



Regiane de Rezende

APLICAÇÃO DE LÓGICA NEBULOSA PARA O MONITORAMENTO
EM TEMPO REAL DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM
RELAÇÃO À ESTABILIDADE DE TENSÃO

Campinas

2013

Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Regiane de Rezende

APLICAÇÃO DE LÓGICA NEBULOSA PARA O MONITORAMENTO EM TEMPO REAL DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM RELAÇÃO À ESTABILIDADE DE TENSÃO

Orientador: Prof. Dr. Carlos Alberto Favarin Murari

Co-orientador: Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva

Dissertação de mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestra em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Energia Elétrica.

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pela aluna, e orientada pelo Prof. Dr. Carlos Alberto Favarin Murari

Campinas

2013

iii

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

R339a Rezende, Regiane de
Aplicação de lógica nebulosa para o monitoramento em tempo real de sistemas elétricos de potência com relação à estabilidade de tensão / Regiane de Rezende. -- Campinas, SP: [s.n.], 2013.

Orientador: Carlos Alberto Favarin Murari.
Coorientador: Luiz Carlos Pereira da Silva.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade. 2. Lógica fuzzy. I. Murari, Carlos Alberto Favarin, 1950-. II. Silva, Luiz Carlos Pereira, 1972-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Título em Inglês: Application of fuzzy logic for power systems real time monitoring regarding voltage stability

Palavras-chave em Inglês: Stability of electric power systems, Fuzzy logic

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestra em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Carlos Alberto Favarin Murari, Carolina de Mattos Affonso,
Carlos Alberto de Castro Júnior

Data da defesa: 24-01-2013

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

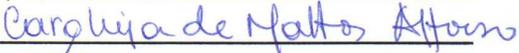
COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

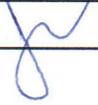
Candidata: Regiane de Rezende

Data da Defesa: 24 de janeiro de 2013

Título da Tese: "Aplicação de Lógica Nebulosa para o Monitoramento em Tempo Real de Sistemas Elétricos de Potência com Relação à Estabilidade de Tensão"

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

Profa. Dra. Carolina de Mattos Affonso: _____ 

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior: _____ 

Dedico esse trabalho a minha mãe Luzia Rezende.

Agradecimentos

Agradeço aos meus Orientadores Carlos Alberto Favarin Murari e Luiz Carlos Pereira da Silva, pelo empenho, orientação e apoio para conclusão desse trabalho.

Agradeço aos meus amigos do DSEE: Ricardo Augusto, Alexandre Anzai e ao Jorge Fernando.

Agradeço também ao Junior e a Maria Eduarda pelo apoio e compreensão.

Resumo

A evolução dos sistemas de potência devido ao crescimento contínuo das interconexões, à introdução de novas tecnologias de controle, e às condições de operação altamente estressadas, ocasionou o surgimento de diferentes formas de instabilidade. Por exemplo, a análise de estabilidade de tensão, de estabilidade de frequência e das oscilações entre áreas tornaram-se muito importantes quando comparadas aos eventos ocorridos no passado. Diante deste contexto, este trabalho apresenta o desenvolvimento de um algoritmo computacional de apoio à tomada de decisão na operação de redes de energia elétrica, que fazendo uso de lógica nebulosa (*fuzzy logic*) inferirá se o ponto de operação atual do sistema, do ponto de vista da estabilidade de tensão, corresponde a uma condição de operação seguro, alerta ou inseguro. Para a aplicação do algoritmo, foi criado um banco de dados em estágio *off-line*, composto por resultados de simulações de estudos da Margem de Estabilidade de Tensão em patamar de carga pesada. Com os resultados obtidos, foi possível definir as faixas de variação das magnitudes de tensão para todas as condições de operação, e assim definir os intervalos das funções de pertinência e o conjunto das regras que compõem o sistema de inferência nebuloso. A partir das magnitudes das tensões das Unidades de Medição Fasorial (UMFs), o algoritmo computacional fornece a condição de operação em que o sistema se encontra, em relação à operação nas condições de caso base e carga pesada, para rede completa e incompleta (N-1).

Palavras-chave: Estabilidade de tensão, margem de estabilidade de tensão, colapso de tensão, monitoramento em tempo real, medição fasorial sincronizada, lógica nebulosa, conjuntos nebulosos.

Abstract

The power systems evolution as a result of their continued growth, the introduction of new control technologies, and highly stressed operating conditions, have led to the need of analyzing different forms of stability. For example, voltage stability, frequency stability and oscillations between areas have become very important nowadays. In this context, this work presents a computational algorithm to support power system operator in the decision stage. This algorithm makes use of fuzzy logic to infer whether the current system operating condition corresponds to a safe, alert or unsafe condition based on voltage stability. In its development, we created an off-line database with the results of simulations of Voltage Stability Margin for a heavy load condition. With these results it was possible to define ranges of variation of voltage magnitudes for all the operating conditions, and thus define the ranges of the membership functions and the set of rules that constitute the fuzzy inference system. Using voltage magnitudes from Phasor Measurement Units (PMUs), the algorithm provides the system operating condition related to the base case (heavy load condition) and contingency (N-1) situations.

Keywords: Voltage stability, voltage stability margin, voltage collapse, real time monitoring, synchronous phasor measurement, fuzzy logic, fuzzy sets.

Sumário

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Introdução | 1 |
| 1.1 | Contexto e Objetivo do Trabalho | 3 |
| 1.2 | Estrutura da Dissertação | 5 |
| 2 | Análise da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica | 7 |
| 2.1 | Análise da Estabilidade de Tensão | 8 |
| 2.2 | Margem de Estabilidade de Tensão | 9 |
| 2.2.1 | Obtenção da MET - Curva PV | 10 |
| 2.3 | Análise de Contingências | 12 |
| 2.4 | Análise Modal Estática | 13 |
| 2.5 | A Utilização de PMUs no Auxílio da Análise de Estabilidade de Tensão | 16 |
| 2.6 | Avaliação da Estabilidade de Tensão em Tempo Real | 18 |
| 3 | Sistema de Inferência Nebuloso | 21 |
| 3.1 | Lógica Nebulosa | 21 |
| 3.2 | Conjuntos Nebulosos | 22 |
| 3.3 | Função de Pertinência | 24 |
| 3.4 | Variáveis Linguísticas | 25 |
| 3.5 | Sistema Nebuloso | 26 |
| 3.6 | Regras Nebulosas | 27 |
| 3.7 | Máquina de Inferência - Mamdani | 28 |
| 3.8 | Métodos de Defuzzificação | 29 |
| 3.8.1 | Centro de Área | 30 |
| 3.9 | Lógica Nebulosa Aplicada em Sistemas Elétricos de Potência | 31 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 4 | Metodologia de Análise da Estabilidade de Tensão | 33 |
| 4.1 | Etapas do Algoritmo | 33 |
| 4.2 | Análise da Estabilidade de Tensão - Curva PV | 36 |
| 4.2.1 | Caso Base - Condição (N-0) | 36 |
| 4.2.2 | Incremento de Carga | 39 |
| 4.3 | Análise de Contingências - Cenários: Caso base e incremento de carga | 42 |
| 4.3.1 | Caso Base - (N-1) | 43 |
| 4.3.2 | Incremento de Carga - (N-1) | 44 |
| 4.4 | Divisão da MET | 45 |
| 4.4.1 | Divisão da MET - Rede Completa e Incompleta | 46 |
| 4.5 | Método para Alocação das PMUs | 48 |
| 4.5.1 | Alocação de PMUs Utilizando Análise Modal | 49 |
| 5 | Análise dos Resultados do Sistema de Inferência Nebuloso | 55 |
| 5.1 | Sistema de Inferência Nebuloso | 55 |
| 5.2 | Resultados e Avaliação do Sistema de Inferência Nebuloso | 62 |
| 5.2.1 | Rede Completa | 64 |
| 5.3 | Rede Incompleta - Análise de Contingências | 68 |
| 6 | Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros | 75 |
| 6.1 | Conclusões | 75 |
| 6.2 | Trabalhos Futuros | 76 |
| | Referências Bibliográficas | 77 |
| A | Divulgação da Pesquisa | 85 |

Lista de Tabelas

| | | |
|-----|--|----|
| 2.1 | Critérios de margem - WECC e ONS | 12 |
| 4.1 | Cargas Ativas e Reativas - Cenário de Caso Base | 41 |
| 4.2 | Somatório das cargas ativas e reativas - Caso base e incremento de carga | 41 |
| 4.3 | Contingências - Caso base | 44 |
| 4.4 | Quantidade de linhas críticas e severas | 44 |
| 4.5 | Contingências Severas - MET=0% | 45 |
| 4.6 | Autovetores Ativo - caso base e carga pesada | 50 |
| 4.7 | Autovetores Reativo - caso base e carga pesada | 51 |
| 4.8 | Candidatas a PMU | 53 |
| 5.1 | Magnitudes das Tensões das PMUs | 62 |
| 5.2 | Condições de operação | 63 |
| 5.3 | Pertinência das regras | 63 |
| 5.4 | Resultado do sistema - soma das pertinências | 63 |
| 5.5 | Resultado do Algoritmo Nebuloso | 64 |
| 5.6 | Contingências Críticas | 73 |

Lista de Figuras

| | | |
|------|--|----|
| 2.1 | Curva PV | 10 |
| 2.2 | Sistema de Medição Fasorial - PMU (Fonte: www.ceb5.cepel.br) | 17 |
| 2.3 | Previsão da localização das PMUs no SIN | 18 |
| 3.1 | Funções de Pertinência | 24 |
| 3.2 | Funções de Pertinência para Fluxo de Potência Ativa | 26 |
| 3.3 | Sistema Nebuloso | 26 |
| 3.4 | Estrutura do Conjunto de Regras | 28 |
| 3.5 | Modelo Mamdani | 29 |
| 3.6 | Método de Desnebulização Centro de Área | 30 |
| 4.1 | Fluxograma | 35 |
| 4.2 | New England 39 barras - Original | 36 |
| 4.3 | Curvas PV - Caso Base | 37 |
| 4.4 | Curvas PV - Caso base com controle de reativos | 38 |
| 4.5 | Monitoramento das Reservas de Reativos - Caso base | 39 |
| 4.6 | Curvas PV - Diferentes cenários de incremento de carga | 40 |
| 4.7 | New England - Nova configuração | 43 |
| 4.8 | Regiões de Operação | 46 |
| 4.9 | Divisão das METs - Caso Base | 47 |
| 4.10 | Divisão das METs - Incremento de 15% | 47 |
| 4.11 | Divisão das METs - Incremento de 18% | 48 |
| 4.12 | Fatores de Participação - (N-0) | 52 |
| 4.13 | Fatores de Participação - (N-1) | 53 |

| | | |
|------|--|----|
| 5.1 | New England - Nova configuração | 56 |
| 5.2 | Sistema de Inferência Nebuloso | 57 |
| 5.3 | Funções de pertinência - barra 5 | 57 |
| 5.4 | Funções de pertinência - barra 8 | 58 |
| 5.5 | Funções de pertinência - barra 11 | 58 |
| 5.6 | Funções de pertinência - barra 24 | 59 |
| 5.7 | Funções de pertinência - barra 25 | 59 |
| 5.8 | Funções de pertinência - Saídas | 60 |
| 5.9 | Divisão das METs - Caso Base e Carga Pesada - barra 5 | 61 |
| 5.10 | Magnitudes das Tensões das PMUs - Patamar de 11% | 62 |
| 5.11 | Resultado - Caso Base | 64 |
| 5.12 | Resultado - Incremento de 10% | 64 |
| 5.13 | Resultado - Incremento de 11% | 64 |
| 5.14 | Resultado - Incremento de 12% | 64 |
| 5.15 | Resultado - Incremento de 13% | 65 |
| 5.16 | Resultado - Incremento de 14% | 65 |
| 5.17 | Resultado - Incremento de 15% | 65 |
| 5.18 | Resultado - Incremento de 16% | 65 |
| 5.19 | Resultado - Incremento de 17% | 65 |
| 5.20 | Resultado - Incremento de 18% | 65 |
| 5.21 | Análise da condição de operação inseguro - Rede Completa | 68 |
| 5.22 | Ligação 10-32 - Incremento de 12% | 69 |
| 5.23 | Ligação 10-32 - Incremento de 13% | 69 |
| 5.24 | Ligação 10-32 - Incremento de 14% | 69 |
| 5.25 | Ligação 2-3 - Incremento de 14% | 69 |
| 5.26 | Ligação 5-6 - Incremento de 14% | 70 |
| 5.27 | Ligação 8-9 - Incremento de 14% | 70 |
| 5.28 | Ligação 9-39 - Incremento de 14% | 70 |
| 5.29 | Ligação 15-16 - Incremento de 14% | 70 |
| 5.30 | Ligação 21-22 - Incremento de 15% | 71 |
| 5.31 | Ligação 21-22 - Incremento de 16% | 71 |

| | | |
|------|-----------------------------------|----|
| 5.32 | Ligação 21-22 - Incremento de 17% | 71 |
| 5.33 | Ligação 15-16 - Incremento de 14% | 71 |
| 5.34 | Ligação 14-15 - Incremento de 15% | 72 |

Capítulo 1

Introdução

Mundialmente, a energia elétrica é um dos elementos vitais para o desenvolvimento econômico e social. Cada país, conforme os recursos disponíveis em seu território, procura estruturar-se da melhor maneira para gerar a energia elétrica necessária para atender à demanda de sua indústria e de sua população.

Tendo um significativo potencial hidrelétrico, o Brasil tem estruturado um sistema de geração e distribuição de energia obtida principalmente através de usinas hidrelétricas, que são responsáveis pela geração de mais de 75% da eletricidade do país (*Portal Brasil*, 2012).

Apesar de tratar-se de uma *commodity* estratégica para a soberania de qualquer nação, nas duas últimas décadas do século XX, o aumento significativo da demanda por energia elétrica obrigou muitos países a privatizar total ou parcialmente seus respectivos setores energéticos, com o intuito de aliviar as contas públicas e de evitar crises de abastecimento.

Durante a década de 90, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por reformulações que levaram à inserção da eletricidade na classe das *commodities* energéticas nas quais estão o gás, o carvão e o petróleo. Assim, a eletricidade tornou-se um produto a ser livremente negociado e comercializado, com o seu preço determinado como uma função do seu mercado no todo, e com a característica particular de não ser armazenável (consumo imediato), seja por razões técnicas ou de viabilidade econômica.

Dessa forma, o mercado brasileiro de energia elétrica concretizou-se através de concessões dos serviços públicos, as quais determinaram as bases para um novo modelo institucional do setor elétrico no país, e que simultaneamente empreenderam as reestruturações organizacionais e de

propriedade do setor através da privatização de empresas e da atração de capitais privados com a finalidade de assegurar a expansão do SEB (ONS, 2012). O novo modelo tem como objetivos prover a modernização e os investimentos necessários para suportar o aumento da demanda que se projeta para o futuro. Paralelamente aos investimentos em geração convencional, através da construção de grandes hidrelétricas, há incentivos à descentralização da geração de energia elétrica, de modo que as fontes não-convencionais, principalmente as renováveis, tendam a ocupar espaço mais significativo na matriz energética nacional.

O aumento do tamanho, da complexidade e das interligações formuladas para o Sistema Interligado Nacional (SIN) afetou diretamente a capacidade do sistema em se manter estável após a ocorrência de perturbações, pois da mesma forma que é possível realizar a importação ou exportação de energia entre áreas interligadas, é possível também que os efeitos das perturbações se propaguem pela rede, resultando em grandes blecautes. Deste modo, a avaliação da segurança operativa é tratada como uma atividade de suma importância e fundamental na área de sistemas elétricos de potência (Prada et al., 2002).

Os desafios propostos ao SIN abrangem o aumento da segurança eletroenergética; a resposta às necessidades decorrentes da diversificação da matriz energética brasileira e do aumento da complexidade de operação do SIN; o aperfeiçoamento das ações do Operador Nacional do Sistema (ONS) como gestor da rede, dos agentes e de suas instalações; e a incorporação das novas regras de mercado, aliadas aos novos requisitos de redes inteligentes, bem como uma ampla variedade de condições às quais o sistema está exposto. Todos esses fatores requerem sistemas de supervisão e de controle cada vez mais complexos, capazes de auxiliar na operação dos sistemas de energia elétrica em ambiente *on-line* e *off-line*.

Diante deste contexto, os sistemas elétricos de potência (SEP) estão operando cada vez mais próximos dos seus limites de capacidade de transferência de energia. Portanto, para satisfazer as rígidas condições de operação, torna-se de suma importância o desenvolvimento de técnicas e ferramentas que visam o monitoramento em tempo real da condição de operação em que o sistema se encontra do ponto de vista da estabilidade de tensão. Atualmente diversas pesquisas vêm sendo realizadas com o objetivo de propor métodos para serem utilizados na operação em tempo real (Prada et al., 2002; Corsi et al., 2008; Zhou et al., 2010; Leonardi and Ajjarapu, 2011a,b; Anzai et al., 2011). Esses estudos podem utilizar abordagens dinâmicas ou estáticas, no entanto em ambos os casos é necessário avaliar se o ponto de operação é estável ou instável, além de identificar as barras ou áreas críticas do sistema, utilizando a análise de fatores que contribuem ou que provocam instabilidade. Em ambas as abordagens não é descartado o estudo sobre a determinação da margem de estabilidade, e todos esses mecanismos e análises visam estimar de forma antecipada

se o sistema está próximo de um ponto instável de operação.

Mesmo diante de diversas pesquisas, ainda não existe uma metodologia consolidada para a análise da estabilidade de tensão em tempo real, tornando-se cada vez mais complexa essa análise considerando a quantidade de eventos e anomalias a que os sistemas estão expostos.

1.1 Contexto e Objetivo do Trabalho

Pesquisas na área de Estabilidade de Tensão visam o desenvolvimento de algoritmos computacionais com o objetivo de indicar o quão próximo um sistema de energia elétrica está operando do ponto de colapso de tensão, identificar as áreas mais sensíveis ao fenômeno da instabilidade de tensão, bem como a análise das ações de controle corretivas e ou preventivas que assegurem a operação eficiente do sistema. No Brasil e em outros países, diversos agentes reguladores visam implantar normas de acesso à transmissão, além da realização de estudos importantes para o desenvolvimento de critérios e procedimentos no âmbito do planejamento da expansão e da operação dos SEP (ONS, 2012; WECC and Abed, 1999; Affonso et al., 2008).

Em 1998 na América do Norte, o WECC (*Western Electricity Coordinating Council*) estabeleceu uma força tarefa para o desenvolvimento de critérios de estabilidade de tensão, recomendando aos subsistemas membros a manutenção de níveis mínimos da margem de estabilidade de tensão de 5% para o caso da ocorrência de contingência simples (N-1) mais severa; de 2,5% para o caso da ocorrência de contingências duplas, e de margem maior do que 0% para contingências múltiplas (perda simultânea de três ou mais equipamentos da rede e linhas de transmissão). Estas sugestões, no entanto, devem ser seguidas durante o planejamento da expansão do sistema, visando, principalmente, o fortalecimento das reservas de reativos para o caso da ocorrência de contingências severas. Em relação ao planejamento da operação, o critério sugere estratégias especiais de corte de carga por subtensão e uma metodologia de monitoramento das reservas de reativos do sistema, uma vez que estão diretamente relacionados à margem de estabilidade de tensão (WECC and Abed, 1999).

No Brasil entre 1999 e 2000, foram estabelecidas forças tarefas para tratar o problema da estabilidade de tensão. O documento gerado (SNPTEE, 1999) foi direcionado ao planejamento da operação, e na sequência o documento (SEPOPE, 2000) visou tratar o planejamento da expansão do sistema. O ONS estabelece através dos Procedimentos de Rede critérios para o planejamento da expansão, visando a manutenção de um nível mínimo da margem de estabilidade. É recomendado

que as margens de segurança de tensão para os estudos de ampliações e reforços e de planejamento da operação, sejam de 7% para as análises com rede completa e de 4% para rede incompleta. Em tempo real, uma margem de 4% deve ser a meta (ONS, 2010).

Neste contexto, esta pesquisa teve por objetivo o desenvolvimento de uma metodologia computacional responsável por realizar análises em tempo real das condições de estabilidade de tensão de um sistema de energia elétrica. Como premissa básica estabeleceu-se que esta metodologia deve ser capaz de considerar cenários de rede completa e incompleta, bem como diferentes cenários de geração e carregamento. Além disso, ao invés de fornecer um resultado quantitativo ao usuário, foi definido que a resposta deva ser qualitativa. A principal razão para essa escolha é o fato da estimativa numérica da margem de estabilidade de tensão depender de informações com certo grau de incerteza, tais como: a demanda em um determinado instante em cada barramento, a topologia da rede e, principalmente, a definição de um critério para o crescimento da carga e da geração para a obtenção da condição de máximo carregamento. Então, nada mais adequado do que fornecer uma informação qualificativa ao usuário, para que este possa agregar essa informação ao seu conhecimento e experiência prévia, e assim tomar a melhor decisão. Vale destacar também, que o cálculo da margem de estabilidade de tensão ainda representa um desafio em termos de tempo computacional quando se trata de análise em tempo real, apesar de todo o desenvolvimento da capacidade de processamento dos computadores modernos. Isto se deve à necessidade de análise de um conjunto de cenários N-1, e não somente do cenário de operação atual, bem como da enorme dimensão que os sistemas interligados estão atingindo.

A metodologia proposta e estudada nesta dissertação é composta de dois estágios. O primeiro, realizado de modo *off-line*, corresponde a um intensivo estudo das margens de estabilidade de tensão do sistema nos mais diversos cenários de carregamento e topologia, utilizando o método das curvas PV. O objetivo é construir uma memória, ou seja, uma base de dados sobre a margem do sistema para cada cenário. Cada caso estudado é então classificado, em função da sua margem, em três condições de operação (seguro, alerta e inseguro). Ainda no estágio *off-line*, é realizado um estudo através da aplicação de análise modal e cálculo de fatores de participação para a identificação das barras e áreas mais críticas do sistema considerando todos os cenários anteriormente especificados. Este estudo visa a alocação e instalação de um sistema de monitoramento baseado em unidades de medição fasorial sincronizada - PMU, possibilitando a análise em tempo real da condição de operação nos respectivos barramentos. Finalizando o estágio *off-line*, é modelado um sistema de inferência nebuloso capaz de fazer correlações entre as grandezas elétricas oriundas das PMUs com as margens analisadas para cada um dos casos.

No segundo estágio da metodologia proposta, agora sendo aplicada em ambiente *on-line*,

utiliza-se o sistema de inferência nebuloso que a partir das magnitudes das tensões oriundas das PMUs fornece um qualificativo sobre a condição de operação nos respectivos barramentos, sem que seja necessário recorrer ao banco de dados. Cada PMU representa uma área do sistema e, portanto, fornece um indicativo da condição de operação (seguro, alerta ou inseguro) para a sua área de monitoramento em específico. Esta informação segmentada é importante, pois na maioria das vezes o fenômeno da instabilidade de tensão tem característica local, ou seja, não tem capacidade de extrapolar suas fronteiras afetando outras áreas críticas. No entanto, o sistema nebuloso continua trabalhando com as informações de cada PMU, de forma a determinar uma classificação operativa para o sistema como um todo. Esta classificação global também é importante, pois em alguns casos a instabilidade de tensão pode se propagar de uma área crítica a outra, chegando ao nível de ser classificada como um problema sistêmico, sendo estes casos, realmente, os mais preocupantes. A grande vantagem em extrair os dados de um sistema de medição fasorial sincronizada é a precisão da informação que é trazida para o sistema de inferência, uma vez que todas as medidas são realizadas no mesmo instante de tempo. Além disso, a velocidade em que qualquer modificação nas condições de operação da rede é transmitida para o operador passa a ser muito maior, uma vez que sistemas de medição fasorial podem fornecer medições a cada 20ms, por exemplo.

1.2 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação de mestrado foi organizada da seguinte forma:

No Capítulo 2 são discutidos os fenômenos associados à estabilidade e instabilidade de tensão, e apresentadas metodologias de análise e utilização de medição fasorial na avaliação em tempo real da estabilidade de tensão. No Capítulo 3 é apresentada a formulação teórica da Lógica Nebulosa, métodos de fuzzificação e defuzzificação. No Capítulo 4 são apresentadas as etapas do algoritmo, os estudos de margem de estabilidade de tensão, assim como, o método de alocação de PMU. O Capítulo 5 tem-se os resultados obtidos com o sistema de inferência nebuloso nas condições de rede completa e rede incompleta nas condições de caso base e carga pesada. Por fim, no Capítulo 6 são destacadas as principais conclusões desta pesquisa e sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Análise da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica

A evolução dos sistemas de potência devido ao crescimento contínuo das interconexões, à introdução de novas tecnologias de controle, e às condições de operação altamente estressadas, ocasionou o surgimento de diferentes formas de instabilidade. Por exemplo, a análise de estabilidade de tensão, de estabilidade de frequência e das oscilações entre áreas tornaram-se muito importantes quando comparadas aos eventos ocorridos no passado. (Kundur et al., 2004).

Os SEP operam em um ambiente em constante mudança devido às alterações das cargas, saídas de geradores e às mudanças contínuas dos parâmetros operacionais. Quando submetido a uma perturbação, a estabilidade do sistema depende da condição de operação inicial, bem como da natureza da perturbação. Deste modo, a estabilidade do sistema pode ser definida como a capacidade de se manter em um estado de equilíbrio, em condições operativas normais, e de também alcançar um novo estado de equilíbrio após ter sido submetido a uma perturbação. Um sistema é considerado estável do ponto de vista da tensão, se após a ocorrência de um distúrbio, as tensões em todas as barras se mantêm estáveis, atingindo um novo ponto de operação em regime permanente. Isso significa que o sistema se encontra dentro de uma região de atração do ponto de equilíbrio estável na condição pós-perturbação.

Embora a análise da estabilidade de tensão seja aplicável a um sistema interligado como um todo, muitas vezes, a instabilidade em particular de um gerador ou de um grupo de geradores devido à perda de sincronismo, pode provocar apenas instabilidade de tensão local, podendo ou não afetar o sistema como um todo (Kundur et al., 2004). Mas se a instabilidade vir a afetar regiões

críticas, é possível a ocorrência de uma série de eventos em cascata que se propagam pela rede, podendo assumir proporções de caráter sistêmico, causando blecautes em várias partes da rede de transmissão ou até mesmo um blecaute total, sendo um evento dessa magnitude caracterizado como um colapso de tensão. Esse fenômeno está diretamente relacionado com a incapacidade do sistema de suprir a demanda de potência ativa, devido ao suporte inadequado de potência reativa (Kundur et al., 1994).

Diante deste contexto, torna-se necessária a utilização de técnicas que identifiquem as margens de segurança, visando analisar a operação em tempo real com o intuito de prevenir problemas relacionados com a instabilidade de tensão.

