

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE

**ANDRESSA KARLLA BARBOSA DA SILVA**

**ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DE ÍNDICES DE  
ESTABILIDADE E CONFORMIDADE DE TENSÃO EM REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO MALHADAS**

São Luís  
2018

**ANDRESSA KARLLA BARBOSA DA SILVA**

**ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DE ÍNDICES DE  
ESTABILIDADE E CONFORMIDADE DE TENSÃO  
EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO MALHADAS**

Dissertação apresentada à Universidade Federal do Maranhão, como requisito parcial do Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade para obtenção do título de mestre em engenharia de eletricidade.

Orientadora: Maria da Guia da Silva, Ph. D.  
Orientador: Anselmo Barbosa Rodrigues, D. Sc.

São Luís  
2018

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).  
Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA

Silva, Andressa Karlla Barbosa da.  
Estimação Probabilística de Índices de Estabilidade e Conformidade de Tensão / Andressa Karlla Barbosa da Silva.  
- 2018.  
141 f.

Coorientador(a): Anselmo Barbosa Rodrigues.  
Orientador(a): Maria da Guia da Silva.  
Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2018.

1. Conformidade de Tensão. 2. Estabilidade de Tensão.  
3. Métodos Probabilísticos. 4. Redes de Distribuição Malhadas. I. Rodrigues, Anselmo Barbosa. II. Silva, Maria da Guia da. III. Título.

**ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DE ÍNDICES DE  
ESTABILIDADE E CONFORMIDADE DE TENSÃO  
EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO MALHADAS**

**ANDRESSA KARLLA BARBOSA DA SILVA**

Dissertação aprovada em 02 de março de 2018.

Prof.<sup>a</sup> Maria da Guia da Silva, Ph. D.  
(Orientadora – UFMA)

Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D. Sc.  
(Orientador – UFMA)

Prof. Lindomar Jacinto de Souza, D. Sc.  
(Examinador - IFMA)

Prof. Denisson Queiroz Oliveira, D. Sc.  
(Examinador - UFMA)

## **AGRADECIMENTOS**

A meus pais, Aldecy e José, por todo suporte, estímulo, amor e dedicação dados nesta etapa e ao longo de toda a vida.

À minha sobrinha, Andreina, por me dar todos os dias motivos pra sorrir e, mesmo que de forma indireta, me incentivar a concluir este trabalho.

Aos amigos, Iasmim, Joyce, Leandro, Karliane e Tarsila pelo apoio e estímulo para a conclusão desta etapa. Em especial, agradeço a Leandro e Karliane cuja convivência diária foi altamente importante nesta caminhada.

A meu namorado, João Eduardo, por todos os conselhos e incentivos e pela paciência ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

A Ilka e Eduardo que me incentivaram a entrar nesta jornada e prestaram valiosos conselhos nos momentos de dificuldade.

A meus orientadores, Maria da Guia e Anselmo Rodrigues, pela confiança, orientação e compreensão no desenvolvimento deste trabalho.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo financiamento desta pesquisa.

A todos que não puderam ser citados nominalmente, mas contribuíram de forma direta ou indireta para a conclusão desta etapa.

## RESUMO

Nas últimas duas décadas os movimentos de proteção ao meio ambiente, o aumento do consumo de energia e a escassez de recursos têm estimulado o setor elétrico a buscar inovações para aproveitar mais eficientemente os recursos energéticos existentes. Diante de tal contexto surgiu o conceito de Redes Elétricas Inteligentes (REI), ou *Smart Grids*, redes de distribuição que fazem uso de tecnologia da informação para operar de forma automática com alto grau de eficiência e segurança. Um dos principais objetivos das REI é permitir uma integração em larga escala de unidades geradoras no próprio sistema de distribuição, a chamada geração distribuída (GD). Por esse objetivo, é necessário que as REI adotem uma configuração que ofereça menores perdas, melhor suporte para os recursos distribuídos e maior confiabilidade. Essas exigências são atendidas com a utilização de redes com topologia malhada. Desse modo, acredita-se que a tendência natural seja a passagem da topologia radial, típica de redes de distribuição de média tensão, para redes de construção em malha. Por isso é imprescindível que novas ferramentas sejam idealizadas para análises em redes de distribuição de topologia malhada. Dessa forma, neste trabalho, propõe-se o desenvolvimento de metodologias probabilísticas para avaliar os índices de conformidade e estabilidade de tensão em redes de distribuição com topologia malhada. Esse estudo é realizado considerando a resposta do sistema de proteção e as incertezas associadas com as falhas nos circuitos e as variações cronológicas da carga. Os resultados obtidos com o modelo proposto demonstraram que ele tem bom desempenho computacional e que a inclusão destas incertezas e da resposta do sistema de proteção tem impacto negativo nos índices de estabilidade e de conformidade de tensão.

**Palavras-chave:** Estabilidade de tensão, conformidade de tensão, redes de distribuição malhadas, métodos probabilísticos, enumeração de estados, equivalentes externos.

## ABSTRACT

In the last two decades, environmental protection movements, increased energy consumption and scarce resources have stimulated the electric sector to seek innovations to make a more efficient use of energy resources. In this context, the concept of Smart Grids has emerged, that is, networks that make use of information technology to operate automatically with a high degree of efficiency and safety. One of the main objectives of the Smart Grids is to allow large-scale integration of generating units into the distribution system, the so-called distributed generation (DG). In this way, it is necessary for the Smart Grids to adopt a configuration that offers lower losses, better support for distributed resources, and greater reliability. These requirements are satisfied with the use of meshed network topology. Consequently, the natural tendency is to move from the typical radial topology of medium voltage distribution networks to meshed networks. Therefore, it is imperative that new tools are developed for the analysis of meshed distribution networks. Thus, this work proposes probabilistic methodologies to evaluate the indices of long duration voltage variations and voltage stability in distribution networks with meshed topology. This study is carried out considering the protection system response and the uncertainties associated with circuit failures and load chronological variation. The results achieved with the proposed model demonstrated that it has good computational performance and that the inclusion of these uncertainties and of the protection has a negative impact on the voltage stability and voltage conformity indices.

**Keywords:** Voltage stability, voltage conformity, meshed distribution systems, probabilistic methods, state enumeration, external equivalents.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1- Faixas de tensão de leitura de consumidores trifásicos de classe de tensão entre 1 kV e 69 kV.....	32
Tabela 2.1 - Modelos de carga de acordo com tipo de consumidores.....	52
Tabela 2.2- Coeficientes para modelo de carga de acordo com classe consumidora. ...	53
Tabela 5.1- Dados do sistema do <i>Cigré</i> na configuração europeia. ....	98
Tabela 5.2- Comparação entre a classificação de criticidade com relação a ET entre o EEWR e o MVT para a topologia malhada do sistema do <i>Cigré</i> na configuração europeia (chaves S1, S2 e S3 fechadas). ....	102
Tabela 6.1 - Dados do sistema IEEE 342. ....	110
Tabela 6.2- Dados de confiabilidade de redes de distribuição subterrâneas. ....	113
Tabela 6.3- Dados de confiabilidade de redes de transmissão. ....	113
Tabela 6.4 - Comparação entre o MEE e a SMC para o caso 1.1. ....	115
Tabela 6.5 - Comparação entre os modelos de carga (casos 1.1, 1.2 e 1.3). ....	116
Tabela 6.6 - Efeito da resposta da proteção nos índices equivalentes. ....	119
Tabela 6.7 - Comparação entre FPO e RPF para restauração de solubilidade. ....	120
Tabela 6.8 - Comparação do MEE com a SMC para o cálculo da METeq do sistema. ....	122
Tabela 6.9 - Impacto das falhas dos circuitos associadas a resposta da proteção nas METeq do sistema. ....	122

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Configurações típicas de redes de subtransmissão .....	17
Figura 1.2 -Topologia radial simples.....	18
Figura 1.3- Configuração radial com recurso.....	19
Figura 1.4 - Configuração seletiva. ....	20
Figura 1.5- Topologia malha aberta. ....	20
Figura 1.6- Topologia <i>spot network</i> . ....	21
Figura 1.7- Sistema de distribuição secundária .....	22
Figura 1.8 - Diagrama unifilar de rede secundária .....	23
Figura 1.9 - Esquema topologia <i>spot network</i> . ....	24
Figura 1.10 - Principais funcionalidades de uma REI.....	27
Figura 1.11- Principais distúrbios analisados pela qualidade de energia. ....	30
Figura 1.12 - Sistema de duas barras.....	39
Figura 1.13 - Curva P-V para o sistema de duas barras da Figura 1.12. ....	39
Figura 2.1 - Modelo de linha do sistema de distribuição.....	48
Figura 2.2- Capacitor conectado à barra k (a) e equivalente de corrente (b). ....	50
Figura 2.3- Carga conectada ao nó k (a) e equivalente de corrente (b). ....	53
Figura 2.4 - Fluxograma do MGZ. ....	56
Figura 3.1- Modelo de carga .....	60
Figura 3.2 - Cadeia de Markov de dois estados para falhas nos ramos. ....	62
Figura 3.3 - Cadeia de Markov para o critério n-1. ....	65
Figura 3.4 - Sistema elétrico de potência composto por linhas de transmissão, distribuição primária e secundária. ....	68
Figura 3.5 - Resposta da proteção para uma falha na linha L2. ....	68
Figura 3.6 - Resposta da proteção a uma falha no transformador T2.....	69
Figura 3.7 - Resposta da proteção a uma falha na linha L20.....	70
Figura 3.8 - Resposta da proteção a uma falha na seção L9.....	71
Figura 4.1- Fluxograma da estimação de índices de CT via MEE.....	78
Figura 4.2- Fluxograma da SMC para o estimação de índices de CT. ....	82
Figura 5.1 - Fluxograma do RPF via método da bissecção.....	90
Figura 5.2- Sistema radial (a) e equivalentes para cálculo da MET (b). ....	91
Figura 5.3- Circuito equivalente para análise da MET para a barra 3.....	93
Figura 5.4- Circuito de duas barras para cálculo da MET.....	93

Figura 5.5 - Modelo para determinação da impedância equivalente entre as barras $k$ e $m$ .....	97
Figura 5.6- Sistema de distribuição do <i>Cigré</i> (configuração europeia).....	99
Figura 5.7- Fluxograma do MEE para estimação probabilística de índices de ET. ....	107
Figura 5.8 - Fluxograma da SMC para estimação probabilística de índices de ET. ....	109
Figura 6.1- Diagrama unifilar do sistema IEEE 342. ....	112
Figura 6.2 – Durações relativas da transgressão da tensão precária nodais sem a modelagem da reposta da proteção.....	117
Figura 6.3 - Durações relativas da transgressão da tensão precária nodais com a modelagem da reposta da proteção.....	117
Figura 6.4 - Durações relativas da transgressão da tensão crítica nodais sem a modelagem da reposta da proteção.....	118
Figura 6.5 - Durações relativas da transgressão da tensão crítica nodais com a modelagem da reposta da proteção.....	118
Figura 6.6 – Histograma de MET nodais obtidas no caso sem proteção.....	123
Figura 6.7 - Histograma de MET nodais obtidas no caso com proteção.....	123
Figura 6.8 - Diagrama de caixa do caso sem proteção. ....	124
Figura 6.9 - Diagrama de caixa do caso com proteção.....	124
Figura 6.10 - Risco de Insolubilidade.....	125
Figura 6.11 - Risco de instabilidade para uma MET mínima de 10 %.....	126
Figura 6.12 - Risco total de instabilidade. ....	127
Figura 6.13 - Energia não fornecida por problemas de instabilidade de tensão.....	127

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CIGRÉ – *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos)

CT – Conformidade de Tensão

DRA – Duração Relativa da Tensão no Estado Adequado

DRC – Duração Relativa da Transgressão Crítica

DRP - Duração Relativa da Transgressão Precária

EEWM – Equivalente Externo *Ward* Malhado

EEWR – Equivalente Externo *Ward* Radial

ET – Estabilidade de Tensão

FPO – Fluxo de Potência Ótimo

IEEE - *Institute of Electrical and Electronical Engineers* (Instituto de Engenheiros Eletrônicos e Eletricistas)

IEEE 342 – Sistema teste de 342 nós proposto pelo IEEE PES DISTRIBUTION SYSTEMS ANALYSIS SUBCOMMITTEE

MEE – Método de Enumeração de Estados

MET – Margem de Estabilidade de Tensão

MGZ – Método de Gauss-Zbus

MVT – Método do Vetor Tangente

PRODIST – Procedimentos da Distribuição

REI – Redes Elétricas Inteligentes

RPF – *Repeated Power Flow* (Fluxo de Potência Repetido)

