo que a barra 53 apresenta a menor magnitude de tensão e a barra 41 o menor índice, considerando-se o mesmo ramal.

Levando-se em conta as análises feitas nas seções 5.1.2 e 5.1.3 e que as funções de pertinência de entrada (Tensões Nebulosas e Potências ativas consumidas pelas cargas) foram calibradas considerando-se um nível de geração intermediário entre a potência da carga mais elevada e a demanda total do sistema, percebe-se que a barra 49 é indicada como melhor solução pois possui uma carga muito elevada em relação às demais barras do sistema e sua magnitude de tensão está muito próxima do valor da menor magnitude.

Se considerarmos apenas a melhoria do perfil de tensão, a barra mais interessante é a barra 53 que possui a tensão mais baixa e proporciona maior ganho médio no perfil, porém o índice leva em consideração o nível das potências ativas consumidas pelas cargas e portanto, priorizou a barra 49

pelo fato de a potência nesta barra ser de 1,24 MW que corresponde a cerca de um terço da demanda total do sistema.

A Figura 6.14 ilustra os ganhos obtidos nos perfis de tensão após a inserção de GD e a Tabela 6.7 mostra o maior desvio nas magnitudes das tensões em relação à tensão da subestação e as reduções nas perdas totais do sistema.

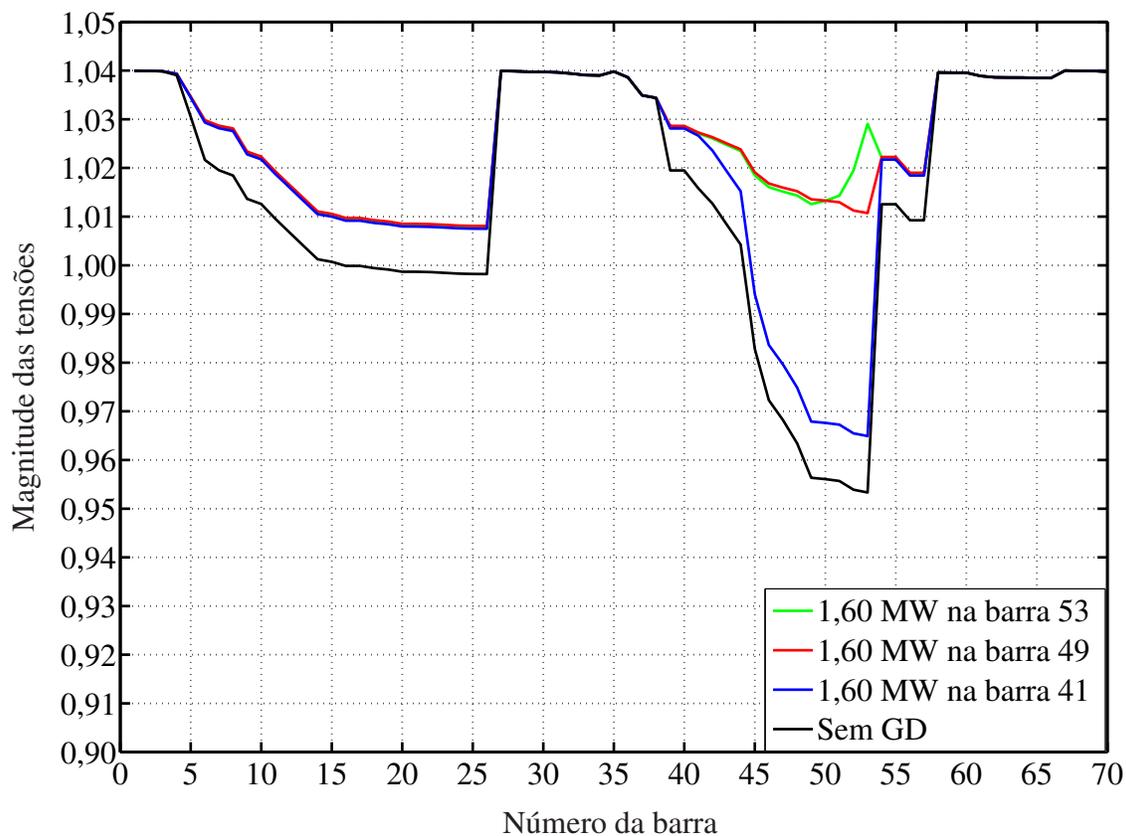


Figura 6.14: Perfil das tensões com inserção de GD em diferentes barras

Tabela 6.7: Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema

Número da barra	Maior desvio das tensões	Perdas (MW)	Perdas (MVar)
53	3,21%	0,104	0,051
49	3,20%	0,079	0,039
41	7,51%	0,163	0,071
Sem GD	8,67%	0,205	0,093

Percebe-se que houve significativo aumento no nível das tensões do sistema quando o gerador foi conectado tanto na barra 53 quanto na barra 49. Tal fato não ocorreu com a barra 41 por apresentar um índice nebuloso de baixo valor. Entretanto, a conexão do gerador na barra 49 promoveu uma considerável redução das perdas, como se pode constatar na Tabela 6.7.

Na Figura 6.15 compara-se os resultados obtidos pelo índice IGDVp com os obtidos pelo índice nebuloso e na Tabela 6.8 tem-se a respectiva classificação das três melhores barras para a inserção de GD.

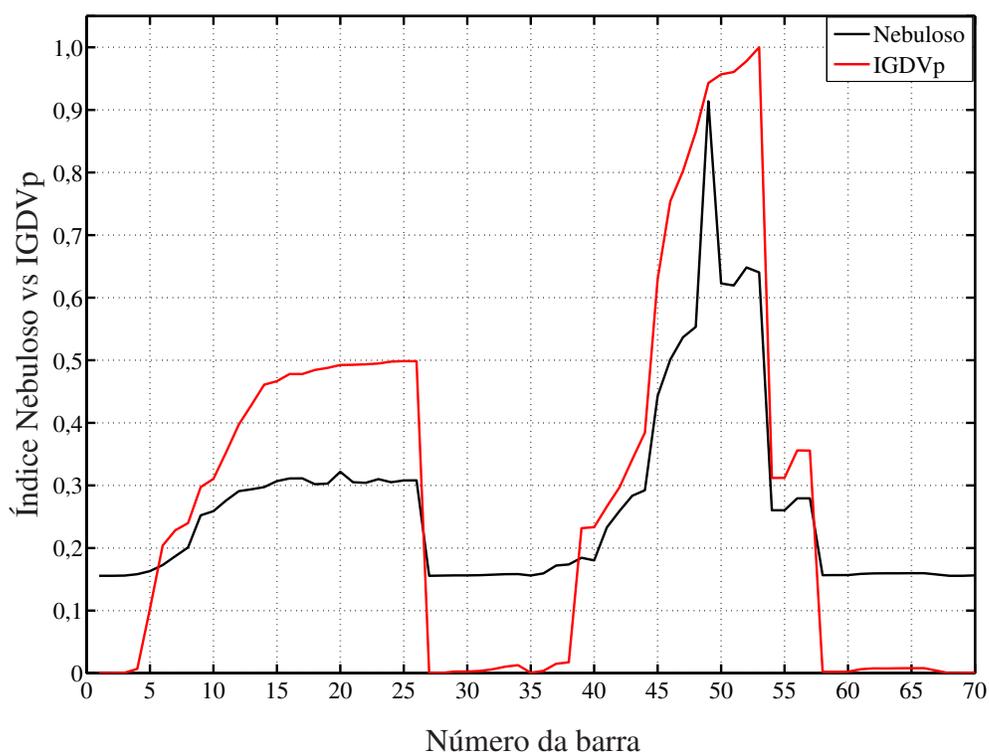


Figura 6.15: Índice Nebuloso vs IGDVp

Tabela 6.8: Classificação das barras do sistema

Classificação	IGDVp	Nebuloso
1°	Barra 53	Barra 49
2°	Barra 52	Barra 52
3°	Barra 51	Barra 53

Nesta simulação, o índice nebuloso priorizou a barra 49 devido à alta demanda de potência ativa nessa barra o que não foi contemplado pelo índice IGDVp conforme pode ser constatado na Tabela 6.9.

Tabela 6.9: Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema de 70 barras radial

IGDVp	Nebuloso	GD na barra	Maior desvio das tensões	Perdas (MW)	Perdas (MVAr)
5°	1°	49	3,20%	0,079	0,039
2°	2°	52	3,20%	0,089	0,043
1°	3°	53	3,21%	0,104	0,051
13°	13°	41	7,51%	0,163	0,071
-	-	Sem GD	8,67%	0,205	0,093

6.3.2 Topologia Malhada

Este sistema é uma variação do sistema de distribuição de 70 barras analisado na subsecção 6.3, onde foram inseridos alguns ramos com intuito de formar algumas malhas para avaliação da robustez do método neste tipo de topologia. Agora tem-se um sistema malhado composto por 70 barras e 74 ramos. A base de tensão é de 12,66 kV e a base de potência 10 kVA, e no caso base as cargas demandam um total de 3,80 MW e 2,70 MVAr. Sem a conexão de GD, o sistema apresenta um total de perdas de 0,791 MW e 0,667 MVAr. Os dados são apresentados no apêndice A e o diagrama unifilar na Figura 6.16. O perfil das tensões sem a conexão de GD é apresentado na Figura 6.17, sendo seguido pelo índice nebuloso mostrado na Figura 6.18 e um novo perfil de tensões após a inserção de GD está ilustrado na Figura 6.19 que segue o resultado determinado pelo índice nebuloso. Por fim é apresentada na Figura 6.20 uma comparação entre os resultados do índice nebuloso e o índice IGDVp.