2.1 Análise da Estabilidade de Tensão

A estabilidade de tensão é um fenômeno essencialmente dinâmico e sua análise depende da obtenção de modelos dinâmicos das cargas, geradores, reguladores estáticos de tensão e de outros componentes do sistema. No entanto, algumas vantagens práticas são encontradas na análise baseada em técnicas estáticas no lugar das técnicas dinâmicas, pois podem reproduzir o fenômeno com aceitável exatidão e menor demanda computacional. Comumente, as técnicas estáticas estão associadas à análise de modelos de equilíbrio, como as equações de fluxo de carga, no qual se assume que todas as dinâmicas alcançaram um ponto de equilíbrio (Bedriñana, 2009).

Os SEP não estão imunes à ocorrência de distúrbios, isso porque é inviável economicamente projetar sistemas capazes de manterem-se estáveis na ocorrência de todo tipo de perturbação. Mesmo assim, espera-se que esses sistemas sejam capazes de suportar determinadas perturbações, de modo a isolarem o problema e fazendo com que uma eventual instabilidade iniciada em uma parte ou região da rede, não se propague por todo o sistema.

Para a manutenção da segurança da operação do sistema é necessário o cumprimento das seguintes condições: atendimento de todas as cargas alimentadas pelo sistema, manutenção da frequência e das magnitudes das tensões em faixas definidas e o atendimento dos limites dos equipamentos que compõem o sistema. Neste contexto, o estudo de estabilidade é tratado em duas categorias principais, a estabilidade angular e a estabilidade de tensão. A primeira refere-se à habilidade das máquinas síncronas, de um sistema de potência interconectado, de permanecerem em sincronismo após serem submetidas a uma perturbação. Já a estabilidade de tensão refere-se à habilidade de um sistema de potência em manter os valores das magnitudes das tensões em

suas barras, dentro de uma faixa, correspondendo a um novo ponto de operação após uma perturbação (Kundur et al., 2004). Desta forma, as metodologias de análise da estabilidade de tensão visam determinar o quão próximo do ponto de colapso de tensão o sistema está operando, bem como identificar as perturbações e as contingências que tornariam o sistema mais sensível ao problema de instabilidade de tensão. Essas análises, principalmente em tempo real, devem contar com o apoio de sistemas inteligentes de operação e supervisão, capazes de auxiliar no diagnóstico da condição de operação do sistema e de orientar o operador a tomar decisões que evitem a ocorrência de instabilidade de tensão.

2.2 Margem de Estabilidade de Tensão

A Margem de Estabilidade de Tensão (MET) representa a medida da distância entre o ponto atual de operação do sistema até o ponto de máximo carregamento (PMC). Portanto, a MET pode ser definida como o maior aumento de carga que o sistema tem capacidade de suportar, sem provocar o colapso de tensão. O colapso de tensão é geralmente provocado por perturbações no sistema, tais como as variações da carga, contingências, ou a combinação de ambas. É bem conhecido o fato que nos sistemas de potência existe uma relação entre o controle de tensão e a potência reativa, porém a potência ativa também contribui na instabilidade de tensão (Van Cutsem and Vournas, 1998; Bedriñana, 2009).

Atualmente, a MET é a medida mais utilizada para avaliar a segurança do sistema e pode ser obtida a partir do perfil de tensão das barras em função do carregamento (curvas P-V e Q-V), o que possibilita compreender as condições de operação do sistema para diferentes carregamentos (Mansour et al., 1993; Alves, 2000).

A MET de um sistema varia com o aumento do carregamento, na ocorrência de alterações topológicas ou na combinação desses eventos. Assim, nas etapas de planejamento, ambiente *off-line*, devem ser feitos os estudos de estabilidade, para que com isso seja possível determinar as ações de controle necessárias, não só para as condições normais de operação, caso base (N-0), mas também para as contingências (N-1), buscando sempre levar em conta o aumento do carregamento para essas diferentes condições de operação.

Manter a operação dos SEP com margens de tensão em níveis aceitáveis, garantindo o suprimento de energia, é uma premissa importante na operação. Em um Centro de Controle, não é suficiente que o operador monitore somente as magnitudes das tensões, mas também os fluxos de

potências ativa e reativa, as alterações na topologia da rede, bem como os fluxos de intercâmbio, cargas internas do sistema e a MET. Todas essas análises visam assegurar a observância dos limites estabelecidos para as cargas nos barramentos do sistema (Alves, 2000).

2.2.1 Obtenção da MET - Curva PV

A MET, ou seja, a demanda máxima que o sistema pode atender, pode ser obtida através do traçado da curva PV, que corresponde à variação da magnitude da tensão em uma determinada barra à medida que ocorre o aumento no carregamento. Esta técnica é recomendada nos procedimentos de rede do ONS (ONS, 2010), e por força tarefa do setor elétrico nacional (SNPTEE, 1999; SEPOPE, 2000) e também internacional, como o *Western Electric Coordinating Council* - WECC (WECC and Abed, 1999), determinando critérios e recomendações para a avaliação da estabilidade de tensão.

A curva PV pode ser obtida aumentando-se gradativamente o carregamento a partir do caso base e para cada ponto soluciona-se um Fluxo de Carga Newton-Raphson (FCNR) (Monticelli, 1983). A Figura 2.1 exemplifica a curva PV que representa a variação da tensão (V) em função do aumento do carregamento (λ).

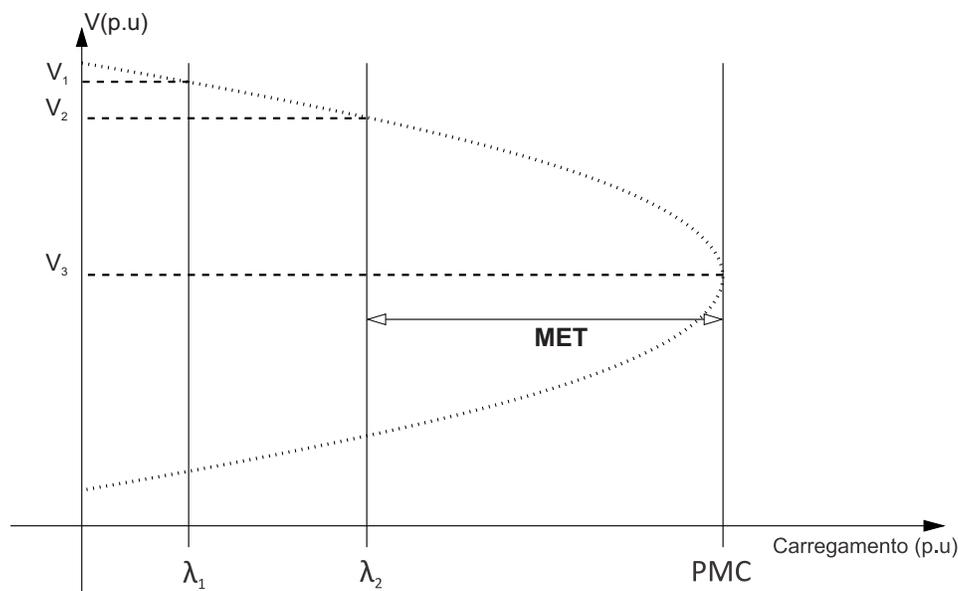


Figura 2.1: Curva PV

O multiplicador λ chamado também de fator de carregamento, é aplicado sobre os valores

líquidos das potências ativas ($P_{(liq)} = (P_{(g)} - P_{(c)}) \cdot \lambda$) e das potências reativas ($Q_{(liq)} = Q_{(g)} - (Q_{(c)} \cdot \lambda)$), em todas as barras do tipo PQ e PV do sistema. Este procedimento considera que as demandas de potência ativa e reativa crescem com a mesma taxa em relação ao caso base ou seja, mantendo o fator de potência constante. Além disso, considera-se que a geração de todas as usinas aumenta seguindo a mesma taxa de crescimento da carga, evitando que a barra de folga seja a única a responder pelo aumento da demanda. Os passos acima seguem as recomendações dos procedimentos de rede do ONS (ONS, 2010) e do critério estabelecido pelo WECC (WECC and Abed, 1999).

A curva PV é analisada para cada barramento do sistema, e quando a tensão no barramento selecionado fica inferior a um nível pré-definido, o operador precisa agir com prudência, pois ignorar a baixa tensão e continuar a aumentar a transferência de potência, incrementando o carregamento, eventualmente faz o sistema atingir a condição correspondente ao Ponto de Máximo Carregamento (PMC), podendo ocasionar um colapso de tensão (Hu et al., 2007).

Ao longo do traçado da curva PV, o FCNR converge quase sempre em poucas iterações (4 a 5), mas o aumento gradual da carga conduz a uma bifurcação do tipo sela-nó ou induzida por limites que, sob certas condições, corresponde à região em torno do PMC. O método convencional de FCNR é restrito apenas à parte superior da curva PV (pontos estes considerados estáveis), no entanto existem outros métodos como o do Fluxo de Carga da Continuação (FCC), que através de uma reformulação do FCNR possibilita obter soluções na vizinhança do PMC, viabilizando a obtenção da parte inferior da curva PV (pontos estes considerados instáveis) (Alves, 2000).

O WECC e o ONS estabelecem critérios para a avaliação da estabilidade de tensão, definindo margens mínimas de potência ativa e reativa para os respectivos estudos. A Tabela 2.1 apresenta uma comparação entre as margens estabelecidas pelo WECC e pelo ONS.

Enquanto nos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2010) são abordadas apenas contingências simples critério (N-1) e rede completa (N-0), nas normas do WECC são contempladas contingências múltiplas. No entanto, os critérios brasileiros estabelecem como meta em tempo real, uma margem de 4% (ONS, 2010), valor menor que os 5% determinados pelo órgão americano.

Tabela 2.1: Critérios de margem - WECC e ONS

| Alguns Distúrbios | WECC | ONS |
|---|--------------|--------------------|
| Perda de qualquer elemento: gerador, circuito, transformador, fonte de reativos, monopólo CC. | $\geq 5\%$ | $\geq 4\%$ |
| Seção do barramento | $\geq 2,5\%$ | (não especificado) |
| Quaisquer combinações de dois ou mais elementos: linha de transmissão (LT) + gerador + fontes de reativos; dois geradores; duas LT; bipolo CC, etc. | $\geq 2,5\%$ | (não especificado) |
| Quaisquer combinações de três ou mais elementos: subestação, usina, etc. | $\geq 0\%$ | (não especificado) |

Neste trabalho faz-se uso do FCNR para a obtenção da MET, pois o objetivo é obter apenas os pontos estáveis da parte superior da curva PV, para todos os cenários propostos nas condições de rede completa e incompleta.

2.3 Análise de Contingências

A análise de contingências em redes de energia elétrica visa avaliar a segurança e a confiabilidade na ocorrência da saída de um ou mais elementos do sistema, sendo um dos seus objetivos identificar as contingências críticas do sistema e classificá-las por ordem de severidade.

Nos SEP podem ocorrer diferentes tipos de contingências como, por exemplo, desligamentos de geradores, de linhas de transmissão ou transformadores, entre outros. Entretanto, somente algumas delas são severas o suficiente para causar danos relevantes ao sistema, dentre os quais o colapso de tensão. Desse modo, o processo de análise da estabilidade de tensão também engloba a seleção e a ordenação, conhecidas como *screening* e *ranking*, das contingências de acordo com o impacto que estas causam ao sistema, visando reduzir o tempo computacional da análise realizada

em tempo real (Grilo, 2005).

Basicamente, a análise de contingências pode ser dividida em dois tipos de estudos: análise estática e análise dinâmica. A análise dinâmica avalia não apenas o estado de operação final em regime permanente após a aplicação da contingência, mas também a transição do sistema de um estado para o outro e, portanto, baseia-se em estudos de estabilidade do sistema. A análise estática avalia apenas o estado final do sistema após a aplicação da contingência, já em regime permanente, verificando as restrições de segurança e qualificando o estado atual do sistema em: seguro, alerta e emergência. Baseia-se em soluções de FCNR considerando apenas a condição de regime permanente.

Desta forma, este trabalho realiza a análise de contingências estática para selecionar as contingências (N-1) consideradas severas do ponto de vista da estabilidade de tensão. São consideradas contingências severas todas aquelas que durante o processo de simulação da curva PV obtiveram MET menor ou igual a 8%, com o objetivo de avaliar não somente as contingências consideradas críticas, nas quais a MET é menor ou igual a 5%, mas também aquelas que podem provocar uma condição de alerta, e com isso antecipar ao centro de operação a proximidade da condição de instabilidade de tensão.

Esse procedimento visa identificar as faixas de variação das magnitudes das tensões para essas condições, para utilizá-las na modelagem do sistema de inferência na condição (N-1). Esse sistema tem como finalidade antecipar qual a condição de operação nos barramentos em que foram alocadas PMUs na ocorrência de algumas das contingências (N-1) consideradas no modelo.

2.4 Análise Modal Estática

O estudo de análise modal estática se faz necessário porque os métodos baseados na curva PV informam apenas a margem de estabilidade do sistema, mas não determinam quais são as áreas críticas do ponto de vista da estabilidade de tensão, nem que tipo de medida corretiva ou de reforço resultaria na melhoria da margem de estabilidade do sistema. A análise modal possibilita inferir se o sistema elétrico de potência está operando próximo do ponto de colapso de tensão (Gao et al., 1992).

A natureza do fenômeno de estabilidade de tensão de um sistema pode ser mais facilmente identificada pela análise dos autovalores da matriz Jacobiana reduzida J_{RQV} obtida, supondo que

haja variação incremental apenas de potência reativa no sistema, ou seja, para cada ponto de operação, as variações de potência ativa são nulas ($\Delta P = 0$), e a estabilidade é avaliada considerando-se somente a relação incremental entre V e Q. Similarmente, para avaliar a relação incremental entre P e θ , consideram-se nulas as variações de potência reativa ($\Delta Q = 0$). Correspondem ao modelo estático de um sistema de potência, linearizado em torno do ponto de operação, tem-se a seguinte expressão:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

onde

ΔP - variação incremental na potência ativa

ΔQ - variação incremental na potência reativa

$\Delta\theta$ - variação incremental no ângulo da tensão nodal

ΔV - variação incremental na magnitude da tensão nodal

As submatrizes $J_{P\theta}$, $J_{Q\theta}$, J_{PV} e J_{QV} representam as sensibilidades entre as variações nas injeções de potência ativa e reativa e as variações nos ângulos e nas magnitudes das tensões nas barras do sistema, respectivamente.

Pode-se obter as matrizes Jacobianas reduzidas (J_{RQV} , $J_{RP\theta}$) da seguinte forma:

a) assumindo-se $\Delta Q = 0$ em (2.1) obtém-se

$$\Delta\theta = J_{RP\theta}^{-1} \cdot \Delta P \quad (2.2)$$

com

$$J_{RP\theta} = J_{P\theta(PV+PQ)} - J_{PV} \cdot J_{QV}^{-1} \cdot J_{Q\theta} \quad (2.3)$$

b) assumindo-se $\Delta P = 0$ em (2.1) obtém-se

$$\Delta V = J_{RQV}^{-1} \cdot \Delta Q \quad (2.4)$$

com

$$J_{RQV} = J_{QV(PQ)} - J_{Q\theta} \cdot J_{P\theta}^{-1} \cdot J_{PV} \quad (2.5)$$

Através da decomposição da matriz J_{RQV} é possível obter os autovalores e autovetores críticos no ponto de singularidade (Kundur et al., 1994) :

$$J_{RQV} = \Phi \cdot \Lambda \cdot \Gamma \quad (2.6)$$

sendo Φ a matriz de autovetores à direita, Λ a matriz diagonal dos autovalores e Γ a matriz dos autovetores à esquerda da matriz J_{RQV} .

Os autovetores críticos dessa matriz identificam os diferentes modos instáveis. Desta forma se o autovalor de J_{RQV} tende a zero, uma pequena variação no perfil de reativos do sistema pode ocasionar uma variação brusca na tensão de uma barra ou de um grupo de barras.

O produto entre os autovetores esquerdo e direito define os Fatores de Participação Reativo (FPR) para as barras de carga nos modos críticos. Os FPR fornecem informações importantes sobre os mecanismos de instabilidade de tensão, bem como sobre as áreas mais vulneráveis ao problema de estabilidade, e portanto as mais adequadas para a compensação de reativos, diante do fato de haver dependência entre a potência reativa e a variação da tensão (Affonso et al., 2008; Kundur et al., 1994).

De modo similar ao apresentado para a obtenção dos FPR, pode-se definir os Fatores de Participação Ativos (FPA) como sendo o produto dos autovalores esquerdo e direito da matriz $J_{RP\theta}$. Os FPA indicam as áreas mais vulneráveis ao problema de instabilidade de tensão, a partir da perspectiva das variações de potência ativa associadas com cada gerador e barra de carga da rede. A análise dos FPA indica as regiões no sistema mais eficientes para ações de controle relacionadas ao problema de suporte de potência ativa (da Silva et al., 2002; Amorim, 2011).

A utilização da análise modal estática neste trabalho teve como finalidade observar os autovalores da matriz J_{RQV} próximo ao PMC da curva PV. Os FPR dos diversos modos críticos obtidos nos casos simulados foram utilizados para identificar o conjunto de barras mais sensíveis à instabilidade de tensão, sendo essas as candidatas a serem consideradas no processo de alocação de

unidades de medição fasorial. Os resultados do método de alocação dessas unidades são apresentados no Cap 4.

2.5 A Utilização de PMUs no Auxílio da Análise de Estabilidade de Tensão

Dentre as tecnologias que podem contribuir para o desenvolvimento de novas aplicações *off-line* e *on-line* para os SEP, destaca-se aquela vinculada ao Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SPMS - Synchronized Phasor Measurement System) que possibilitam o monitoramento de fenômenos dinâmicos, devido à alta precisão, elevada taxa de amostragem e sincronização de medidas, constituindo-se em um novo paradigma de proteção, controle e monitoramento dos SEP.

Este sistema de medição destaca-se pelo uso das unidades de medição fasorial, conhecidas pela sigla PMU (Phasor Measurement Unit), que por utilizarem uma fonte eficaz de sincronização, fornecida pelo sistema GPS (Global Positioning System), viabilizam a medição de grandezas fasoriais em barras do sistema elétrico geograficamente distantes, a uma taxa de até 60 medidas por segundo e com precisão satisfatória aos requisitos da maioria das aplicações de monitoração e controle.

Uma PMU não só realiza a aquisição das tensões e correntes nas barras e linhas como também as processa, fornecendo os valores complexos de tensão e corrente, que são formatados segundo um determinado padrão e enviados ao concentrador de dados. Basicamente, uma PMU é composta por um receptor de sinal de GPS, um sistema de aquisição (filtro + módulo de conversão A/D) e de um microprocessador. A Figura 2.2 exemplifica um sistema de medição fasorial.

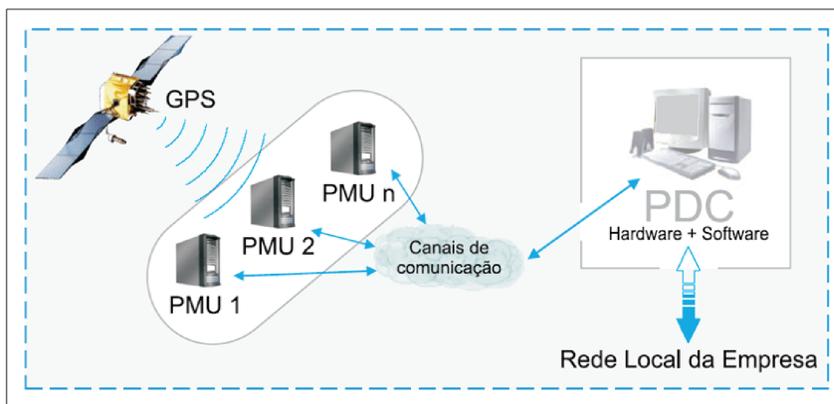


Figura 2.2: Sistema de Medição Fasorial - PMU (Fonte: www.ceb5.cepel.br)

A medição fasorial sincronizada é uma tecnologia bastante recente e a investigação de suas potencialidades de aplicação tem sido tema de trabalhos de pesquisa (Klump et al., 2005; Martinez et al., 2005; Akke and Karlsson, 2002). Atualmente, experiências de implementações efetivas desta tecnologia estão evoluindo rapidamente e são verificadas em vários sistemas elétricos (Martinez et al., 2005). Operadores independentes de vários países têm também manifestado interesse na instalação de SPMSs (Akke and Karlsson, 2002; Martinez et al., 2005).

No Brasil, o ONS realizou um projeto piloto no qual buscou identificar um conjunto de aplicações potenciais de PMU que poderiam ser implantadas para apoiar os operadores do sistema. O objetivo é adicionar aplicações para o aprimoramento do Estimador de Estado através do uso de dados de PMU (Hu et al., 2007). Este projeto elencou três áreas principais em que a operação do sistema em tempo real do ONS poderia se beneficiar com um posterior desenvolvimento/suporte: Gerenciamento da Gestão de Rede, Apoio à Operação Pós-contingência e Apoio à Operação do Sistema e Restauração.

Na Figura 2.3 é apresentado o mapa do Sistema Interligado Nacional contendo as informações sobre os possíveis pontos de instalação de medição fasorial. O ONS está em processo de melhorias de seus Sistemas de Supervisão e Controle, no qual prevê que os dados de sincrofasores serão transferidos dos agentes para um Concentrador de Dados Central Primário em Brasília e para um *backup* no Rio de Janeiro. O envio de dados para os outros Centros Regionais de Operação (COSR) do ONS ocorrerá através de uma sincronização de dados, prevista para o novo sistema, realizada entre os sistemas de supervisão e controle de cada centro do ONS (Hu et al., 2007).

Outra iniciativa, apresentada em (Decker et al., 2005), é o projeto MedFasee, cujos objetivos contemplam o estudo e o desenvolvimento da tecnologia de SPMS para aplicações na monitoração

e controle de Sistemas de Energia Elétrica. No âmbito deste projeto desenvolveu-se um protótipo de um sistema de SPMS, constituído por três unidades de medição fasorial e um concentrador de dados (PDC - Phasor Data Concentrator).

Esta tecnologia possibilita que nos centros de controle os dados recebidos das diversas PMUs sejam sincronizados, aumentando a precisão quando comparada às medidas convencionais. Diante desta possibilidade, neste trabalho utilizou-se as medidas oriundas das PMUs para a composição de um sistema especialista nebuloso para a análise do risco de instabilidade de tensão.

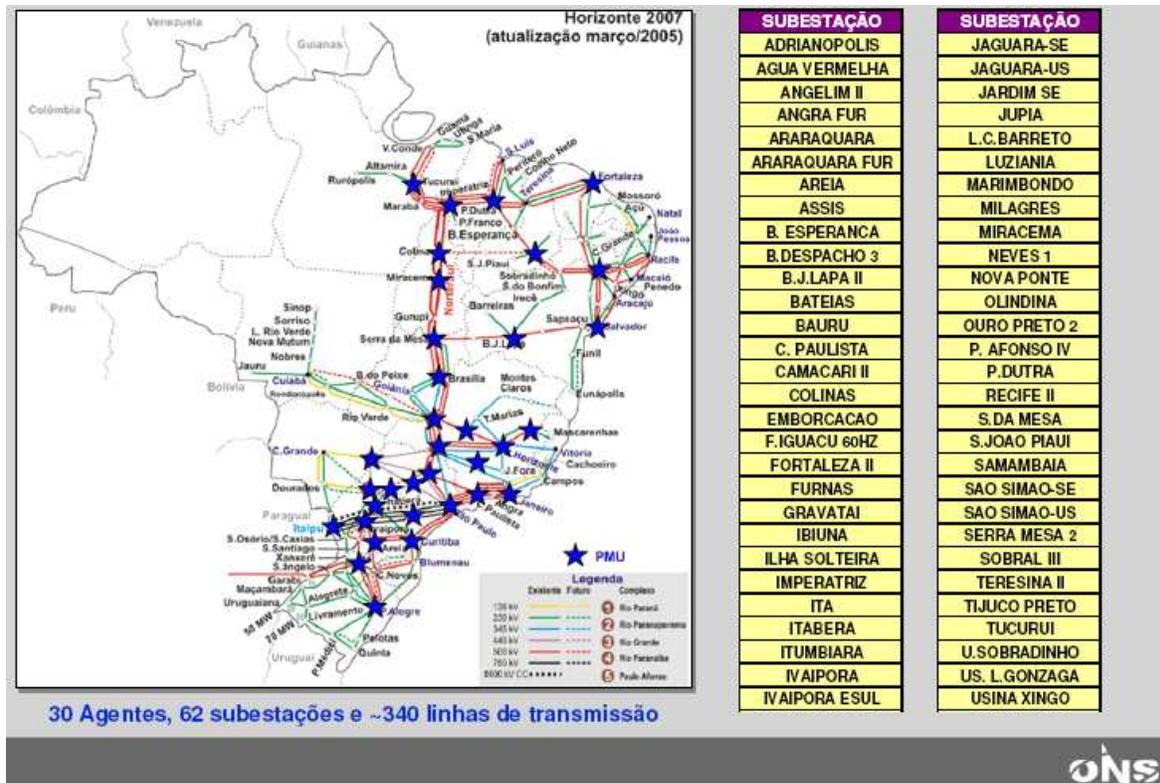


Figura 2.3: Previsão da localização das PMUs no SIN

2.6 Avaliação da Estabilidade de Tensão em Tempo Real

Na literatura existem diversos trabalhos na área de avaliação da estabilidade de tensão em tempo real e em ambiente de planejamento da operação.

Em (Isoda, 2009) é proposta a utilização de redes neurais na análise de estabilidade de tensão considerando como entradas as potências ativa e reativa nodais, e como resposta a ferramenta

informa a margem de segurança, a qual representa a “distância” entre o ponto de operação do sistema e a fronteira da estabilidade estática de tensão.

Uma outra abordagem para a estimação da MET em tempo real é apresentada em (Larsson et al., 2003), no qual são calculados os equivalentes de Thevenin dos corredores de transmissão e faz uso de medição fasorial sincronizada para a obtenção do estado de operação atual e com isso a estimação da MET.

A utilização da medição fasorial também é utilizada em (Anzai et al., 2011), no qual é proposta uma ferramenta que em estágio *off-line* constrói um banco de dados para ser utilizado nos cálculos dos parâmetros de um modelo dinâmico em tempo discreto, que como entrada utiliza as magnitudes e ângulos dos fasores de tensão e como saída o valor estimado da margem de estabilidade.

Em uma outra linha de pesquisa, mas com os mesmos objetivos, estão os estudos de índices de estabilidade de tensão. A idéia principal destes índices é determinar um valor escalar que possa ser monitorado para obtenção de informações sobre a segurança e o estado de operação do sistema elétrico. Assim, em (Corsi et al., 2008; Gong et al., 2006) tem-se a utilização desses índices para a análise em tempo real da estabilidade de tensão utilizando informações das unidades de medição fasorial instaladas na rede.