SEP – Sistemas Elétricos de Potência

SMC – Simulação Monte Carlo

TL – Tensão de Leitura

TR – Tensão de Referência

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	15
1.1.1	SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO.....	16
1.1.2	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA.....	18
1.1.3	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA.....	21
1.1.4	REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES.....	25
1.2	QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA.....	28
1.3	CONFORMIDADE DE TENSÃO.....	31
1.4	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE A ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DA CONFORMIDADE DE TENSÃO.....	34
1.5	ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA.....	36
1.6	ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	41
1.7	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DA ESTABILIDADE DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	43
1.8	MOTIVAÇÃO.....	45
1.9	OBJETIVOS.....	46
1.10	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	46
2	FLUXO DE POTÊNCIA VIA MÉTODO DE GAUSS-ZBUS.....	48
2.1	MODELAGEM DOS COMPONENTES DO SISTEMA NO MÉTODO DE GAUSS ZBUS.....	48
2.1.1	MODELAGEM DAS LINHAS.....	48
2.1.2	MODELAGEM DE CAPACITORES.....	50
2.1.3	MODELAGEM DE CARGAS.....	51
2.2	MÉTODO DE GAUSS ZBUS.....	54
2.3	RESUMO.....	56

3	MODELAGEM PROBABILÍSTICA DE INCERTEZAS PARA ANÁLISE DA CONFORMIDADE E ESTABILIDADE DE TENSÃO .....	57
3.1	MODELAGEM DAS INCERTEZAS .....	57
3.1.1	VARIAÇÕES CRONOLÓGICAS DA CARGA .....	57
3.1.2	FALHAS NOS CIRCUITOS .....	62
3.2	MODELAGEM DA RESPOSTA DAS PROTEÇÕES .....	67
3.3	RESUMO .....	71
4	ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DE ÍNDICES DE CONFORMIDADE DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO MALHADAS .....	73
4.1	ÍNDICES PROBABILÍSTICOS DE CONFORMIDADE DE TENSÃO .....	73
4.2	ESTIMAÇÃO DOS ÍNDICES DE CONFORMIDADE DE TENSÃO VIA MÉTODO DE ENUMERAÇÃO DE ESTADOS .....	76
4.3	ESTIMAÇÃO DOS ÍNDICES DE CONFORMIDADE DE TENSÃO VIA SIMULAÇÃO MONTE CARLO .....	79
4.4	RESUMO .....	82
5	AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DA ESTABILIDADE DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO MALHADAS .....	84
5.1	RESTAURAÇÃO DA SOLUBILIDADE DO FLUXO DE CARGA .....	84
5.1.1	RESTAURAÇÃO DA SOLUBILIDADE VIA FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	84
5.1.2	RESTAURAÇÃO DA SOLUBILIDADE VIA MÉTODO DA BISSEÇÃO .....	87
5.2	EQUIVALENTE PARA ANÁLISE NODAL DA ESTABILIDADE DE TENSÃO .....	90
5.3	FUNÇÕES-TESTE PARA AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DA ESTABILIDADE DE TENSÃO .....	103
5.4	ESTIMAÇÃO DOS ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO VIA MÉTODO DE ENUMERAÇÃO DE ESTADOS .....	105

5.5	ESTIMAÇÃO DOS ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO VIA SIMULAÇÃO MONTE CARLO.....	107
5.6	RESUMO.....	109
6	RESULTADOS .....	110
6.1	DESCRIÇÃO DO SISTEMA-TESTE.....	110
6.2	ESTIMAÇÃO DE ÍNDICES DE CONFORMIDADE DE TENSÃO .....	114
6.2.1	CASOS DE ESTUDO .....	114
6.2.2	ÍNDICES DE CONFORMIDADE DE TENSÃO.....	114
6.3	ESTIMAÇÃO DE ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO.....	119
6.3.1	CASOS DE ESTUDO .....	121
6.3.2	ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO .....	121
6.4	RESUMO.....	128
7	CONCLUSÕES .....	129
7.1	PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES.....	129
7.2	APLICAÇÕES PRÁTICAS .....	131
7.3	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	131
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	134

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O homem sempre esteve em busca do domínio de recursos energéticos para satisfazer suas necessidades. Fogo, uso da força do vento nas navegações, tração animal na agricultura, vapor, petróleo, entre outros, são alguns exemplos de controle sobre recursos energéticos que foram essenciais não somente para a sobrevivência da humanidade como também para a criação dos processos de industrialização e globalização. A descoberta e seguinte controle da eletricidade também impulsionaram tais processos. Hoje, a eletricidade é uma das formas de energia mais consumidas no mundo e está presente nas mais diversas áreas da vida moderna, auxiliando desde processos produtivos até sistemas de saúde (GÖNEN, 2014; BROWN, 2009; SHORT, 2014). Entretanto, a energia deve ser gerada de acordo com a necessidade instantânea de consumo devido a impedimentos técnicos e de custos de grandes armazenamentos. Por isso, ao longo dos anos, houve a criação e modernização dos sistemas elétricos de potência (SEP) responsáveis pelo fornecimento de eletricidade para os consumidores. Para tanto, os SEP são formados por três partes principais (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005; BROWN, 2009):

- i. **Geração:** composta por unidades geradoras é responsável pela transformação de algum outro tipo de energia (hidráulica, térmica, eólica, entre outras) em eletricidade;
- ii. **Transmissão:** tem por função conectar os centros geradores aos centros consumidores, que geralmente encontram-se distantes;
- iii. **Distribuição:** tem a finalidade de fornecer eletricidade aos consumidores individuais.

No desenvolvimento dos SEP, na segunda metade do século XX, os elementos dos sistemas de geração e transmissão demandaram profunda atenção e desprendimento de engenheiros e pesquisadores para que os sistemas atendessem ao crescimento da demanda de forma eficiente. Esse interesse por estudos em sistemas de geração e transmissão é devido ao fato de que eles transportam grandes blocos de energia por grandes distâncias. Consequentemente, uma falha nesses subsistemas resulta em um montante de energia não fornecida muito maior do que aquele associado com falhas nos

equipamentos da rede de distribuição. Devido a isso, os sistemas de distribuição foram pouco explorados e, assim, desprovidos de análises mais profundas. Atualmente, diante de uma estrutura desregulamentada e competitiva do setor elétrico e de uma maior conscientização dos consumidores com relação a problemas de qualidade de energia, percebe-se a importância do desenvolvimento de ferramentas de análises e aprimoramento das redes de distribuição (KERSTING, 2001), que podem ser abordadas a partir de três zonas funcionais: subtransmissão, distribuição primária e distribuição secundária.

### **1.1.1 Sistema de subtransmissão**

O sistema de subtransmissão é composto por subestações e redes de subtransmissão. Esse é o primeiro componente da rede de distribuição, que recebe a energia da transmissão, reduz o nível de tensão, e transporta esta energia às subestações de distribuição e aos consumidores da subtransmissão. Tais consumidores são, geralmente, grandes instalações industriais, estações de tratamento e bombeamento d'água. Por isso, o nível de tensão nessa parte da rede ainda é elevado, usualmente de 138 kV ou 69 kV, o que provoca menores quedas de tensão e conseqüentemente menores perdas. Além disso, possui grande capacidade de transmissão de potência, normalmente consegue transportar de 20 a 150 MW, e podem cobrir grandes áreas (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). Entretanto, esse sistema tem como aspecto desfavorável o alto custo dos seus equipamentos devido aos níveis de tensão mais elevados e maiores requisitos de capacidade de transferência de potência (SHORT, 2014). Quanto à topologia, o sistema de subtransmissão pode ser radial ou malhado, sendo que quando malhado, sistemas de proteção precisam ser conectados para impedir uma reversão de fluxo. Segundo KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA (2005), tipicamente, as redes de subtransmissão assumem uma das topologias mostradas na Figura 1.1, cujas características são:

- ✓ Rede 1: mostrada na Figura 1.1a, essa rede possui uma topologia radial simples, em que um defeito implica na interrupção de fornecimento. Tal configuração é utilizada em aplicações em que as subestações de distribuição não extrapolem 15 MVA. Além disso, possui uma chave de entrada, normalmente uma chave fusível, com a função única de proteção

do transformador. Tais características fazem desse arranjo o de menor custo dentre os apresentados.

- ✓ Rede 2: nessa configuração as chaves de entrada, que geralmente são disjuntores ou fusíveis, e a dupla malha da rede de subtransmissão permitem que falhas na transmissão, nas linhas de subtransmissão ou nas subestações de distribuição sejam isoladas e não haja interrupção do fornecimento.
- ✓ Rede 3: o funcionamento dessa configuração é semelhante ao da anterior, no entanto, em vez de uma segunda linha de subtransmissão o próprio barramento da transmissão torna-se parte integrante da subtransmissão, o que resulta na desconexão da rede diante de uma falha neste barramento que ocasione a abertura das chaves de entrada (normalmente disjuntores).
- ✓ Rede 4: esse arranjo é uma alternativa intermediária de confiabilidade e custos entre as configurações das demais. As chaves de entrada são fusíveis ou disjuntores para proteger as linhas.

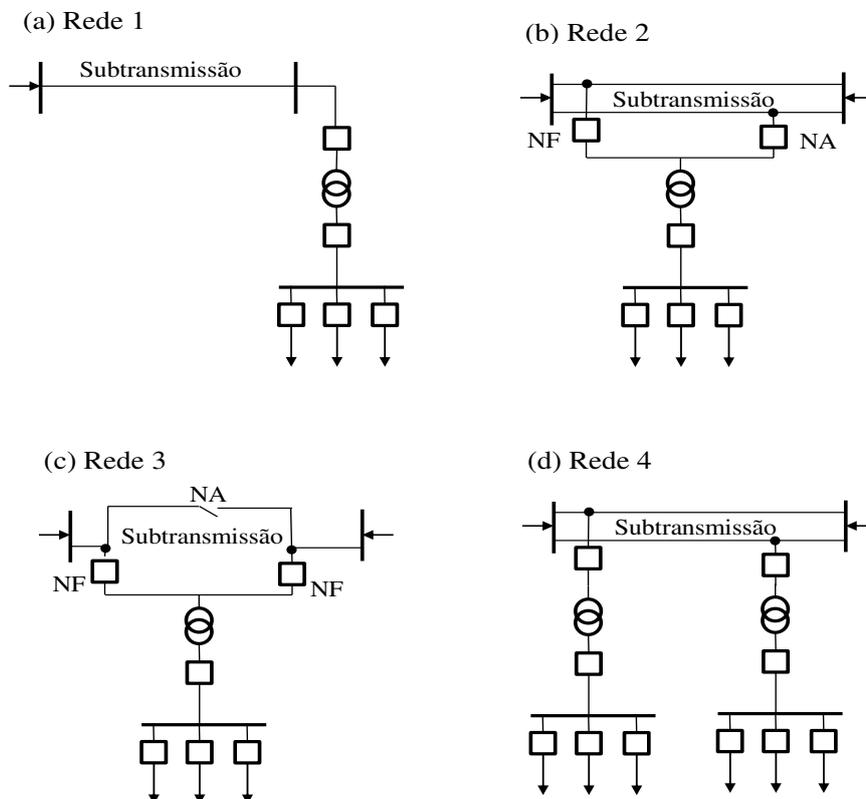


Figura 1.1 - Configurações típicas de redes de subtransmissão. Adaptado de KAGAN; OLIVEIRA; ROBBIA (2005).

### 1.1.2 Sistema de distribuição primária

O sistema de distribuição primária é formado pelas subestações de distribuição e rede de distribuição primária. Tal sistema alimenta os consumidores de média tensão como indústrias de médio porte, grandes centros comerciais, grandes condomínios e estações transformadoras da rede secundária. No Brasil, os sistemas de distribuição primária são essencialmente aéreos, porém, também é possível uma construção subterrânea. Com operação usual na faixa de 13,8 kV podem possuir as seguintes topologias (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005):

- i. Radial simples: essa configuração de montagem simples, em que há apenas um caminho de fornecimento para a carga, tem a desvantagem de que na ocorrência de uma falha em um componente todas as cargas a jusante são interrompidas até a falta ser eliminada. Assim, apesar de uma construção mais barata, essa configuração possui baixa confiabilidade (BROWN, 2009). Por isso, a aplicação desse arranjo é normalmente realizada em áreas de baixa densidade de carga como em áreas rurais. Essa topologia é ilustrada na Figura 1.2.