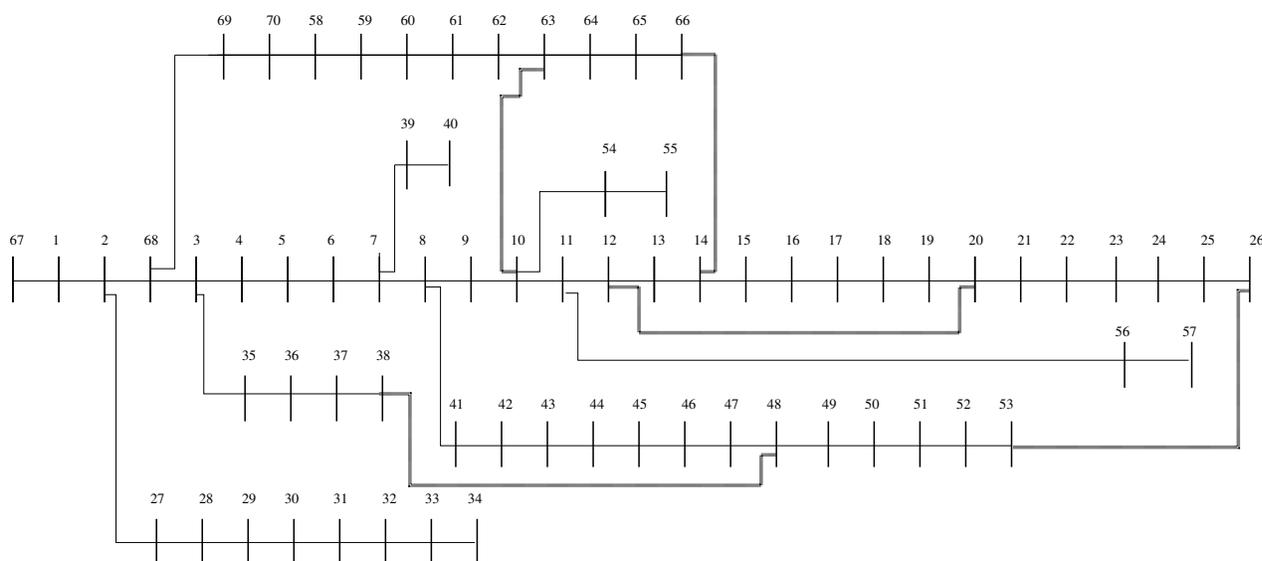


Figura 6.16: Sistema Malhado de 70 barras

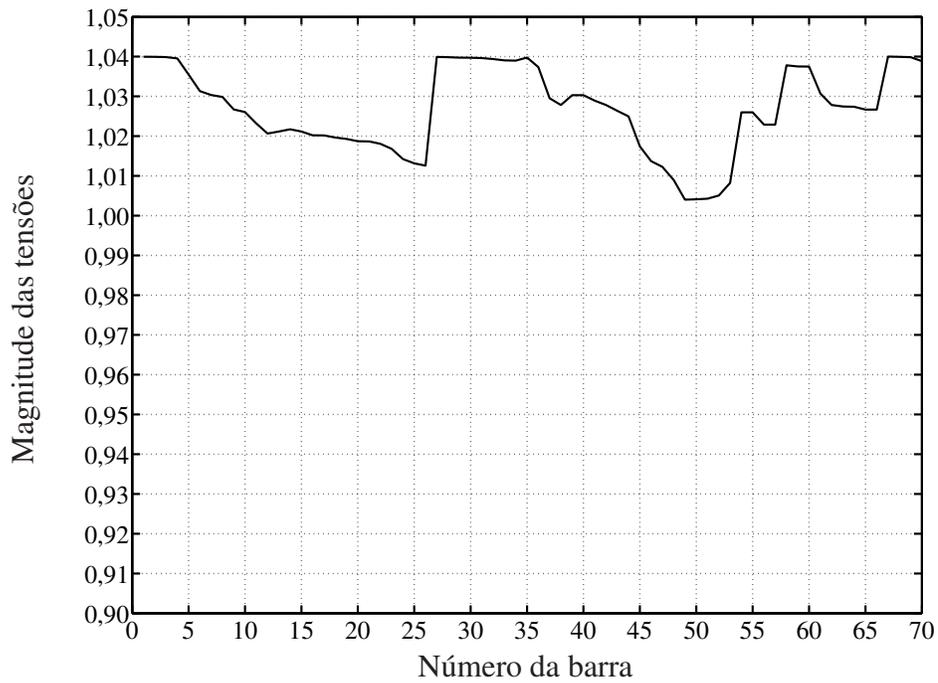


Figura 6.17: Perfil das tensões sem a conexão de GD

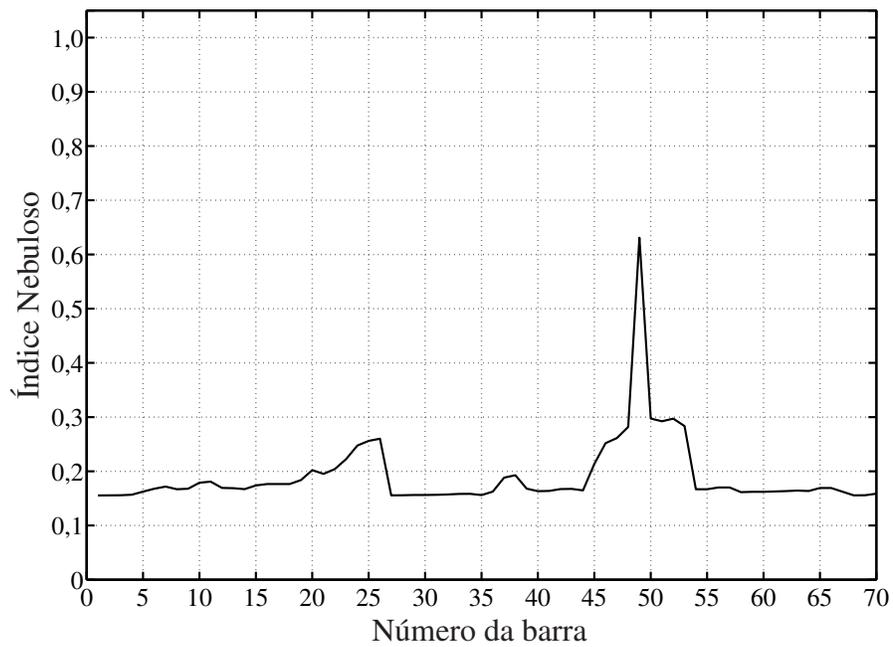


Figura 6.18: Índice Nebuloso

No gráfico da Figura 6.17 pode-se observar o comportamento das magnitudes das tensões do sistema que após a formação das malhas apresentaram uma elevação média no perfil das tensões. Com topologia radial constatou-se que as magnitudes das tensões foram diminuindo gradativamente ao longo do alimentador, e na topologia malhada, com alteração dos caminhos dos fluxos devido às mudanças nas impedâncias equivalentes entre as cargas e a subestação, obteve-se ganhos significativos na maioria das magnitudes das tensões nas barras.

A partir das análises feitas nas seções 5.1.2 e 5.1.3 e lembrando que as funções de pertinência de entrada (Tensões Nebulosas e Potências ativas consumidas pelas cargas) foram calibradas considerando-se um nível de geração intermediário entre a potência da carga mais elevada e a demanda total do sistema, percebe-se que para a topologia malhada também é indicada a barra 49 como melhor solução, por possuir uma demanda de potência ativa muito elevada em relação às demais barras do sistema e também sua magnitude de tensão está muito próxima do menor valor.

Foram testados casos onde a GD foi inserida nas mesmas três barras do caso com topologia radial e a Figura 6.19 ilustra os ganhos obtidos nos perfis de tensão após a inserção de GD e a Tabela 6.10 mostra o maior desvio nas magnitudes das tensões em relação à tensão da subestação e as reduções nas perdas totais do sistema.

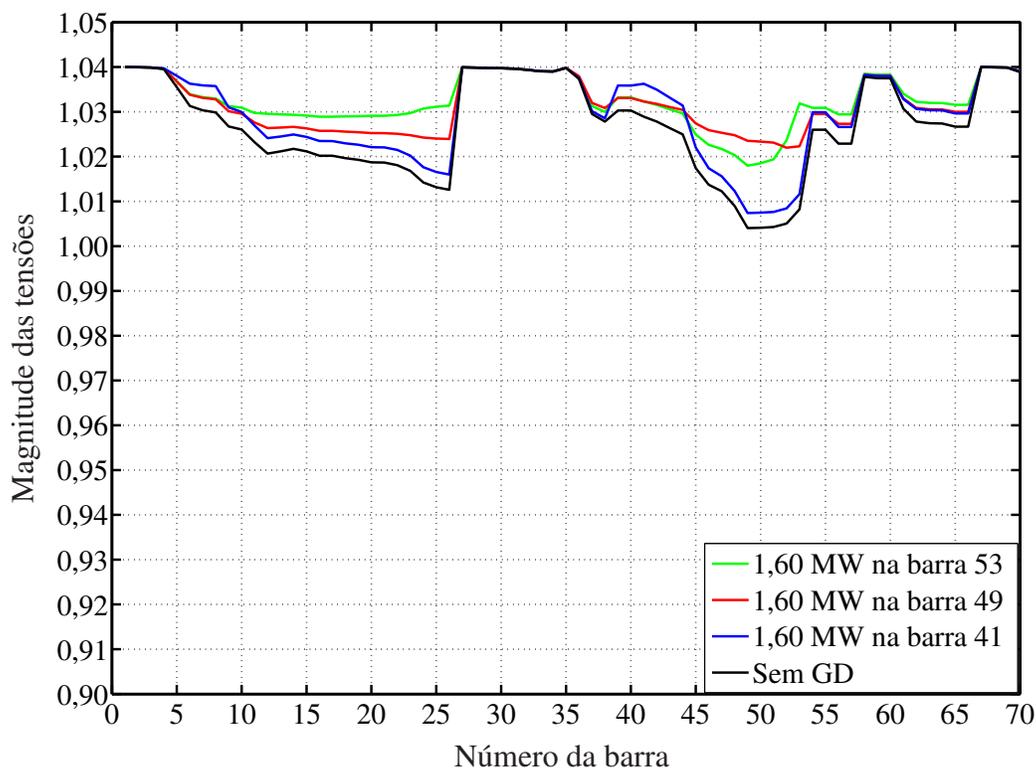


Figura 6.19: Perfil das tensões com inserção de GD em diferentes barras

Tabela 6.10: Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema

Número da barra	Maior desvio das tensões	Perdas (MW)	Perdas (MVar)
53	2,20%	0,0504	0,0403
49	1,80%	0,0345	0,0309
41	3,26%	0,0696	0,0536
Sem GD	3,60%	0,0791	0,0667

Como se pode observar na Figura 6.19 e na Tabela 6.10, a conexão do gerador na barra 53 é a que resultou maior elevação média no perfil de tensão. Entretanto ao se inserir GD na barra 49, obteve-se o menor dentre os maiores desvios de tensão em relação à tensão da subestação, implicando em um perfil de tensão mais plano e ainda, a barra 49 por possuir a maior carga do sistema, para o nível de geração adotado, nos garantiu a maior redução nas perdas totais do sistema.

Na Figura 6.20 compara-se os resultados obtidos pelo índice IGDVp com os obtidos pelo índice nebuloso e na Tabela 6.11 tem-se a respectiva classificação das três melhores barras para a inserção de GD.