Atualmente, outra metodologia vem sendo testada na interligação leste dos EUA, sistema esse com mais de 22.000 barras. Essa metodologia, proposta em (Leonardi and Ajjarapu, 2011a,b), consiste em monitorar as reservas de potência reativa com o objetivo de estimar a margem de estabilidade de tensão em tempo real. Em ambiente *off-line* cria-se um banco de dados utilizando modelos de regressão multi-linear com diferentes cenários, diferentes direções de crescimento de carga e uma lista de contingências pré-determinadas. Com a simulação desses inúmeros cenários em ambiente *off-line* são obtidas informações sobre o comportamento das reservas de reativo. Em tempo real o resultado do monitoramento dessas reservas é utilizado para associar com alguma das METs obtidas nas simulações.

No Brasil, o ONS está testando a ferramenta Organon para análise e avaliação da segurança em tempo real. Essa ferramenta utiliza o método da continuação para determinar a condição de máximo carregamento. A representação do modelo dinâmico do Organon implementa uma metodologia baseada em algoritmos de integração numérica de passo variável e o *Backward Differentiation Formulae* (BDF) para a solução das equações dinâmicas. Funções de energia também são utilizadas para o cálculo de margens dinâmicas da estabilidade do sistema e para a identificação das melhores ações de controle (Francisco et al., 2006).

Estimar de forma exata a margem de estabilidade de tensão é algo bastante incerto, pois determinar o comportamento de crescimento das cargas, assim como, a geração, são fatores que podem variar de acordo com a região, período do dia, disponibilidade da rede, além de outros diversos elementos que podem ser considerados e avaliados durante a operação do sistema. Deste modo, esta pesquisa propõe a utilização da lógica nebulosa para trabalhar com as incertezas referentes às variações nas magnitudes das tensões e das cargas, atuando como uma ferramenta de apoio à tomada de decisão na análise da estabilidade de tensão em tempo real. Essa metodologia teve como objetivo apresentar um qualificativo sobre a condição de operação em tempo real, em relação à margem de estabilidade de tensão obtida em ambiente *off-line*, pois acredita-se que informar o quão distante o ponto de operação está do ponto de máximo carregamento, através de qualificativos linguísticos seja mais vantajoso, comparado às formas numéricas convencionais.

No próximo capítulo é apresentada a metodologia da lógica nebulosa, assim como os elementos necessários para a sua formulação.

Capítulo 3

Sistema de Inferência Nebuloso

Este capítulo tem por finalidade apresentar conceitos fundamentais sobre sistemas de inferência nebulosos que são técnicas de inteligência artificial computacional usadas para a representação e processamento do conhecimento e que se baseiam na lógica nebulosa proposta por Zadeh (Zadeh, 1965).

3.1 Lógica Nebulosa

A lógica nebulosa (*fuzzy logic*) é um recurso matemático que possibilita a representação e utilização de informações incertas, ou seja, modelar de modo aproximado o raciocínio, tentando imitar a habilidade humana de tomar decisões racionais em um ambiente de incertezas e imprecisões (Ferreira, 2008; Canôas, 2008).

A lógica nebulosa constitui a base para o desenvolvimento de métodos e algoritmos de modelagem e controle de processos, permitindo a redução da complexidade na implementação e solução de problemas até então intratáveis por técnicas clássicas, por ser uma ferramenta capaz de capturar informações imprecisas, descritas em linguagem natural e convertê-las em formato numérico. Ela difere dos sistemas lógicos em suas características e detalhes (El-Hawary, 1998).

Na lógica nebulosa, o valor verdade de uma proposição pode ser um subconjunto nebuloso de qualquer conjunto parcialmente ordenado, ao contrário dos sistemas lógicos binários, onde o valor verdade só pode assumir dois valores: verdadeiro (1) ou falso (0). Na lógica nebulosa, um valor verdade é expresso de forma linguística através de qualificadores (ótimo, bom, quase bom,

ruim ou muito ruim), em que cada termo linguístico é interpretado como um subconjunto nebuloso do intervalo unitário. Pode-se também diferenciar a lógica binária da lógica nebulosa da seguinte forma: enquanto nos sistemas lógicos binários os predicados são exatos (par, ímpar, maior que, menor que), na lógica nebulosa os predicados são nebulosos (alto, médio, baixo).

Nos sistemas lógicos clássicos, o modificador mais utilizado é o da negação, enquanto que na lógica nebulosa uma variedade de modificadores de predicados são possíveis (muito, mais ou menos, pouco, etc), os quais são essenciais na geração de termos linguísticos tais como: muito alto, mais ou menos perto, etc. Deste modo, a decisão de máquina não se resume a um “sim” ou “não”, mas baseia-se em decisões abstratas. A lógica nebulosa é uma técnica inteligente que fornece mecanismos para manipular informações imprecisas, possibilitando inferir a resposta aproximada para questões baseadas em conhecimentos inexatos, incompletos ou não totalmente confiáveis (Zadeh, 1965).

Na referência (Zadeh, 1973) consta que com o aumento da complexidade dos sistemas, a habilidade humana de ser precisos e ainda de declarar os respectivos comportamentos, diminui até um limiar, no qual a precisão ou a relevância começam a possuir características mutuamente exclusivas. Por outro lado, com a diminuição da complexidade, expressões matemáticas bem definidas, junto com a precisão proporcionada pelos métodos computacionais, começam a ser mais viáveis para a modelagem de sistemas (Ferreira, 2008).

3.2 Conjuntos Nebulosos

A ideia básica de conjuntos nebulosos está bem fundamentada na teoria desenvolvida por Zadeh (Zadeh, 1965), que consiste na agregação da precisão inerente ao modelo matemático de conjuntos clássicos com a imprecisão do mundo real e que através do conceito de conjunto nebuloso procura estudar e tratar informações imprecisas ou vagas. Essa teoria nasceu a partir de questionamentos sobre os processos mentais que atuam através de aproximações abstratas, aptos a atuar em condições que até então seriam impossíveis sem as técnicas de inteligência artificiais, tais como: reconhecimento de imagens (fotos, caligrafia, desenhos, etc), compreensão da linguagem, tomadas de decisões sob uma condição de incerteza e, acima de tudo, generalização do conhecimento.

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.

Seja um conjunto A definido sobre um universo X , o qual é caracterizado pela função de pertinência $\mu_A(x)$ a qual assume valores no intervalo $[0, 1]$. Uma função de pertinência fornece uma medida do grau de similaridade de um elemento de X em relação ao conjunto A . Assim, A é definido como conjunto nebuloso e $\mu_A(x)$ o grau de pertinência de x em A de tal forma que quanto mais próximo seja $\mu_A(x)$ de 1, maior é a possibilidade de x pertencer a A . Em (3.1) tem-se uma representação matemática do conjunto nebuloso A .

$$A = \{(x, \mu_A(x)), x \in X\} \quad (3.1)$$

Quando X é um conjunto finito (discreto) $\{x_1, x_2, \dots, x_n\}$, um conjunto nebuloso sobre X é expresso como:

$$A = \mu_A(x_1)/x_1 + \mu_A(x_2)/x_2 + \dots + \mu_A(x_n)/x_n \quad (3.2)$$

$$A = \sum_{i=1}^n \mu_A(x_i)/x_i \quad (3.3)$$

Quando X é um conjunto não-finito (contínuo), o conjunto nebuloso sobre X é expresso como:

$$A = \int_X \mu_A(x)/x \quad (3.4)$$

Enquanto os conjuntos clássicos indicam se um ponto pertence ou não a um universo preestabelecido, os conjuntos nebulosos trazem uma complementação a este tipo de representação e permitem ampliar o processo de tomada de decisão, introduzindo qualificadores aos quantificadores, como por exemplo, “nível de tensão elevado” ou “nível de tensão normal”. Pode-se afirmar que a principal diferença entre conjuntos clássicos e conjuntos nebulosos consiste em que o primeiro tem sempre função de pertinência única (exclusiva) enquanto o segundo tem um número infinito de funções de pertinências que podem representá-lo, possibilitando que os sistemas nebulosos sejam ajustados para a máxima utilidade em uma dada situação (Zadeh, 1968).

3.3 Função de Pertinência

Enquanto na teoria clássica um conjunto é dito *crisp* e apenas se afirma que um elemento do universo de discurso (domínio) pertence ou não ao referido conjunto, na teoria dos conjuntos nebulosos atribui-se um grau de pertinência de cada elemento a um determinado conjunto, indicando o quanto é possível ao elemento pertencer ao conjunto. Dessa forma, um conjunto A definido no universo de discurso X é caracterizado por uma função de pertinência $\mu_A(x)$ que mapeia os elementos de X para o intervalo $[0, 1]$, sintetizado por:

$$\mu_A : X \rightarrow [0, 1] \quad (3.5)$$

As funções de pertinência podem ser representadas através de diferentes tipos de funções gráficas: triangular, trapezoidal, gaussiana, molde - S, molde - Z, entre outras. Na Figura 3.1 estão representadas três dessas funções.

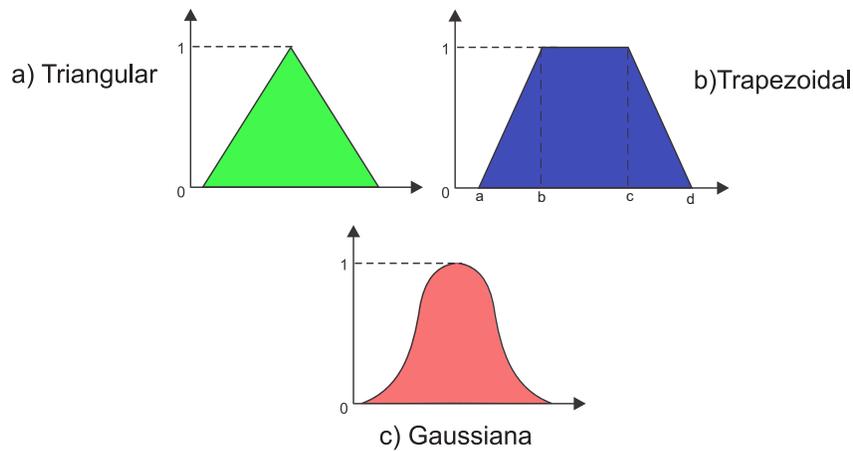


Figura 3.1: Funções de Pertinência

A escolha do tipo de função depende da aplicação na qual será utilizada, sendo que para o algoritmo desenvolvido nesta pesquisa, a trapezoidal foi a mais adequada devido à flexibilidade de se ajustar a base menor do trapézio, e com isso poder representar um intervalo maior ou menor das magnitudes das tensões na qual a pertinência é máxima. Essa função foi utilizada na modelagem das variáveis de entrada e saída do sistema de inferência nebuloso.

A função trapezoidal depende de quatro parâmetros escalares (a , b , c , d), conforme definido pela expressão:

$$f(x; a, b, c, d) = \begin{cases} 0, & x \leq a \\ \frac{x-a}{b-a}, & a \leq x \leq b \\ 1, & b \leq x \leq c \\ \frac{d-x}{d-c}, & c \leq x \leq d \\ 0, & d \leq x \end{cases} \quad (3.6)$$

ou na forma compacta,

$$f(x; a, b, c, d) = \max(\min(\frac{x-a}{b-a}, 1, \frac{d-x}{d-c}), 0) \quad (3.7)$$

3.4 Variáveis Linguísticas

A lógica nebulosa utiliza variáveis linguísticas que contemplam palavras em linguagem natural ou artificial. Se por exemplo, o significado do substantivo “pessoa” é um conjunto nebuloso e o significado do adjetivo “alta” é também um conjunto nebuloso, então o significado do qualificativo “pessoa alta” é dado pela intersecção da variável “pessoa” com a variável “alta”. Se este tipo de adjetivo for considerado como uma variável, então as qualidades: alto, baixo, normal, muito alto/baixo, podem ser interpretadas como rótulos de conjuntos nebulosos de um universo de discurso de objetos e neste sentido, o atributo da “altura” é uma variável nebulosa. 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 (Gomes, 2009).

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, 2001) é evidenciado como o papel do especialista torna-se fundamental na modelagem nebulosa.

Na Figura 3.2 tem-se um exemplo de variável linguística, em que se representa o fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão.

Os termos linguísticos que atribuem um significado à variável 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.

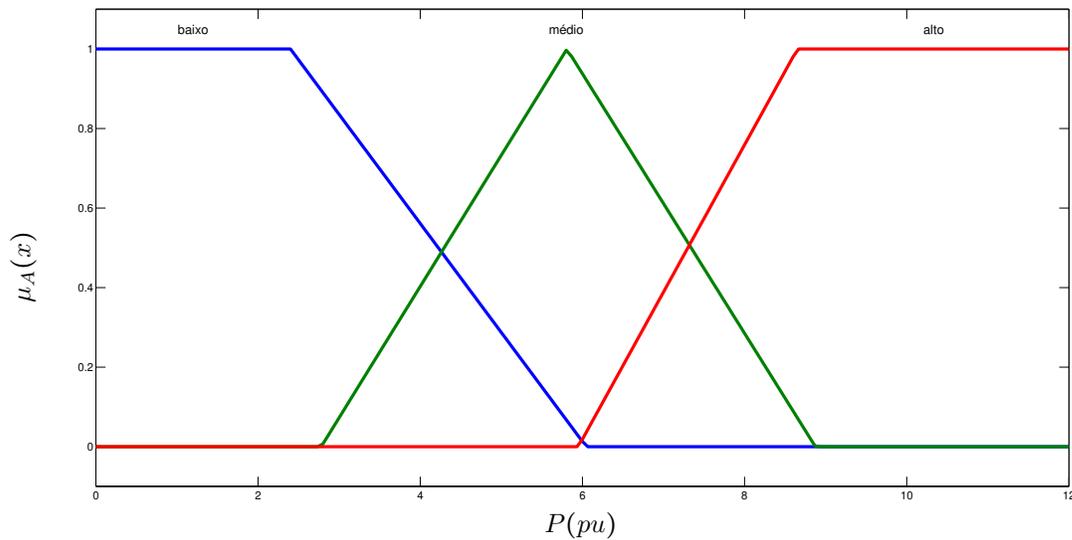


Figura 3.2: Funções de Pertinência para Fluxo de Potência Ativa

3.5 Sistema Nebuloso

O sistema nebuloso assim como a maioria das aplicações de Inteligência Artificial (IA) busca solucionar problemas que possuem características indefinidas ou incertas através de sistemas especialistas. A proposta destes sistemas não é o de substituir o especialista, mas tornar o seu conhecimento e experiência disponíveis, permitindo a utilização dessas informações por outros usuários ou sistema, contribuindo para a solução de problemas mesmo quando o especialista não está disponível (Ferreira, 2008). A Figura 3.3 apresenta a configuração de um sistema nebuloso.

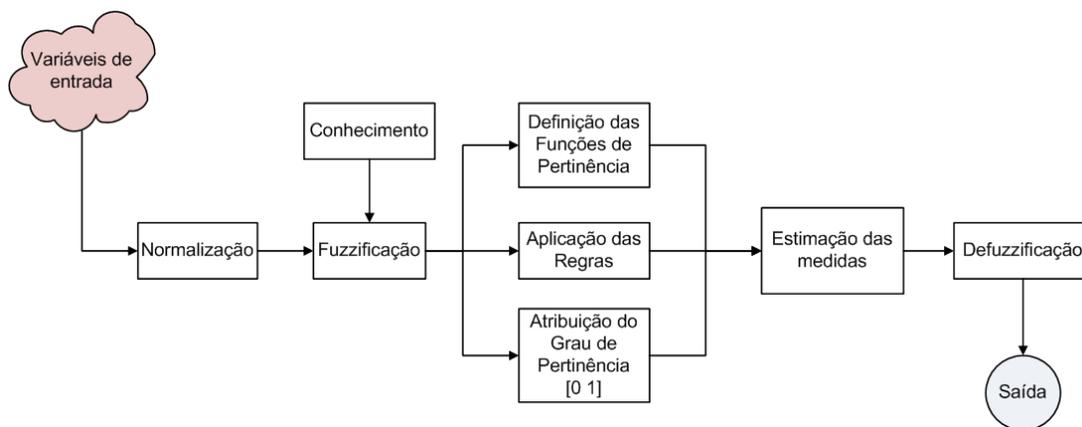


Figura 3.3: Sistema Nebuloso

Um sistema nebuloso é capaz de processar entradas de dados numéricos e conhecimento linguístico. A principal vantagem desse tipo de sistema é que embora os valores das entradas e das saídas sejam valores numéricos (*crisp*), o conjunto de regras possibilita exprimir o conhecimento prévio ao problema através de variáveis linguísticas. Um conjunto de regras bem definido possibilita ao sistema nebuloso selecionar a melhor alternativa dentro de uma longa lista de escolhas. A modelagem do sistema nebuloso pode sofrer alterações na medida em que novos conhecimentos são adquiridos.

A construção de um sistema nebuloso segue os seguintes passos:

1. Definição das entradas e saídas (variáveis nebulosas), faixas de valores (universo de discurso), divisão do universo de discurso em conjuntos nebulosos (rótulos) e a definição da semântica dos conjuntos (funções de inclusão).
2. Formação da base de regras
3. Simulação do sistema
4. Testes de validação do sistema

A fuzzificação transforma as variáveis de entrada em conjuntos nebulosos, necessários para a ativação das regras que são descritas em termos de variáveis linguísticas. Na base de conhecimento estão as informações do especialista que são utilizadas para a composição do conjunto de regras. Para finalizar, a defuzzificação transforma o valor nebuloso em uma saída numérica (*crisp*).

3.6 Regras Nebulosas

Uma regra nebulosa é uma 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 como ilustrado na Figura 3.4. 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 and Gomide, 1998):

$$\textit{If}(\textit{Se}) \{ \textit{antecedente} \} \textit{Then}(\textit{Então}) \{ \textit{consequente} \}$$

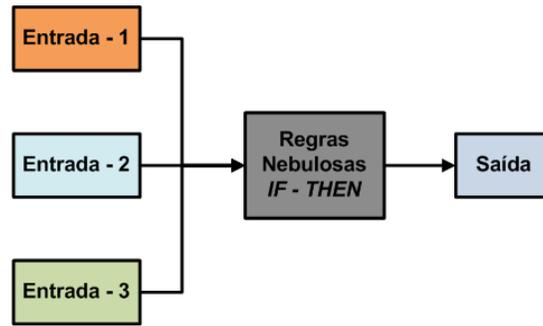


Figura 3.4: Estrutura do Conjunto de Regras

Tanto o antecedente quanto o conseqüente são proposições nebulosas, sendo que o antecedente define uma região nebulosa no espaço das variáveis de entrada do sistema, e o conseqüente 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, as quais são 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 (Gomes, 2009).

3.7 Máquina de Inferência - Mamdani

A máquina ou motor de inferência é responsável por mapear os conjuntos nebulosos de entrada em conjuntos nebulosos de saída e como na literatura existem diferentes métodos de inferência (Mamdani, Sugeno, etc) (Pedrycz and Gomide, 1998), a escolha depende do sistema que está sendo analisado.

O método Mamdani, utilizado neste trabalho, implementa as aplicações nebulosas através do operador "min" (mínima correlação) e a agregação das regras através do operador de união "max".

$$\mu_{B_n^k}(\alpha(i), \alpha(j)) = \max \left\{ \min [\mu_{A_{n_1}^k}(\alpha(i)), \mu_{A_{n_2}^k}(\alpha(j))] \right\}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, r \quad (3.8)$$

onde $A_{n_1}^k$ e $A_{n_2}^k$ representam os k-ésimos conjuntos nebulosos antecedentes e B_n^k representa o k-ésimo conjunto nebuloso consequente para a n-ésima regra com entradas $\alpha(i)$ e $\alpha(j)$. A representação gráfica desta interpretação está na Figura 3.5 .

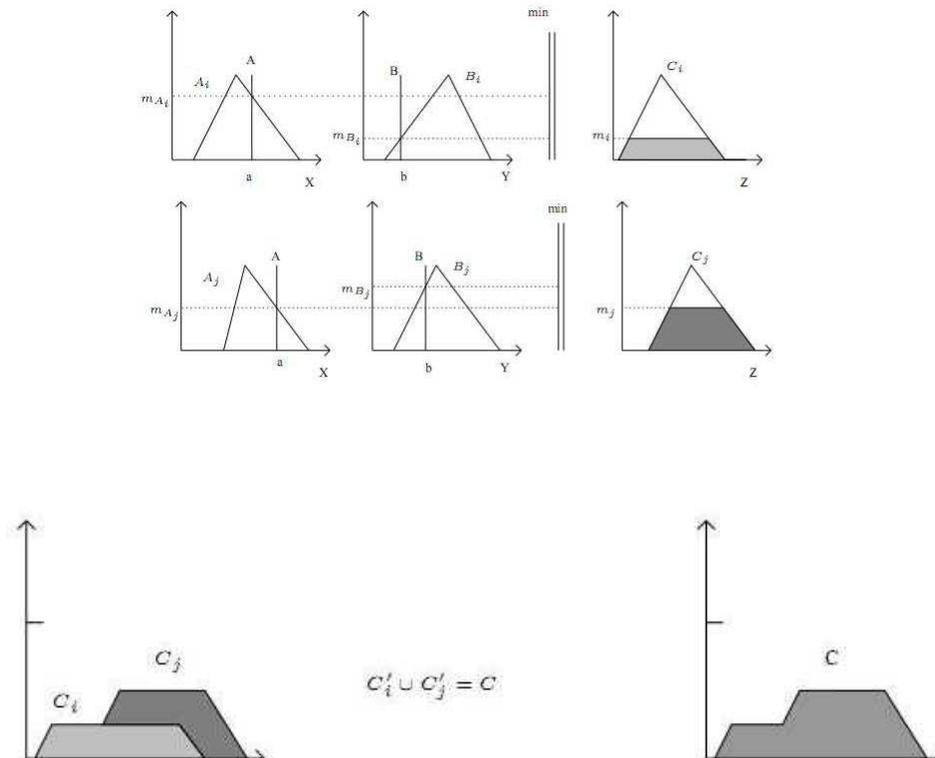


Figura 3.5: Modelo Mamdani

3.8 Métodos de Defuzzificação

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

- Média dos Máximos
- Centro de Área

- Método das Alturas

Neste trabalho utilizou-se a técnica de centro de área devido à sobreposição das funções de pertinência que representam a variação das magnitudes das tensões de cada PMU nas condições (N-0) e (N-1), nos cenários de caso base e carga pesada entre 10% a 18% de aumento da demanda.

3.8.1 Centro de Área

Centro de Área (Ross, 2004) é a técnica de defuzzificação 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 o resultado da defuzzificação nebulosa A é dada por:

$$y_0 = \frac{\sum \mu_A(x) \cdot x}{\sum \mu_A(x)} \quad (3.9)$$

Da mesma forma, se x é contínuo, então:

$$y_0 = \frac{\int \mu_A(x) \cdot x \cdot dx}{\int \mu_A(x) dx} \quad (3.10)$$

A Figura 3.6 exemplifica o método de desnebulização Centro de Área.

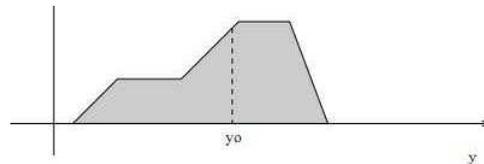


Figura 3.6: Método de Desnebulização Centro de Área

3.9 Lógica Nebulosa Aplicada em Sistemas Elétricos de Potência

A inserção de conjuntos nebulosos em sistemas elétricos de potência começou a ganhar destaque na década de 70, tendo sido inicialmente utilizados para resolver problemas de tomada de decisão. Algumas aplicações têm sido propostas em pesquisas como (Usida, 2007) que implementou um sistema de controle inteligente para regulação de tensão em sistemas de distribuição, através de um regulador de tensão baseado em sistemas *fuzzy*. Em (Gomes, 2009) tem-se 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.

Outros trabalhos como (Torres et al., 2007) também buscam solucionar o problema da estimação da margem de estabilidade de tensão em tempo real através da utilização técnicas de inferência nebulosa ANFIS (Redes Neuro Fuzzy). Em (Ferreira, 2008) o objetivo foi o de garantir a estabilidade a longo-termo de sistemas elétricos de grande porte através da implementação de um sistema especialista *fuzzy* capaz de melhor representar o raciocínio do operador quando da atuação nos dispositivos de controle.

As pesquisas que vem sendo realizadas com estas técnicas demonstram que é possível inserir nos algoritmos computacionais, as imprecisões presentes nos sistemas elétricos de potência e também afirmações do tipo “o sistema está tendendo para uma condição com elevado risco de colapso de tensão”. Desta forma, a lógica nebulosa contribui para o desenvolvimento de técnicas que visam determinar de forma rápida a condição de operação do sistema.

Capítulo 4

Metodologia de Análise da Estabilidade de Tensão

O algoritmo proposto nesta pesquisa utilizou a lógica nebulosa para em tempo real (*on-line*) qualificar como seguro, alerta ou inseguro o ponto de operação de um SEE no caso base e com incremento da demanda, através da análise das magnitudes das tensões oriundas de PMUs instaladas em algumas das barras do sistema. É também proposto um qualificativo sobre as condições de segurança dos casos (N-1), antecipando-se a análise de segurança para possíveis contingências identificadas como críticas para o sistema sob o ponto de vista da estabilidade de tensão.

4.1 Etapas do Algoritmo

O algoritmo desenvolvido no ambiente computacional *MATLAB*, contempla etapas de simulação *off-line* que visam obter e analisar as METs para o caso base (N-0) e para situações de contingências simples (N-1), através da solução de sucessivos FCNR, contemplando diversos cenários de carregamento e topologia. A técnica de análise modal foi utilizada para a identificação das barras mais críticas nos diversos cenários, resultando na indicação dos locais mais adequados para a instalação das PMUs, tendo como objetivo específico o monitoramento da estabilidade de tensão em tempo real. Finalmente foi modelado um sistema de inferência nebuloso que possibilitou qualificar a condição de operação em diferentes pontos do SEE, a partir das magnitudes das tensões das PMUs.

O algoritmo desenvolvido é composto das seguintes etapas:

Estágio *Off-Line*

- Analisar a estabilidade de tensão através do método da curva PV para os cenários de caso base e incremento de carga nas condições (N-0) e (N-1). Os resultados dessas simulações compõem uma base de dados, assim como os resultados da análise modal realizada no PMC de cada curva PV.
- Divisão das METs nas respectivas condições de operação (seguro, alerta ou inseguro), para todos os cenários simulados. Essa divisão delimita as faixas de variação das magnitudes das tensões nas barras do sistema para cada condição de operação.
- Alocação das unidades de medição fasorial no sistema em estudo, através da análise dos maiores fatores de participação ativo e reativo de cada barra PQ obtidos nos cenários simulados. Esse procedimento visa identificar as barras mais sensíveis do ponto de vista da estabilidade de tensão para serem as portadoras de PMUs.