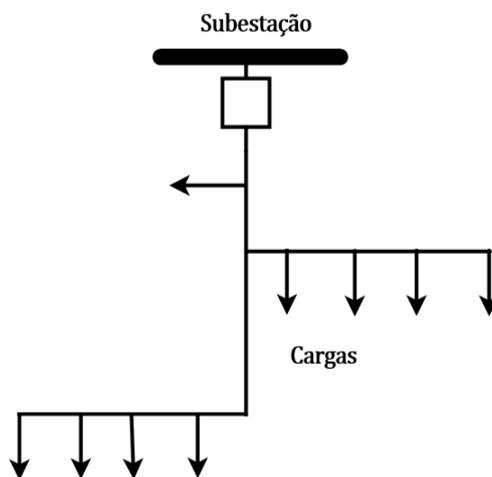


Figura 1.2 -Topologia radial simples.

- ii. Radial com recurso: essa configuração também é de construção aérea e possui dois alimentadores conectados a uma mesma subestação e

interligados por uma chave normalmente aberta (NA). Essas chaves têm o objetivo de transferir cargas entre os alimentadores adjacentes em caso de falhas. Tal mecanismo aumenta a confiabilidade do sistema e permite isolar a seção com defeito. Conseqüentemente, o alimentador adjacente deve possuir capacidade suficiente para suprir a carga própria e as cargas que possam a vir ser transferidas. Normalmente, quando falhas ocorrem, as transferências de carga podem ser realizadas para dois ou mais alimentadores adjacentes com o objetivo de minimizar sobrecargas e subtensões. Esse modelo é mostrado na Figura 1.3.

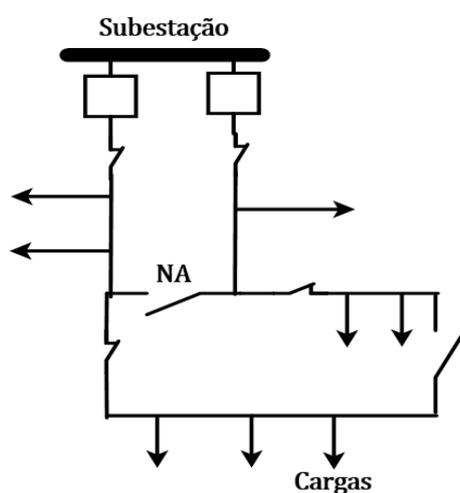


Figura 1.3- Configuração radial com recurso.

- iii. Seletiva: este arranjo pode ser de construção aérea ou subterrânea. Nele cada consumidor é conectado a dois alimentadores por chaves de transferência (ChT). Em operação normal, essa chave conecta o consumidor a um circuito e em caso de falha transfere-o para o outro (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). Esses circuitos são mais confiáveis em relação aos de topologia radial, porém, mais caros. Por isso, a aplicação desse arranjo é somente em cargas que exigem alta confiabilidade (BROWN, 2009). O diagrama dessa configuração é ilustrado na Figura 1.4.

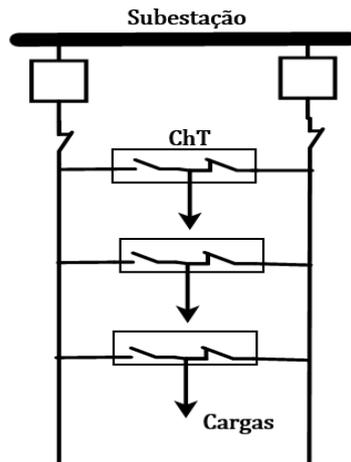


Figura 1.4 - Configuração seletiva.

- iv. Operando em malha aberta: essa topologia é, normalmente, construída de forma subterrânea. Nesse arranjo os barramentos, que alimentam as cargas, possuem uma proteção a montante e outra a jusante para isolar o circuito defeituoso e sempre possibilitar uma alimentação alternativa para as seções não falhadas. Esse mecanismo é possível por meio de uma chave normalmente aberta que conecta os barramentos a subestações diferentes ou a disjuntores diferentes de uma mesma subestação. Essa configuração é utilizada somente em grandes centros consumidores e em regiões de grande densidade de carga devido a seu alto custo. A Figura 1.5 mostra como é a construção desse arranjo.

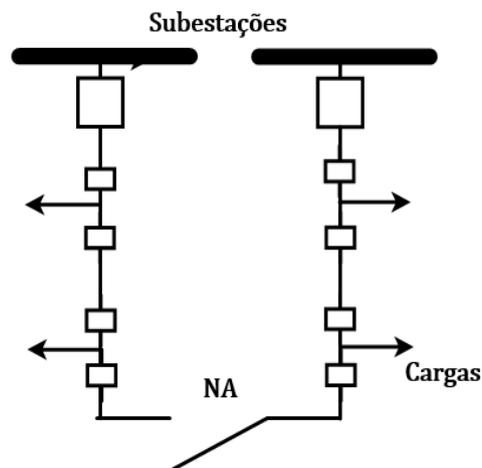


Figura 1.5- Topologia malha aberta.

- v. *Spot network*: na rede *spot* os barramentos são alimentados por dois ou mais transformadores conectados em paralelo e supridos por ao menos dois alimentadores. Além disso, chaves especiais (ChE) são inseridas para impedir reversão de fluxo nos transformadores. Essa topologia possui confiabilidade mais elevada que todas as demais apresentadas, porém, também possui o maior custo e só é aplicada em grandes centros consumidores que exigem altíssima confiabilidade (BROWN, 2009). O diagrama dessa configuração é apresentado na Figura 1.6.

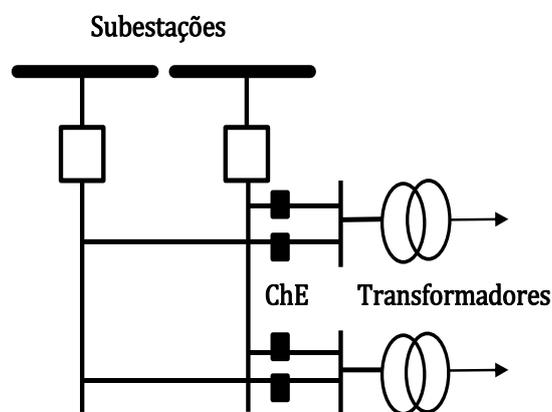


Figura 1.6- Topologia *spot network*.

### 1.1.3 Sistema de distribuição secundária

O sistema de distribuição secundária constitui a última camada do sistema de distribuição. Assim, fornece eletricidade aos consumidores de baixa tensão como residências, pequenos comércios e pequenas indústrias. As redes desses sistemas, por possuírem tensões mais baixas, são de menor alcance (da ordem de centenas de metros) e também têm maiores quedas de tensão e conseqüentemente maiores perdas. Além disso, essas redes não são equipadas com sistemas de proteção sofisticados para detectar e/ou extinguir faltas, pois exigem menor confiabilidade (BROWN, 2009; SHORT, 2014). No Brasil, esses sistemas são normalmente padronizados em 220/127 V e 380/220 V. O esquema básico dessa parte do sistema é mostrado na Figura 1.7.

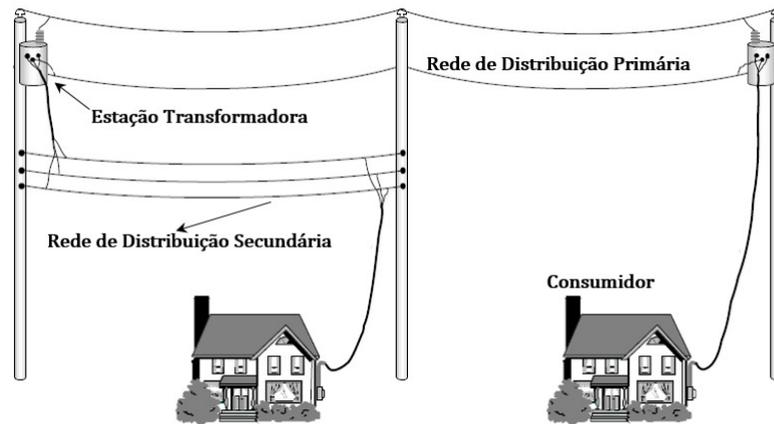


Figura 1.7- Sistema de distribuição secundária. Adaptado de BROWN (2009).

Para melhor atender aos consumidores e preservar os dispositivos do sistema, segundo SEELYE (1930 apud: GÖNEN, 2014) as redes de distribuição secundárias de energia elétrica devem ser dimensionadas considerando 4 características básicas :

- i. As cargas devem ser divididas de forma equilibrada entre as estações transformadoras, de modo que umas não fiquem muito mais carregadas que outras;
- ii. A corrente de falha também deve ser dividida de maneira adequada entre os transformadores do sistema;
- iii. Todos os consumidores devem ser atendidos com tensões adequadas;
- iv. Ter suporte para que curtos-circuitos em qualquer ponto que seja não interrompam o fornecimento.

Apesar de essa quarta característica ser referente à continuidade do serviço mesmo em condições de curto-circuito, as seções das redes secundárias não são dotadas de sistemas de proteção sofisticados. No entanto, elas são normalmente projetadas para queimar-se sem o uso de fusíveis de seção ou de outros dispositivos de proteção contra sobrecarga. Dessa forma, para que isso seja possível, os cabos são menores para que a corrente de curto-circuito necessária para queimar o cabo seja menor e as quedas de tensão não sejam superiores a 3 %, evitando perdas de outros equipamentos tais como transformadores.

Outra forma de proteção de seções de redes secundárias de energia elétrica é com o uso de limitares. Esses componentes existem principalmente porque a queima do cabo apenas em decorrência da corrente de curto-circuito é mais eficiente em redes com

tensões mais baixas como as que operam em 120 V. Segundo GÖNEN (2014), em redes de tensões mais elevadas como as de 480 V, em alguns casos, apenas esperar a queima do cabo pode resultar em danos extensos ao cabo, incêndios e interrupções do serviço. Assim, os limitadores são usados por possuírem uma alta capacidade fusível. Dessa forma, esses elementos são colocados em todas as junções de todos os condutores de fase, sendo projetados para permitir a passagem normal de corrente para a carga, mas derreter diante de correntes de faltas.

Por outro lado, os transformadores de redes secundárias, geralmente, são resguardados por fusíveis e disjuntores que isolam estes equipamentos em casos de faltas. Por isso, os limitadores devem ser capazes de derreter antes que esses fusíveis atuem para provocar a interrupção do fornecimento, sem oferecer ainda riscos ao isolamento do cabo. O diagrama unifilar de uma rede secundária é mostrado na Figura 1.8.

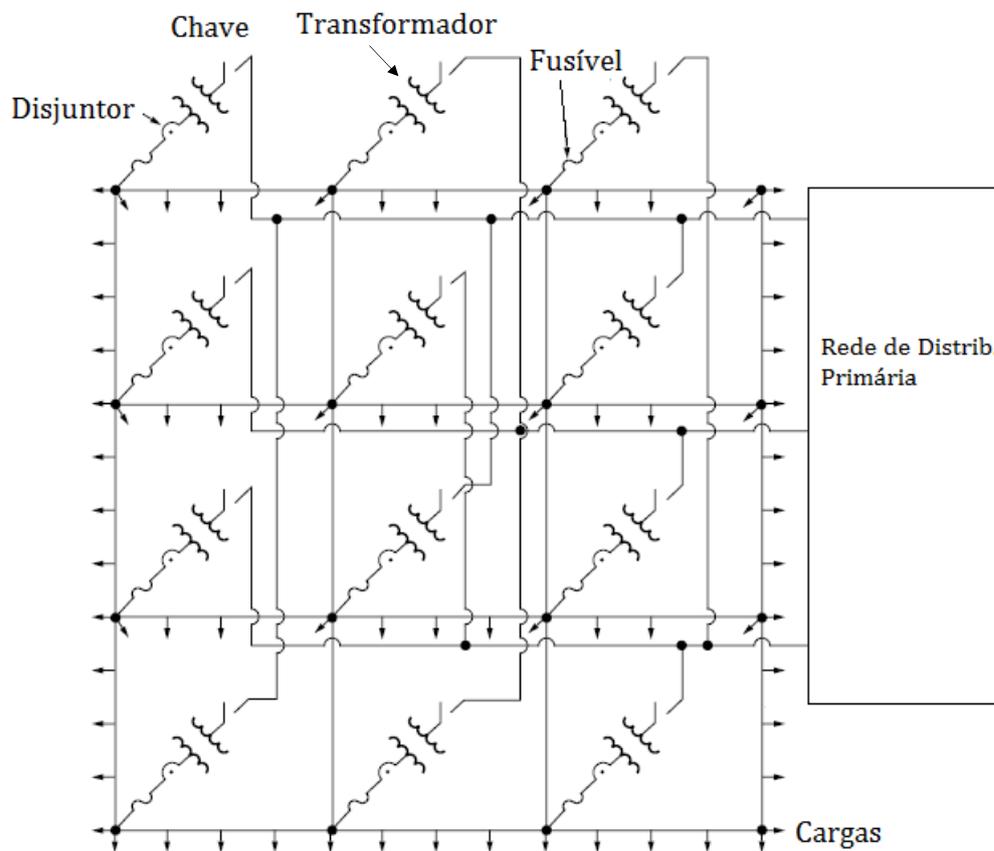


Figura 1.8 - Diagrama unifilar de rede secundária. Adaptado de GÖNEN (2014).