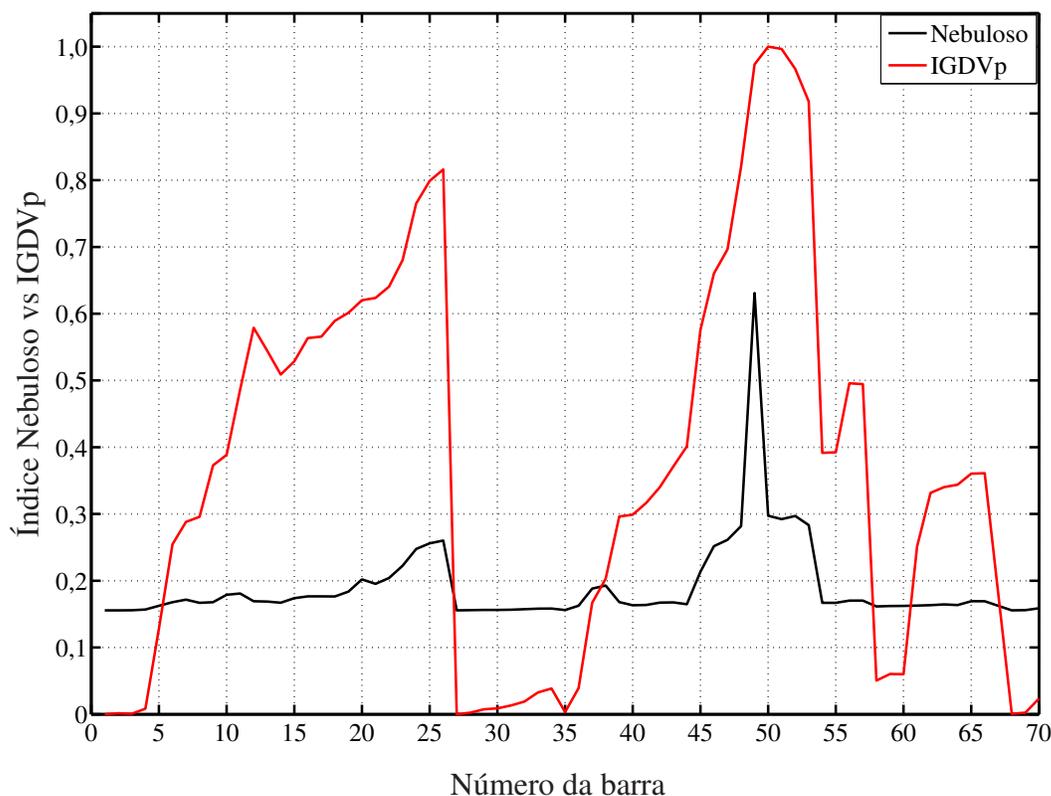


Figura 6.20: Índice Nebuloso vs IGDVp

Tabela 6.11: Classificação das barras do sistema

Classificação	IGDVp	Nebuloso
1°	Barra 50	Barra 49
2°	Barra 51	Barra 50
3°	Barra 49	Barra 52

Constata-se que após a mudança de topologia, ocorreu uma elevação média nas magnitudes de tensão e o índice nebuloso obtido foi compatível com o fato de as tensões já estarem dentro dos valores aceitáveis e em alguns casos um pouco acima deles ou seja, os valores dos índices nebulosos resultaram muito baixos e se elevaram de acordo com as maiores demandas de potência ativa.

Portanto, nesta simulação o índice nebuloso priorizou as barras com maior demanda, levando em conta que já possuem um valor de magnitude de tensão satisfatório, procurando assim minimizar as perdas totais e assim, como ocorrido no caso radial, este fato também não foi contemplado pelo índice IGDVp, conforme pode ser constatado na Tabela 6.12.

Tabela 6.12: Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema

IGDVp	Nebuloso	GD na barra	Maior desvio das tensões	Perdas (MW)	Perdas (MVar)
3°	1°	49	1,80%	0,0345	0,0309
1°	2°	50	1,75%	0,0353	0,0314
5°	5°	53	2,20%	0,0504	0,0403
13°	13°	41	3,26%	0,0696	0,0536
-	-	Sem GD	3,60%	0,0791	0,0667

6.4 Testes com Sistemas de 136 barras

6.4.1 Topologia Radial

Este sistema de distribuição (GUIMARÃES, 2005) é um sistema radial composto por 136 barras e 135 ramos, sendo a base de tensão 13,80 kV e a base de potência 10 MVA e que no caso base (sem GD) apresenta uma demanda total de 18,31 MW e 7,93 MVar e um total de perdas de 0,320 MW e 0,703 MVar. Os dados estão no apêndice A e o respectivo diagrama unifilar na Figura 6.21. O perfil das tensões sem a conexão de GD é apresentado na Figura 6.22, sendo seguido pelo índice nebuloso mostrado na Figura 6.23 e um novo perfil de tensões após a inserção de GD está ilustrado na Figura 6.24 que segue o resultado determinado pelo índice nebuloso. Por fim é apresentada na Figura 6.25 uma comparação entre os resultados do índice nebuloso e o índice IGDVp.

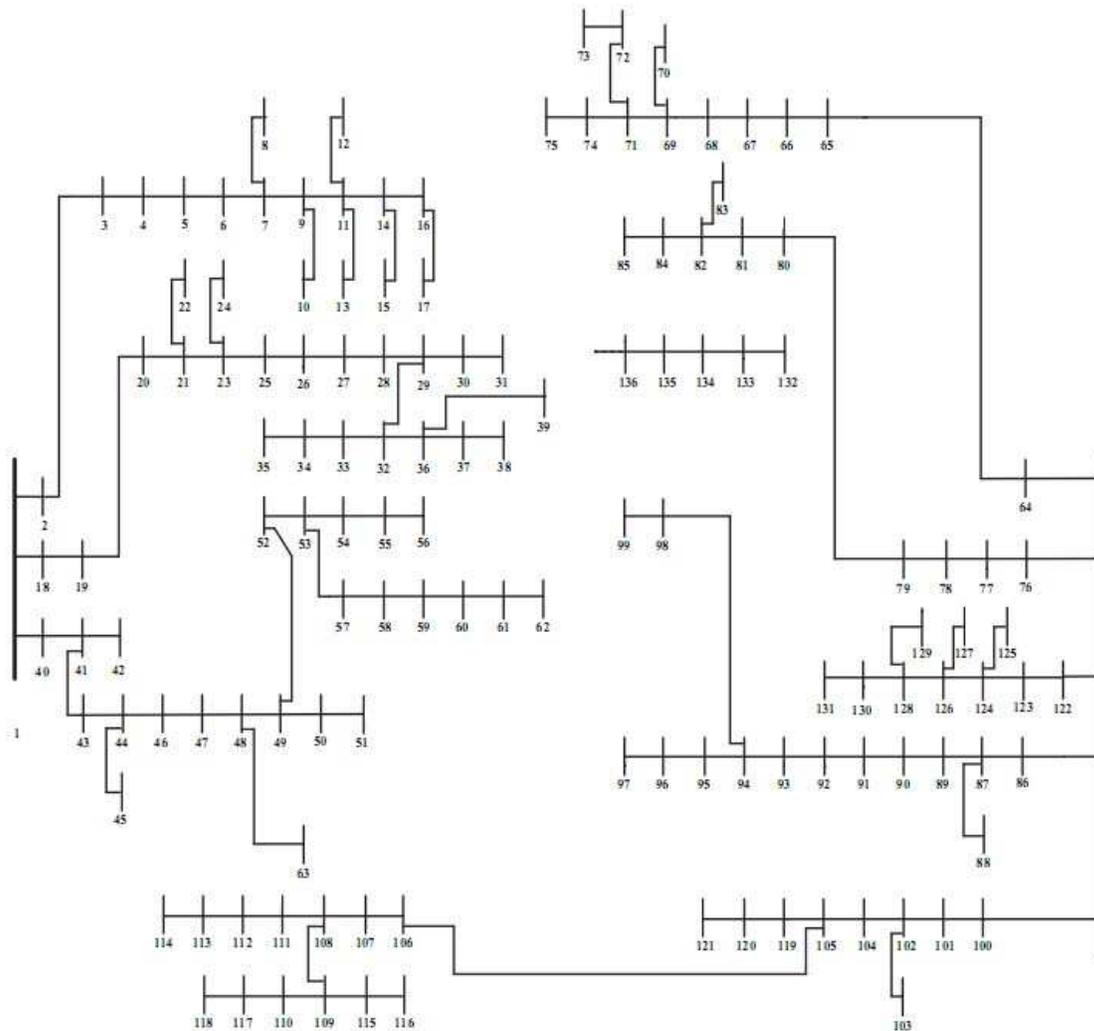


Figura 6.21: Sistema Radial de 136 barras

No gráfico da Figura 6.22 pode-se observar o mesmo comportamento das magnitudes das tensões em sistemas com topologia radial, sem a presença de dispositivos de controle de tensão, como já comentado anteriormente.

Constata-se que nesta rede existe um ramo onde as magnitudes das tensões contemplam valores abaixo do limite inferior e de acordo com a formulação do índice nebuloso apresentada na seção 5.2, se a magnitude da tensão assume o valor "Muito Baixo", o valor do índice será "Muito Alto", sendo que isto ocorre sempre que se tem magnitudes de tensão abaixo do limite de $\pm 5\%$ do valor nominal, focando-se apenas a melhoria no perfil das tensões.

Foram testados casos onde a GD foi inserida em três diferentes barras deste ramo uma após a outra, escolhidas da seguinte forma: a que tem maior índice nebuloso (barra 118); a que tem maior demanda de potência ativa (barra 106) e a de menor índice (barra 100).