Estágio *On-Line*

- Modelagem do algoritmo de inferência nebuloso para a rede completa, definindo os limites das funções de pertinência e formando o conjunto de regras utilizado para a inferência do sistema nebuloso. Para a condição de rede incompleta utilizam-se os dados de todos os casos simulados, modelam-se novas funções de pertinência e forma-se um novo conjunto de regras. Essa etapa é apresentada no Capítulo 5.

Na Figura 4.1 tem-se um fluxograma do algoritmo implementado, o qual contempla as atividades das etapas *off-line* e *on-line*.

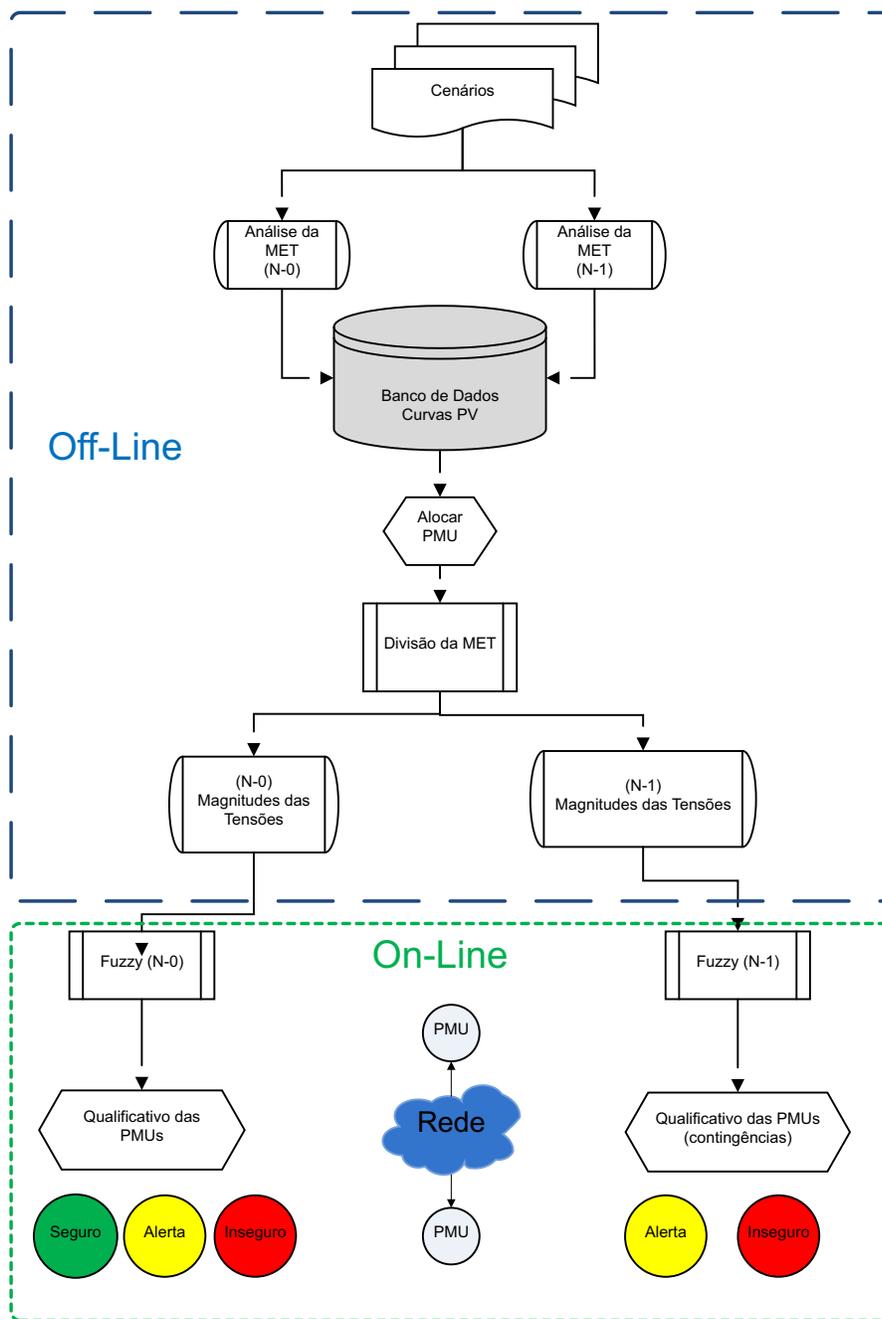


Figura 4.1: Fluxograma

Na sequência são apresentados alguns resultados das análises de estabilidade, a divisão proposta para a MET e o método para a alocação de PMUs.

mento foi incrementado a cada 1% e a interrupção de que o PMC foi atingido, foi através da análise da singularidade da matriz Jacobiana, número elevado de iterações e magnitude das tensões com valores $\geq 1,5\text{pu}$ ou $\leq 0,5\text{p.u.}$ Satisfazendo algumas dessas premissas, considerou-se que o PMC foi obtido e utilizou-se a técnica de análise modal para calcular os FP ativo e reativo das barras do tipo PQ (barra de carga) do sistema.

Na Figura 4.3 apresentam-se as curvas PV para todas as barras do sistema, obtidas no cenário de caso base para condição de rede completa. A MET obtida foi de aproximadamente 41% acima do caso base.

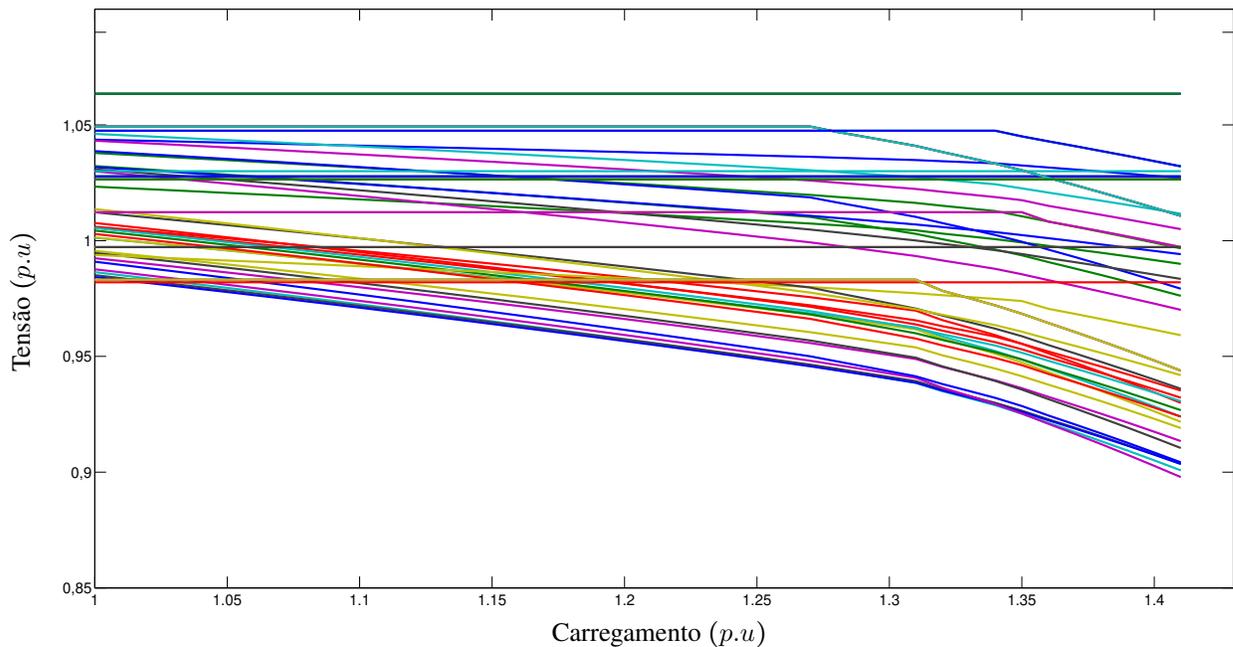


Figura 4.3: Curvas PV - Caso Base

Os limites de reativos nas barras do tipo PV (barra de geração) foram considerados ao longo do traçado das curvas PV. A Figura 4.4 demonstra a atuação do controle de reativos à medida que os limites ($Q_{(min)} \leq Q_{(calc)} \leq Q_{(max)}$) vão sendo alcançados. É possível observar que à medida que aumenta o carregamento, nas barras 35, 32, 30 e 34 é atingido um dos limites de controle, de modo que as tensões que eram constantes passaram a ser calculadas nas iterações seguintes.

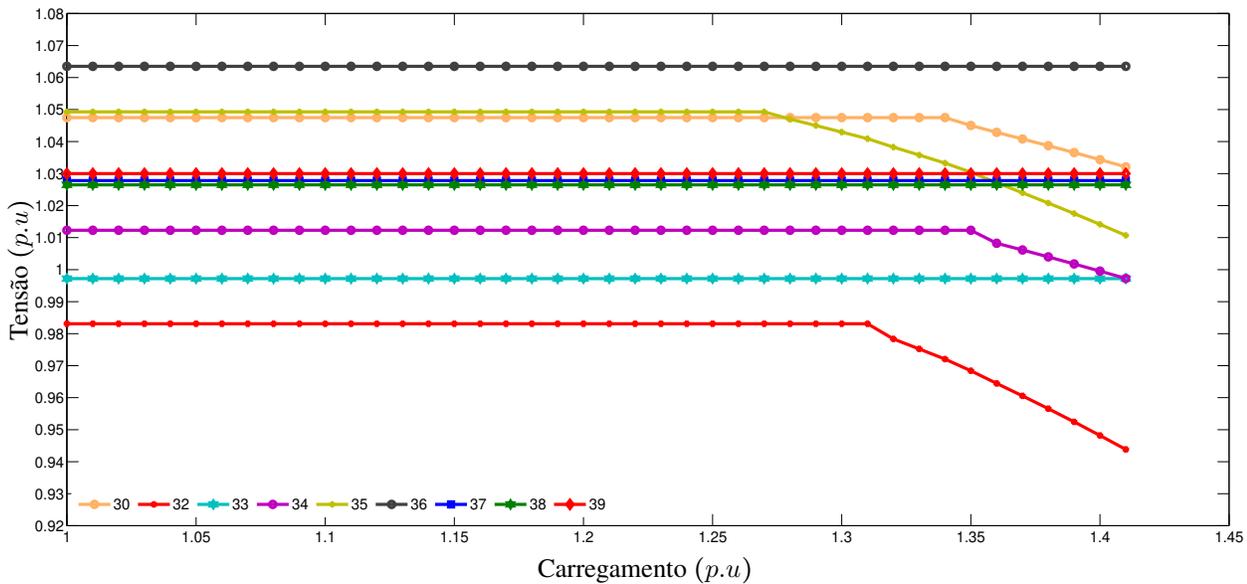


Figura 4.4: Curvas PV - Caso base com controle de reativos

O esgotamento dessas reservas está relacionado com o aumento da demanda, pois à medida que o sistema vai se aproximando do PMC pode-se alcançar algum dos respectivos limites ($Q_{(max)}$ ou $Q_{(min)}$). No ponto em que um dos limites (máximo ou mínimo) é alcançado, esgota-se a capacidade da fonte de reativos, e a barra que era do tipo PV, tensão constante, passa a ser do tipo PQ com a tensão sendo calculada.

A Figura 4.5 apresenta os limites máximos e mínimos das reservas de reativos nas barras PV do sistema New England em confronto com a condição final no momento em que o sistema atinge o PMC. Com esse gráfico é possível observar que as barras 37 e 39 não tiveram suas reservas esgotadas, enquanto as barras 33, 36 e 38 chegaram muito próximo do $Q_{(max)}$, mas não ultrapassaram o limite durante as iterações do fluxo de carga. Desta forma, fica claro que a alocação correta das reservas de reativos é uma premissa importante para a estabilidade do sistema, pois esse suporte deve ser planejado para suprir as necessidades do sistema seja no aumento da demanda ou na ocorrência de contingências.

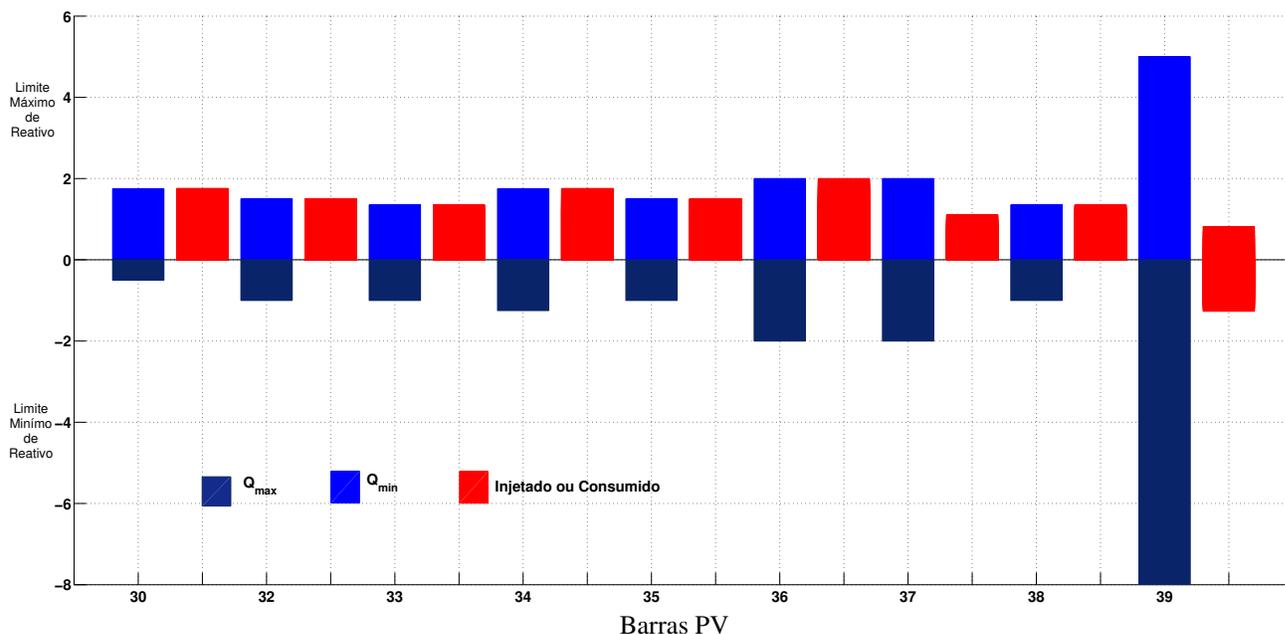


Figura 4.5: Monitoramento das Reservas de Reativos - Caso base

4.2.2 Incremento de Carga

Nas simulações das curvas PV buscou-se avaliar o impacto do aumento da demanda na margem de estabilidade de tensão. Deste modo foram selecionados acréscimos de carga em P_c e Q_c , mantendo o fator de potência original.

Foi considerado como cenário de incremento da carga o intervalo entre 10% a 18% aplicado sobre o caso base, num total de nove cenários diferentes. Essa faixa de variação foi selecionada, pois durante as simulações constatou-se que a partir de 10% de acréscimo da carga, a MET diminuía pela metade e em 18% o valor atingiu 7% de MET na condição de rede completa.

O sistema New England estudado não obteve solução do FCNR para o aumento da demanda maior que 18%, considerando-se esse acréscimo como o valor máximo de crescimento de carga que esse sistema suporta. No entanto, se fossem consideradas outras ações de controle, além do controle de reativos, esse valor poderia ser menor, podendo influenciar diretamente na MET do sistema.

A Figura 4.6 apresenta o impacto do aumento da demanda na MET para os cenários de incremento da carga em comparação com o caso base. Observa-se que ao iniciar o sistema New England

com uma demanda maior do que a do caso base, ocorre uma queda na magnitude da tensão, pois comparando o cenário de caso base com o acréscimo da carga 10%, a magnitude da tensão que era 0,99 pu diminui para 0,96 pu. A MET para esses cenários também diminui de forma significativa, passando de 41% no caso base para 22% com 10% de aumento na demanda.

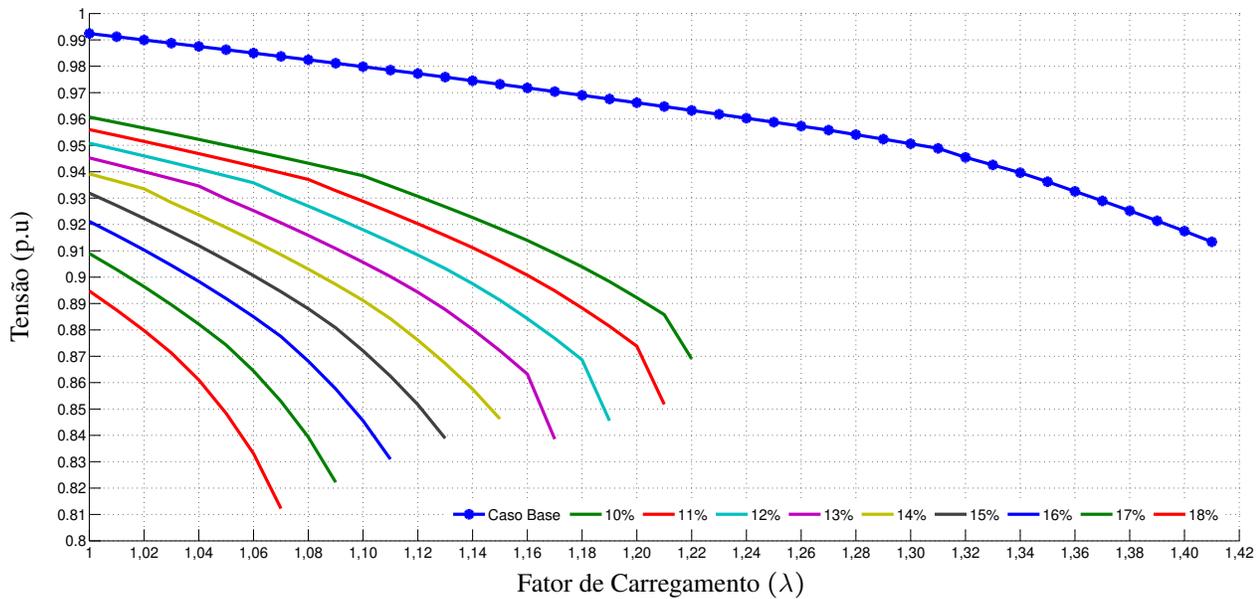


Figura 4.6: Curvas PV - Diferentes cenários de incremento de carga

A Tabela 4.1 apresenta de forma decrescente as cargas ativas e reativas nas barras PQ e PV existentes no sistema New England para o cenário de caso base e a Tabela 4.2 apresenta o somatório dessas cargas para os cenários de caso base e os nove cenários de incremento da demanda. A condição de caso base corresponde aos dados apresentados em (Ajjarapu, 2006), e os demais cenários de acréscimo de carga correspondem ao aumento sobre esses mesmos dados.

Os resultados das simulações da análise da estabilidade de tensão, através da obtenção de curvas PV para os cenários de caso base e carga pesada, na condição de rede completa, foram armazenados em um banco de dados. Esses estudos concluem parte da etapa *off-line* prevista na metodologia. Na sequência, procede-se à análise da estabilidade de tensão para rede incompleta (N-1) nos cenários de caso base e incremento da demanda. Para concluir a etapa *off-line*, é apresentada a metodologia para a obtenção das regiões de operação através da divisão da MET, assim como a solução para alocação das PMUs no sistema New England.

Tabela 4.1: Cargas Ativas e Reativas - Cenário de Caso Base

| Carga Ativa-Pc (pu) | Barras | Carga Reativa- Qc (pu) | Barras |
|---------------------|--------|------------------------|--------|
| 11,040 | 39 | 2,500 | 39 |
| 6,800 | 20 | 1,840 | 4 |
| 5,220 | 8 | 1,760 | 8 |
| 5,000 | 4 | 1,530 | 15 |
| 3,294 | 16 | 1,323 | 16 |
| 3,220 | 3 | 1,269 | 29 |
| 3,200 | 15 | 1,224 | 3 |
| 3,086 | 24 | 1,150 | 21 |
| 2,835 | 29 | 1,030 | 20 |
| 2,810 | 27 | 0,922 | 24 |
| 2,740 | 21 | 0,880 | 12 |
| 2,475 | 23 | 0,846 | 23 |
| 2,338 | 7 | 0,840 | 7 |
| 2,240 | 25 | 0,755 | 27 |
| 2,060 | 28 | 0,472 | 25 |
| 1,580 | 18 | 0,470 | 26 |
| 1,390 | 26 | 0,300 | 18 |
| 0,085 | 12 | 0,276 | 28 |

Tabela 4.2: Somatório das cargas ativas e reativas - Caso base e incremento de carga

| Cenários Simulados | | Σ Pc (pu) | Σ Qc (pu) |
|---------------------|-----------|------------------|------------------|
| | Caso Base | 54,600 | 19,387 |
| Incremento da Carga | 10% | 60,060 | 21,3257 |
| | 11% | 60,606 | 21,5195 |
| | 12% | 61,152 | 21,7134 |
| | 13% | 61,698 | 21,9073 |
| | 14% | 62,244 | 22,1011 |
| | 15% | 62,790 | 22,2950 |
| | 16% | 63,336 | 22,4889 |
| | 17% | 63,882 | 22,6827 |
| | 18% | 64,428 | 22,8766 |

4.3 Análise de Contingências - Cenários: Caso base e incremento de carga

Para a análise de contingências do sistema New England foram consideradas apenas contingências simples como desligamento de linhas e geradores. Durante as simulações observou-se que a saída de algumas linhas provocava ilhamento de algumas partes do sistema e o desligamento de alguns geradores causava impactos significativos na margem a ponto de não se obter solução para a condição de caso base. Decidiu-se que as linhas consideradas críticas fossem duplicadas através da divisão da impedância, e que algumas usinas tivessem suas gerações, ativa e reativa, partilhadas em vários geradores acrescentando-se novas barras e transformadores no sistema. Essa abordagem possibilitou a perda parcial da usina, uma vez que a usina não é composta por um único gerador, mas por várias máquinas. Deste modo, a análise de contingências (N-1) avaliou a saída de cada máquina da usina, simulando a perda por máquina e não da geração completa da usina.

A Figura 4.7 apresenta a nova configuração do sistema New England com 51 barras e 62 linhas, no qual as linhas consideradas críticas foram representadas como circuito duplo e as usinas como um conjunto de vários geradores.

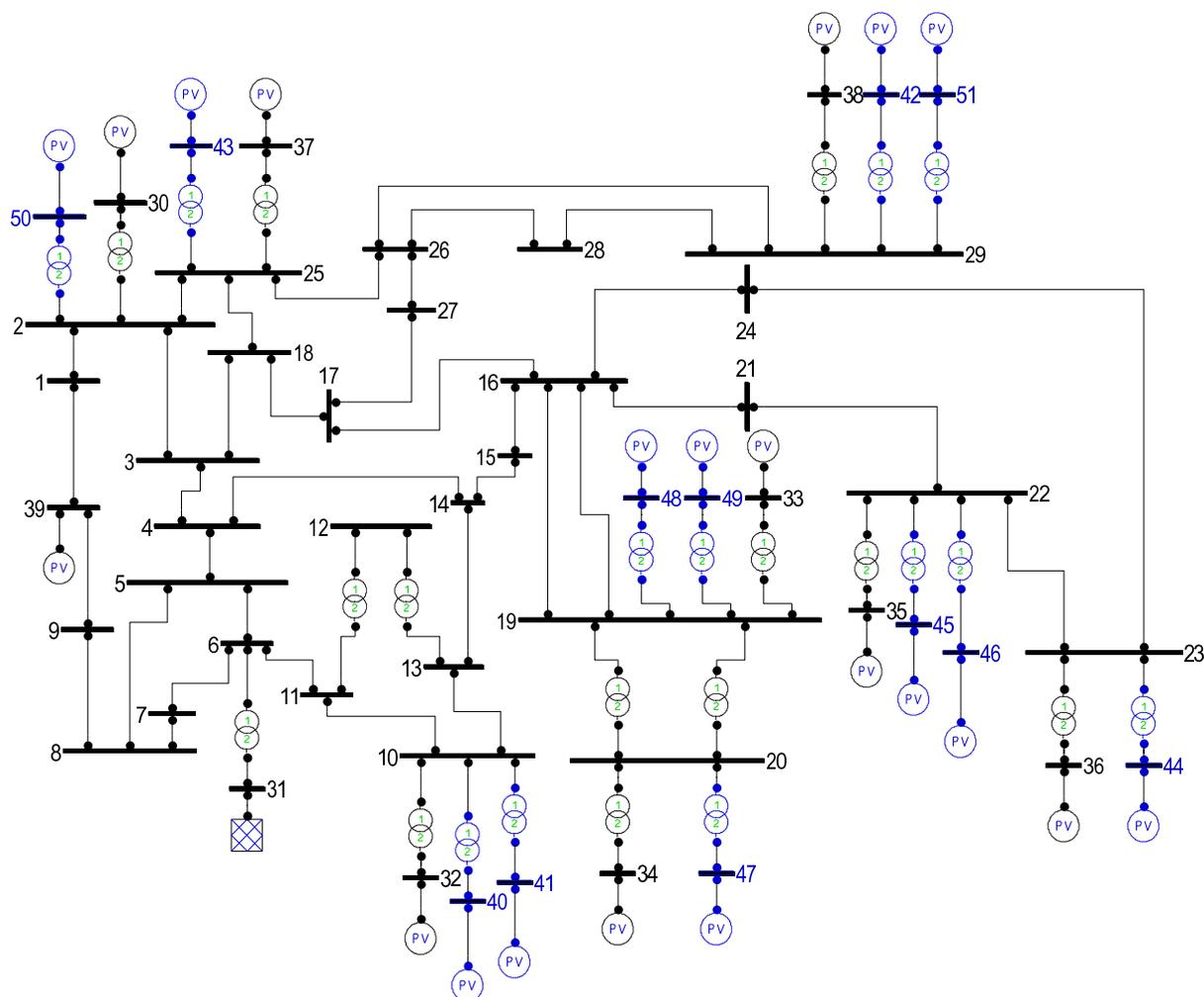


Figura 4.7: New England - Nova configuração

4.3.1 Caso Base - (N-1)

De acordo com as considerações adotadas, a análise de contingências para o cenário de caso base não apresentou resultados com margens críticas e a Tabela 4.3 apresenta a MET obtida na perda de algumas das linhas, salientando-se que a MET do caso base, apresentada na Figura 4.3, foi de 41%.