Grande parte das redes secundárias possui topologia radial, pois os custos de implantação de uma rede malhada só são justificáveis nos casos em que as necessidades de confiabilidade e continuidade de serviço são essenciais, o que se verifica em áreas com cargas sensíveis (DILLARD, 1965; GÖNEN, 2014). As redes secundárias foram inicialmente construídas em malha, contudo, quando a demanda de carga começou a aumentar elas foram convertidas para a configuração radial por meio da instalação de novos transformadores e seccionamento de malhas (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005), tornando-se economicamente mais viáveis. No entanto, a aplicação de redes de topologia malhada é ainda comum em áreas de grande densidade de cargas. A exemplo, no Brasil, esse tipo de construção tem sido utilizada por empresas como a Eletropaulo para melhorar a confiabilidade de sistemas subterrâneos (OHARA *et al.*, 2010). Além disso, há uma construção de rede secundária denominada *spot network* cuja utilização é justificável somente em áreas de alta densidade de carga que exigem alto grau de confiabilidade. Isso porque, nesse tipo de topologia cada barramento consumidor é suprido por mais de um transformador, sendo a conexão destes em paralelo. A construção típica dessas redes é ilustrada em um digrama simplificado na Figura 1.9.

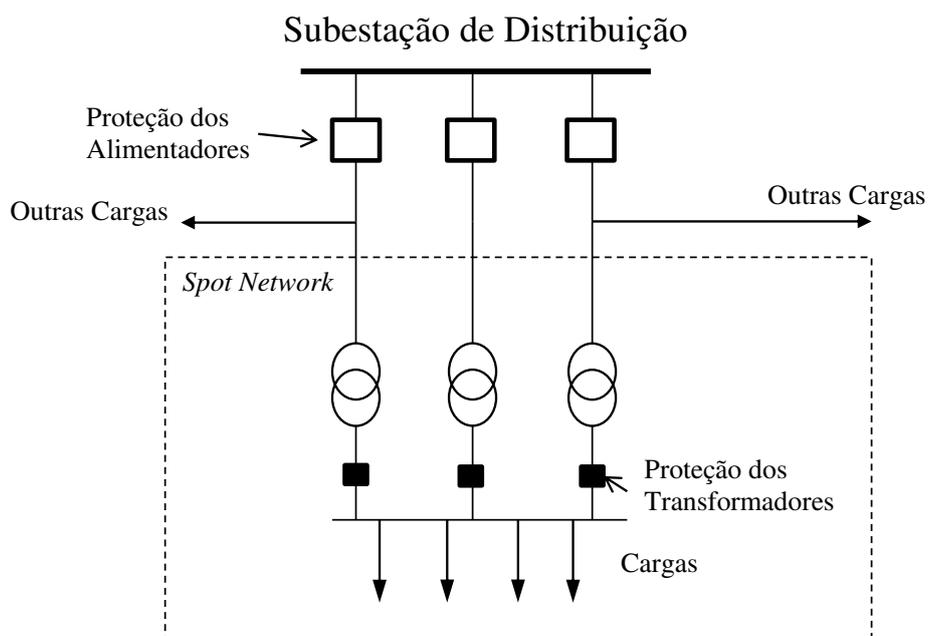


Figura 1.9 - Esquema topologia *spot network*.

#### 1.1.4 Redes Elétricas Inteligentes

Os sistemas de distribuição encontram-se no último nível hierárquico dos sistemas de potência e são, em sua maioria, circuitos passivos, i.e., funcionam em um só sentido de fluxo de potência recebendo eletricidade dos sistemas de transmissão e entregando-a aos consumidores. No entanto, fatores como a necessidade de integração de energia renovável, necessidade de eficiência energética, entre outros, têm causado mudanças no setor elétrico (HADJSAÏD; SABONNADIÈRE, 2012). Alguns agentes têm tido papéis fundamentais nessas transformações que são notadas principalmente nas últimas duas décadas, são eles: os movimentos de proteção ao meio ambiente, o aumento de consumo e a escassez de recursos. Tais elementos têm estimulado o desenvolvimento e melhoramento de tecnologias que fornecem energia limpa, que são geradas a partir de fontes renováveis. Além disso, esses motivadores impulsionam a criação de novas formas de consumo, o chamado consumo sustentável, que induz a utilização de gerações menores e que ficam localizadas mais próximas as cargas, conhecidas como gerações distribuídas, e a inserção de novas cargas, como os carros elétricos (HADJSAÏD; SABONNADIÈRE, 2012; MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO, 2014).

A implantação dos geradores distribuídos tende a aumentar a interconectividade das redes de distribuição, i.e., a topologia das redes de distribuição secundárias tende a ser do tipo malhada. Além disso, as fontes renováveis possuem características de intermitência, o que exige que a rede seja mais inteligente, i.e., que ocorra a auto detecção de falhas e auto correção destas. Tais características fizeram surgir o conceito de *smart grids*, ou Redes Elétricas Inteligentes (REI), que envolvem múltiplas tecnologias de informação e comunicação para tornar as redes mais econômicas, seguras e sustentáveis (HADJSAÏD; SABONNADIÈRE, 2012).

De acordo com HADJSAÏD; SABONNADIÈRE (2012) ainda não há um consenso para definir REI e isso ocorre porque essas redes têm sido concebidas ao redor do mundo para atender a necessidades diferentes. Na China, por exemplo, a criação dessas redes é estimulada pelo rápido desenvolvimento da rede e a necessidade de integrar gerações eólicas a esta. Por outro lado, nos EUA as REI estão sendo

desenvolvidas para resolver principalmente problemas de apagões, gestão de ativos e demanda máxima. No Brasil, a criação das REI é impulsionada por fatores como a possibilidade de redução de custos, perspectiva de definição de melhores políticas de manutenção e exigências de melhor qualidade do fornecimento de energia (MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO, 2014), além do potencial eólico e solar do país. No entanto, apesar das diferenças de objetivos, REI têm em comum o uso de tecnologia da informação, sistemas de comunicação e sistemas de controle para que a rede elétrica possa de forma autônoma detectar falhas e corrigi-las da melhor maneira possível. Além disso, a REI deve fornecer suporte a recursos energéticos distribuídos auxiliando a economia e o consumo sustentável (HADJSAÏD; SABONNADIÈRE, 2012). Para tanto, alguns dispositivos específicos são necessários. Dentre os principais, podem-se citar os seguintes:

- i. **Processadores inteligentes:** presentes em todos os componentes da rede serviriam para realizar uma análise do estado da rede e definir ações de controle para cooperar para auto-recuperação em casos de falhas. Para tanto, tais processadores devem ter suas ações independentes do controle central e mais velozes que este, sendo capazes de atuarem ainda que em casos de ilhamentos (AMIN; WOLLENBERG, 2005).
- ii. **Geradores distribuídos:** unidades geradoras de pequeno porte, geralmente com capacidade de até 50 MW, localizadas próximas ou no local das cargas. Tais geradores podem possuir como fontes primárias de energia recursos renováveis ou não, tais como: combustíveis fósseis, vento, sol e biomassa (MASTERS, 2004). Como essas gerações distribuídas proporcionam a descentralização da geração e com isso a redução de investimentos em sistemas de transmissão, redução de perdas, diminuição do carregamento das redes de distribuição e melhora do perfil de tensão, elas são consideradas elementos primordiais dentro do contexto de REI.
- iii. **Medidores inteligentes:** são medidores que fornecem informações bilateralmente, i.e., a consumidores e à concessionária, em tempo real através de parâmetros como tensão, corrente, potência ativa e reativa. Tais informações permitem, por exemplo, que o consumidor tenha

capacidade para gerir seu consumo de forma que o próprio medidor tenha capacidade de desligar, ligar e controlar remotamente as cargas.

- iv. **Unidades de medição fasorial:** são dispositivos que por meio de diversas medições de ondas de tensão e corrente sincronizadas com o sistema de posicionamento global fornecem o estado da rede.
- v. **Microrredes:** é uma rede de pequena amplitude cuja construção contendo controladores locais e controlador central permite que seja a ela conectada gerações e cargas sem a necessidade de reconfigurações (FARHANGI, 2010).

O funcionamento de tais componentes na rede pode ser compreendido de maneira mais geral por meio da Figura 1.10, em que são abordados as funcionalidades desses componentes nas REI.

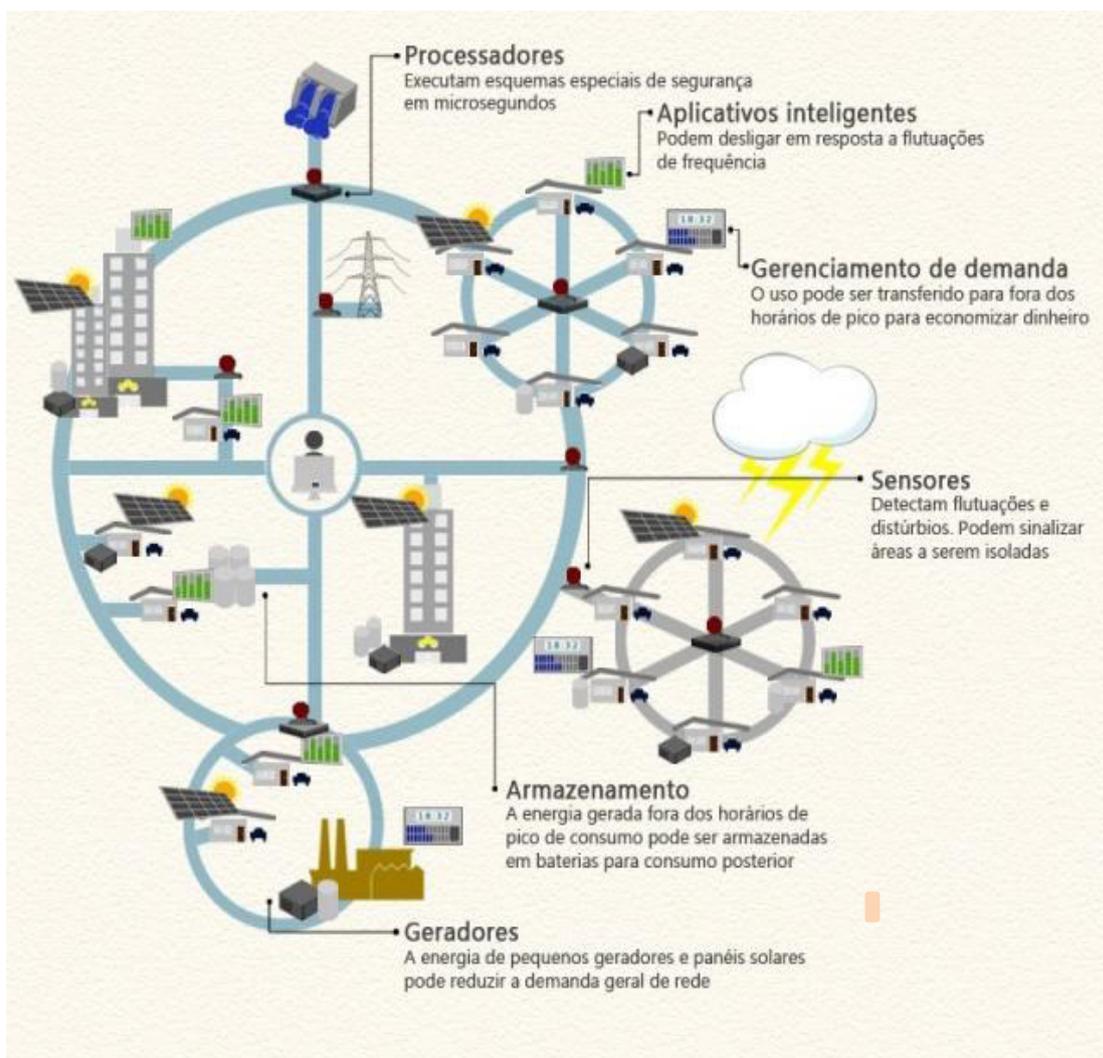


Figura 1.10 - Principais funcionalidades de uma REI. Fonte: GHEDIN (2012).