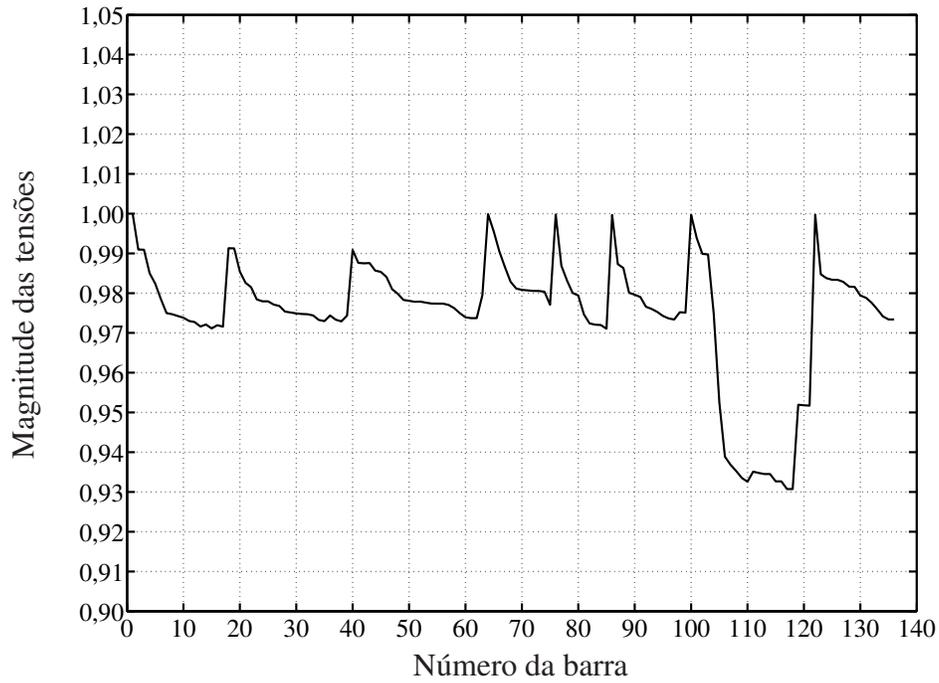


Figura 6.22: Perfil das tensões sem a conexão de GD

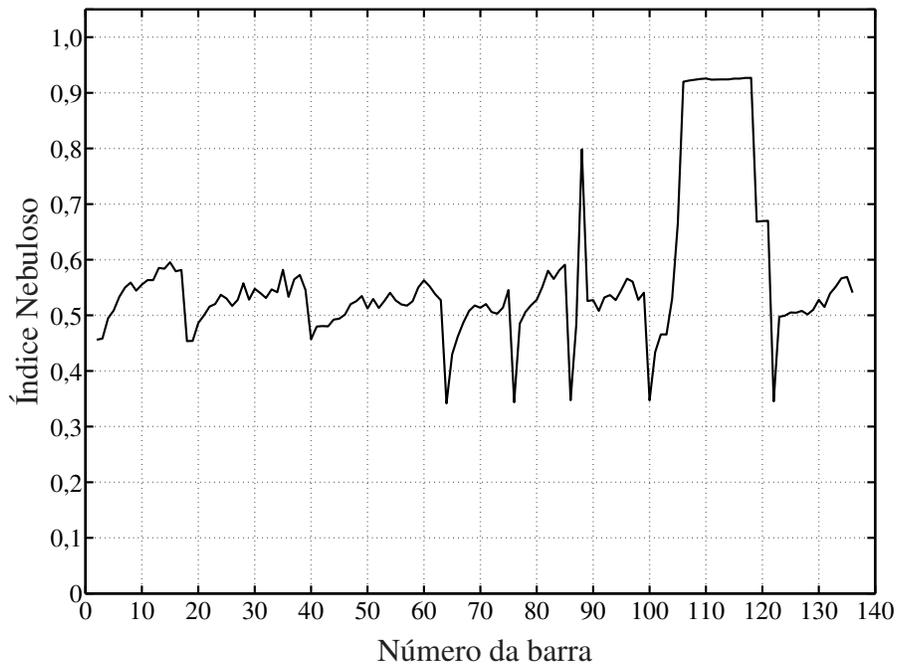


Figura 6.23: Índice Nebuloso

A Figura 6.24 ilustra os ganhos obtidos nos perfis de tensão após a inserção de GD e a Tabela 6.13 mostra o maior desvio nas magnitudes das tensões em relação à tensão da subestação e as reduções nas perdas totais do sistema.

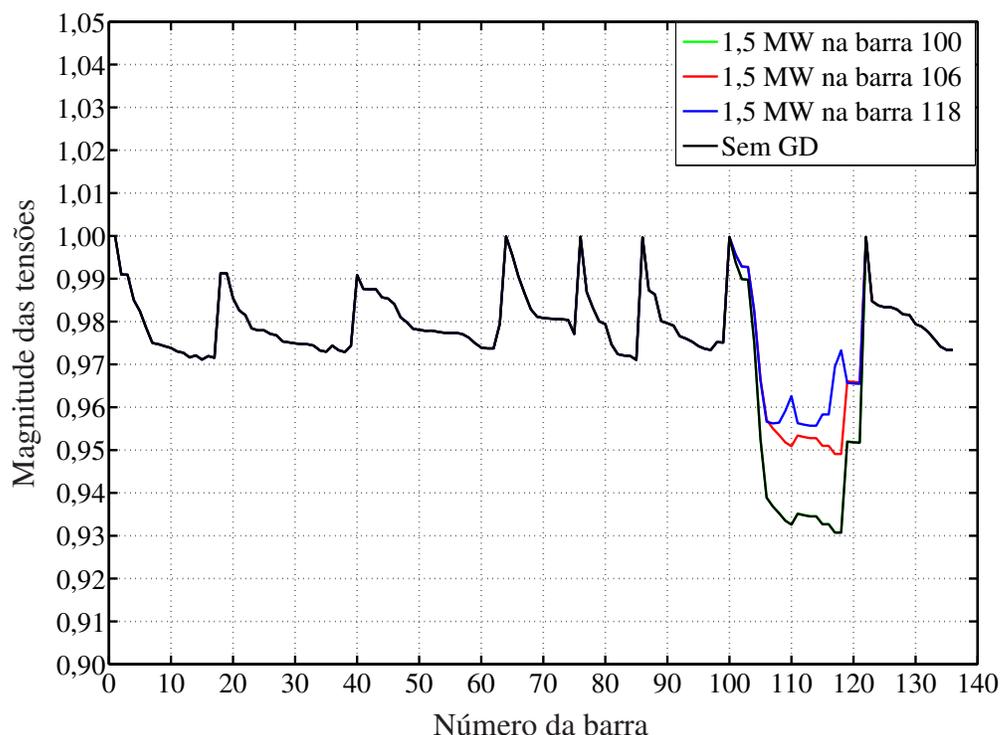


Figura 6.24: Perfil das tensões com inserção de GD em diferentes barras

Tabela 6.13: Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema

Número da barra	Maior desvio das tensões	Perdas (MW)	Perdas (MVar)
100	6,92%	0,320	0,702
106	5,09%	0,248	0,536
118	4,43%	0,269	0,548
Sem GD	6,92%	0,320	0,703

Percebe-se que houve significativo aumento no nível das tensões do sistema nos casos em que se inseriu GD nas barras com menor tensão (barra 118), seguida pela barra 106, sendo que para a barra 100 não ocorreu elevação no perfil de tensões e nem redução nas perdas, por estar diretamente conectada à subestação, resultado esperado segundo análise da seção 5.1.2.

Na Figura 6.25 compara-se os resultados obtidos pelo índice IGDVp com os obtidos pelo índice nebuloso e na Tabela 6.14 tem-se a respectiva classificação das três melhores barras para a inserção de GD.

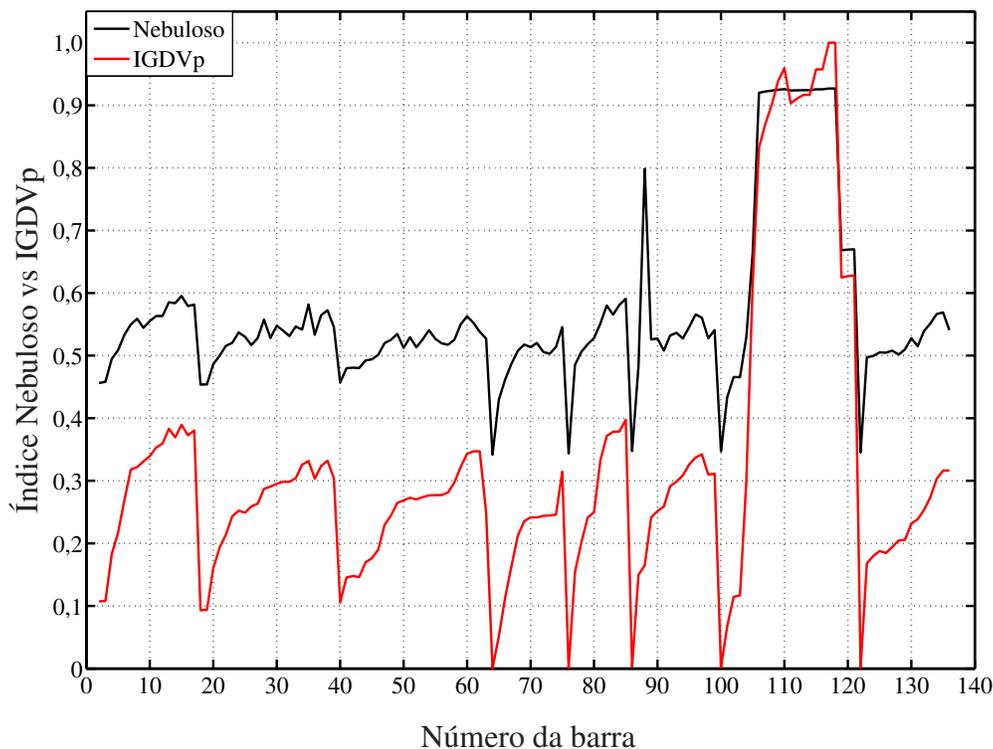


Figura 6.25: Índice Nebuloso vs IGDVp

Tabela 6.14: Classificação das barras do sistema

Classificação	IGDVp	Nebuloso
1°	Barra 118	Barra 118
2°	Barra 117	Barra 117
3°	Barra 116	Barra 116

Como pode ser visto na Tabela 6.14, não houve divergência no ramo onde as tensões possuem valores abaixo do limite, pois o índice nebuloso não considerou as cargas, visando apenas melhorar o perfil de tensão, da mesma forma que o IGDVp, conforme pode ser constatado na Tabela 6.15.

Tabela 6.15: Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema de 136 barras radial

IGDVp	Nebuloso	GD na barra	Maior desvio das tensões	Perdas (MW)	Perdas (MVar)
1°	1°	118	4,43%	0,269	0,548
13°	13°	106	5,09%	0,248	0,536
último	último	100	6,92%	0,320	0,702
-	-	Sem GD	6,92%	0,320	0,703

6.4.2 Topologia Malhada

Trata-se de uma variação do sistema de distribuição de 136 barras analisado na subseção 6.4.1, onde foram inseridos alguns ramos com o intuito de formar algumas malhas para avaliação da robustez do método neste tipo de topologia. Agora tem-se um sistema malhado composto por 136 barras e 156 ramos, sendo a base de tensão 13,80 kV e a base de potência 10 MVA, e que no caso base (sem GD) apresenta uma demanda total de 18,31 MW e 7,93 MVAR e um total de perdas de 0,555 MW e 0,658 MVAR. Os dados estão no apêndice A e o respectivo diagrama unifilar na Figura 6.26. O perfil das tensões sem a conexão de GD é apresentado na Figura 6.27, sendo seguido pelo índice nebuloso mostrado na Figura 6.28 e um novo perfil de tensões após a inserção de GD está ilustrado na Figura 6.29 que segue o resultado determinado pelo índice nebuloso. Por fim é apresentada na Figura 6.30 uma comparação entre os resultados do índice nebuloso e o índice IGDVp.