A justificativa para a obtenção de margens tão elevadas pode ser pelo fato da rede em estudo ser muito malhada e possuir suporte de reativos distribuídos ao longo da rede, e deste modo, a

nova configuração proposta na condição de caso base não apresentou impacto significativo para contingências simples (N-1), obtendo no pior caso MET 50% menor que a condição para cenário rede completa.

Tabela 4.3: Contingências - Caso base

| De | Para | MET (%) |
|----|------|---------|
| 21 | 22 | 23 |
| 28 | 29 | 25 |
| 2 | 3 | 28 |

4.3.2 Incremento de Carga - (N-1)

A análise de contingências para os cenários de incremento de carga de 10% a 18%, visou identificar as contingências críticas e severas por cenário, e com isso gerar uma classificação dessas contingências. Foram consideradas contingências severas aquelas em que o sistema não se manteve estável durante a simulação para obtenção da curva PV e portanto, as contingências críticas são aquelas que durante a operação devem contar com uma maior atenção por parte do operador, pois caso ocorram o sistema pode ter uma MET menor ou igual a 8%. A Tabela 4.4 apresenta esses resultados por cenário de incremento de carga.

Tabela 4.4: Quantidade de linhas críticas e severas

| Incremento de Carga | Críticas | Severas |
|---------------------|----------|---------|
| 10% | 2 | 0 |
| 11% | 0 | 2 |
| 12% | 3 | 2 |
| 13% | 3 | 2 |
| 14% | 9 | 2 |
| 15% | 15 | 2 |
| 16% | 29 | 2 |
| 17% | 39 | 4 |
| 18% | 50 | 10 |

Nessa tabela fica claro que à medida que a demanda aumenta, o número de contingências críticas cresce mais do que as severas. Para o patamar de 18% esse valor pode chegar a mais de 90% do total de linhas do sistema, no entanto para os incrementos de 10% a 15% a quantidade de

linhas a serem monitoradas é menor, logo são cenários de operação menos críticos comparados com os patamares de 16% a 18%.

As contingências classificadas como severas são apresentadas na Tabela 4.5, por cenário e por linhas que obtiveram MET igual a 0 na análise de estabilidade de tensão para (N-0).

Tabela 4.5: Contingências Severas - MET=0%

| Inicial | Final | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
|---------|-------|----|----|----|----|----|----|----|----|
| 6 | 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 6 | | | | | | | 0 | 0 |
| 8 | 9 | | | | | | | 0 | 0 |
| 2 | 3 | | | | | | | | 0 |
| 3 | 4 | | | | | | | | 0 |
| 4 | 5 | | | | | | | | 0 |
| 9 | 39 | | | | | | | | 0 |
| 13 | 14 | | | | | | | | 0 |
| 15 | 16 | | | | | | | | 0 |

4.4 Divisão da MET

Obtida a MET para todos os cenários estudados, é realizada a divisão da MET para determinar os intervalos das magnitudes das tensões, denominados regiões de operação, conforme a classificação das condições de operação (seguro, alerta e inseguro) considerada neste trabalho. A Figura 4.8 ilustra essa divisão, exemplificando a região insegura com margem mínima de 5%, conforme proposto pelo WECC, margem essa mais conservadora comparada com o critério do ONS, e na sequência a divisão das demais regiões.

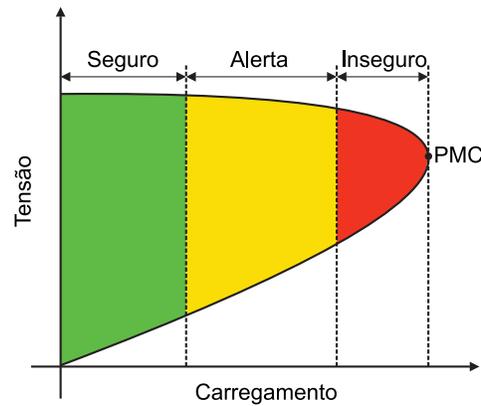


Figura 4.8: Regiões de Operação

Esse processo é realizado para todos os casos estudados, rede completa (N-0) e incompleta (N-1) nas condições de caso base e de incremento da carga entre 10% a 18%.

Estabeleceu-se que a divisão das regiões de operação inicia-se por definir como região insegura o correspondente recuo de 5% a partir do PMC, conforme proposto pelo WECC. Naturalmente, essa região corresponde à condição de operação inseguro devido à proximidade do PMC, pois com o aumento do carregamento ou na ocorrência de perturbações torna-se significativa a ocorrência de um colapso de tensão. As demais regiões, alerta e segura, são obtidas dividindo-se a área restante em partes de mesma proporção.

4.4.1 Divisão da MET - Rede Completa e Incompleta

Região Completa

- Região Insegura - Recuo de 5% do PMC, através da subtração de 5% do fator de carregamento máximo obtido.
- Regiões Segura e Alerta - Divisão da área restante da MET em duas partes de mesma proporção.

A Figura 4.9 apresenta a divisão proposta para o cenário de caso base em algumas barras do sistema.

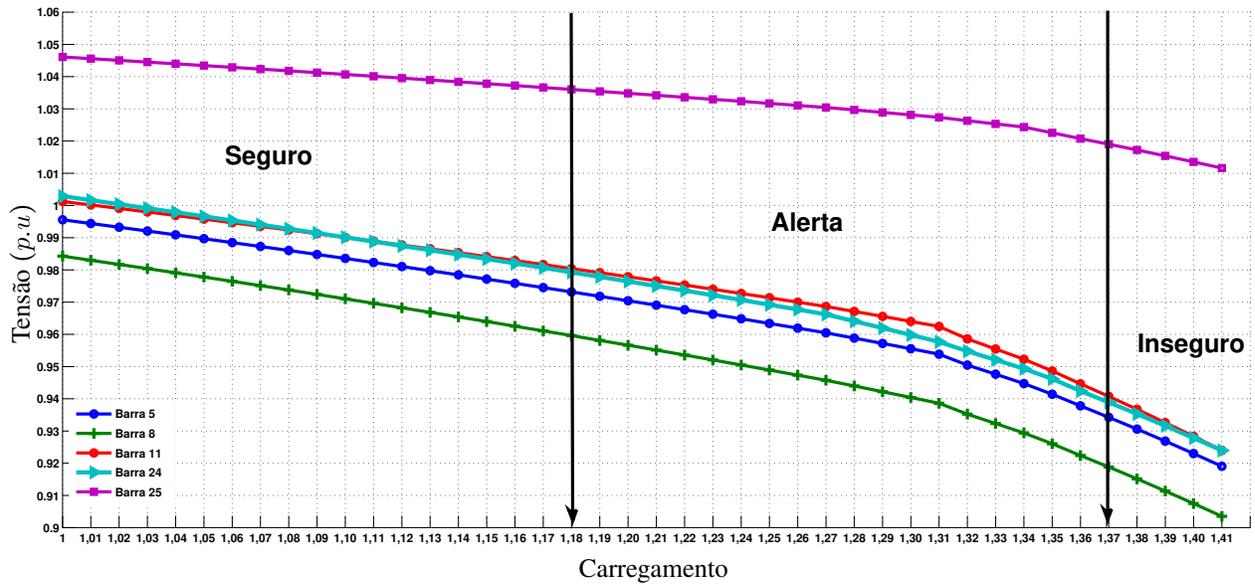


Figura 4.9: Divisão das METs - Caso Base

Nas Figuras 4.10 e 4.11 são apresentadas as divisões da MET para o cenário de incremento de carga em 15% e 18%, respectivamente.

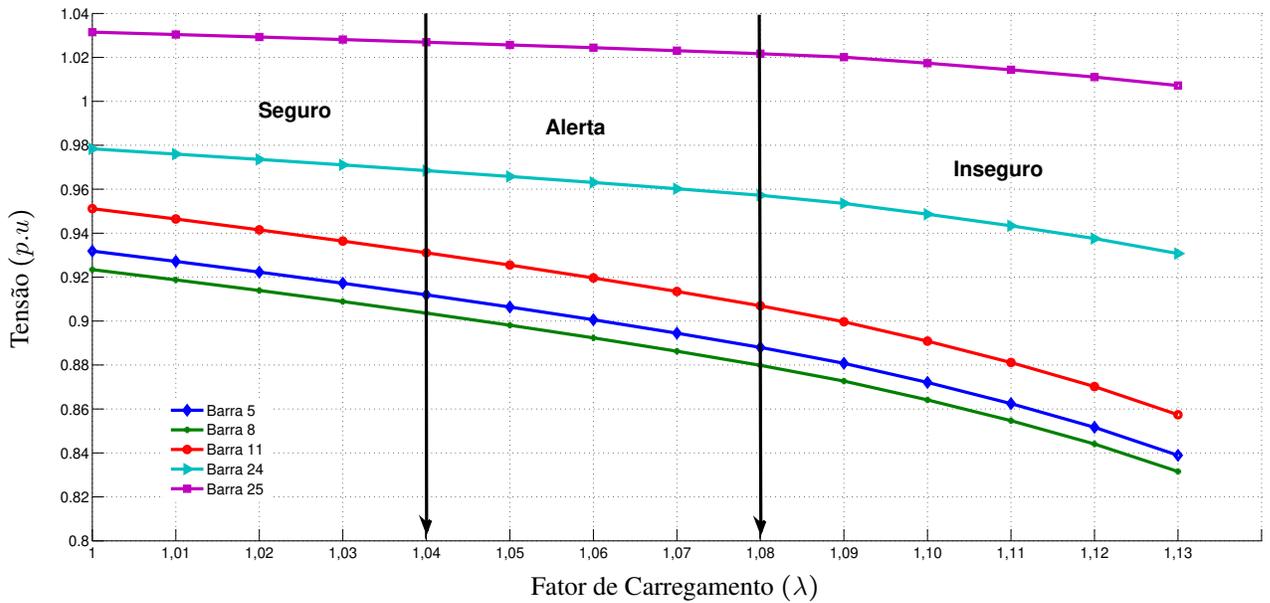


Figura 4.10: Divisão das METs - Incremento de 15%

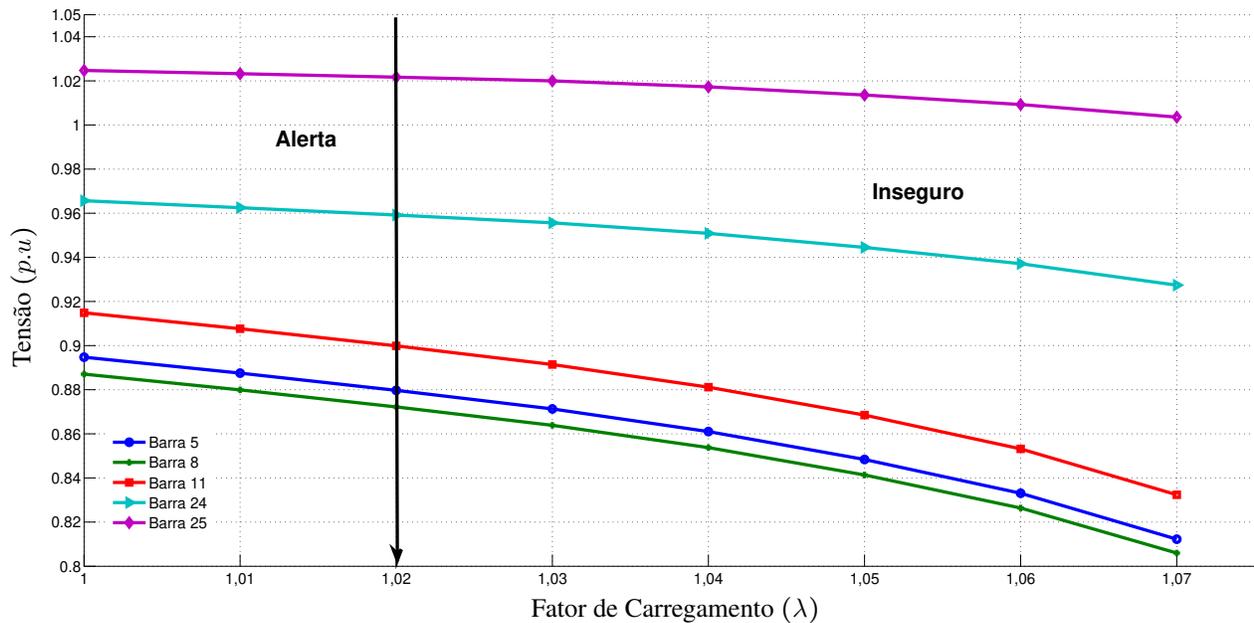


Figura 4.11: Divisão das METs - Incremento de 18%

Região Incompleta

Nessa análise não se considera que o sistema tenha região de operação segura, pois o mínimo de área restante, após a definição da região insegura, é de 3%, e esse tamanho de região dificulta delimitar os limites das funções de pertinência seguro e alerta, devido à pequena variação nas magnitudes das tensões.

- Região Insegura - Recuo de 5% do PMC
- Região Alerta - O máximo dessa região é de 3%, no entanto algumas contingências (N-1) não apresentaram região de alerta devido a MET ser inferior a 8% de carregamento, e nessa condição o caso em estudo terá apenas condição de operação insegura.

4.5 Método para Alocação das PMUs

Conforme mencionado no Capítulo 2, a análise modal estática possibilita identificar os autovalores ativo e reativo mais sensíveis à instabilidade de tensão no PMC da curva PV, sendo que cada autovalor possui autovetores associados, que fornecem as informações sobre os fatores de participação ativo e reativo de cada barra no ponto analisado.

Nessa formulação, os autovalores ativos foram obtidos para as barras do tipo PQ e PV, enquanto os reativos apenas para as barras do tipo PQ. No entanto, para o método proposto neste trabalho, é inviável considerar PMUs em barras do tipo PV, isso porque as magnitudes das tensões nessas barras só variam após a geração de reativos ter atingido o limite máximo ou mínimo, ficando grande parte do traçado da curva PV com tensão constante. Desta forma o método para alocação de PMUs, proposto neste trabalho, considerou apenas os fatores de participação ativo e reativo das barras do tipo PQ. É importante ressaltar que existem outros métodos como na referência de (Anzai et al., 2011), no qual são testadas duas estratégias de alocação de PMU. Uma delas visa avaliar os fatores de participação modal e a outra a variância das magnitudes das tensões obtidas na simulação dos diferentes casos simulados.

4.5.1 Alocação de PMUs Utilizando Análise Modal

Nesse processo foram realizadas simulações considerando a condição de caso base, de acordo com os dados da rede obtida em (Ajarapu, 2006), além das nove condições de aumento de demanda, incremento de carga sobre o caso base (10%, 11%, 12%, 13%, 14%, 15%, 16%, 17% e 18%), em um total de dez novas configurações do sistema New England.

Nesse método foram consideradas as condições de rede completa (N-0) e incompleta (N-1), visando-se identificar o menor autovalor, e com isso o respectivo autovetor de J_{RQV} e $J_{RP\theta}$ no PMC da curva PV. A Tabela 4.6 apresenta para a condição de rede completa (N-0), os autovetores ativos e os respectivos FPAs das barras do tipo PQ em todos os cenários mencionados. Do mesmo modo, a Tabela 4.7 apresenta os autovetores reativos e os respectivos FPRs. Em negrito são destacados os maiores FPRs e FPAs das barras, identificando-se o maior fator de participação da barra entre todos os cenários simulados.

Tabela 4.6: Autovetores Ativo - caso base e carga pesada

| Barra_PQ | Caso_base | 10% | 11% | 12% | 13% | 14% | 15% | 16% | 17% | 18% |
|----------|----------------|----------------|---------|---------|----------------|----------------|----------------|---------|---------|----------------|
| 1 | 0,19517 | 0,00000 | 0,02509 | 0,16744 | 0,00601 | 0,29775 | 0,43459 | 0,01597 | 0,29212 | 0,39963 |
| 2 | 0,57900 | 0,00000 | 0,07070 | 0,48222 | 0,02911 | 0,87395 | 0,08263 | 0,00459 | 0,85166 | 0,22211 |
| 3 | 0,00615 | 0,00002 | 0,00006 | 0,00069 | 0,00012 | 0,01160 | 0,50741 | 0,03515 | 0,00487 | 0,52724 |
| 4 | 0,11600 | 0,00061 | 0,00004 | 0,02781 | 0,00276 | 0,07161 | 0,01053 | 0,00629 | 0,09964 | 0,03768 |
| 5 | 0,02469 | 0,80821 | 0,08157 | 0,04098 | 0,08587 | 0,00060 | 0,06287 | 0,09289 | 0,00039 | 0,02777 |
| 6 | 0,00357 | 0,10217 | 0,00133 | 0,00143 | 0,00130 | 0,00098 | 0,00119 | 0,00838 | 0,00572 | 0,00163 |
| 7 | 0,08735 | 0,01628 | 0,06226 | 0,06481 | 0,04358 | 0,00666 | 0,03731 | 0,08095 | 0,03644 | 0,05133 |
| 8 | 0,00099 | 0,06089 | 0,98473 | 0,84533 | 0,98848 | 0,05646 | 0,68632 | 0,97946 | 0,00028 | 0,67586 |
| 9 | 0,00791 | 0,00239 | 0,08517 | 0,07209 | 0,09197 | 0,01043 | 0,07105 | 0,08143 | 0,00711 | 0,05889 |
| 10 | 0,00440 | 0,54423 | 0,00018 | 0,00032 | 0,00053 | 0,00191 | 0,00371 | 0,00356 | 0,00337 | 0,00395 |
| 11 | 0,31171 | 0,18979 | 0,00794 | 0,03062 | 0,00621 | 0,01075 | 0,00167 | 0,00302 | 0,07767 | 0,01739 |
| 12 | 0,00042 | 0,00011 | 0,00022 | 0,00015 | 0,00021 | 0,00014 | 0,00020 | 0,00004 | 0,00036 | 0,00030 |
| 13 | 0,21867 | 0,01258 | 0,00348 | 0,01217 | 0,01282 | 0,00601 | 0,04426 | 0,08808 | 0,02645 | 0,03188 |
| 14 | 0,43084 | 0,00020 | 0,08107 | 0,08217 | 0,06202 | 0,10592 | 0,00767 | 0,08747 | 0,22040 | 0,01089 |
| 15 | 0,11733 | 0,00024 | 0,00339 | 0,01063 | 0,00996 | 0,05900 | 0,02617 | 0,00766 | 0,06755 | 0,03688 |
| 16 | 0,03382 | 0,00169 | 0,00315 | 0,00469 | 0,00253 | 0,05497 | 0,01067 | 0,01132 | 0,01624 | 0,06060 |
| 17 | 0,09005 | 0,00011 | 0,00782 | 0,04311 | 0,00724 | 0,12520 | 0,19659 | 0,03373 | 0,18166 | 0,07640 |
| 18 | 0,38271 | 0,00218 | 0,00740 | 0,04049 | 0,00563 | 0,21718 | 0,14257 | 0,01662 | 0,23481 | 0,16808 |
| 19 | 0,00509 | 0,00081 | 0,00001 | 0,00050 | 0,00003 | 0,00037 | 0,00260 | 0,00001 | 0,00065 | 0,00261 |
| 20 | 0,00197 | 0,00059 | 0,00014 | 0,00004 | 0,00021 | 0,00043 | 0,00040 | 0,00019 | 0,00126 | 0,00003 |
| 21 | 0,01365 | 0,00002 | 0,00015 | 0,00040 | 0,00042 | 0,00305 | 0,00117 | 0,00067 | 0,00500 | 0,00001 |
| 22 | 0,02550 | 0,00028 | 0,00177 | 0,00381 | 0,00202 | 0,00296 | 0,00082 | 0,00486 | 0,00199 | 0,00020 |
| 23 | 0,12360 | 0,00003 | 0,00006 | 0,00029 | 0,00003 | 0,20244 | 0,00104 | 0,01110 | 0,00479 | 0,00121 |
| 24 | 0,02433 | 0,00107 | 0,00088 | 0,00318 | 0,00093 | 0,00510 | 0,01403 | 0,00280 | 0,00368 | 0,01513 |
| 25 | 0,11212 | 0,00002 | 0,00984 | 0,03570 | 0,00540 | 0,11921 | 0,04001 | 0,00363 | 0,07902 | 0,07276 |
| 26 | 0,00338 | 0,00001 | 0,00161 | 0,01450 | 0,00059 | 0,02152 | 0,03853 | 0,00103 | 0,01790 | 0,03711 |
| 27 | 0,27465 | 0,00112 | 0,00182 | 0,00194 | 0,00197 | 0,05029 | 0,01248 | 0,00419 | 0,15185 | 0,01970 |
| 28 | 0,00066 | 0,00033 | 0,00001 | 0,00093 | 0,00005 | 0,00027 | 0,00142 | 0,00024 | 0,00110 | 0,00095 |
| 29 | 0,00003 | 0,00005 | 0,00076 | 0,00267 | 0,00043 | 0,00331 | 0,00656 | 0,00014 | 0,00027 | 0,00560 |

Tabela 4.7: Autovetores Reativo - caso base e carga pesada

| Barra_PQ | Caso_base | 10% | 11% | 12% | 13% | 14% | 15% | 16% | 17% | 18% |
|----------|----------------|----------------|----------------|---------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------|----------------|
| 1 | 0,00000 | 0,00000 | 0,31886 | 0,31099 | 0,32479 | 0,27951 | 0,30350 | 0,31331 | 0,00000 | 0,00000 |
| 2 | 0,00000 | 0,00000 | 0,91574 | 0,91013 | 0,92736 | 0,86473 | 0,91352 | 0,91552 | 0,00000 | 0,00000 |
| 3 | 0,00001 | 0,00002 | 0,00425 | 0,00488 | 0,00449 | 0,00680 | 0,00630 | 0,00635 | 0,00001 | 0,00001 |
| 4 | 0,00029 | 0,00210 | 0,07288 | 0,07886 | 0,07052 | 0,11761 | 0,08862 | 0,07562 | 0,00061 | 0,00059 |
| 5 | 0,13040 | 0,00869 | 0,00042 | 0,00028 | 0,00070 | 0,00200 | 0,00026 | 0,00044 | 0,30308 | 0,93278 |
| 6 | 0,94683 | 0,99789 | 0,04229 | 0,04383 | 0,03613 | 0,05075 | 0,04488 | 0,00960 | 0,91829 | 0,31612 |
| 7 | 0,23066 | 0,04090 | 0,00157 | 0,00170 | 0,00062 | 0,00339 | 0,00446 | 0,00311 | 0,21657 | 0,13401 |
| 8 | 0,14063 | 0,03174 | 0,00091 | 0,00704 | 0,00191 | 0,00199 | 0,00169 | 0,00446 | 0,00792 | 0,00934 |
| 9 | 0,00152 | 0,00005 | 0,00505 | 0,00509 | 0,00179 | 0,00334 | 0,00217 | 0,00533 | 0,00118 | 0,00095 |
| 10 | 0,00421 | 0,02762 | 0,02022 | 0,02187 | 0,01755 | 0,00467 | 0,00286 | 0,00228 | 0,00525 | 0,00321 |
| 11 | 0,11191 | 0,01141 | 0,00007 | 0,00466 | 0,00032 | 0,14457 | 0,02252 | 0,00681 | 0,12586 | 0,10776 |
| 12 | 0,00259 | 0,00898 | 0,00016 | 0,00022 | 0,00012 | 0,00125 | 0,00028 | 0,00009 | 0,00114 | 0,00515 |
| 13 | 0,03126 | 0,01808 | 0,00324 | 0,00487 | 0,00220 | 0,16184 | 0,00579 | 0,00591 | 0,04521 | 0,01705 |
| 14 | 0,00066 | 0,01260 | 0,09467 | 0,11273 | 0,08493 | 0,00063 | 0,13862 | 0,10276 | 0,00011 | 0,00014 |
| 15 | 0,00001 | 0,00000 | 0,02448 | 0,03363 | 0,02478 | 0,08623 | 0,05142 | 0,03812 | 0,00003 | 0,00003 |
| 16 | 0,00000 | 0,00000 | 0,02170 | 0,00790 | 0,00822 | 0,01197 | 0,00751 | 0,04434 | 0,00010 | 0,00000 |
| 17 | 0,00013 | 0,00002 | 0,05889 | 0,09548 | 0,07986 | 0,25951 | 0,16118 | 0,01715 | 0,00000 | 0,00124 |
| 18 | 0,00045 | 0,00018 | 0,12865 | 0,15839 | 0,04465 | 0,05507 | 0,05174 | 0,16715 | 0,00030 | 0,00045 |
| 19 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00094 | 0,00049 | 0,00176 | 0,00286 | 0,00096 | 0,00015 | 0,00000 | 0,00000 |
| 20 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00071 | 0,00064 | 0,00047 | 0,00298 | 0,00102 | 0,00058 | 0,00000 | 0,00000 |
| 21 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00311 | 0,00286 | 0,00966 | 0,02942 | 0,01684 | 0,00323 | 0,00000 | 0,00001 |
| 22 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00009 | 0,00191 | 0,01073 | 0,03832 | 0,02182 | 0,00096 | 0,00000 | 0,00000 |
| 23 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00192 | 0,00017 | 0,00025 | 0,00172 | 0,00036 | 0,00206 | 0,00000 | 0,00000 |
| 24 | 0,00001 | 0,00000 | 0,00080 | 0,00439 | 0,00581 | 0,01689 | 0,02432 | 0,00406 | 0,00002 | 0,00005 |
| 25 | 0,00068 | 0,00002 | 0,10819 | 0,09269 | 0,00299 | 0,16941 | 0,00538 | 0,08097 | 0,00018 | 0,00007 |
| 26 | 0,00002 | 0,00001 | 0,09874 | 0,08985 | 0,10413 | 0,00176 | 0,08110 | 0,09283 | 0,00001 | 0,00002 |
| 27 | 0,00003 | 0,00001 | 0,02477 | 0,03704 | 0,02308 | 0,03478 | 0,06591 | 0,01467 | 0,00008 | 0,00005 |
| 28 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00656 | 0,00126 | 0,00143 | 0,00007 | 0,00094 | 0,00479 | 0,00000 | 0,00000 |
| 29 | 0,00000 | 0,00000 | 0,00194 | 0,00069 | 0,00126 | 0,00243 | 0,00078 | 0,00127 | 0,00000 | 0,00000 |

Na Figura 4.12 é apresentada uma comparação entre todos os maiores FPAs e FPRs destacados nas Tabelas 4.6 e 4.7. Essa comparação visa identificar uma relação entre os dois índices, de modo a tentar elencar um conjunto de barras que satisfaça os dois índices.