Um dos principais passos para tornar as REI em realidade é adotar uma configuração para as redes de distribuição que ofereça menores perdas, melhor suporte para os recursos distribuídos e maior confiabilidade. Essas exigências podem ser atendidas com a utilização de redes com topologia malhada. Desse modo, acredita-se que a tendência natural seja a passagem da topologia radial, típica de redes de distribuição de média tensão, para a rede em malha. Além disso, redes que operam em áreas com alta densidade de carga com consumidores que exigem níveis de confiabilidade elevados são essencialmente de topologia malhada. Por isso, diante do cenário mundial e brasileiro, é imprescindível que novas ferramentas de análise sejam idealizadas para as redes de distribuição de topologia malhada (DUGAN *et al.*, 2010; HEYDT, 2010).

## **1.2 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA**

Os SEP são projetados e mantidos para atender aos consumidores de forma contínua e confiável. Além disso, para a conservação dos equipamentos conectados à rede, é necessário manter tensão, corrente e frequência em padrões de qualidade mesmo diante da ocorrência de distúrbios na rede elétrica. Esses padrões de qualidade, que englobam a chamada qualidade de energia, têm sido cada vez mais explorados devido à crescente inserção de equipamentos eletrônicos sensíveis, tais como os de informática. Os estudos de qualidade de energia são realizados considerando-se basicamente dois enfoques (KAGAN; ROBBIA; SCHMIDT, 2009; SALLAM; MALIK, 2011): qualidade do serviço e qualidade do produto.

A qualidade do serviço está ligada à continuidade do fornecimento de energia elétrica. Assim, os índices relacionados a esse enfoque estão associados com a frequência e a duração de interrupções causadas por falhas ou por ações de manutenção de componentes da rede.

Por outro lado, a qualidade do produto está relacionada à forma de onda dos circuitos trifásicos que alimentam os consumidores. Conseqüentemente, esse enfoque da qualidade de energia está diretamente associada à qualidade da tensão entregue aos consumidores do sistema de distribuição. Os principais fenômenos associados com a

qualidade do produto são (GÖNEN, 2014; BROWN, 2009; KAGAN; ROBBA; SCHMIDT, 2009; SALLAM; MALIK, 2011):

- i) Variações de frequência: está relacionada a variações das frequências das tensões de fornecimento frente a um valor padrão, no Brasil de 60 Hz. Tais variações são causadas principalmente devido a constante alteração de consumo e conseqüente reajuste de geração para manutenção do equilíbrio de frequência.
- ii) Variações de tensão de longa duração: são sobretensões, subtensões ou interrupções sustentadas, na frequência nominal do sistema, com duração superior a 1 minuto. Essas variações são causadas principalmente pelas variações da carga ao longo do dia. No Brasil, tal abordagem é também conhecida como conformidade de tensão (CT).
- iii) Variações de tensão de curta duração: são também aumentos ou diminuições do valor eficaz da tensão, porém, com durações inferiores a 1 minuto. Essas variações são causadas principalmente por curtos-circuitos nas redes e conexões de equipamentos com altas correntes de partida. Essas variações são subdivididas em três classes: afundamentos de tensão, que são reduções da tensão para valores entre 0,1 e 0,9 p.u. da tensão nominal, elevações de tensão, em que as tensões são aumentadas para valores entre 1,1 e 1,8 p.u. da tensão nominal, e interrupções, que ocorrem quando a tensão é diminuída para magnitudes abaixo de 0,1 p.u. da tensão nominal.
- iv) Distorções harmônicas: são deformidades na forma de onda de tensão causadas pela presença de tensões ou correntes senoidais com frequências múltiplas da frequência nominal do sistema, conhecidas como harmônicas, que são provocadas por cargas não-lineares, tais como *no-breaks*, máquinas de solda elétrica e microcomputadores.
- v) Desequilíbrios de tensão e corrente: estão relacionados a variações de tensão e corrente em regime permanente entre fases do sistema trifásico,

habitualmente, definidas pela relação das componentes de sequência negativa e positiva. Normalmente esse fenômeno é provocado pela diferença de carregamento entre fases e pela assimetria das redes.

- vi) Flutuações de tensão: também conhecidas como cintilações ou *flicker* devido ao efeito de variação de intensidade que provocam em sistemas de iluminação, são variações aleatórias de baixa frequência na magnitude da tensão. Essas variações, normalmente, situam-se entre 0,9 p.u. e 1,1 p.u. da tensão nominal.

Os efeitos na forma de onda senoidal causados por cada um dos distúrbios mencionados são apresentados na Figura 1.11.

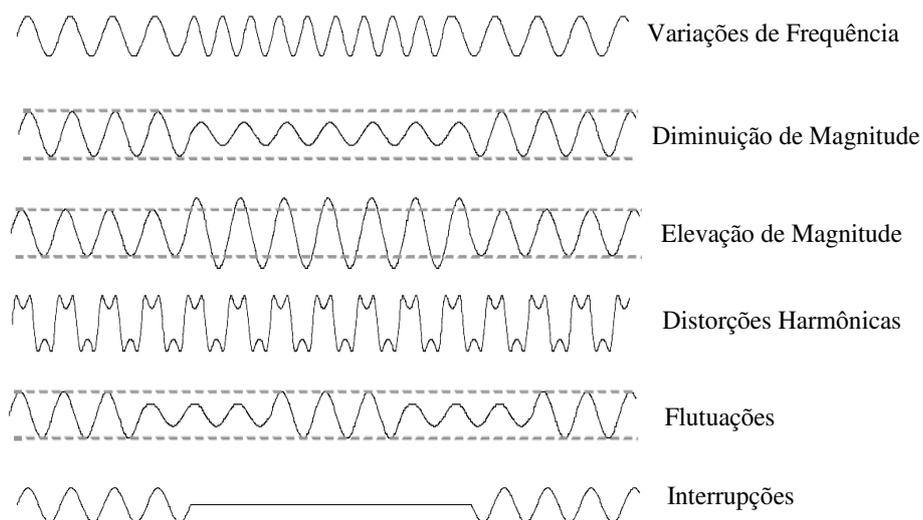


Figura 1.11- Principais distúrbios analisados pela qualidade de energia. Adaptado de BROWN (2009).

Segundo KAGAN; ROBBA; SCHMIDT (2009), no Brasil, a avaliação dos índices de qualidade de energia foi mais estimulada pela reestruturação do setor elétrico brasileiro, na década de 1990, que concedeu setores do SEP à iniciativa privada, principalmente o segmento da distribuição. Em virtude disso, era necessário criar meios de regulamentação para que o setor privado não explorasse os consumidores e ao mesmo tempo entregasse um produto de qualidade. Dessa forma, foi criada a Agência

Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que, dentre outros papéis, regulamenta os padrões de qualidade de energia por meio do módulo 8 dos Procedimentos da Distribuição (PRODIST).

Neste trabalho, o aspecto da qualidade de energia tratado é o das variações de tensão de longa duração, pois, o monitoramento e controle dessas variações são imprescindíveis para evitar a operação indevida de equipamentos elétricos, que são projetados para funcionarem dentro de faixas específicas de tensão.

### **1.3 CONFORMIDADE DE TENSÃO**

Como citado anteriormente, o estudo da CT refere-se à avaliação das variações de tensão de longa duração (variações com durações superiores a 1 minuto) associadas a:

- i) **Sobretensões:** são elevações do valor eficaz da tensão normalmente da ordem de 1,1 a 1,2 p.u. da tensão nominal. Tais elevações são ocasionadas, em geral, por desconexões de cargas elevadas, conexões de bancos capacitivos ou existência de controles de tensão inadequados (tapes conectados de maneira incorreta). Os equipamentos eletrônicos são os mais afetados por esses distúrbios.
- ii) **Subtensões:** diminuição, habitualmente na faixa entre 0,8 e 0,9 p.u., do valor eficaz da tensão devido a fatores como alto carregamento dos alimentadores, conexão de cargas ao sistema e desconexão de capacitores. As subtensões provocam problemas como o sobreaquecimento e aumento do tempo de partida de motores de indução e redução da intensidade de iluminação de lâmpadas incandescentes.
- iii) **Interrupções sustentadas:** ocorrem quando o valor eficaz da tensão permanece em zero de forma voluntária, quando a rede é desenergizada para manobras de manutenção, ou imprevista, quando falhas em componentes da rede interrompem o fornecimento de energia elétrica.

A tensão de atendimento é definida como a tensão no ponto de entrega ou de conexão obtida por meio de medição. No Brasil, a ANEEL, no oitavo módulo do PRODIST, define para a tensão de atendimento três faixas para classificação de indicadores para avaliar a CT, são elas: adequada, precária e crítica. Essas faixas são estipuladas de acordo com um valor de tensão de referência (TR) que pode ser a nominal ou a contratada. Portanto, esse valor varia de acordo com a classe de tensão e o padrão de conexão (monofásico bifásico ou trifásico) do consumidor. Para consumidores trifásicos com tensões de referência na faixa de 1 kV a 69 kV, os valores de classificação da tensão de leitura (TL), medida para avaliar a qualidade da tensão, são mostrados na Tabela 1.1.

Tabela 1.1- Faixas de tensão de leitura de consumidores trifásicos de classe de tensão entre 1 kV e 69 kV.

<b>Classificação da Tensão de Atendimento</b>	<b>Valores Padronizados</b>
<b>Adequada</b>	$0,93 TR \leq TL \leq 1,05 TR$
<b>Precária</b>	$0,90 TR \leq TL < 0,93 TR$
<b>Crítica</b>	$TL < 0,90 TR$ ou $TL > 1,05 TR$

A fim de mensurar a adequação das tensões de atendimento, a ANEEL define os seguintes indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão baseados em medições da tensão de atendimento:

- i) Duração relativa do estado precário de tensão (*DRP*):

$$DRP = \frac{nlp}{NL} \times 100[\%] \quad (1.1)$$

- ii) Duração relativa do estado crítico de tensão (*DRC*):

$$DRC = \frac{nlc}{NL} \times 100[\%] \quad (1.2)$$

- iii) Duração relativa da faixa de tensão precária equivalente (*DRP<sub>eq</sub>*):

$$DRP_{eq} = \left[ \sum_{i=1}^{Np} DRP_i \right] / NPC \quad (1.3)$$

iv) Duração relativa da faixa de tensão crítica equivalente ( $DRC_{eq}$ ):

$$DRC_{eq} = \left[ \sum_{i=1}^{Nc} DRC_i \right] / NPC \quad (1.4)$$

v) Índice de unidades consumidoras com tensão crítica ( $ICC$ ):

$$ICC = \frac{Nc}{NPC} \quad (1.5)$$

Em que:

$nlp$  e  $nlc$  são, respectivamente, o número de leituras de tensões nas faixas precária e crítica.

$Np$  ( $Nc$ ) representa o total de unidades consumidoras com registros de tensão na faixa precária (crítica).

$NPC$  é o número total de unidades consumidoras.

$NL$  é o número de leituras válidas realizadas. A ANEEL exige como padrão  $NL = 1.008$ , que correspondem a leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos de 10 minutos durante sete dias.

Tais índices, tomados a partir de medições de tensão, são fundamentais para determinar índices reais dos sistemas de distribuição e servem principalmente para controles de qualidade das concessionárias visando à proteção dos consumidores. Para tanto, a ANEEL estabelece que os valores do  $DRP$  e  $DRC$  não ultrapassem, respectivamente, 3 % e 0,5 %. Do contrário, as concessionárias são obrigadas a fazer compensações, com descontos nas contas de energia elétrica, aos consumidores. Além disso, as concessionárias devem ressarcir perdas e danos ocasionados por problemas de qualidade de energia. Segundo VIEIRA (2012), apesar da importância para a obtenção

de valores reais de índices de CT, o método de avaliação de índices de CT por meio de medições possui alguns inconvenientes:

- i) Necessidade de instalação de medidores de tensão, o que torna o método de custo elevado;
- ii) Tempo elevado para obter os índices, pois estes dependem de processamentos de dados coletados em um período mínimo de um mês civil;
- iii) Impossibilidade de previsão de índices, pois são baseados em estatísticas passadas.