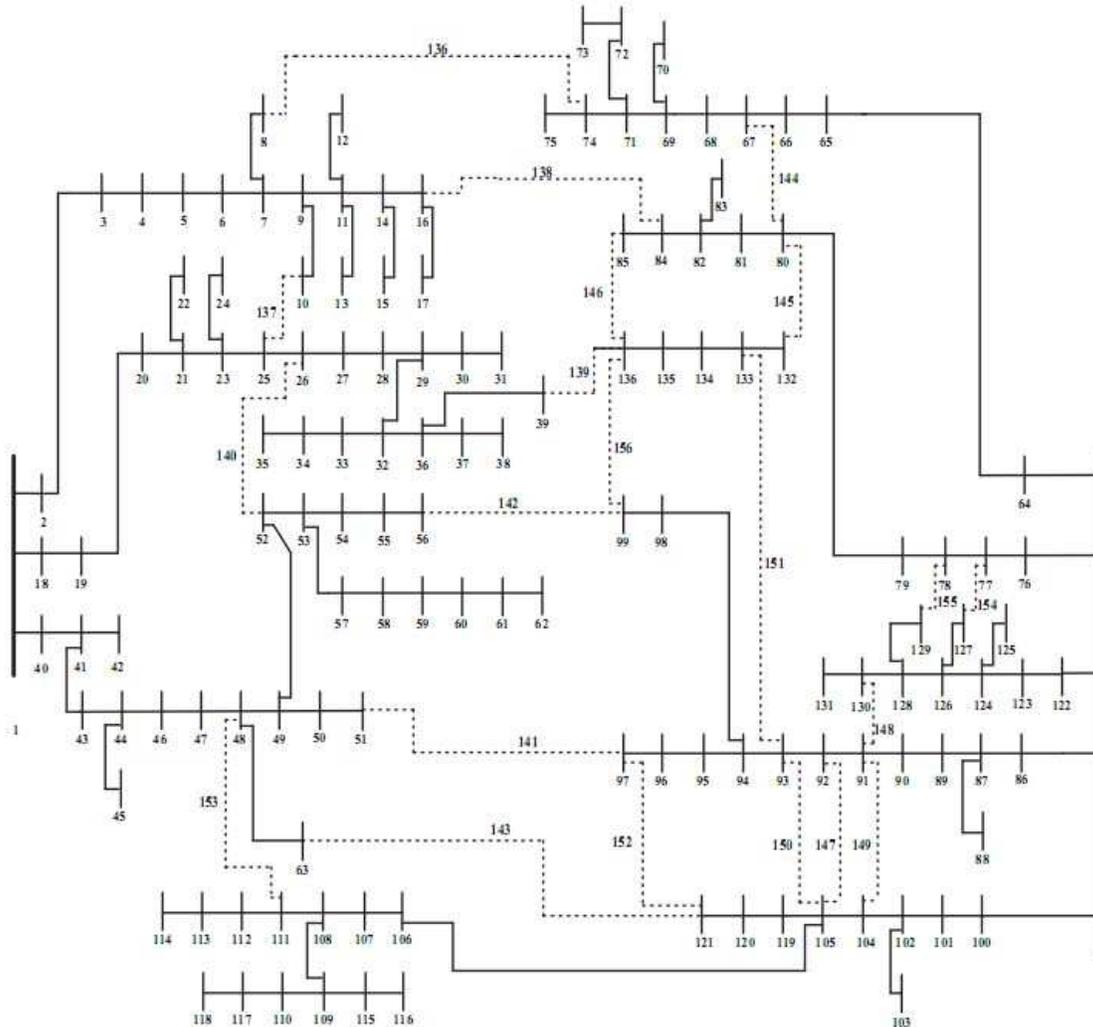


Figura 6.26: Sistema Malhado de 136 barras

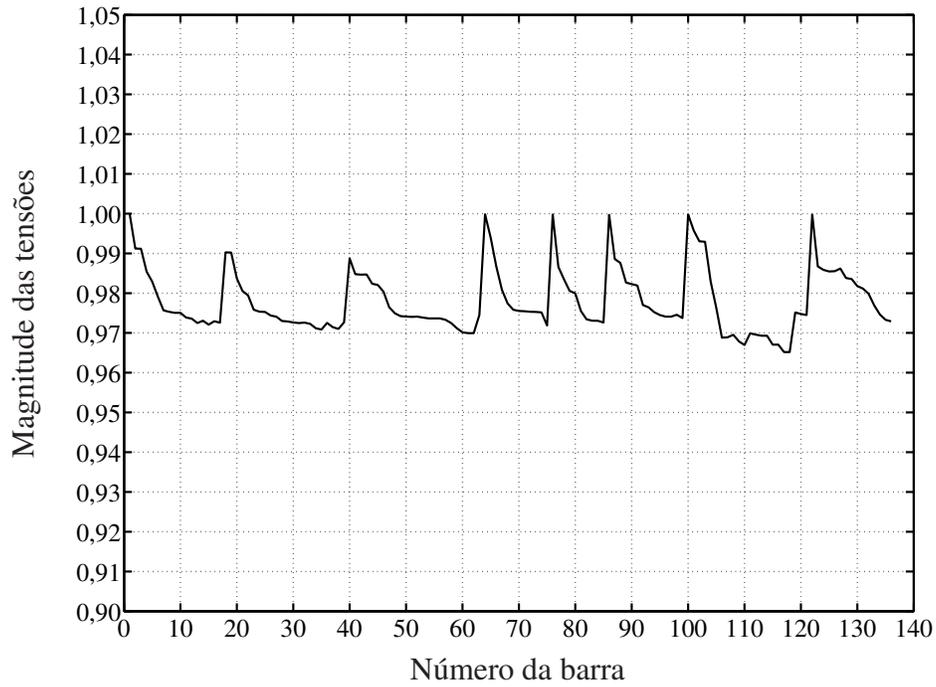


Figura 6.27: Perfil das tensões sem a conexão de GD

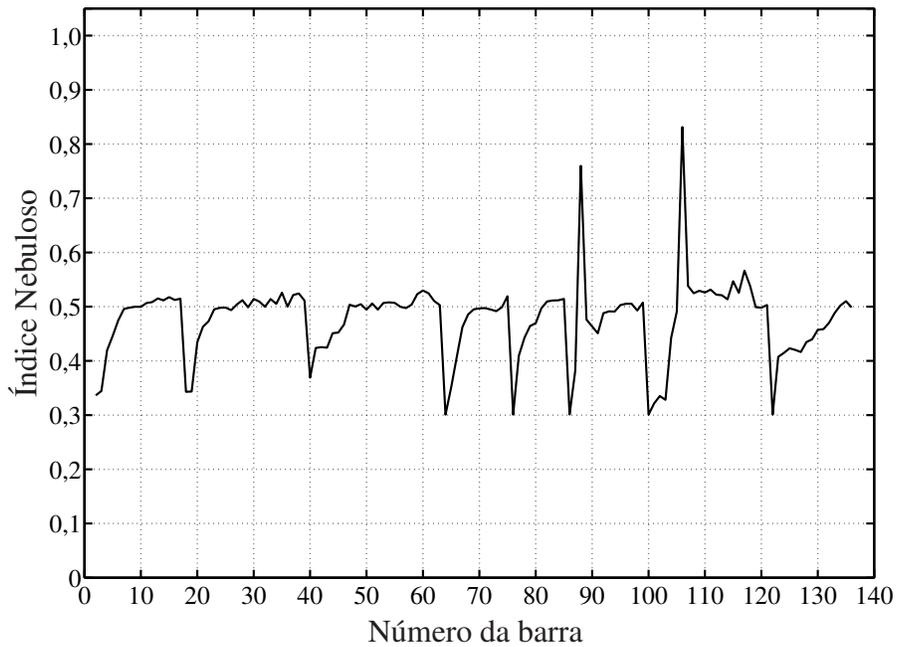


Figura 6.28: Índice Nebuloso

Propositadamente, a formação das malhas contemplou as barras com os menores valores das magnitudes das tensões e portanto, no gráfico da Figura 6.27 pode-se observar que nestas barras ocorreu uma elevação significativa nestas magnitudes.

Foram testados casos onde a GD foi inserida nas mesmas três barras do caso com topologia radial e na Figura 6.29 estão os ganhos obtidos no perfis de tensão após a inserção de GD e na Tabela 6.16 tem-se o maior desvio nas magnitudes das tensões em relação à tensão da subestação e as reduções nas perdas totais do sistema.

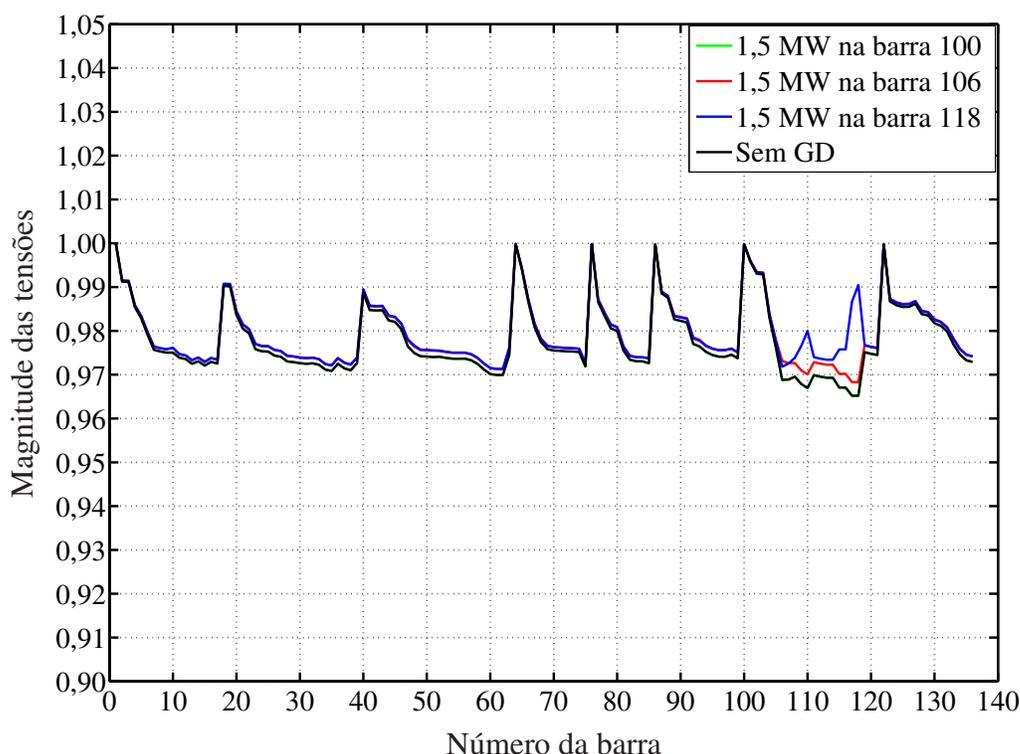


Figura 6.29: Perfil das tensões com inserção de GD em diferentes barras

Tabela 6.16: Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema

Número da barra	Maior desvio das tensões	Perdas (MW)	Perdas (MVar)
100	3,48%	0,272	0,588
106	3,17%	0,228	0,492
118	2,86%	0,251	0,508
Sem GD	3,48%	0,272	0,588

Percebe-se que houve significativo aumento no nível das tensões do sistema nos casos em que se inseriu GD nas barras com menor tensão (barra 118), seguida pela barra 106, sendo que para a barra 100 não ocorreu elevação no perfil de tensões e nem redução nas perdas, por estar diretamente conectada à subestação, resultado esperado segundo análise da seção 5.1.2.