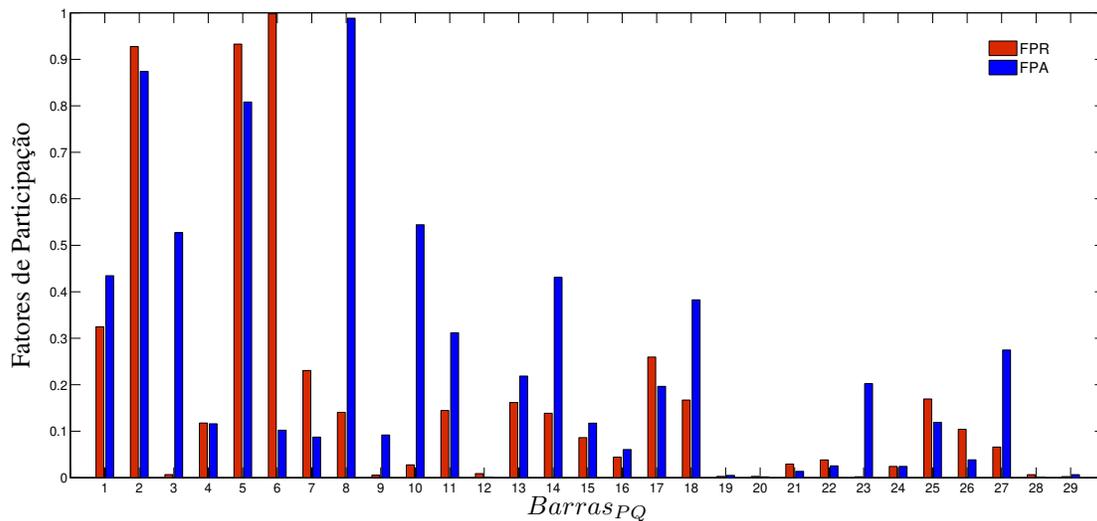


Figura 4.12: Fatores de Participação - (N-0)

Observa-se que em geral existe uma concordância entre os dois índices, ou seja, algumas barras podem ser eleitas como críticas independentemente do índice. No entanto, algumas barras têm alto FPA e baixo FPR, ou vice-versa, indicando que as duas análises são complementares.

A obtenção de um alto FPA e um baixo FPR indica que uma área pode ser crítica mesmo com elevado suporte de reativos, devido à alta demanda de potência ativa, ou a elevada distância da geração. Porém, quando o FPA e o FPR são elevados em uma barra, significa que o suporte de reativo em torno dessa barra é baixo e que o consumo de potência ativa na barra, ou na redondeza, é alto, ou seja, essa é uma barra considerada crítica e possível candidata a receber a instalação de PMU, isso porque, sua sensibilidade pode fornecer informações sobre a variação da magnitude da tensão e da abertura angular.

A análise dos autovalores para rede incompleta, contingências (N-1), seguiu o mesmo processo realizado para a rede completa. No entanto, o número de autovetores aumentou significativamente, pois para cada patamar de carga foram analisadas as sessenta e duas contingências consideradas na nova configuração da rede New England. Desta forma, a Figura 4.13 apresenta a comparação dos maiores FPAs e FPRs das barras PQ para todos os cenários testados.

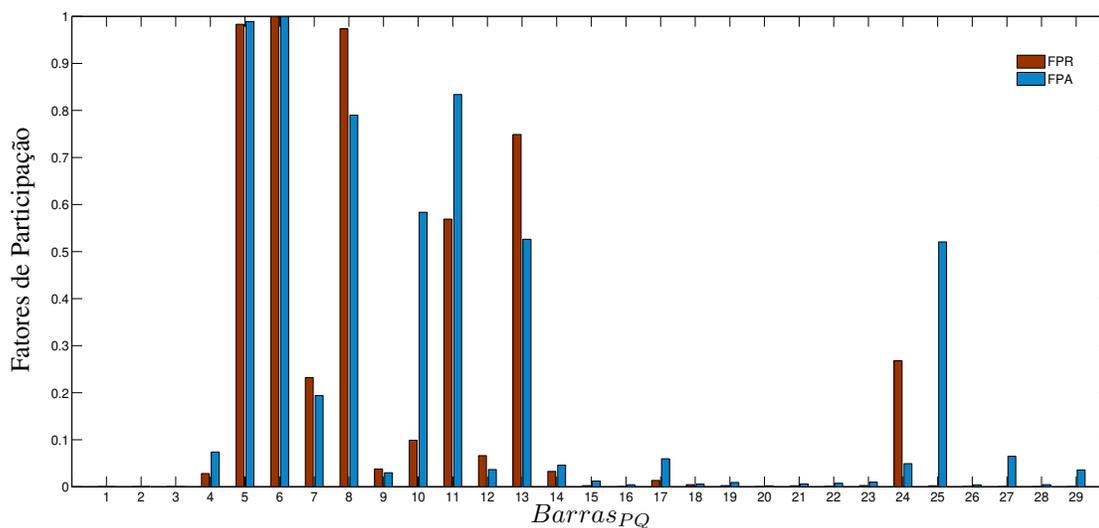


Figura 4.13: Fatores de Participação - (N-1)

Essas análises têm como finalidade identificar as barras que apresentam os maiores FPAs e FPRs, pois com essa informação é possível apontar as barras mais vulneráveis do ponto de vista da estabilidade de tensão. Deste modo houve a necessidade de realizar uma primeira seleção, identificando-se as dez barras que tinham os maiores FPs, ativos e reativos, nas duas condições, rede completa e incompleta. A Tabela 4.8 apresenta o resultado dessa primeira seleção.

Tabela 4.8: Candidatas a PMU

| Ativo | | Reativo | |
|-----------|-----------|-----------|-----------|
| (N-0) | (N-1) | (N-0) | (N-1) |
| 6 | 8 | 6 | 6 |
| 5 | 2 | 5 | 5 |
| 11 | 5 | 2 | 8 |
| 8 | 10 | 1 | 13 |
| 10 | 3 | 17 | 11 |
| 13 | 1 | 7 | 24 |
| 25 | 14 | 25 | 7 |
| 7 | 18 | 18 | 10 |
| 4 | 11 | 13 | 12 |
| 27 | 27 | 11 | 9 |

Em uma segunda seleção, buscou-se identificar um conjunto de cinco barras, nas quais seriam instaladas as PMUs do sistema em estudo. Essas barras foram selecionadas conforme suas classificações nas listas de fatores de participação ativo e reativo para rede completa e incompleta. Além disso, também levou-se em conta a análise visual do diagrama unifilar da rede, de maneira a garantir um certo espalhamento das PMUs por toda a rede. Os resultados obtidos foram:

1. Rede completa e incompleta (ativo e reativo) : barras **5 e 11**;
2. Rede completa (ativo e reativo) : barra **25**;
3. Rede incompleta (ativo e reativo) : barra **8**;
4. Rede incompleta (reativo): barra **24**.

Dessa forma concluí-se o método proposto para alocação das PMUs no sistema New England modificado, considerando PMUs do sistema de monitoramento as barras 5, 8, 11, 24 e 25.

O Capítulo 5 apresenta a metodologia do sistema de inferência nebuloso, estágio *on-line* da análise, assim como os resultados obtidos na classificação da condição de operação do ponto de vista da análise de estabilidade de tensão, incluindo as conclusões sobre o método proposto.

Capítulo 5

Análise dos Resultados do Sistema de Inferência Nebuloso

No capítulo anterior foram apresentadas as análises de estabilidade de tensão para os cenários (N-0) e (N-1), nas condições de caso base e incremento de carga, assim como, a solução proposta para o processo de alocação de PMUs para a rede New England modificada. As informações geradas naquelas etapas serviram como subsídio para a modelagem e teste do algoritmo de inferência nebuloso o qual é apresentado neste capítulo. Também são apresentados e analisados os resultados obtidos com este algoritmo.

5.1 Sistema de Inferência Nebuloso

Com base nos conceitos sobre lógica nebulosa apresentados no Capítulo 3, o sistema de inferência nebuloso foi desenvolvido em ambiente de programação *MATLAB - Fuzzy Logic Toolbox* (MathWorks, 2010). Foram consideradas como conjuntos nebulosos as magnitudes das tensões nas barras do sistema New England modificado, selecionadas para a instalação de PMU, destacadas em vermelho na Figura 5.1, para as quais foram aplicados os critérios estabelecidos no Capítulo 4.

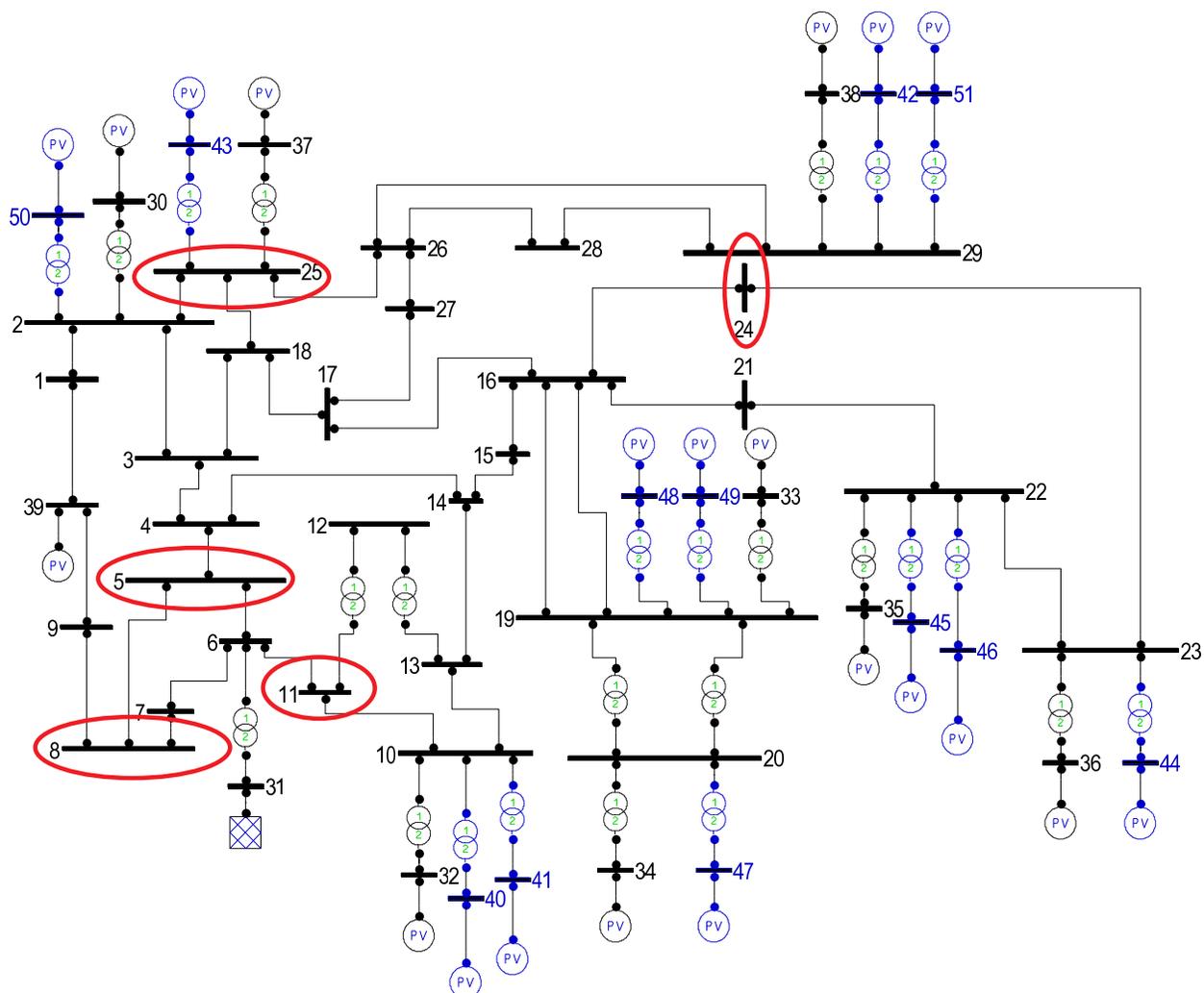
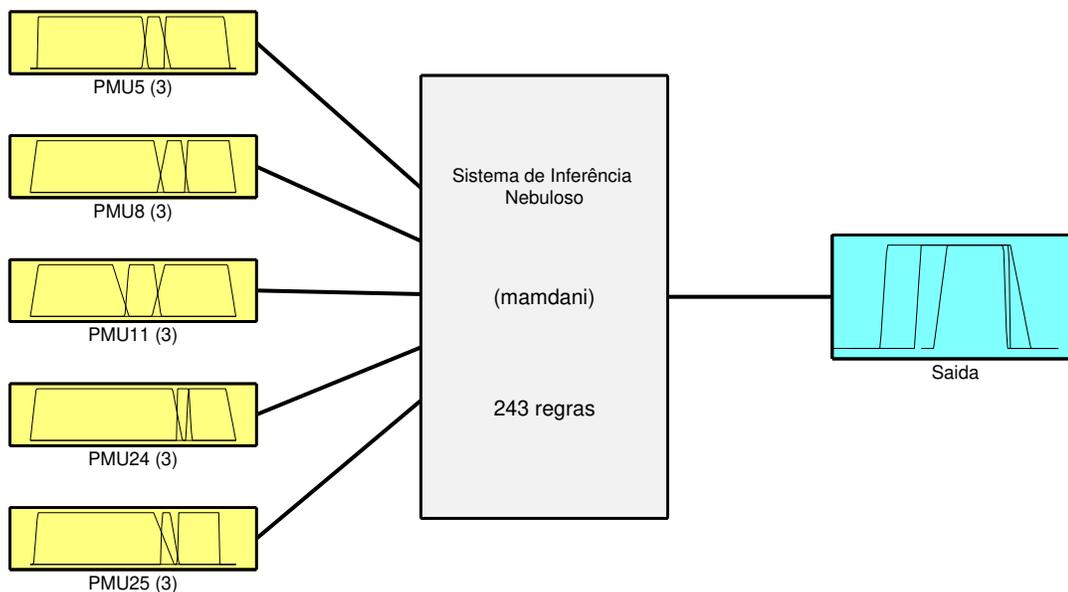


Figura 5.1: New England - Nova configuração

A Figura 5.2 apresenta o diagrama de blocos do sistema de inferência nebuloso, o qual é composto por cinco variáveis de entrada correspondentes às magnitudes das tensões nas barras com PMU, sendo que cada variável de entrada possui três funções de pertinência associadas às condições de operação (seguro, alerta e inseguro). Exemplificando, na Figura 5.3 a 5.7 têm-se as funções de pertinência associadas às magnitudes das tensões na barra 5, 8, 11, 24 e 25. Na Figura 5.8 têm-se as funções de pertinência associadas a saída do sistema inferência.



System New Englad: 5 inputs, 1 outputs, 243 rules

Figura 5.2: Sistema de Inferência Nebuloso

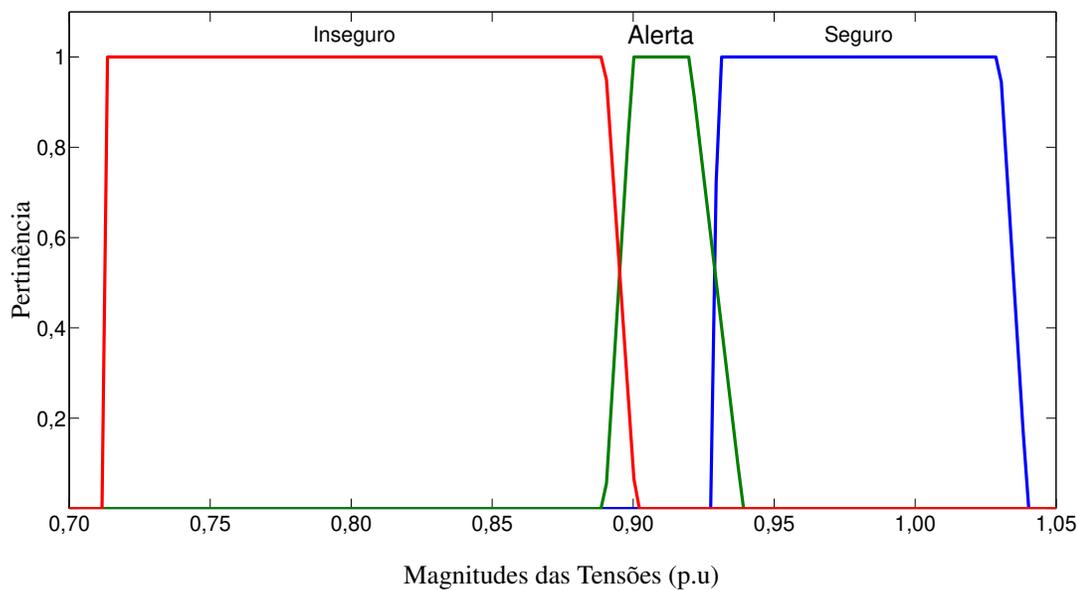


Figura 5.3: Funções de pertinência - barra 5

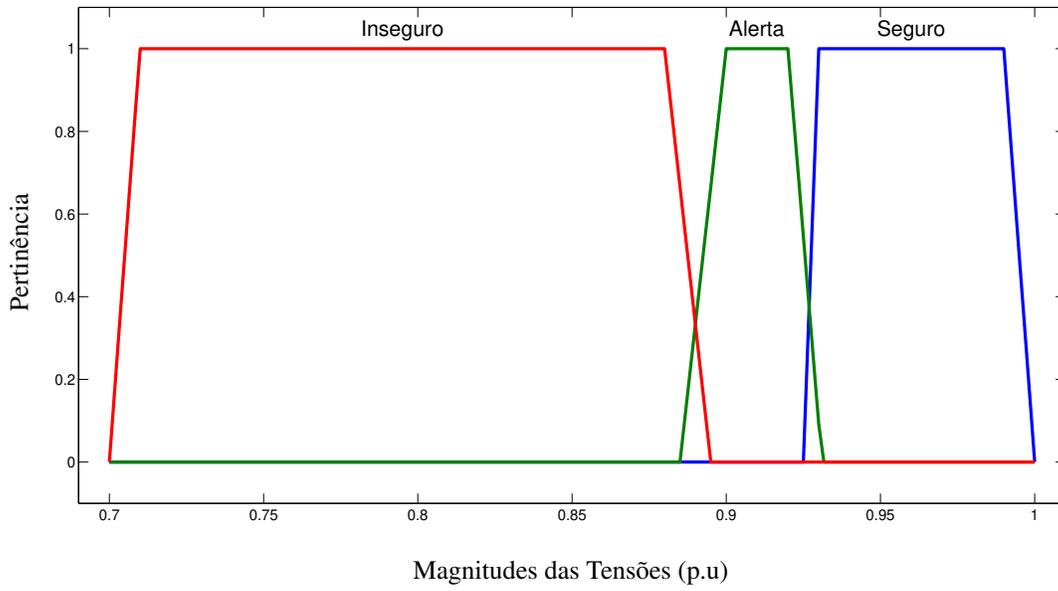


Figura 5.4: Funções de pertinência - barra 8

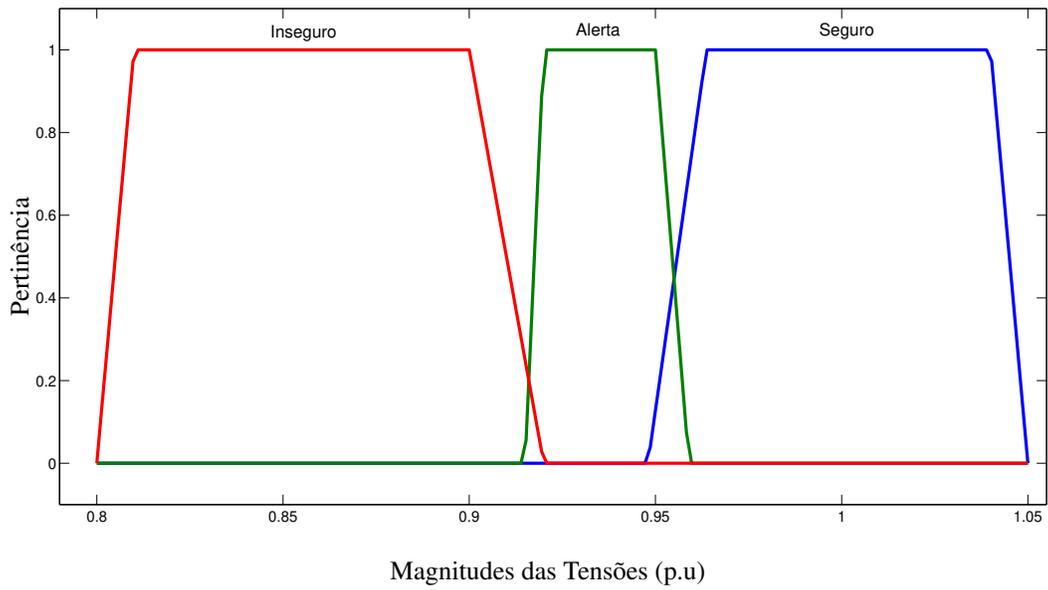


Figura 5.5: Funções de pertinência - barra 11

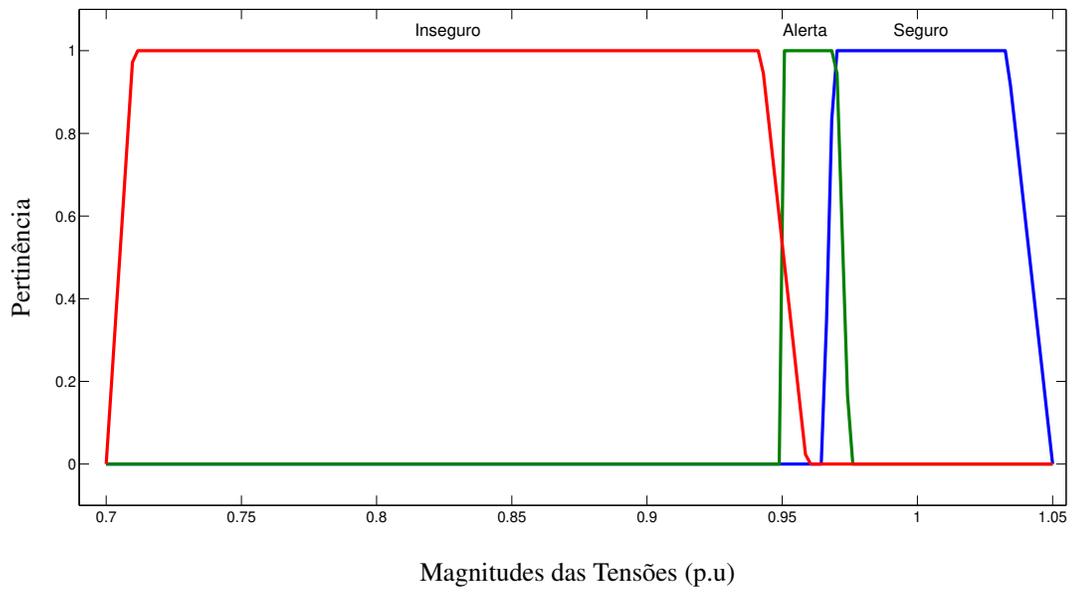


Figura 5.6: Funções de pertinência - barra 24

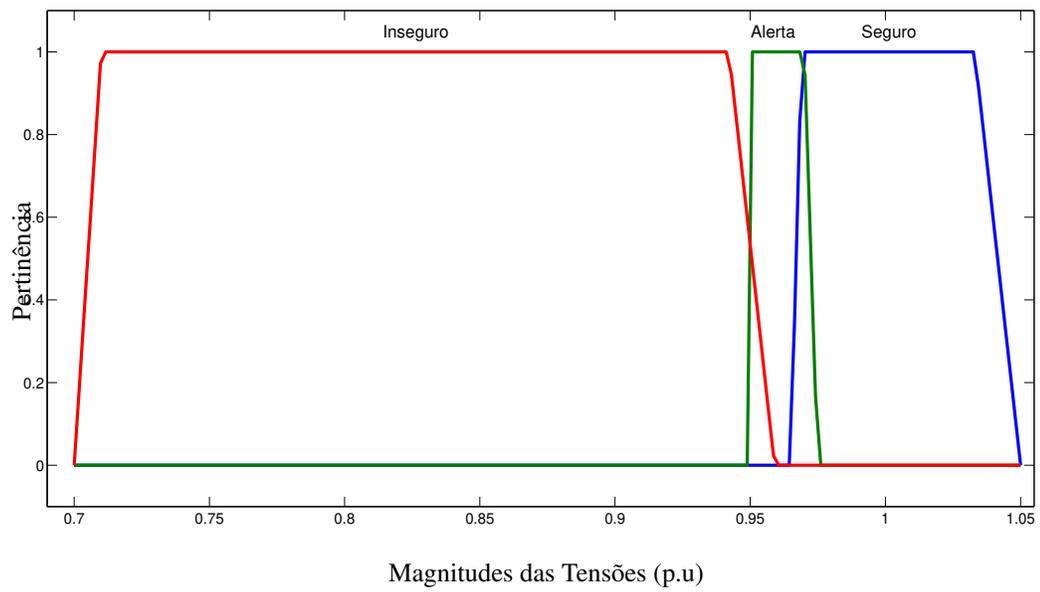


Figura 5.7: Funções de pertinência - barra 25

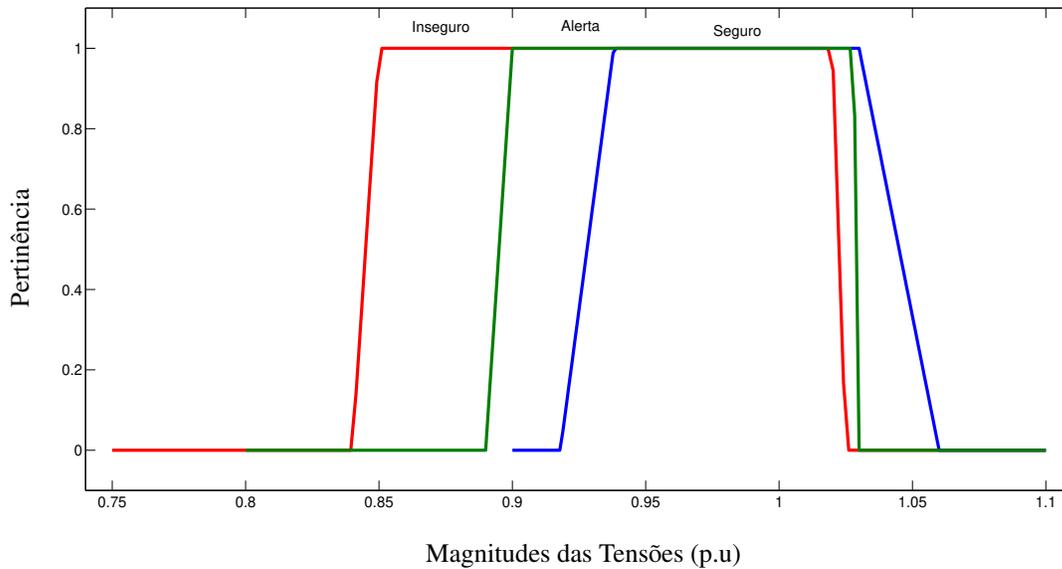


Figura 5.8: Funções de pertinência - Saídas

Nota-se que em todas as funções de pertinências apresentadas nas Figuras 5.3 a 5.8 existe sobreposição das condições de operação, o que evidencia a necessidade de se utilizar métodos, como a lógica nebulosa, para o tratamento de informações consideradas incertas, pois mesmo ocorrendo a sobreposição, ainda assim, é possível analisar cada entrada, de modo a identificar o maior grau de pertinência para qualificar a condição de operação correspondente à pertinência de uma única saída, conforme indicada na Figura 5.2.