Por outro lado, os índices de CT podem também ser obtidos por meio de simulações que dependem fundamentalmente do cálculo do estado da rede em regime permanente, que é obtido por fluxos de carga ou estimadores de estado. Essa forma de análise possui as seguintes vantagens (VIEIRA, 2012):

- i) Fornecer resultados quase que imediatos, pois os dados estatísticos das tensões nodais são obtidos a partir de amostras sintéticas (simuladas);
- ii) Baixo custo, pois dependem apenas de dados das redes elétricas;
- iii) Capacidade de simular diversos cenários possíveis da rede elétrica, como os de contingências, aumento de demanda, desconexão de bancos capacitivos.

Essa possibilidade de mudança de cenários é especialmente interessante para o planejamento, que tem a capacidade de gerar análises preditivas baseadas em prováveis cenários de operação. Dessa forma, é viável simular possíveis falhas, ou mesmo testar novos elementos no sistema, como é o caso da geração distribuída. Nesse contexto, surge a estimação probabilística da conformidade de tensão dos sistemas de distribuição.

#### **1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE A ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DA CONFORMIDADE DE TENSÃO**

A quantidade de trabalhos que versam sobre a análise probabilística da CT é restrita. Entretanto, é possível encontrar alguns trabalhos que surgiram principalmente para avaliar o impacto da inserção de geradores distribuídos na CT em redes de distribuição de topologia radial.

Em VIEIRA (2012) é desenvolvida uma metodologia para estimar os índices probabilísticos de conformidade de tensão em redes de distribuição radiais considerando a inserção de geradores distribuídos a gás. Além disso, o impacto da modelagem da carga nos indicadores de conformidade de tensão é analisado. Nesse trabalho, os diversos cenários do sistema são simulados por meio da Simulação de Monte Carlo (SMC) considerando possíveis falhas dos geradores distribuídos para avaliar a influência disto nos indicadores. Os resultados mostram que com a inserção dos geradores distribuídos há uma melhora significativa dos índices de CT. Isso ocorre porque os geradores são capazes de compensar o fato de que, em redes de distribuição de topologia radial, consumidores mais próximos à subestação sejam alimentados com uma tensão maior do que aqueles consumidores mais distantes. Esse efeito é causado pela dispersão da geração que eleva os níveis de tensão das barras próximas a ela e compensa as perdas das linhas. No entanto, as possíveis falhas dos geradores podem levar o estado do sistema a regiões de tensão crítica e/ou precária, principalmente se a falha ocorrer simultaneamente a uma elevação de demanda da carga.

Em SILVA; RODRIGUES; SILVA (2015) um estudo sobre o efeito de geradores distribuídos nos índices de CT de redes de topologia radial também é realizado. Entretanto, nesse caso são considerados geradores eólicos, que além de incertezas associadas à disponibilidade têm a potência gerada dependente da velocidade do vento que é uma variável estocástica. Para a realização desse estudo, são consideradas três tipos de tecnologia de geradores eólicos: velocidade fixa com passo variável, velocidade fixa com passo fixo e velocidade variável com passo variável. Os resultados mostram que o impacto de todas essas tecnologias é menor na adequação de tensão do que a aplicação de geradores a gás. Isso ocorre porque as variações da velocidade do vento alteram a potência fornecida pelo gerador distribuído diminuindo a influência destes nos índices de CT. Dentre as tecnologias testadas, o modelo de velocidade variável e passo variável foi o que apresentou o maior impacto positivo.

Por outro lado, em SILVA; RODRIGUES; SILVA (2016) é o impacto da tecnologia dos painéis solares que é avaliado nas variações de tensão de longa duração. Novamente, a geração distribuída a gás mostra resultados mais positivos, isso ocorre pelas incertezas associadas com a irradiância e a temperatura do sol. Contudo, os resultados mostram mais uma vez que o impacto positivo na adequação do perfil de tensão das redes de distribuição com a inserção de geradores distribuídos deve ser

ponderado pela variabilidade na potência de saída destes geradores devido as incertezas na radiação solar.

Esses trabalhos foram implementados a partir da metodologia da SMC e desenvolvidos para análises de redes com topologia radial. Contudo, observa-se que ainda não existem pesquisas que abordam a análise probabilística da conformidade de tensão para redes malhadas, objeto deste trabalho. Como mencionado, tal topologia oferece maior suporte e confiabilidade para os novos paradigmas do setor elétrico. No entanto, tais redes elétricas estão sujeitas a falhas nos circuitos que não necessariamente causarão interrupções de serviço, como acontecem nas redes de topologia radial. Dessa forma, o planejamento deve envolver o impacto dessas falhas nos índices de CT. Além disso, em uma rede de topologia malhada deve haver sistemas de proteção que impeçam fluxos reversos nos transformadores da rede, o que também pode deteriorar o perfil de tensão da rede. Por isso, neste trabalho propõe-se estimar índices probabilísticos de CT para cenários que envolvam variações cronológicas da carga, falhas nos circuitos e atuação de sistemas de proteção.

## **1.5 ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA**

Desde o primeiro sistema de fornecimento de energia elétrica criado em 1882 por Thomas Edison aos dias atuais, os SEP passaram por diversas transformações. Fatores como a diversificação (antes apenas lâmpadas) e aumento das cargas fizeram com que grandes centros geradores e sistemas de transmissão e distribuição mais confiáveis fossem criados. No entanto, mesmo com a modernização e crescimento dos SEP, o aumento crescente da demanda em conjunto com a necessidade de barateamento dos custos operacionais têm levado os SEP a trabalharem cada vez mais próximos de seus limites funcionais (ALVES, 2000). Tais limites estão relacionados às capacidades de carregamento, nível de tensão, corrente e frequência dos componentes da rede. Dessa forma, estudos mais detalhados e criteriosos de operação, manutenção e planejamento dos SEP são necessários. Nesse âmbito surge a análise da estabilidade de tensão (ET) que está diretamente correlatada ao carregamento do sistema.

De acordo com KUNDUR (1994) a ET é a habilidade do sistema em manter as tensões de todas as barras dentro de faixas de tensão que sejam suportadas pelos

dispositivos do SEP, tanto em condições normais de operação, quanto após a ocorrência de distúrbios. O descontrole desses níveis pode provocar o aumento ou a diminuição de forma contínua e desordenada das tensões do sistema levando até mesmo à interrupção do fornecimento, o que é conhecido como colapso de tensão (KUNDUR, 1994).

Os fenômenos de instabilidade de tensão podem ser abordados em quatro subdivisões (KUNDUR, 1994; AJJARAPU, 2006):

- i) Estabilidade de tensão a grandes perturbações: análise da capacidade do sistema de equilíbrio das tensões nodais, dado por meio de interações dos sistemas de controle e proteção e suporte de potência, após a ocorrência de grandes distúrbios, tais como: faltas no sistema, perda de geração ou contingência em circuitos. O período de tempo nesse estudo varia de poucos segundos a dezenas de minutos.
- ii) Estabilidade de tensão a pequenas perturbações: verificada quando características das cargas e dos sistemas de controle em um dado instante de tempo conseguem manter estáveis as tensões na ocorrência de pequenas perturbações, tais como incremento de carga.
- iii) Estabilidade de tensão de curto prazo: parte da análise do equilíbrio das tensões em relação a ocorrências dinâmicas no sistema, como acionamentos de motores de indução, cargas controladas eletronicamente e conversores HVDC (*High Voltage Direct Current*), assim, o período considerado é da ordem de segundos.
- iv) Estabilidade de tensão de longo prazo: estuda o impacto de equipamentos de ações mais lentas, tais como transformadores com *tap* variável e geradores limitadores de corrente, na manutenção das faixas aceitáveis de tensão.

KUNDUR (1994) define a ET como um problema antigo nos sistemas de potência que, porém, só começou a receber mais atenção na década de 80. Essa preocupação mais tardia é explicada porque problemas de instabilidade de tensão eram comumente relacionados a sistemas pouco robustos e com linhas extensas. Com o

passar dos anos, as restrições de orçamento e roteamento para construção de linhas e o crescimento da demanda tornou os sistemas, mesmo os mais desenvolvidos, susceptíveis a problemas de instabilidade de tensão. Alguns problemas memoráveis de colapso de tensão, que evidenciaram a importância dos estudos na área, são citados por AJJAPARU (2006). Dentre esses, pode-se citar o colapso de tensão ocorrido em 1996 no oeste estadunidense. Segundo o relatório gerido para explicar o que aconteceu em tal ocasião, uma sucessão de fatores levaram o sistema a problemas de estabilidade de tensão deixando cerca de 2 milhões de consumidores sem eletricidade. Outro caso interessante ocorreu um ano depois no Chile em que problemas de instabilidade de tensão provocaram a interrupção de 80 % da carga. Os sistemas chilenos são predominantemente radiais e, por isso, mais propensos a problemas de ET. Um exemplo brasileiro ocorreu no ano de 1997 quando o sistema S/SE experimentou dois acontecimentos seguidos de colapso de tensão o que culminou na formação de uma força tarefa para desenvolver metodologias e critérios de estudos para avaliar a estabilidade de tensão no sistema interligado S/SE e N/NE (RODRIGUES, 2009).

A aptidão de manter as tensões equilibradas é dada principalmente pela capacidade de fornecimento de potência reativa (TAYLOR, 1993; KUNDUR, 1994), i.e., está diretamente ligada à máxima capacidade de transferência de potência do sistema. Assim, é associada à margem de estabilidade de tensão (MET) que é a distância entre o ponto de operação e a máxima capacidade de transferência de potência do sistema.

A instabilidade de tensão pode decorrer de vários aspectos do sistema de potência associados com:

- i) Perda de controlabilidade, que é quando as ações de controle do sistema, como corte de carga, operação de *taps* de transformadores e chaveamento de bancos capacitivos, têm efeito oposto ao esperado deteriorando ainda mais os níveis de tensão;
- ii) Insolubilidade das equações do fluxo de potência, que ocorre quando o limite de máxima transferência de potência é violado.

Uma ferramenta útil e didática utilizada para explicar e conceituar o fenômeno da ET é a curva P-V, que relaciona as potências ativas nodais aos módulos de tensão.

Para o sistema de duas barras da Figura 1.12 considerando o módulo da tensão na barra 1 igual a 1 p.u. e um fator de potência constante igual a 0,9 na potência conectada à barra 2, uma curva P-V é construída na Figura 1.13.

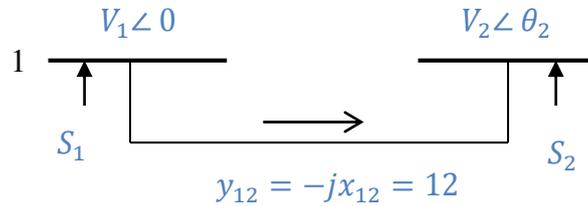


Figura 1.12 - Sistema duas barras.

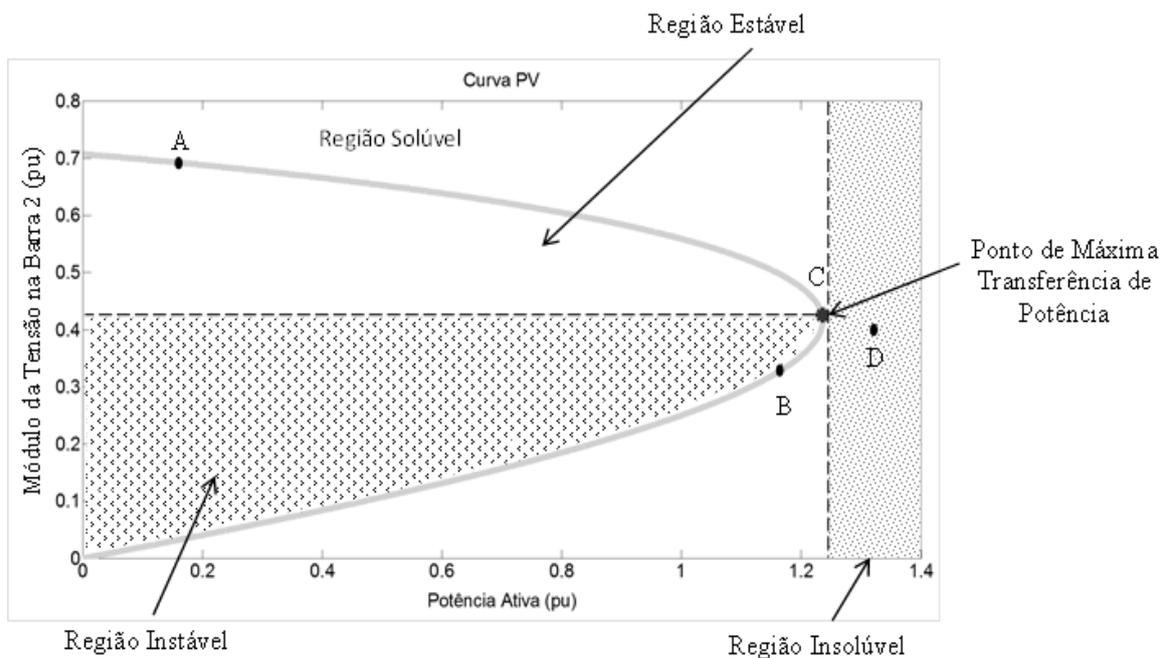


Figura 1.13 - Curva P-V para o sistema de duas barras da Figura 1.12.