Na Figura 6.30 compara-se os resultados obtidos pelo índice IGDVp com os obtidos pelo índice nebuloso e na Tabela 6.17 tem-se a respectiva classificação das três melhores barras para a inserção de GD.

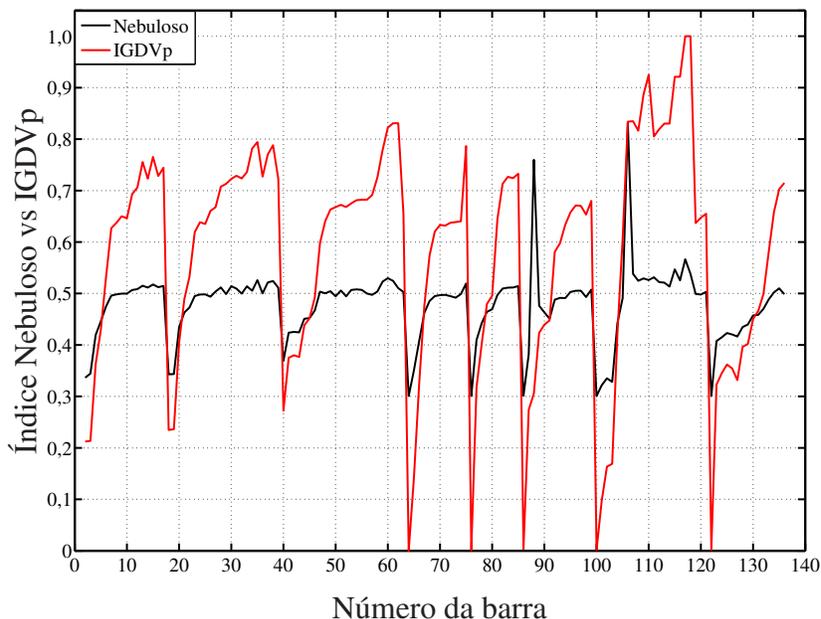


Figura 6.30: Índice Nebuloso vs IGDVp

Tabela 6.17: Classificação das barras do sistema

Classificação	IGDVp	Nebuloso
1°	Barra 116	Barra 106
2°	Barra 117	Barra 88
3°	Barra 109	Barra 117

Devido a não existirem magnitudes de tensão com valores acima ou abaixo dos respectivos limites, o índice nebuloso passou a considerar a demanda de todas as barras e portanto nesta simulação o índice nebuloso priorizou as barras com maior demanda, levando em conta que já possuem um valor de magnitude de tensão satisfatório, procurando assim minimizar as perdas totais e assim, como ocorrido no caso radial, este fato também não foi contemplado pelo índice IGDVp, conforme pode ser constatado na Tabela 6.18.

Tabela 6.18: Contribuições da inserção de GD em diferentes barras do sistema

IGDVp	Nebuloso	GD na barra	Maior desvio das tensões	Perdas (MW)	Perdas (MVar)
8°	1°	106	3,17%	0,228	0,492
1°	6°	118	2,86%	0,251	0,508
último	último	100	3,48%	0,272	0,588
-	-	Sem GD	3,48%	0,272	0,588

6.5 Comentários Gerais

A partir das simulações pode-se constatar que:

- quando os níveis de tensão estavam abaixo dos respectivos limites, o índice nebuloso indicou como barras candidatas aquelas em que a inserção de GD resultava em melhoria no perfil de tensão do sistema;
- quando as magnitudes das tensões estavam próximas do limite superior, o índice nebuloso indicou como barras candidatas aquelas em que a inserção de GD resultava em minimização das perdas totais do sistema de acordo com o nível de geração adotado;
- o índice nebuloso não privilegia barras eletricamente próximas da subestação cuja magnitude da tensão pouco difere do valor na subestação;
- o índice nebuloso independe da topologia da rede.

Capítulo 7

Conclusões e Trabalhos Futuros

Nesta dissertação foi apresentada uma metodologia alternativa baseada em lógica nebulosa para alocação de geradores em redes de distribuição. A metodologia proposta priorizou um perfil de tensão adequado para a rede elétrica, visando também a minimização das perdas, principalmente em potência ativa, considerando-se a dificuldade das concessionárias em manter um perfil de tensão adequado para redes de distribuição radiais e as elevadas perdas de potência ao longo dos alimentadores devido aos elevados valores de resistência dos mesmos.

Destaca-se que a vantagem em utilizar um sistema de inferência nebuloso para a solução do problema de alocação de geradores em uma rede de distribuição consiste na possibilidade de traduzir os valores numéricos em valores lingüísticos, o que torna a avaliação mais compreensível e os ajustes, através do conjunto de regras nebulosas, mais intuitivos. Neste trabalho, em particular, os ajustes do conjunto de regras nebulosas foi baseado nos resultados de uma série de simulações de fluxo de potência, as quais foram realizadas empregando-se o PSAT, que é uma ferramenta de análise de sistemas de potência desenvolvida para utilização no ambiente MATLAB[®] bastante utilizada em diversos países.

Dessa forma, a abordagem do problema em questão através da lógica nebulosa, possibilita uma maior interação do usuário no processo de escolha da barra mais apropriada para a inserção de GD. Como exemplo dessa interação, o usuário pode atribuir diferentes pesos a cada barra do sistema, considerando o custo do transporte do insumo ou mesmo a disponibilidade de local para a instalação ou aproveitamento de uma fonte de energia elétrica próxima à barra.

Os resultados obtidos permitiram verificar que a conexão adequada de geradores na rede melhora consideravelmente o respectivo perfil de tensão e diminui as perdas. Através de comparações dos resultados do método proposto com resultados provenientes de índices baseados em simulações de consecutivos fluxos de potência, foi possível constatar que o índice nebuloso proposto, o qual é simplesmente baseado no estado de operação da rede antes da inserção de GD, é efetivo para a classificação das barras candidatas à conexão de geradores na rede de distribuição.

Embora o presente trabalho esteja focado nas restrições técnicas de perfil de tensão e minimização das perdas, um sistema de inferência nebuloso é capaz de considerar um número maior de variáveis de entrada e, dessa forma, abordar outros impactos advindos da instalação de geradores, bem como outras restrições técnicas de operação da rede, tais como:

- Impacto dos geradores nos níveis de curto-circuito da rede;
- Impacto dos geradores na confiabilidade da rede de distribuição;
- Acesso ao local da instalação, disponibilidade de espaço físico para a instalação, custos de transporte do insumo, características da população local, etc;
- Comportamento das curvas de carga e entrada e saída dos geradores conectados à rede, ou mesmo características de fontes intermitentes de energia, como a eólica.
- A distância elétrica entre as barras e a subestação descartando as barras muito próximas da subestação como candidatas a inserção de GD.

Referências Bibliográficas

- ACKERMANN, T.; KNYAZKIN, V. Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects. **IEEE/PES**, Asia, v.2, p.1357–1362, Outubro 2002.
- AMBIENTE BRASIL. <http://ambientes.ambientebrasil.com.br>. Acessado em 20 de maio de 2009.
- AMBIENTE BRASIL. <http://ambientes.ambientebrasil.com.br/energia/>. Acessado em 22 de maio de 2009.
- ANEEL. Disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente. **Resolução Nº 505**, [S.l.], 26 de Novembro 2001.
- ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL. Atlas da Energia Elétrica 3 Edição. <http://www.aneel.gov.br>, [S.l.], 2009.
- ANEEL. Banco de Informações de Geração. <http://www.aneel.gov.br>. Acessado em 20 de julho de 2009.
- AYRES, H. M.; SILVA, L. C. P.; FREITAS, W.; COSTA, V. F.; ALMEIDA, M. C. Evaluation of the impact of distributed generation on power losses by using a sensitivity-based method. **IEEE/PES**, Calgary, 2009.
- BANSAL, R. C. Bibliography on the fuzzy set theory: applications in power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, **18**, [S.l.], p.1291–1299, 2003.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Berkeley, CA, v.4, Issue:1, p.725–734, Janeiro 1989.
- Leilão BMF . informativo de 26/09/2007. <http://www.agroind.com.br/content/view/473/2/>. acessado em 16 de fevereiro de 2009.
- BONA, F. S.; RUPPERT, E. As microturbinas e a geração distribuída. **Artigo Técnico**, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação da UNICAMP, p.8–11, 2005.

- CANO, E. B. Utilizing Fuzzy Optimization for Distributed Generation Allocation. **TENCON**, [S.l.], p.1–4, 2007.
- CHENG, C. S.; D.SHIRMOHAMMADI. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.10, p.671–679, Maio 1995.
- CIREN. Dispersed generation. **Preliminary report of CIREN working group WG04**, [S.l.], p.9, June 1999.
- COGENRIO. <http://www.cogenrio.com.br/Prod/OQueECogeracao.aspx>. Acessado em 6 de janeiro de 2009.
- CRUZ, A. J. O. **Lógica Nebulosa**. Apostila de Disciplina e notas de aula.
- DINIZ, J. H.; CARVALHO, A. M.; BARROS, D. M. C. R. Geração Distribuída: conceitos, tecnologias e perspectivas. **XVII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, [S.l.], 19 a 24 de outubro 2003.
- DOMINGOS, N. P. **O Protocolo de Kyoto: a união européia na liderança do regime de mudanças climáticas**. São Paulo, 2007.
- EWEA. European Wind Energy Association. Annual Report. **EWEA 2007 - Annual Report**, [S.l.], 2008.
- FONSECA, F. M. Geração de energia elétrica em usinas sucroalcooleiras de São Paulo: cenários de expansão. **XIX seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica**, Rio de Janeiro, RJ, 14 a 17 de Outubro 2007. Disponível: Cd-rom.
- GALLARDO, J. A. M. **Impacto de geradores síncronos no desempenho de regime permanente de sistemas de distribuição de energia elétrica**. Campinas, SP, 2005.
- GOLDBERG, D. E. **Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning**. [S.l.]: Addison-Wesley, 1989.
- GOMES, P.; SCHILLING, M. T.; LIMA, J. W. M.; MARTINS, N. Considerações Sobre a Utilização Crescente da Geração Distribuída no Atendimento ao Crescimento do Mercado. **Proceedings of VII SEPOPE**, Curitiba, PR, 2000.
- GUEDES, L. M. **Localização e dimensionamento de unidades de geração distribuída em redes de distribuição radiais**. Brasília, DF, 2006.