Um vez que as simulações de análise de estabilidade de tensão ocorreram para os cenários correspondentes ao caso base e com incremento da demanda (potências ativa e reativa), em um total de dez cenários diferentes, buscou-se identificar qual deles caracterizava melhor a análise de rede completa (N-0), pois o objetivo era modelar a algoritmo de inferência com base em um único cenário, otimizando a quantidade de informações necessárias, mas sem perder a veracidade da inferência da condição de operação.

A Figura 5.9 apresenta para a barra 5 o resultado de acordo com as condições de operação (seguro, alerta e inseguro) para os todos os cenários simulados.

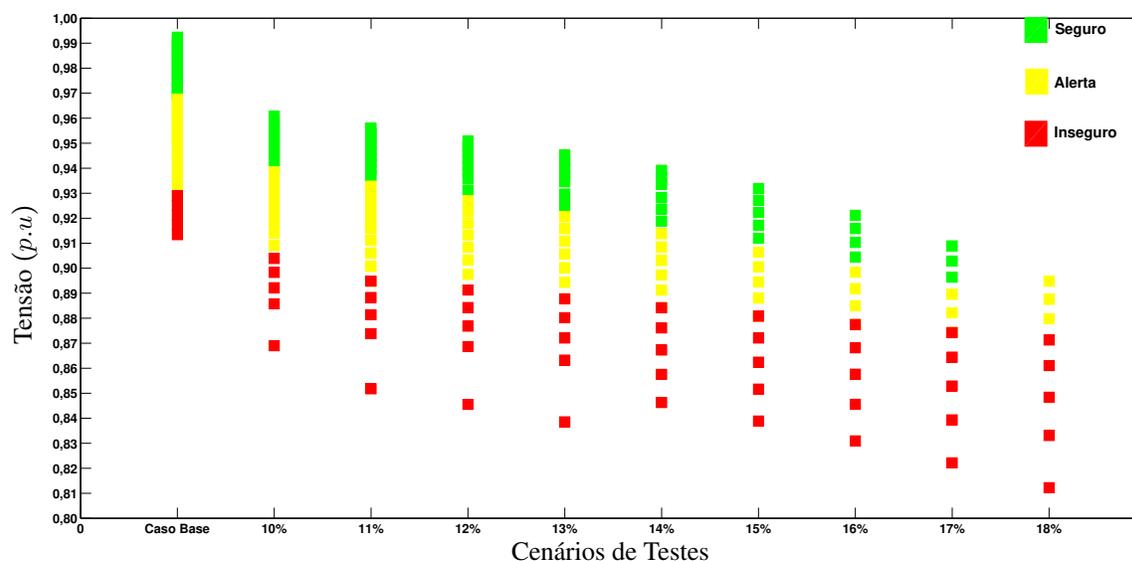


Figura 5.9: Divisão das METs - Caso Base e Carga Pesada - barra 5

Após diversas simulações, refinando-se as funções de pertinência e o conjunto de regras, chegou-se à conclusão que a partir do cenário de 11% era possível caracterizar as condições de operação para todos os demais cenários, e portanto esse cenário foi adotado para modelar as funções de pertinência correspondentes às variáveis de entrada e saída do sistema de inferência nebuloso. Na Figura 5.10 são apresentadas as funções de pertinência para as barras 5, 8, 11, 24 e 25, apontadas no Capítulo 4 como sendo as barras candidatas à instalação de PMU.

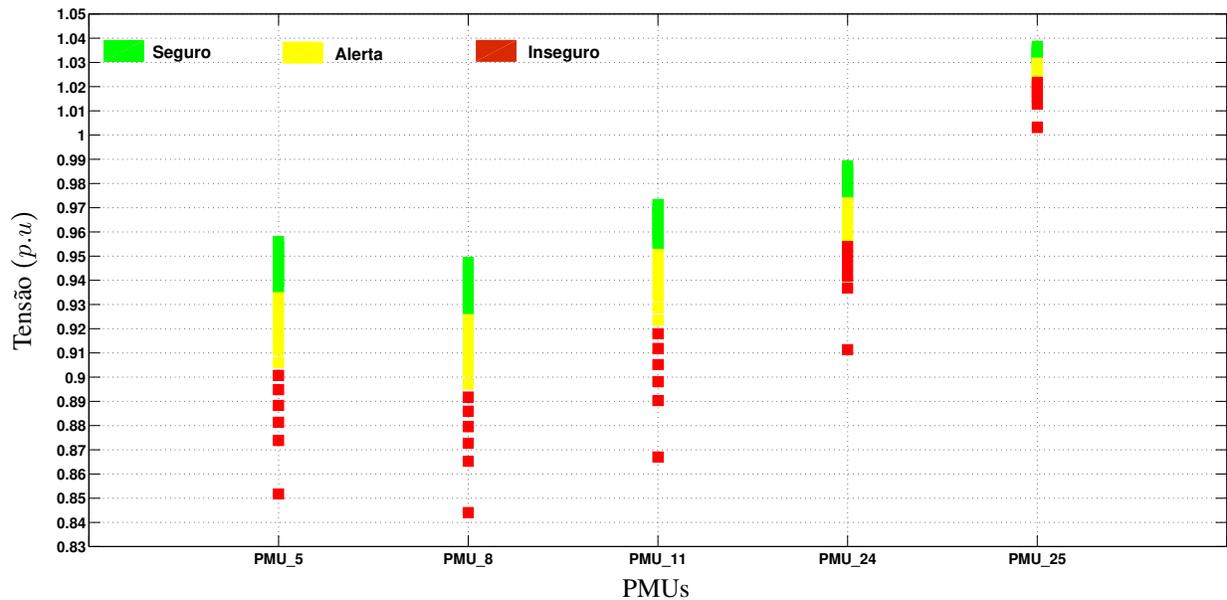


Figura 5.10: Magnitudes das Tensões das PMUs - Patamar de 11%

Desta forma, a estratégia adotada para o desenvolvimento do algoritmo de inferência nebuloso, visou sua modelagem a partir de um único cenário e assim realizar a inferência dos demais cenários analisando-se a condição de operação com base nas magnitudes das tensões nas barras com PMU.

5.2 Resultados e Avaliação do Sistema de Inferência Nebuloso

Parte das informações do banco de dados criado na fase de estudo de estabilidade de tensão do sistema New England modificado, foi utilizada para a modelagem do algoritmo e o restante deste banco possibilitou avaliar a inferência do algoritmo nebuloso. A seguir é exemplificado como se obtém a condição de operação de cada PMU, assim como, a do sistema.

A Tabela 5.1 apresenta as magnitudes das tensões nas barras 5, 8, 11, 24 e 25 no carregamento de 34% na condição de caso base em rede completa.

Tabela 5.1: Magnitudes das Tensões das PMUs

| Carregamento (λ) | PMU5 | PMU8 | PMU11 | PMU24 | PMU25 |
|----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 34% | 0,9396 | 0,9294 | 0,9523 | 0,9493 | 1,0243 |

Essas magnitudes de tensões, transformadas em variáveis nebulosas (vide Capítulo 3), são

entradas do sistema de inferência nebuloso no qual o procedimento adotado - método Mamdani - infere com base nas 243 regras criadas, as variáveis nebulosas de saída que são defuzzificadas através do método Centro de Área, resultando na qualificação da condição de operação (seguro (1), alerta (2) e inseguro (3)) associada a cada barra portadora de PMU, conforme indicado na Tabela 5.2, na qual é identificada a regra pertinente à respectiva condição de operação.

Tabela 5.2: Condições de operação

| Regra | PMU5 | PMU8 | PMU11 | PMU24 | PMU25 |
|-------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 5 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 |
| 8 | 1 | 1 | 1 | 3 | 2 |
| 14 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 |
| 17 | 1 | 1 | 2 | 3 | 2 |

Para cada regra selecionada é possível obter as pertinências das entradas e efetuar o respectivo somatório com o objetivo de identificar qual regra possui maior pertinência, a qual fornece o resultado individual por barra. A Tabela 5.3 apresenta as pertinências de cada regra a respectiva soma, sendo que a regra selecionada está em destaque na primeira posição dessa tabela e também na anterior.

Tabela 5.3: Pertinência das regras

| Regra | PMU5 | PMU8 | PMU11 | PMU24 | PMU25 | Σ pertinência |
|-------|----------|----------|---------------|----------|---------------|----------------------|
| 5 | 1 | 1 | 0,4758 | 1 | 0,5152 | 3,9910 |
| 8 | 1 | 1 | 0,4758 | 0,4106 | 0,5152 | 3,4016 |
| 14 | 1 | 1 | 0,3925 | 1 | 0,5152 | 3,9077 |
| 17 | 1 | 1 | 0,3925 | 0,4106 | 0,5152 | 3,3183 |

O resultado final para a condição operativa do sistema é obtido através da soma das pertinências de todas as regras por condição de operação (seguro, alerta e inseguro), como apresentado na Tabela 5.4. Neste caso, a condição de operação seguro obteve a maior pertinência. E, na Tabela 5.5 tem-se a condição de operação em cada barra com PMU e também do sistema.

Tabela 5.4: Resultado do sistema - soma das pertinências

| | |
|----------|--------|
| Seguro | 8,9517 |
| Alerta | 4,8458 |
| Inseguro | 0,8212 |

Tabela 5.5: Resultado do Algoritmo Nebuloso

| PMU5 | PMU8 | PMU11 | PMU24 | PMU25 | Sistema |
|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Seguro | Seguro | Seguro | Alerta | Alerta | Seguro |

Deste modo, foram feitas todas as análises das saídas para as condições de rede completa e incompleta para todos os pontos das curvas PV simuladas. A seguir são apresentados os resultados e as análises para cada cenário simulado.

5.2.1 Rede Completa

As Figuras 5.11 a 5.20 apresentam os resultados do algoritmo para a análise do sistema como um todo, através da condição de operação da rede e em relação às barras com PMU, para cada cenário testado. Essas figuras representam o resultado da inferência do algoritmo ao longo do carregamento (λ) das curvas PV dos cenários de caso base e incremento de carga.

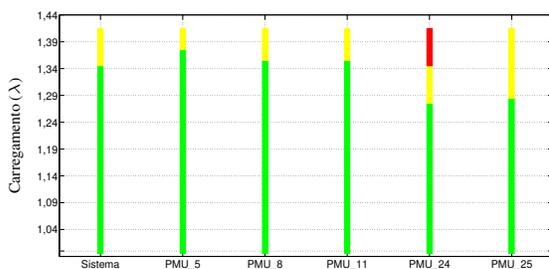


Figura 5.11: Resultado - Caso Base

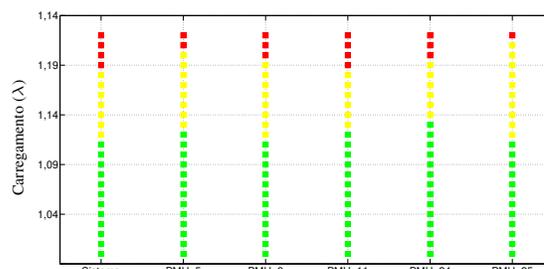


Figura 5.12: Resultado - Incremento de 10%

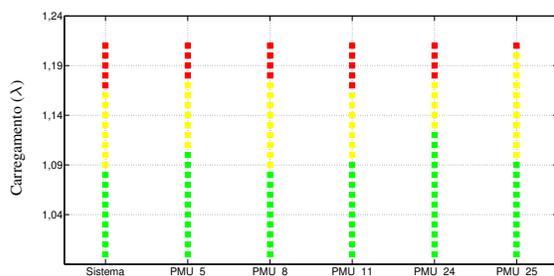


Figura 5.13: Resultado - Incremento de 11%

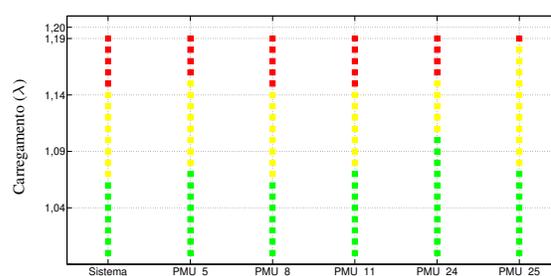


Figura 5.14: Resultado - Incremento de 12%

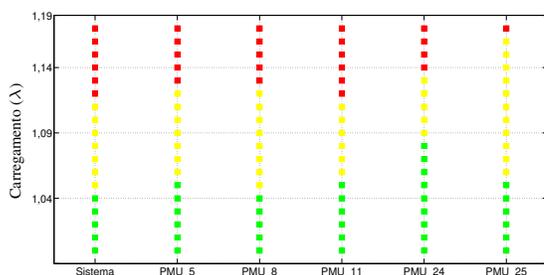


Figura 5.15: Resultado - Incremento de 13%

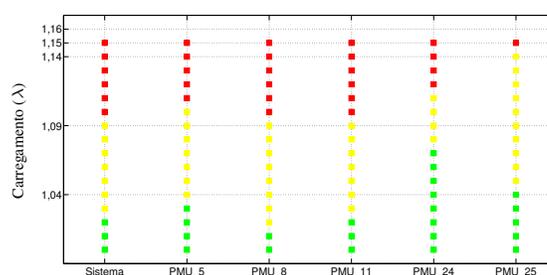


Figura 5.16: Resultado - Incremento de 14%

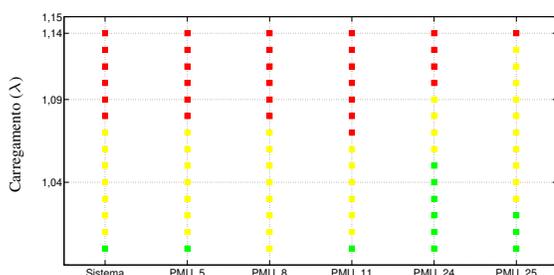


Figura 5.17: Resultado - Incremento de 15%

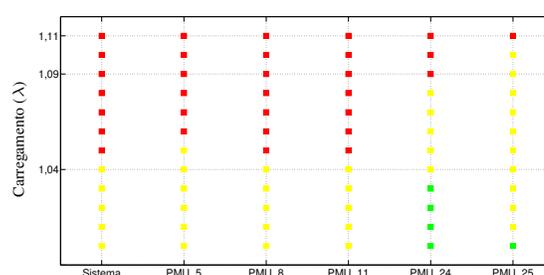


Figura 5.18: Resultado - Incremento de 16%

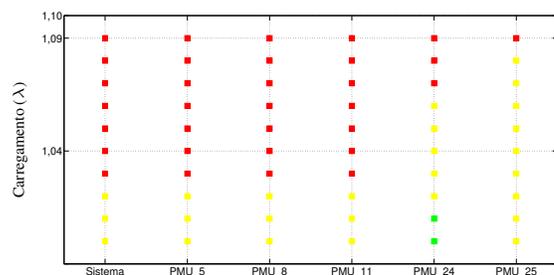


Figura 5.19: Resultado - Incremento de 17%

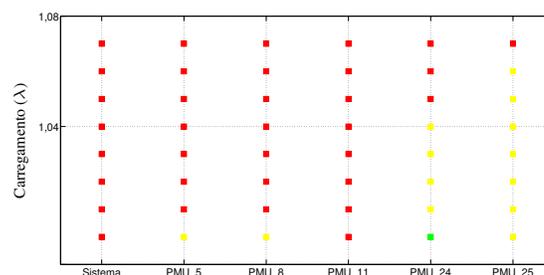


Figura 5.20: Resultado - Incremento de 18%

O algoritmo modelado no patamar de 11% foi testado em todos os cenários, caso base e incremento de carga de 10% a 18%, e de acordo com os resultados obtidos em cada cenário, a contribuição das barras para determinar a condição de operação do sistema, muda em cada patamar. Deste modo, as explicações a seguir representam uma análise pontual de cada cenário.

- Caso base: A inferência da condição de operação inseguro ocorreu apenas na barra 24, na

qual se caracterizou a condição de operação inseguro em 7%, 2% a mais do previsto pelo WECC. Em relação às demais barras não houve classificação em inseguro, caracterizando grande parte da curva PV em seguro e alerta. Esse comportamento ocorreu devido às poucas variações das magnitudes das tensões entre as condições de operação seguro e alerta e entre as condições de alerta e inseguro. Esse comportamento influenciou diretamente na mudança da condição de operação entre, principalmente, alerta e inseguro, provocando resultados diferentes do previsto.

- 10%: Nesse cenário, em todas as barras inferiu-se a condição de operação inseguro. Na barra 11 caracterizou-se tal condição de operação em 4%, ficando 1% a menos do esperado. Nas barras 5, 8, e 24 ocorreu inferência menor do que esperado, identificando no pior caso apenas 2% da região próxima ao PMC, enquanto que na barra 25 obteve-se a pior inferência classificando como inseguro com apenas 1%. A análise do sistema seguiu a tendência da barra 11, sendo mais realista que o cenário anterior, mas ainda diferente dos 5% esperado.
- 11%: O cenário de 11% foi o utilizado como base para modelar as funções de pertinência do algoritmo nebuloso. Nas barras 5, 8, e 24 houve a mesma tendência em classificar a condição de operação inseguro em 4%, enquanto que na barra 25 ela ocorreu com apenas 1%. O resultado da análise sistêmica seguiu a tendência da barra 11.
- 12%: Na mesma linha da análise do cenário anterior, enquanto nas barras 5 e 24 inferiu-se a condição de operação inseguro com apenas 4%, nas barras 8 e 11 a inferência ocorreu com o valor esperado, ou seja, 5%. No entanto, na barra 25 manteve-se a tendência de condição de operação inseguro com apenas 1%. O resultado da análise sistêmica seguiu a tendência da barra 11.
- 13%: Nesse patamar, na barra 11 inferiu-se a condição de operação inseguro com 6%, nas barras 5 e 8 ocorreu com 5% e na barra 24 com 4%. Na barra 25 manteve-se a tendência de condição de operação inseguro com apenas 1% e o resultado da análise sistêmica seguiu a tendência da barra 11.
- 14%: Nesse caso, nas barras 8 e 11 inferiu-se a condição de operação inseguro com 6%, na barra 5 com 5% e na barra 24 com 4%. Na barra 25 manteve-se a tendência da condição de operação inseguro com apenas 1% e o resultado da análise sistêmica seguiu a tendência da barra 11.
- 15%: Nesse patamar, a barra 11 demonstrou ser mais conservadora que as demais na classificação da condição de operação inseguro, o que ocorreu com 7%. Nas barras 5 e 8 essa

condição foi inferida com 6% e na barra 24 com 4%. A análise do sistema nesse cenário foi mais conservadora, classificando apenas um ponto na condição de operação seguro. A partir deste cenário já se constata que em relação à barra 8 a condição de operação é classificada apenas como alerta ou inseguro. Na barra 25 manteve-se a tendência da condição de operação inseguro com apenas 1% e o resultado da análise sistêmica seguiu a tendência da barra 5.

- 16%: Nesse cenário, somente nas barras 24 e 25 ocorreu a inferência nas condições de operação seguro, alerta e inseguro, sendo que nas demais barras as classificações foram na maioria como inseguro. O resultado da análise sistêmica seguiu a tendência das barras 8 e 11.
- 17%: Nesse caso, nas barras 5, 8 e 11 houve inferência da condição inseguro com 7%, na barra 24 com 3% e na barra 25 manteve-se a tendência dos patamares anteriores. O resultado da análise sistêmica seguiu a tendência das barras 5, 8 e 11.
- 18%: Nesse último cenário, na barra 11 inferiu-se a condição de operação inseguro com 8%, nas barras 5 e 8 com 7% e na barra 24 com 3%, sendo que na barra 25 manteve-se a tendência dos patamares anteriores. O resultado da análise sistêmica seguiu a tendência da barra 8.

A análise das inferências da condição de operação por cenário demonstrou que as barras selecionadas para medição fasorial, possuem diferentes contribuições para a composição do resultado do sistema. De acordo com a Figura 5.21, para as barras 8 e 11 obtiveram-se resultados melhores na inferência da condição de operação inseguro, condição esta muito importante, pois informa que a operação do sistema está próxima do PMC. Nota-se que em todos os casos simulados, ao menos em uma barra inferiu-se a condição de operação inseguro maior que 5%, sendo essa uma característica que foi aumentando à medida que a carga do sistema foi sendo incrementada. E na barra 25 ocorreu sempre o mesmo comportamento, ou seja, em todos os casos simulados, inferiu-se a condição de operação inseguro com apenas 1%.

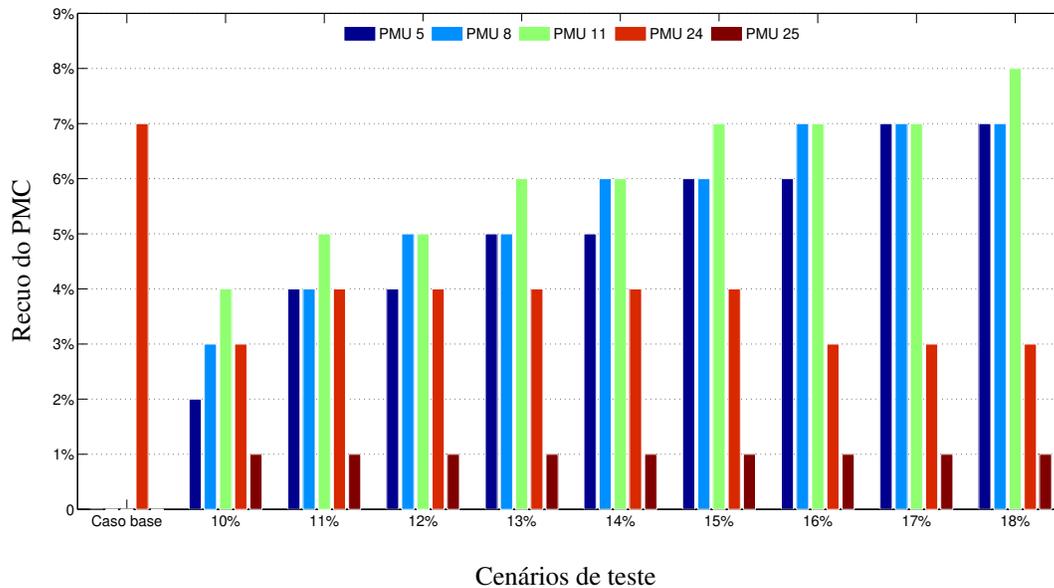


Figura 5.21: Análise da condição de operação inseguro - Rede Completa

Observou-se que para a inferência de 18% de incremento da demanda, o algoritmo modelado apresentou resultados bastante conservadores, comparado aos demais, classificando todos os pontos da curva PV como condição de operação inseguro. A diminuição desse conservadorismo pode ser obtida através do refinamento das funções de pertinência e do conjunto de regras, pois para o algoritmo modelado a condição de operação (N-0) do sistema é segura desde que todas as barras de referências estejam com as suas magnitudes de tensão na faixa do seguro, e alerta ou inseguro a partir da detecção de algum ponto nessas regiões por alguma barra.

5.3 Rede Incompleta - Análise de Contingências

A análise dos cenários para rede incompleta (N-1) visou avaliar a inferência das condições de operação para as contingências classificadas como críticas na análise de estabilidade de tensão, que através do método de curva PV obtiveram $MET \leq 8\%$, no entanto as contingências severas são aquelas que o sistema não obteve solução no fluxo de carga, logo a sua ocorrência pode levar o sistema ao colapso.

No processo de alocação de PMUs apresentado no Capítulo 4, foram considerados os FPA e FPR para a condição (N-1), e portanto mesmo na ocorrência de contingência, espera-se que as

barras selecionadas tenham capacidade de perceber a perturbação, e com isso classificar a condição de operação do sistema.

As percepções das barras mudam para cada contingência e cenário, com isso, a análise por barra para a condição (N-1) é mais realista do que a análise sistêmica. A ocorrência de uma contingência pode afetar uma determinada região, devido ao suporte insuficiente de potência ativa ou reativo.

A seleção do cenário para a modelagem das funções de pertinência segue a escolha feita em rede completa (N-0), utilizando o cenário de 11%, considerando todas as magnitudes de tensão de todas as contingências críticas desse cenário, em um total de sessenta contingências. A aplicação do sistema de inferência para a condição (N-1) busca apresentar a inferência da região de operação de cada barra considerada no plano de medição fasorial.

A seguir são apresentadas as Figuras 5.22 a 5.27 com os resultados da inferência do algoritmo nebuloso para as contingências críticas nos cenários de 12%, 13% e 14%.