Por meio da curva P-V mostrada na Figura 1.13 é possível entender o comportamento da tensão com relação ao carregamento da rede. O ponto C está associado ao ponto de máximo carregamento do sistema, i.e., o sistema não é capaz de fornecer potência acima da deste ponto, que é o caso do ponto D, em que as equações do fluxo de potência não possuem soluções reais (mecanismo de insolubilidade). Por

outro lado, a região de solubilidade é dividida em duas regiões: estável e instável. No ponto B, se mecanismos de controle atuarem para diminuir a carga devido à baixa tensão, haverá uma queda ainda maior no módulo da tensão, fenômeno caracterizado como perda de controlabilidade do sistema. Nesse caso, as ações de controle possuem efeito reverso. Isso ocorre em toda a região inferior da curva, dita instável. Por outro lado, o ponto A está em uma região em que, além de possuir solução para as equações do fluxo de potência, as ações de controle, tais como a redução da carga para a manutenção das tensões, têm efeitos positivos.

A avaliação da estabilidade de tensão em sistemas compostos de geração e transmissão está associada com dois paradigmas: estimação da MET e a identificação de barras com maior influência em estados instáveis através de fatores de participação calculados a partir da relação de sensibilidade entre as magnitudes das tensões e as injeções de potência ativa e/ou reativa. Os métodos mais tradicionais para a análise da estabilidade de tensão em sistemas compostos de geração e transmissão são:

- i) Método do fluxo de potência continuado (AJJARAPU; CHRISTY, 1992) que envolve a resolução sucessiva de fluxos de carga, o que o torna computacionalmente desinteressante, apesar de muito confiável.
- ii) Análise modal, herdada da análise da estabilidade de sistemas gerais, proposta em (GAO; MORISON; KUNDUR, 1992) que, basicamente, faz um estudo dos autovalores e autovetores dos termos de uma matriz Jacobiano reduzida a partir da consideração das variações de potência ativa nulas. Dessa forma, a precisão é comprometida porque as taxas de variações da potência reativa com relação ao módulo da tensão em barras PV são ignoradas.
- iii) Fluxo de potência ótimo (GRANVILLE; MELLO; A.C.MELO, 1996) que calcula a MET por meio da maximização da potência das cargas que fornece resultados precisos a custos computacionais um tanto elevados, pois, a aplicação do método de pontos interiores faz com que a cada iteração seja necessária a solução de um sistema de equações lineares igual a quatro vezes o número de barras do sistema mais o número de

controles. Além disso, esse sistema é indefinido (possui autovalores positivos e negativos), o que requer técnicas de pivoteamento dinâmico para assegurar a precisão e a estabilidade da solução do sistema. Esse tipo de pivoteamento também aumenta significativamente o cálculo da MET via fluxo de potência ótimo.

Pelas diferenças topológicas e operacionais, os métodos para análise da ET em sistemas de distribuição diferem daqueles utilizados em sistemas de geração e transmissão. Os principais métodos usados na análise da estabilidade de tensão de redes de distribuição serão descritos na próxima seção.

## **1.6 ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Geralmente, o controle de tensão e reativos em redes de distribuição é realizado através dos seguintes dispositivos: reguladores de tensão e bancos de capacitores. Por isso, tradicionalmente, a análise da ET em sistemas de distribuição está relacionada à vulnerabilidade que topologias radiais apresentam, já que essa é a configuração empregada em grande parte de tais sistemas. Nesse tipo de topologia as cargas são conectadas à fonte por apenas um caminho. Por isso, as redes radiais são mais propensas a problemas de instabilidade de tensão. Por outro lado, o mau condicionamento numérico das redes devido ao alto valor da razão  $R/X$  que ainda resulta em perdas de potência elevadas também estimulou a criação de métodos específicos para a análise da ET em sistemas de distribuição. Esses métodos podem ser analisados partindo-se de três vertentes que serão mostrados a seguir: exploração da topologia radial das redes de distribuição, inserção de novos componentes na rede, como os geradores distribuídos, e técnicas que consideram os desequilíbrios entre fases inerentes à rede de distribuição.

Nesse contexto, algumas abordagens para explorar a radialidade da rede na análise de ET foram propostas. Em JASMON; LEE (1991) e MOGHAVVEMI; FARUQUE (2001), aproveitando-se da topologia radial, a análise da ET é realizada a partir de uma redução da rede para um único circuito de duas barras. Dessa forma, a MET é calculada por meio de fórmulas analíticas fechadas advindas das restrições de

máxima transferência de potência do circuito equivalente. Assim, tais métodos não recorrem à solução de sistemas lineares o que reduz o tempo computacional. Em contrapartida, fornecem um índice sistêmico, logo, não conseguem indicar as áreas e barras mais vulneráveis do sistema.

Desde a década de 1990 o interesse em inserir geradores às redes de distribuição tem sido crescente (MASTERS, 2004), desse modo, os estudos de ET nestas redes têm sido direcionados neste sentido. Em GRILO *et al.* (2012) é proposto um modelo para avaliar o impacto da inserção de geradores distribuídos do tipo gaiola de esquilo na ET do sistema. Essa análise é feita a partir de fórmulas analíticas obtidas por meio do conceito de equilíbrio eletromecânico com o objetivo de calcular a máxima potência que o gerador pode fornecer sem violar a ET do sistema. Em HUANG; ZHANG; YANG (2015) é apresentado um estudo sobre o impacto da inserção de diferentes tecnologias de geradores distribuídos fotovoltaicos na estabilidade de tensão transitória. Essa avaliação dar-se a partir das alterações das curvas PV do sistema aos comportamentos dinâmicos dos sistemas fotovoltaicos.

Grande parte dos sistemas de potência é trifásica por este modelo apresentar vantagens de custo e operação (CASTRO; TANAKA, 1995). Em sistemas com mais de uma fase e desbalanceados a análise da ET pode tornar-se bastante complicada, isto porque as curvas PV das fases, que relacionam potência ativa e o módulo da tensão e determinam a máxima transferência de potência podem apresentar sentidos contrários e MET diferentes, o que impossibilita a determinação imediata de barras críticas ou de regiões de instabilidade (JUAUWATTANAKUL; MASOUM, 2011). Para diversos estudos dos sistemas de potência, inclusive de ET, assume-se o sistema balanceado e, portanto, um equivalente monofásico é suficiente para modelar a rede. Esse tipo de abordagem é suficiente para sistemas compostos de geração e transmissão. Porém, nos sistemas de distribuição esse desequilíbrio entre fases pode afetar índices de ET. Devido a isso, técnicas para analisar a ET em redes de distribuição desbalanceadas com e sem inserção de geradores distribuídos vêm sendo desenvolvidas. Em GUNALAN; RAMASAMY; VERAYIAH (2010) o impacto dos modelos de carga (corrente constante, potência constante, impedância constante e a combinação destas) é avaliado na ET de sistemas desbalanceados de topologia radial. Em JUAUWATTANAKUL; MASOUM (2011) é apresentado um índice baseado no quociente das tensões crítica e sem carga de sequência positiva para classificar quais barras estão mais suscetíveis a

problemas de instabilidade de tensão. Esse estudo é ampliado para verificar o impacto na ET após a inserção de geradores distribuídos eólicos em JUANUWATTANAKUL; MASOUM (2012).

A partir dos trabalhos apresentados é possível notar que diversos aspectos têm sido considerados para a análise da ET nas redes de distribuição. No entanto, essas técnicas não consideram redes com topologias malhadas, que são diferentes em diversos aspectos operacionais das redes de distribuição com topologia radial. Por exemplo, nas redes malhadas as falhas nos circuitos não causam necessariamente a interrupção do fornecimento de energia para os pontos de carga. Todavia, as falhas podem causar subtensões severas que podem levar o sistema a operar próximo ao seu limite de máxima transferência de potência. Por isso, este trabalho se propõe a realizar análises da ET em redes de distribuição de topologias malhadas.

## **1.7 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DA ESTABILIDADE DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Análises probabilísticas são de suma importância para o planejamento dos SEP. Entretanto, poucos trabalhos são encontrados a respeito da estimação probabilística da ET em redes de distribuição. Esses partem essencialmente de estudos para avaliar os impactos das incertezas associadas à inserção de geradores distribuídos e também às variações da carga, já que estes fatores têm ligação direta com as tensões nodais. Uma dessas análises é realizada em RAN; MIAO (2015), em que é apresentada uma técnica para determinar o ponto de máximo carregamento de redes de distribuição considerando incertezas associadas com erros de previsão de carga e variações na potência de saída da GD eólica para avaliar a ET nas três fases do sistema considerando o desbalanceamento das cargas. Tais avaliações são implementadas a partir de algoritmos auto adaptativos baseados em exames de partículas, método dos cumulantes e otimização não-linear.

Por outro lado, ABRI; EL-SAADANY; ATWA (2013) parte da alocação e dimensionamento ótimo de geradores distribuídos baseados em energia solar e eólica de forma a sempre melhorar a MET do sistema. Essa técnica considera as naturezas probabilísticas das cargas e das fontes (sol e vento) dos geradores. Para atingir tais

objetivos, o método analisa quais as barras estão mais propensas a problemas de instabilidade de tensão e por meio de programação não-linear inteira mista aloca e dimensiona os geradores.

Em LIU *et al.* (2015) é realizada uma análise estática da estabilidade de tensão em redes de distribuição radiais com geração distribuída renovável. A técnica proposta nessa referência se baseia na combinação das seguintes técnicas: fluxo de potência continuado (para estimar o ponto de máximo carregamento da rede) e estimação por pontos (para modelar incertezas associadas com a geração solar eólica). Os resultados obtidos pelos autores demonstraram que a técnica proposta tem boa precisão e eficiência computacional com relação à técnica da Simulação de Monte Carlo.

Um estudo sobre análise da estabilidade de tensão em redes de distribuição radiais com geração distribuída é realizado em ALMEIDA *et al.* (2013). O método proposto nessa referência estima o risco de estabilidade de tensão usando a Simulação de Monte Carlo para modelar incertezas associadas com a geração renovável e o Método do Vetor Tangente para realizar a análise da estabilidade de tensão. Os resultados obtidos demonstraram que o risco de instabilidade de tensão é significativo devido a presença de incertezas associadas com a intermitência da geração renovável e dos controles de tensão e potência reativa dos geradores.

O modelo proposto em KENARI; SEPASIAN; NAZAR (2018) combina os cumulantes, técnica de máxima entropia e fluxo de potência de varredura progressiva/regressiva para estimar índices de instabilidade de tensão nodais em uma estrutura probabilística. A estimação dos índices de estabilidade de tensão nodais é realizada considerando-se incertezas na geração distribuída e na carga. Os resultados obtidos pelos autores em diversos casos de estudo comprovaram que o método é preciso e tem baixo custo computacional com relação à Simulação de Monte Carlo.

A partir da revisão bibliográfica realizada, observa-se que as metodologias relacionadas à estimação probabilística da ET têm as seguintes características:

- i) Efeitos de incertezas relacionadas à inserção de geradores distribuídos baseados em fontes estocásticas, como os gerados eólicos e solares, são considerados na estimação dos índices;
- ii) Erros de previsão de carga também têm sido modelados nestas referências;

- iii) As metodologias apresentadas em todas as referências são aplicadas somente em topologias radiais;
- iv) Nenhum artigo citado considerou falhas nos circuitos da rede de distribuição devido à limitação das aplicações a topologia radial;
- v) Redes de distribuição com topologia malhada não são consideradas em nenhuma referência.