- GUIMARÃES, M. A. N. **Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica utilizando algoritmos de Busca Tabu**. Campinas, SP, 2005.
- HAMILTON, S. L. **Microturbine Generator Handbook**. [S.l.]: PennWell Corporation, 2003.
- HAMMONS, T.; LAI, L. L.; WONG, K. P. International Practices in Distributed Generation. **IEEE Power Engineering Society – IEEE PES General Meeting**, Pittsburgh, PA, p.1–7, Julho 2008.
- INEE. Instituto Nacional de Eficiência Energética. <http://www.inee.org.br>. Acessado em 15 de maio de 2009.
- JENKINS, N. Embedded Generation. **Power Engineering Journal**, [S.l.], v.9, Issue:3, p.145–150, June 1995.
- KENNEDY, J.; EBERHART, R. Particle swarm optimization. **IEEE Proceedings International Conference on Neural Networks**, [S.l.], v.4, p.1942–1948, 1998.
- KRUEASUK, W.; ONGSAKUL, W. Optimal Placement of Distributed Generation Using Particle Swarm Optimization. **AUPEC – Proceedings of the 2006 Australasian Universities Power Engineering Conference**, Melbourne, Austrália, 2006.
- LARA, M. L. G. **Linguagem natural, linguagem artificial, linguagem documentária: quadro comparativo**. Material para uso didático.
- LEE, C. C. Fuzzy logic in control systems: fuzzy logic controller - part i. **IEEE Transactions on systems**, **20**, [S.l.], p.404–418, 1990.
- MASTERS, C. L. Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11kv overhead lines. **Power Engineering Journal**, [S.l.], v.16, Issue:1, p.5–12, Fevereiro 2002.
- MATTOS, R. S. **Teoria da Probabilidade**. Notas de Aula.
- MCNEILL, D.; FREIBERGER, P. Fuzzy logic: the discovery of a revolutionary computer technology - and how it is changing our world. **Simon & Schuster**, [S.l.], 1993.
- MILANO, F.; VANFRETTI, L.; MORATAYA, J. C. An Opens Source Power System Virtual Laboratory: the psat case and experience. **IEEE Transactions on Education**, [S.l.], v.51, Issue:1, p.17–23, 2008.
- MONTICELLI, A.; GARCIA, A. **Introdução a sistemas de energia elétrica**. [S.l.]: Editora da UNICAMP, 2000.

- NAKAJIMA, L.; MEZZOMO, C. C.; SCHIOZER, D. J.; GUILHERME, I. R. Determinação de mapa de qualidade de um reservatório utilizando sistema fuzzy. **2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás**, Rio de Janeiro, RJ, 15 a 18 de Junho 2003.
- ORTEGA, N. R. S.; MASSAD, E. **Aplicação da teoria de conjuntos fuzzy a processos de biomedicina**. 2001. Tese de Doutorado — Universidade de São Paulo, São Paulo, SP.
- PORTAL PCH. <http://www.portalpch.com.br>. Acessado em 10 de junho de 2009.
- PEDRYCZ, W.; GOMIDE, F. A. C. **An Introduction to Fuzzy Sets: analysis and design (complex adaptive systems)**. [S.l.]: MIT Press, 1998.
- PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESLONCKX, D.; BELMANS, R.; D'HAESELEER, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy** **33**, [S.l.], p.787–798, 2005.
- RHAMAN, T.; RAHIM, S.; MUSIRIN, I. Optimal Allocation and Sizing of Embedded Generators. **IEEE National Power and Energy Conference**, Kuala Lumpur, Malásia, p.288–294, 2004.
- ROMEIRO, J. N. R.; SILVA, J. R. P. da; MISHIMA, A. S. Conexão dos PIEs – um estudo dos impactos e requisitos de proteção. **XV SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**, [S.l.], 21 a 24 de Novembro 2004.
- ROSS, T. J. **Fuzzy logic with engineering applications**. [S.l.]: International Edition - McGraw-Hill, 1995.
- SALMAN, S. The Impact of Embedded Generation on Voltage Regulation And Losses of Distribution Networks. **IEEE Colloquium**, Aberdeen, Outubro 1996.
- SAMPAIO, J. C. V. **Teoria dos Conjuntos**. Notas de Aula.
- SCOTT, N. C.; ATKINSON, D. J.; MORRELL, J. E. Use of load control to regulate voltage on distribution networks with embedded generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.17, Issue:2, p.510–515, Maio 2002.
- TOGAI, M.; WATANABE, H. A VLSI Implementation of Fuzzy Inference Engine: toward an expert system on a chip. **CAIA**, [S.l.], p.192–197, 2009.
- TOLMASQUIM, M. T. **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**. [S.l.]: Interciência, 2003.
- WIKIPÉDIA. <http://pt.wikipedia.org/wiki/Algoritmogen>. Acessado em 20 de maio de 2009.
- WIKIPÉDIA. <http://pt.wikipedia.org/wiki/Heuristica>. Acessado em 20 de maio de 2009.

WWE. World Wind Energy Report 2008. **8th World Wind Energy Conference – Exhibition Wind Power for Islands – Offshore and Onshore**, [S.l.], 2008.

ZADEH, L. A. Fuzzy Sets. **Information and Control**, **8**, Berkeley, CA, p.338–353, 1965.

ZADEH, L. A. Fuzzy sets as a basis for a theory of possibility. **Fuzzy Sets and Systems**, **1**, Berkeley, CA, p.3–28, 1978.

Apêndice A

Dados dos Sistemas Teste

A.1 Sistema de 14 Barras

De	Para	R(pu)	X(pu)	Barra	P (MW)	Q (MVar)
01	02	0,075	0,1	02	2,00	1,60
02	03	0,08	0,11	03	3,00	1,50
02	04	0,09	0,18	04	2,00	0,80
04	05	0,04	0,04	05	1,50	1,20
01	06	0,11	0,11	06	4,00	2,70
06	07	0,08	0,11	07	5,00	3,00
06	08	0,11	0,11	08	1,00	0,90
07	09	0,11	0,11	09	0,60	0,10
07	10	0,08	0,11	10	4,50	2,00
01	11	0,11	0,11	11	1,00	0,90
11	12	0,09	0,12	12	1,00	0,70
11	13	0,08	0,11	13	1,00	0,90
13	14	0,04	0,04	14	2,10	1,00
03	09	0,04	0,04	-	-	-
08	12	0,04	0,04	-	-	-
05	14	0,09	0,12	-	-	-

A.2 Sistema de 70 Barras

De	Para	R(Ω)	X(Ω)	Barra	P (pu)	Q (pu)
67	1	0,0005	0,0012	1	0,00	0,00
1	2	0,0005	0,0012	2	0,00	0,00
2	68	0,0001	0,0001	68	0,00	0,00
68	3	0,0015	0,0036	3	0,00	0,00
3	4	0,0251	0,0294	4	0,00	0,00
4	5	0,3660	0,1864	5	0,26	0,22
5	6	0,3811	0,1941	6	4,04	3,00
6	7	0,0922	0,0470	7	7,50	5,40
7	8	0,0493	0,0251	8	3,00	2,20
8	9	0,8190	0,2707	9	2,80	1,90
9	10	0,1872	0,0619	10	14,50	10,40
10	11	0,7114	0,2351	11	14,50	10,40
11	12	1,0300	0,3400	12	0,80	0,55
12	13	1,0440	0,3450	13	0,80	0,55
13	14	1,0580	0,3496	14	0,00	0,00
14	15	0,1966	0,0650	15	4,55	3,00
15	16	0,3744	0,1238	16	6,00	3,50
16	17	0,0047	0,0016	17	6,00	3,50
17	18	0,3276	0,1083	18	0,00	0,00
18	19	0,2106	0,0696	19	0,10	0,06
19	20	0,3416	0,1129	20	11,40	8,10
20	21	0,0140	0,0046	21	0,53	0,35
21	22	0,1591	0,0526	22	0,00	0,00
22	23	0,3463	0,1145	23	2,80	2,00
23	24	0,7488	0,2475	24	0,00	0,00
24	25	0,3089	0,1021	25	1,40	1,00
25	26	0,1732	0,0572	26	1,40	1,00
2	27	0,0044	0,0108	27	2,60	1,86
27	28	0,0640	0,1565	28	2,60	1,86
28	29	0,3978	0,1351	29	0,00	0,00
29	30	0,0702	0,0232	30	0,00	0,00

30	31	0,3510	0,1160	31	0,00	0,00
31	32	0,8390	0,2816	32	1,40	1,00
32	33	1,7080	0,5646	33	1,95	1,40
33	34	1,4740	0,4873	34	0,60	0,40
68	69	0,0044	0,0108	69	2,60	1,85
69	70	0,0640	0,1565	70	2,60	1,85
70	58	0,1053	0,1230	58	0,00	0,00
58	59	0,0304	0,0355	59	2,40	1,70
59	60	0,0018	0,0021	60	2,40	1,70
60	61	0,7283	0,8509	61	0,12	0,10
61	62	0,3100	0,3623	62	0,00	0,00
62	63	0,0410	0,0478	63	0,60	0,43
63	64	0,0092	0,0116	64	0,00	0,00
64	65	0,1089	0,1373	65	3,92	2,63
65	66	0,0009	0,0012	66	3,92	2,63
3	35	0,0034	0,0084	35	0,00	0,00
35	36	0,0851	0,2083	36	7,90	5,64
36	37	0,2898	0,7091	37	38,47	27,45
37	38	0,0822	0,2011	38	38,47	27,45
7	39	0,0928	0,0473	39	4,05	2,83
39	40	0,3319	0,1114	40	0,36	0,27
8	41	0,1740	0,0886	41	0,43	0,35
41	42	0,2030	0,1034	42	2,64	1,90
42	43	0,2842	0,1447	43	2,40	1,72
43	44	0,2813	0,1433	44	0,00	0,00
44	45	1,5900	0,5337	45	0,00	0,00
45	46	0,7837	0,2630	46	0,00	0,00
46	47	0,3042	0,1006	47	10,00	7,20
47	48	0,3861	0,1172	48	0,00	0,00
48	49	0,5075	0,2585	49	124,40	88,80
49	50	0,0974	0,0496	50	3,20	2,30
50	51	0,1450	0,0738	51	0,00	0,00
51	52	0,7105	0,3619	52	22,70	16,20
52	53	1,0410	0,5302	53	5,90	4,20