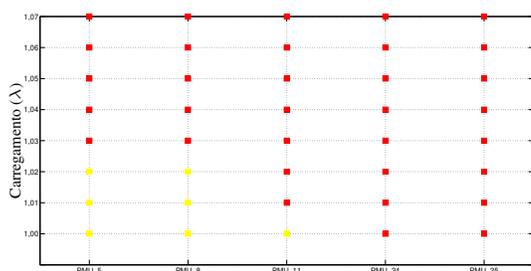


Figura 5.22: Ligação 10-32 - Incremento de 12%

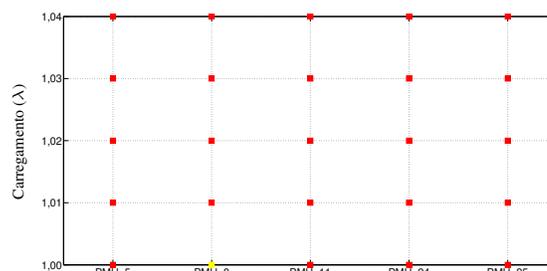


Figura 5.23: Ligação 10-32 - Incremento de 13%

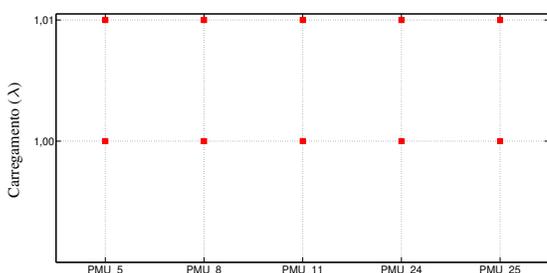


Figura 5.24: Ligação 10-32 - Incremento de 14%

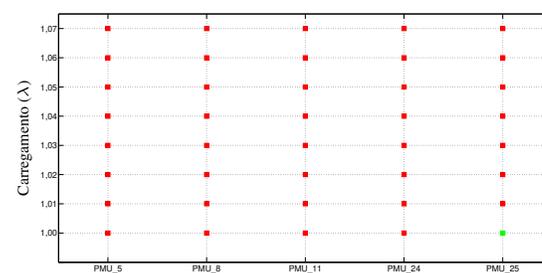


Figura 5.25: Ligação 2-3 - Incremento de 14%

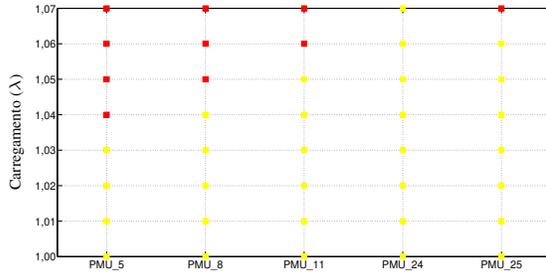


Figura 5.26: Ligação 5-6 - Incremento de 14%

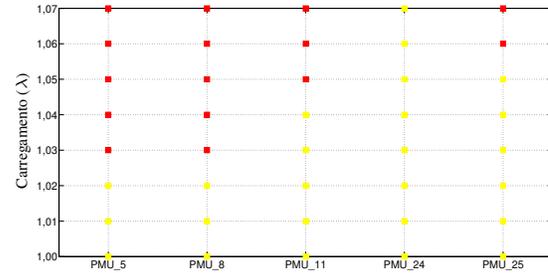


Figura 5.27: Ligação 8-9 - Incremento de 14%

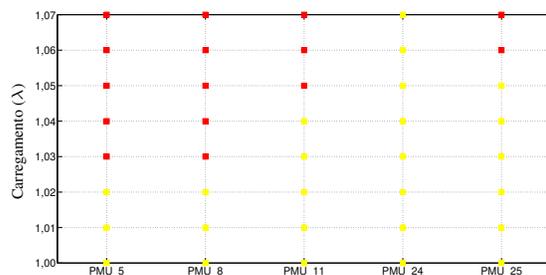


Figura 5.28: Ligação 9-39 - Incremento de 14%

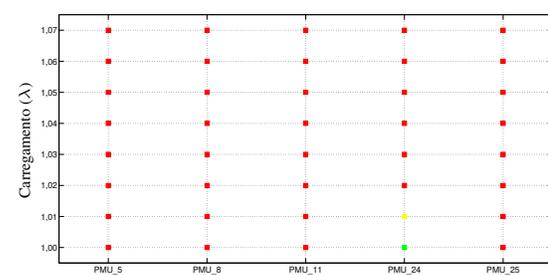


Figura 5.29: Ligação 15-16 - Incremento de 14%

Esta amostragem foi suficiente para analisar os resultados para rede incompleta, com melhora na inferência da barra 25 para a maioria dos casos, mas em casos como o do cenário da Figura 5.26 a inferência foi de 1%, ficando muito menor do que o esperado 5%.

Observa-se também nesse mesmo cenário que na barra 24 não ocorreu a mudança da condição de operação do alerta para o inseguro, permanecendo em alerta. Esse comportamento se repetiu nos cenários das Figuras 5.27 e 5.28, reforçando a falta de sensibilidade em detectar as variações nas magnitudes das tensões. No cenário seguinte, Figura 5.29, a inferência na barra 24 melhorou e foram identificadas as condições de operação seguro, alerta e inseguro.

Já se esperava que à medida que a carga fosse incrementada, a MET diminuiria e que algumas contingências críticas se tornariam severas. Isso ocorreu com as linhas 15 – 16 e 9 – 39, as quais obtiveram MET de 7% no cenário de 14%, e à medida que a carga foi sendo incrementada, o sistema foi se tornando mais estressado e a MET chegando a zero, conforme apresentado no cenário de 18% – Tabela 5.6.

A análise das inferências nas barras com medição fasorial, refletem as variações nas magnitu-

des das tensões na ocorrência de contingências que estão ao redor da barra ou que influenciam o sistema como um todo.

Essa observação pode ser conferida na Figura 5.25 que representa o resultado para a saída da linha 2 – 3 no cenário de 14% de incremento na demanda. A barra 2, de acordo com o diagrama unifilar da Figura 5.1, está na primeira vizinhança da barra 25, e deste modo, a barra 25 foi capaz perceber a ocorrência da perturbação, assim como todas as outras.

De acordo com o diagrama unifilar, a linha 21 – 22 está na segunda vizinhança da barra 24. As Figuras 5.30 e 5.33 demonstram que a barra da vizinhança mais próxima a essa linha é mais eficaz na inferência da condição de operação inseguro do que nas demais barras utilizadas no algoritmo, o que é comprovado na Figura 5.33, pois apenas na barra 11 foi detectado 1% obtido na MET como a condição de operação alerta, sendo que nas demais barras inferiu-se a condição de operação inseguro.

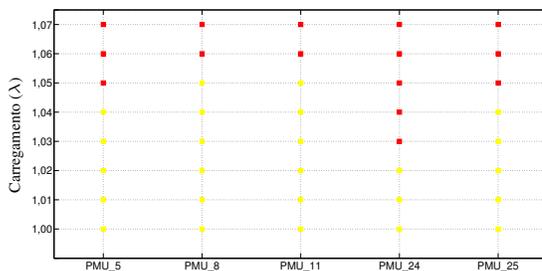


Figura 5.30: Ligação 21-22 - Incremento de 15%

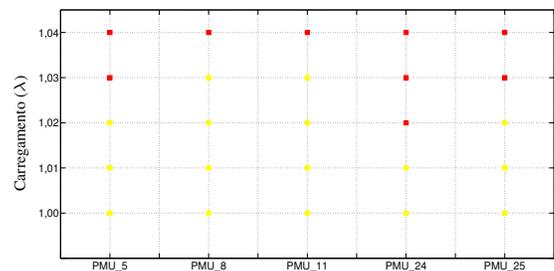


Figura 5.31: Ligação 21-22 - Incremento de 16%

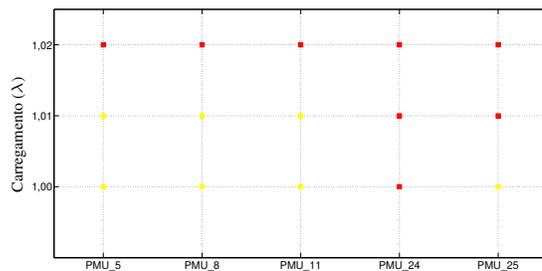


Figura 5.32: Ligação 21-22 - Incremento de 17%

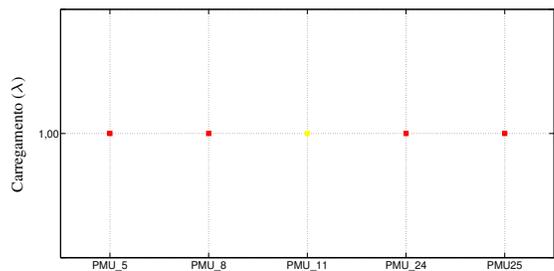


Figura 5.33: Ligação 15-16 - Incremento de 14%

A Figura 5.34 exemplifica para a linha 14 – 15 no cenário de 15% uma contingência em que não existe barra com PMU na primeira vizinhança, mas apesar disso, o sistema de inferência nebuloso

foi capaz de inferir a condição de operação pós-contingência. O resultado do algoritmo mostrou que a barra 5 teve uma maior contribuição na detecção da proximidade do PMC. O contrário ocorreu com a barra 24, na qual só se inferiu a condição de operação alerta. Na barra 5 inferiu-se 5% da condição de operação alerta e 3% da condição de operação inseguro. As demais barras 8, 11 e 25 inferiram 6% para a condição de operação alerta e 2% para a condição de operação inseguro.

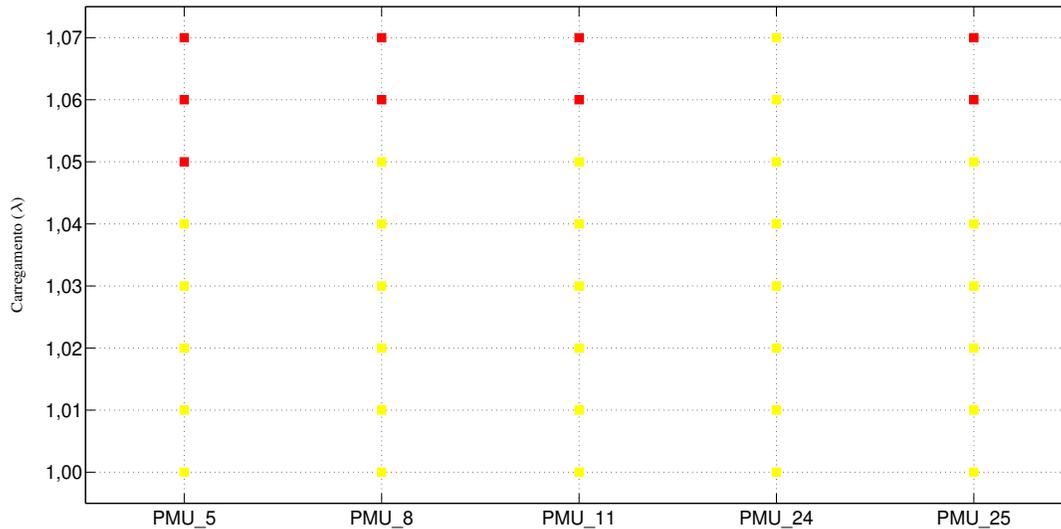


Figura 5.34: Ligação 14-15 - Incremento de 15%

Os demais cenários 15%, 16%, 17% e 18% apresentaram um elevado número de contingências com $MET \leq 8\%$, com isso, para esses cenários é apresentada a Tabela 5.6 com todas contingências classificadas como críticas para o aumento da demanda entre 15% a 18%. As linhas que tiveram margem maior que 8% são representadas pelo símbolo '*', e as que não obtiveram margem de estabilidade de tensão pelo número zero '0'. Nessa tabela observa-se um elevado número de linhas críticas ao longo da faixa observada, no entanto, existem linhas como a 2 – 3, 3 – 4 e 9 – 39, entre outras, que a MET chegou a zero na medida que a carga foi sendo incrementada, caracterizando-se não mais como críticas, mas sim como severas.

Existem também linhas que vão se tornando críticas à medida que as cargas vão sendo incrementadas, como, por exemplo, com a linha 1 – 2, pois com até 17% de acréscimo da demanda a MET era maior que 8%, no entanto com 18% de crescimento da demanda a MET obtida foi de 6%, tornando essa linha crítica no cenário de 18%.

Tabela 5.6: Contingências Críticas

| Linhas | | Carregamento | | | |
|---------|-------|--------------|------|------|------|
| Inicial | Final | 15% | 16% | 17% | 18% |
| 1 | 2 | * | * | * | 1,06 |
| 1 | 39 | * | * | * | 1,07 |
| 2 | 3 | 1,04 | 1,02 | 1 | 0 |
| 2 | 25 | * | * | * | 1,07 |
| 2 | 30 | * | 1,06 | 1,03 | 1,01 |
| 2 | 50 | * | 1,06 | 1,03 | 1,01 |
| 3 | 4 | 1,06 | 1,03 | 1,00 | 0 |
| 3 | 18 | * | * | * | 1,07 |
| 4 | 5 | 1,07 | 1,03 | 1,00 | 0 |
| 4 | 14 | * | * | * | 1,06 |
| 5 | 8 | * | * | 1,07 | 1,04 |
| 5 | 6 | 1,03 | 1,00 | * | 0 |
| 6 | 7 | * | 1,07 | 1,03 | 1,01 |
| 6 | 11 | * | * | * | 1,06 |
| 7 | 8 | * | * | 1,08 | 1,04 |
| 8 | 9 | 1,03 | 1,01 | * | 0 |
| 9 | 39 | 1,04 | 1,01 | 1,01 | 0 |
| 10 | 11 | * | * | * | 1,07 |
| 10 | 13 | * | * | 1,03 | 1,00 |
| 10 | 32 | 1,01 | 1,01 | 1,01 | 1,01 |
| 10 | 40 | 1,01 | 1,01 | 1,01 | 1,01 |
| 10 | 41 | 1,01 | 1,01 | 1,01 | 1,01 |
| 12 | 11 | * | * | * | 1,08 |
| 12 | 13 | * | * | * | 1,07 |
| 13 | 14 | 1,06 | 1,02 | 1 | 0 |
| 14 | 15 | 1,07 | 1,04 | 1,01 | 1,01 |
| 15 | 16 | 1,03 | 1,01 | 1,01 | 0 |
| 16 | 17 | * | * | * | 1,07 |
| 16 | 19 | * | * | 1,08 | 1,06 |
| 16 | 19 | * | * | 1,08 | 1,06 |
| 16 | 21 | * | * | 1,08 | 1,04 |

| Linhas | | Carregamento | | | |
|---------|-------|--------------|------|------|------|
| Inicial | Final | 15% | 16% | 17% | 18% |
| 16 | 24 | * | * | * | 1,07 |
| 17 | 18 | * | * | * | 1,07 |
| 17 | 27 | * | * | * | 1,06 |
| 19 | 33 | * | * | 1,06 | 1,02 |
| 19 | 48 | * | * | 1,06 | 1,02 |
| 19 | 49 | * | * | 1,06 | 1,02 |
| 20 | 34 | * | 1,08 | 1,04 | 1,02 |
| 20 | 47 | * | 1,08 | 1,04 | 1,02 |
| 21 | 22 | 1,07 | 1,04 | 1,02 | 1,00 |
| 22 | 35 | * | 1,07 | 1,04 | 1,02 |
| 22 | 45 | * | 1,07 | 1,04 | 1,02 |
| 22 | 46 | * | 1,07 | 1,04 | 1,02 |
| 23 | 24 | * | * | 1,07 | 1,04 |
| 23 | 36 | * | 1,07 | 1,04 | 1,02 |
| 23 | 44 | * | 1,07 | 1,04 | 1,02 |
| 25 | 26 | * | * | 1,08 | 1,06 |
| 25 | 37 | * | 1,08 | 1,04 | 1,02 |
| 25 | 43 | * | 1,08 | 1,04 | 1,02 |
| 26 | 27 | * | 1,07 | 1,04 | 1,02 |
| 26 | 28 | * | * | * | 1,07 |
| 26 | 29 | * | * | * | 1,06 |
| 28 | 29 | * | * | 1,06 | 1,06 |
| 29 | 38 | * | 1,07 | 1,04 | 1,02 |
| 29 | 42 | * | 1,07 | 1,04 | 1,02 |
| 29 | 51 | * | 1,07 | 1,04 | 1,02 |

Capítulo 6

Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

6.1 Conclusões

Esta pesquisa teve como objetivo principal, atribuir um qualificativo à condição de operação de um sistema elétrico aplicando-se lógica nebulosa às magnitudes das tensões provenientes de Unidades de Medição Fasorial (PMU), em barras consideradas importantes para análise de estabilidade de tensão. A instalação de PMUs nas redes elétricas torna mais eficiente o monitoramento em tempo real sem que haja atrasos entre o estado observado e o estado real do sistema.

Visou-se o desenvolvimento de um algoritmo computacional que possa contribuir para o tomada de decisões em um Centro de Operação de Sistema (COS), pois os operadores necessitam de ferramentas deste tipo, devido o aumento da complexidade das redes elétricas e da quantidade de medidas de grandezas elétricas em tempo real, que viabilizam o desenvolvimento de novas aplicações, análises e ferramentas para o uso em um COS.

Grande parte dos trabalhos na área de análise de estabilidade de tensão visam estimar a Margem de Estabilidade de Tensão (MET), a qual nesta pesquisa foi utilizada nas análises *off-line*, para que em tempo real seja possível utilizar sistema especialistas, que a partir de um conjunto de medidas, seja capaz de qualificar a condição de operação do ponto de vista da estabilidade de tensão.

A utilização da lógica nebulosa na análise da condição de operação demonstrou bons resul-

tados, verificando-se que é possível a partir de simulações de cenários de operação, modelar um algoritmo de inferência nebuloso. Esse tipo de ferramenta visa informar para operadores de um COS um qualificativo da operação do sistema, utilizando como base as análises de curvas PV simuladas em ambiente *off-line*, possibilitando uma rápida avaliação da condição de operação do sistema através das medições recebidas das PMUs.

A aplicação do método proposto como ferramenta de apoio a tomada de decisão em centro de operação, carece de ser calibrada através do conhecimento de operadores experientes, de modo, a exprimir a expertise da operação do sistema tanto no conjunto de regras criado como no refinamento das funções de pertinência para as barras utilizadas como medição fasorial.

6.2 Trabalhos Futuros

Embora este trabalho tenha analisado a estabilidade de tensão com base apenas nas magnitudes das tensões provenientes de PMUs, um sistema de inferência nebuloso é capaz de considerar uma quantidade maior e outros tipos de variáveis de entrada e, dessa forma, considerar outros aspectos associados ao problema abordado nesta pesquisa.

Com base em programa computacional conhecido como Fluxo de Potência Ótimo (FPO) pode-se obter a condição de operação que maximiza a geração e transmissão de energia elétrica com o menor custo. Uma proposta seria avaliar a interação do algoritmo proposto nesta pesquisa, para a verificação da condição de operação resultante do FPO sob o ponto de vista da estabilidade de tensão, com intuito de indicar possíveis ações de controle tais como, alterações em taps de transformadores, chaveamento de fontes de potência reativa entre outros controles.

Entre outros estudos que podem ser realizados, destacam-se:

- averiguar a compatibilidade do método proposto com outros métodos específicos para a alocação de medição fasorial no sistema de energia;
- aperfeiçoar o método de alocação de PMU, considerando outras análises além da Estabilidade de Tensão;
- analisar o desempenho do sistema de inferência nebuloso com outros tipos de funções de pertinências e outro método de defuzzificação.

- utilizar o método como parte do escopo de um projeto pesquisa e desenvolvimento, aplicado em uma rede de transmissão, integrando sistemas de alarme em conjunto com as medidas oriundas das PMUs.

Referências Bibliográficas

- Affonso, Carolina de M., S., da, L. J. and Silva, L. C. P. d. (2008), “Avaliação da estabilidade de tensão do sistema brasileiro - um caso de estudo”, *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, Vol. 19, scielo, pp. 327 – 336.
- Ajjarapu, V. (2006), *Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control*, Power Electronics and Power Systems, Springer.
- Akke, M. and Karlsson, D. (2002), Phasor measurement applications in scandinavia, *in* “Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES”, Vol. 1, pp. 480 – 484 vol.1.
- Alves, D. A. (2000), Obtenção do Ponto de Máximo Carregamento em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando Novas Técnicas de Parametrização para o Método de Continuação, PhD thesis, Unicamp.
- Amorim, E. d. S. (2011), Aplicação da análise modal estática no estudo de estabilidade de tensão, Master’s thesis, UNESP - Ilha Solteira.
- Anzai, A., da Silva, L., Freitas, W. and de Almeida, M. (2011), “Real time voltage stability margin estimation using auto-regressive models and pmus”, *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, IEEE, pp. 1 – 8.
- Bedriñana, A. M. F. (2009), Desenvolvimento de uma metodologia robusta e eficiente para fluxo de carga da continuação ótimo multiobjetivo, PhD thesis, UNICAMP.
- Canôas, A. C. G. (2008), Lógica Nebulosa e Técnica de Otimização Particle Swarm Aplicadas ao Controle de Tensão e de Potência Reativa, PhD thesis, UNICAMP.
- Corsi, S., Taranto, G. N. and Gerra, L. N. (2008), “New real-time voltage stability indicators based on phasor measurement unit data”, *C4-109 - CIGRE 2008*.

- da Silva, L., Wang, Y., da Costa, V. and Xu, W. (2002), “Assessment of generator impact on system power transfer capability using modal participation factors”, *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, Vol. 149, pp. 564 – 570.
- Decker, I. C., Agostini, M. N., Dotta, D. and Zimath, S. L. (2005), “Sistema de medição fasorial sincronizada: Desenvolvimento e aplicação na monitoração de frequência do sistema elétrico brasileiro”, *SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, SNPTEE.
- El-Hawary, E. (1998), *Electric power applications of fuzzy systems*, IEEE Press power systems engineering series, IEEE Press.
- Ferreira, L. C. d. A. (2008), Análise a Longo-Termo da Estabilidade de Tensão Utilizando Método Estático e um Sistema Especialista Fuzzy para Representação de Ações de Controle, PhD thesis, UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ.
- Francisco, G., Zambroni, A. and Jardim, J. (2006), *Avaliação da Segurança Operacional Elétrica - Comparação de Ferramentas de Análise de Estabilidade de Tensão*.
- Gao, B., Morison, G. and Kundur, P. (1992), “Voltage stability evaluation using modal analysis”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, Vol. 7, pp. 1529 –1542.
- Gomes, L. A. (2009), Método baseado em lógica nebulosa para alocação de geradores distribuídos sob a óptica do perfil de tensão, Master’s thesis, UNICAMP, Campinas, SP, Brasil.
- Gong, Y., Schulz, N. and Guzman, A. (2006), Synchrophasor-based real-time voltage stability index, *in ‘Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE ’06. 2006 IEEE PES’*, pp. 1029 –1036.
- Grilo, A. P. (2005), Um método baseado em lógica nebulosa para a classificação de contingência em redes de energia elétrica, Master’s thesis, Unicamp.
- Hu, Y., Vu, K., van Meeteren, Siri Varadan, H., Avramovic, B., Novosel, D., Phadke, A., Centeno, V. and Araújo, C. (2007), ‘Projeto estál: Utilização de fasores no sistema interligado nacional do ons’.
- URL:** www.ons.org.br
- Isoda, L. Y. (2009), Análise da Estabilidade Estática de Tensão de Sistema Elétricos de Potência Usando uma Rede Neural Baseada na Teoria da Ressonância Adaptativa, PhD thesis, UNESP - Ilha Solteira.

- Klump, R., Wilson, R. and Martin, K. (2005), Visualizing real-time security threats using hybrid scada / pmu measurement displays, in 'System Sciences, 2005. HICSS '05. Proceedings of the 38th Annual Hawaii International Conference on', p. 55c.
- Kundur, P., Balu, N. and Lauby, M. (1994), *Power system stability and control*, The EPRI power system engineering series, McGraw-Hill.
- Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T. and Vittal, V. (2004), "Definition and classification of power system stability ieeecigre joint task force on stability terms and definitions", *Power Systems, IEEE Transactions on* , Vol. 19, pp. 1387 – 1401.
- Larsson, M., Rehtanz, C. and Bertsch, J. (2003), "Real-time voltage stability assessment of transmission corridors", *Corporate Research, ABB Switzerland Ltd* .
- Leonardi, B. and Ajarapu, V. (2011a), "Development of multilinear regression models for online voltage stability margin estimation", *Power Systems, IEEE Transactions on* , Vol. 26, pp. 374 –383.
- Leonardi, B. and Ajarapu, V. (2011b), "Development of multilinear regression models for online voltage stability margin estimation", *Power Systems, IEEE Transactions on* , Vol. 26, pp. 374 –383.
- Mansour, Y., Alvarado, F., on Voltage Stability, I. P. E. S. W. G., Subcommittee, I. P. S. E. C. S. D. P. and Committee, I. P. E. S. P. S. E. (1993), *Suggested Techniques for Voltage Stability Analysis*, IEEE Power Engineering Society.
- Martinez, C., Parashar, M., Dyer, J. and Certs/EPG, J. C. (2005), 'Phasor data requirements for: Real time wide-area monitoring, control and protection applications'.
- MathWorks, I. (2010), *Fuzzy Logic Toolbox*, MathWorks, Inc.
URL: www.mathworks.com/help/toolbox/fuzzy/
- Monticelli, A. J. (1983), *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, Edgard Blucher Ltda.
- ONS (2010), Procedimentos de rede - diretrizes e critérios para estudos elétricos, in 'Submódulo 23.3', Operador Nacional do Sistema Elétrico.
URL: www.ons.org.br
- ONS (2012), *Operador Nacional do Sistema Elétrico*.
URL: www.ons.org.br

- Ortega, N. (2001), *Aplicação da Teoria de Lógica Fuzzy a Problemas da Biomedicina*, PhD thesis, IF-USP.
- Pedrycz, W. and Gomide, F. (1998), *An Introduction to Fuzzy Sets: Analysis and Design*, Mit Press.
- Portal Brasil* (2012).
URL: *www.brasil.gov.br*
- Prada, R., Palomino, E., dos Santos, J., Bianco, A. and Pilotto, L. (2002), “Voltage stability assessment for real-time operation”, *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, pp. 175 –181.
- Ross, T. (2004), *Fuzzy Logic With Engineering Applications*, John Wiley.
- SEPOPE, V. (2000), “Critérios e procedimento de estabilidade de tensão para planejamento do sistema elétrico brasileiro”, *Simpósio de Planejamento e Operação de Sistemas Elétricos de Potência - Curitiba*.
- SNPTEE, X. (1999), “Critérios e metodologias estabelecidos no âmbito da força - tarefa colapso de tensão do gtad/scel/gcoi para estudos de estabilidade de tensão nos sistemas interligados norte/nordeste, sul/sudeste e norte/sul brasileiros”, *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica -Itaipu*.
- Torres, S., Peralta, W. and Castro, C. (2007), “Power system loading margin estimation using a neuro-fuzzy approach”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE Power & Energy Society, pp. 1 – 8.
- Usida, W. F. (2007), *Controle fuzzy para melhoria do perfil de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica*, Master’s thesis, Escola de Engenharia de São Carlos - USP.
- Van Cutsem, T. and Vournas, C. (1998), *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Kluwer Academic Publishers.
- WECC and Abed, A. (1999), Wscc voltage stability criteria, undervoltage load shedding strategy, and reactive power reserve monitoring methodology, *in ‘Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE’*, Vol. 1, pp. 191 –197 vol.1.
- Zadeh, L. A. (1965), “Fuzzy sets”, *Information and Control*, Vol. 8, pp. 338–353.
- Zadeh, L. A. (1968), “Fuzzy sets”, *Information and Control*, Vol. 12, pp. 94–102.

Zadeh, L. A. (1973), “Outline of a new approach to the analysis of complex systems and decision processes”, *Systems, Man and Cybernetics, IEEE Transactions on* , Vol. SMC-3, pp. 28–44.

Zhou, D., Annakkage, U. and Rajapakse, A. (2010), “Online monitoring of voltage stability margin using an artificial neural network”, *Power Systems, IEEE Transactions on* , Vol. 25.

Apêndice A

Divulgação da Pesquisa

Rezende, R., Murari, C., Silva, L. and Anzai, A. , “Aplicação de Lógica Nebulosa no Monitoramento em Tempo Real da Estabilidade de Tensão”, IV SBSE - SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, Goiânia - Maio de 2012.