10	54	0,2012	0,0611	54	1,80	1,30
54	55	0,0047	0,0014	55	1,80	1,30
11	56	0,7394	0,2444	56	2,80	2,00
56	57	0,0047	0,0016	57	2,80	2,00
10	63	0,5000	0,5000	-	-	-
12	20	0,5000	0,5000	-	-	-
14	66	1,0000	1,0000	-	-	-
38	47	2,0000	2,0000	-	-	-
26	53	1,0000	1,0000	-	-	-

A.3 Sistema de 136 Barras

De	Para	R(Ω)	X(Ω)	Barra	P (KW)	Q (KVAr)
1	2	0,33205	0,76653	2	0,000	0,000
2	3	0,00188	0,00433	3	47,780	19,009
3	4	0,22340	0,51535	4	42,551	16,929
4	5	0,09943	0,22953	5	87,022	34,622
5	6	0,15571	0,35945	6	311,31	123,855
6	7	0,16321	0,37677	7	148,86	59,228
7	8	0,11444	0,26417	8	238,67	94,956
7	9	0,05675	0,05666	9	62,299	24,786
9	10	0,52124	0,27418	10	124,59	49,571
9	11	0,10877	0,10860	11	140,17	55,768
11	12	0,39803	0,20937	12	116,81	46,474
11	13	0,91744	0,31469	13	249,20	99,145
11	14	0,11823	0,11805	14	291,44	115,592
14	15	0,50228	0,26421	15	303,72	120,835
14	16	0,05675	0,05666	16	215,39	85,695
16	17	0,29379	0,15454	17	198,58	79,007
1	18	0,33205	0,76653	18	0,000	0,000
18	19	0,00188	0,00433	19	0,000	0,000
19	20	0,22324	0,51535	20	0,000	0,000
20	21	0,10881	0,25118	21	30,127	14,729

21	22	0,71078	0,37388	22	230,97	112,920
21	23	0,18197	0,42008	23	60,256	29,459
23	24	0,30326	0,15952	24	230,97	112,920
23	25	0,02439	0,05630	25	120,50	58,915
25	26	0,04502	0,10394	26	0,000	0,000
26	27	0,01876	0,04331	27	56,981	27,857
27	28	0,11823	0,11230	28	364,66	178,281
28	29	0,02365	0,02361	29	0,000	0,000
29	30	0,18954	0,09970	30	124,64	60,939
30	31	0,39803	0,20937	31	56,981	27,857
29	32	0,05675	0,05666	32	0,000	0,000
32	33	0,09477	0,04985	33	85,473	41,787
33	34	0,41699	0,21934	34	0,000	0,000
34	35	0,11372	0,05982	35	396,73	193,960
32	36	0,07566	0,07555	36	0,000	0,000
36	37	0,36960	0,19442	37	181,15	88,563
37	38	0,26536	0,13958	38	242,17	118,395
36	39	0,05675	0,05660	39	75,316	36,821
1	40	0,33205	0,76653	40	0,000	0,000
40	41	0,11819	0,27283	41	1,254	0,531
41	42	2,96288	1,01628	42	6,274	2,660
41	43	0,00188	0,00433	43	0,000	0,000
43	44	0,06941	0,16024	44	117,88	49,971
44	45	0,81502	0,42872	45	62,668	25,566
44	46	0,06378	0,14724	46	172,28	73,034
46	47	0,13132	0,30315	47	458,55	194,388
47	48	0,06191	0,14291	48	262,96	111,473
48	49	0,11444	0,26417	49	235,76	99,942
49	50	0,28374	0,28331	50	0,000	0,000
50	51	0,28374	0,28321	51	109,215	46,298
49	52	0,04502	0,10394	52	0,000	0,000
52	53	0,02626	0,06063	53	72,809	30,865
53	54	0,06003	0,13858	54	258,473	109,570
54	55	0,03002	0,06929	55	69,169	29,322

55	56	0,02064	0,04764	56	21,843	9,260
53	57	0,10881	0,25118	57	0,000	0,000
57	58	0,25588	0,13460	58	20,527	8,702
58	59	0,41699	0,21934	59	150,548	63,819
59	60	0,50228	0,26421	60	220,687	93,552
60	61	0,33170	0,17448	61	92,384	39,163
61	62	0,20849	0,10967	62	0,000	0,000
48	63	0,13882	0,32047	63	226,693	96,098
16	4	0,00750	0,01732	4	0,000	0,000
64	65	0,27014	0,62362	65	294,01	116,974
65	66	0,38270	0,88346	66	83,015	33,028
66	67	0,33018	0,76220	67	83,015	33,028
67	68	0,32830	0,75787	68	103,77	41,285
68	69	0,17072	0,39409	69	176,408	70,184
69	70	0,55914	0,29412	70	83,015	33,028
69	71	0,05816	0,13425	71	217,917	86,698
71	72	0,70130	0,36890	72	23,294	9,267
72	73	1,02352	0,53839	73	5,075	2,019
71	74	0,06754	0,15591	74	72,638	28,899
74	75	1,32352	0,45397	75	405,99	161,523
17	6	0,01126	0,02598	6	0,000	0,000
76	77	0,72976	1,68464	77	100,182	42,468
77	78	0,22512	0,51968	78	142,523	60,417
78	79	0,20824	0,48071	79	96,042	40,713
79	80	0,04690	0,10827	80	300,454	127,366
80	81	0,61950	0,61857	81	141,238	59,873
81	82	0,34049	0,33998	82	279,847	118,631
82	83	0,56862	0,29911	83	87,312	37,013
82	84	0,10877	0,10860	84	243,849	103,371
84	85	0,56862	0,29911	85	247,75	105,025
18	6	0,01126	0,02598	6	0,000	0,000
86	87	0,41835	0,96575	87	89,878	38,101
87	88	0,10499	0,13641	88	1137,280	482,108
87	89	0,43898	1,01338	89	458,339	194,296

89	90	0,07520	0,02579	90	385,197	163,290
90	91	0,07692	0,17756	91	0,000	0,000
91	92	0,33205	0,76653	92	79,608	33,747
92	93	0,08442	0,19488	93	87,312	37,013
93	94	0,13320	0,30748	94	0,000	0,000
94	95	0,29320	0,29276	95	74,001	31,370
95	96	0,21753	0,21721	96	232,05	98,369
96	97	0,26482	0,26443	97	141,819	60,119
94	98	0,10318	0,23819	98	0,000	0,000
98	99	0,13507	0,31181	99	76,449	32,408
1	100	0,00938	0,02165	100	0,000	0,000
100	101	0,16884	0,38976	101	51,322	21,756
101	102	0,11819	0,27283	102	59,874	25,381
102	103	2,28608	0,78414	103	9,065	3,843
102	104	0,45587	1,05236	104	2,092	0,887
104	105	0,69600	1,60669	105	16,735	7,094
105	106	0,45774	1,05669	106	1506,522	638,634
106	107	0,20298	0,26373	107	313,023	132,694
107	108	0,21348	0,27737	108	79,831	33,842
108	109	0,54967	0,28914	109	51,322	21,756
109	110	0,54019	0,28415	110	0,000	0,000
108	111	0,04550	0,05911	111	202,435	85,815
111	112	0,47385	0,24926	112	60,823	25,874
112	113	0,86241	0,45364	113	45,618	19,338
113	114	0,56862	0,29911	114	0,000	0,000
109	115	0,77711	0,40878	115	157,070	66,584
115	116	1,08038	0,56830	116	0,000	0,000
110	117	1,06633	0,57827	117	250,148	106,041
117	118	0,47385	0,24926	118	0,000 0	0,000
105	119	0,32267	0,74488	119	68,809	28,593
119	120	0,14633	0,33779	120	32,072	13,596
120	121	0,12382	0,28583	121	61,084	25,894
1	122	0,01126	0,02598	122	0,000	0,000
122	123	0,64910	1,49842	123	94,622	46,26

123	124	0,04502	0,10394	124	49,858	24,375
124	125	0,52640	0,18056	125	123,164	60,214
124	126	0,02064	0,04764	126	78,350	38,304
126	127	0,53071	0,27917	127	145,475	71,121
126	128	0,09755	0,22520	128	21,369	10,447
128	129	0,11819	0,27283	129	74,789	36,564
128	130	0,13882	0,32047	130	227,926	111,431
130	131	0,04315	0,09961	131	35,614	17,411
131	132	0,09192	0,21220	132	249,295	121,877
132	133	0,16134	0,37244	133	316,722	154,842
133	134	0,37832	0,37775	134	333,817	163,199
134	135	0,39724	0,39664	135	249,295	121,877
135	136	0,29320	0,29276	136	0,000	0,000
8	74	0,13132	0,30315	-	-	-
10	25	0,26536	0,13958	-	-	-
16	84	0,14187	0,14166	-	-	-
39	136	0,08512	0,08499	-	-	-
26	52	0,04502	0,10394	-	-	-
51	97	0,14187	0,14166	-	-	-
56	99	0,14187	0,14166	-	-	-
63	121	0,03940	0,09094	-	-	-
67	80	0,12944	0,29882	-	-	-
80	132	0,01688	0,03898	-	-	-
85	136	0,33170	0,17448	-	-	-
92	105	0,14187	0,17166	-	-	-
91	130	0,07692	0,17756	-	-	-
91	104	0,07692	0,17756	-	-	-
93	105	0,07692	0,17756	-	-	-
93	133	0,07692	0,17756	-	-	-
97	121	0,26482	0,26443	-	-	-
111	48	0,49696	0,64567	-	-	-
127	77	0,17059	0,08973	-	-	-
129	78	0,05253	0,12126	-	-	-
136	99	0,29320	0,29276	-	-	-

Apêndice B

Divulgação da Pesquisa

Gomes, Leonardo A.; Murari, C.A.F. e Pavani, Ahda P. G. "*MÉTODO BASEADO EM LÓGICA NEBULOSA PARA ALOCAÇÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS SOB A ÓPTICA DO PERFIL DE TENSÃO*", EIGHTH LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION (CLAGTEE), Ubatuba, Brasil, outubro - 2009.