No entanto, como anteriormente citado, a inserção de geradores na rede distribuição exige uma configuração que ofereça maior suporte e confiabilidade. Esses objetivos podem ser alcançados com a aplicação da topologia malhada. Assim, neste trabalho será realizada a estimativa de índices de ET para redes de distribuição com topologia malhada considerando incertezas nos circuitos, variações cronológicas na carga e a resposta do modelo de proteção, semelhantemente ao realizado na CT, pois, ambas são abordadas a partir das tensões de estado permanente a rede.

## 1.8 MOTIVAÇÃO

As Redes Elétricas Inteligentes (REI), ou *Smart Grids*, envolvem um conjunto de tecnologias de forma a permitir fluxos bidirecionais de potência e informação entre concessionárias e clientes, o que introduz o uso de novas tecnologias no sistema elétrico, como tecnologia de informação (HADJSAÏD; SABONNADIÈRE, 2012).

Como abordado, no Brasil, a criação das REI é uma tendência devido à possibilidade de redução de custos, à perspectiva de definição de melhores políticas de manutenção e exigências de maior qualidade do fornecimento de energia (MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO, 2014), agregados ao enorme potencial eólico e solar do país, que incentivam a utilização de gerações distribuídas baseadas nessas fontes primárias de energia.

Como citado nas seções anteriores, as REI exigem da rede menores perdas, melhor suporte para os recursos distribuídos e maior confiabilidade. Essas vantagens são oferecidas por redes de topologia malhada. Por isso, diante do cenário mundial, as ferramentas de análises nos sistemas elétricos devem seguir a mesma tendência e proporcionar meios para a avaliação das redes com tal topologia (DUGAN *et al.*, 2010;

HEYDT, 2010). No entanto, a revisão bibliográfica realizada mostra a carência de métodos de análises da CT e ET em tais configurações. Frente a isso, este trabalho tem por motivação a realização de estudos probabilísticos da CT e ET em redes de distribuição de energia elétrica de topologia malhada considerando a resposta do sistema de proteção da rede e incertezas associadas a falhas nos circuitos e flutuações da demanda de energia elétrica.

## **1.9 OBJETIVOS**

Esta dissertação tem como objetivo desenvolver metodologias para a análise probabilística da conformidade e da estabilidade de tensão em redes de distribuição com topologia malhada considerando incertezas com relação a falhas de ramos da rede e variações cronológicas da carga. Além disso, é também inserida na análise a resposta da proteção do sistema. Dessa forma, é possível avaliar o impacto desses fatores nos índices de CT e ET. Essa avaliação é realizada representando-se as incertezas na carga e nas falhas nos circuitos por modelos Markovianos no MEE e na SMC a fim de identificar o método com menor custo computacional. Além disso, no que tange a análise da ET, para que a metodologia tenha baixo custo computacional, objetiva-se o cálculo da MET por meio de equivalentes baseados no equivalente externo *Ward* não-linear e, no caso da restauração da solubilidade, são implementados os métodos do fluxo de potência ótimo e repetições sucessivas de fluxos de carga (*Repeated power flow*) a fim de determinar o de melhor desempenho computacional.

## **1.10 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

Este trabalho está dividido em 7 capítulos:

Capítulo 1: apresenta uma introdução aos temas abordados neste trabalho, mostrando sua motivação e os objetivos a serem atingidos. Além da revisão bibliográfica do assunto.

Capítulo 2: traz a estrutura do método de Gauss-Zbus, usado para calcular o estado das redes de distribuição de topologia malhada e as modelagens dos componentes da rede, inclusive de cargas dependentes das tensões.

Capítulo 3: apresenta os modelos das incertezas relevantes para as análises probabilísticas da CT e ET, que são relacionadas a falhas dos ramos da rede e variações cronológicas da carga. Além disso, nesse capítulo é também mostrado o modelo de resposta de proteção utilizado.

Capítulo 4: define os índices probabilísticos de CT e descreve a obtenção destes a partir do MEE e da SMC.

Capítulo 5: aborda a avaliação probabilística da ET. Para tanto, são mostradas ferramentas para restauração da solubilidade das equações do fluxo de carga, a metodologia utilizada para o cálculo das MET nodais, a definição dos índices e a obtenção destes por meio do MEE e SMC.

Capítulo 6: traz a descrição do sistema-teste, o cálculo aproximado dos parâmetros da rede de distribuição e os resultados obtidos.

Capítulo 7: mostra as conclusões do trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

## 2 FLUXO DE POTÊNCIA VIA MÉTODO DE GAUSS-ZBUS

As redes de distribuição atendem aos consumidores finais do sistema elétrico de potência e devido a isto possuem elevado número de componentes. Além disso, as linhas desses sistemas possuem elevada relação resistência-reatância ( $R/X$ ) e costumam ser de topologia radial. Esses fatores tornam as matrizes de sensibilidade do método de Newton-Raphson e suas variantes mal condicionadas (SHIMOHAMMADI *et al.*, 1998). Tais peculiaridades da rede de distribuição estimularam o desenvolvimento de metodologias próprias de fluxo de carga para atender redes elétricas com estas características com custos computacionais baixos, robustez e eficiência. Dentre eles podem-se citar os métodos de varredura regressiva-progressiva que exploram a topologia radial, como o Método de Soma de Correntes (SHIMOHAMMADI *et al.*, 1998), e métodos que se adequam a topologias radiais ou malhadas, como o Método de Gauss-Zbus (MGZ) (CHEN *et al.*, 1991).

Neste capítulo será abordada a formulação do Método de Gauss-Zbus, utilizado neste trabalho para determinar o estado das redes de distribuição de topologia malhada, bem como a modelagem adequada dos componentes da rede para essa metodologia.

### 2.1 MODELAGEM DOS COMPONENTES DO SISTEMA NO MÉTODO DE GAUSS ZBUS

#### 2.1.1 Modelagem das linhas

Como o interesse para o MGZ é a matriz admitância da rede, a modelagem das linhas segue um padrão semelhante ao realizado nas redes de transmissão. Entretanto, nas redes de distribuição as susceptâncias *shunt* são pequenas e podem ser desprezadas. Assim, uma linha da rede de distribuição pode ser representada de forma aproximada pelo modelo da Figura 2.1.

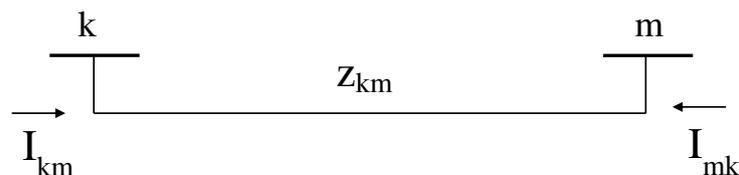


Figura 2.1 - Modelo de linha do sistema de distribuição.

Considerando  $E_k$  e  $E_m$  as tensões complexas nodais dos nós  $k$  e  $m$  respectivamente e  $y_{km} = z_{km}^{-1}$ , as correntes  $I_{km}$  e  $I_{mk}$  são dadas por:

$$I_{km} = y_{km}(E_k - E_m) \quad (2.1)$$

$$I_{mk} = y_{km}(E_m - E_k) \quad (2.2)$$

Conforme o exposto em (MONTICELLI, 1983) a injeção líquida de corrente no nó  $k$  pode ser calculada como:

$$I_k = \sum_{m \in \Omega_k} I_{km} = \sum_{m \in \Omega_k} y_{km} E_k + \sum_{m \in \Omega_k} -y_{km} E_m \quad (2.3)$$

Em que:

$\Omega_k$  é o conjunto de todas as barras vizinhas da barra  $k$ .

Considerando-se um sistema com número de barras igual a NB, para  $k=1, 2, \dots, NB$ , a equação (2.3) pode ser posta na forma matricial como:

$$I = Y^{bus} E \quad (2.4)$$

Em que:

$I$  é o vetor de injeções nodais de corrente composto por  $I_k$  para  $k=1, 2, \dots, NB$ .

$E$  é o vetor de tensões nodais complexas.

$Y^{bus}$  é a matriz admitância nodal, que representa a modelagem das linhas no MGZ, cuja formulação é dada por:

$$Y_{km}^{bus} = -y_{km} \quad (2.5)$$

$$Y_{km}^{bus} = \sum_{m \in \Omega_k} y_{km} \quad (2.6)$$

### 2.1.2 Modelagem de Capacitores

No MGZ os capacitores são modelados como fontes de corrente (CHEN *et al.*, 1991) tal como mostrado na Figura 2.2.

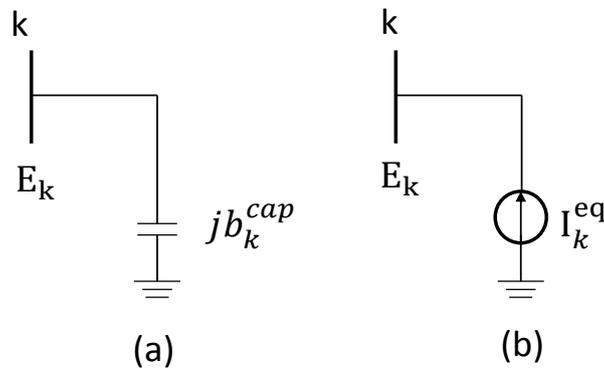


Figura 2.2- Capacitor conectado à barra k (a) e equivalente de corrente (b).

Dessa forma a corrente equivalente do capacitor conectado ao nó k pode ser calculada conforme:

$$I_k^{eq} = -jb_k^{cap} \times E_k \quad (2.7)$$

Em que:

$I_k^{eq}$  é a corrente equivalente que representa o capacitor conectado ao nó k.

$b_k^{cap}$  é a susceptância do banco de capacitor conectado ao nó k.

$E_k$  é a tensão nodal de k associada a uma determinada iteração.

### 2.1.3 Modelagem de Cargas

As cargas de um sistema podem ser modeladas como potência constante, corrente constante, impedância constante ou ainda uma combinação desses três modelos, conhecido com modelo ZIP. Considerando-se o modelo mais genérico de cargas, o modelo ZIP, as potências ativas e reativas podem ser dadas por:

$$P_k^l = P_{0k}(\alpha_p + \beta_p V_k + \gamma_p V_k^2) \quad (2.8)$$

$$Q_k^l = Q_{0k}(\alpha_q + \beta_q V_k + \gamma_q V_k^2) \quad (2.9)$$

Em que:

$P_k^l$  ( $Q_k^l$ ) é a potência ativa (reativa) da carga na barra k.

$P_{0k}$  ( $Q_{0k}$ ) é a potência ativa (reativa) da carga na barra k.

$V_k$  é o módulo da tensão no nó k.

$\alpha_p$  ( $\alpha_q$ ) é o percentual de potência ativa (reativa) modelada como potência constante.

$\beta_p$  ( $\beta_q$ ) é o percentual de potência ativa (reativa) modelada como corrente constante.

$\gamma_p$  ( $\gamma_q$ ) é o percentual de potência ativa (reativa) modelada como impedância constante.

Dado que  $\alpha_p + \beta_p + \gamma_p = 1$  e  $\alpha_q + \beta_q + \gamma_q = 1$ .

A partir do modelo ZIP uma carga que siga o modelo 100 % potência constante terá  $\alpha_p = \alpha_q = 1$ ,  $\beta_p = \beta_q = 0$  e  $\gamma_p = \gamma_q = 0$ . Se, no entanto, a carga for do tipo corrente constante ter-se-á  $\alpha_p = \alpha_q = 0$ ,  $\beta_p = \beta_q = 1$  e  $\gamma_p = \gamma_q = 0$ . Para cargas que sejam melhor representadas pelo modelo de impedância constante  $\alpha_p = \alpha_q = 0$ ,  $\beta_p = \beta_q = 0$  e  $\gamma_p = \gamma_q = 1$ . Além desses modelos há na literatura indicações de outros tipos de modelagem de carga que se adequam melhor a determinados tipo de consumidores.

Por exemplo, segundo WILLIS (1997), citado por SHORT (2014), a modelagem da carga deve ser realizada como mostrado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Modelos de carga de acordo com tipo de consumidores. Adaptado de (SHORT, 2014).

Tipo de Alimentador	Modelagem da Carga	
	Porcentagem modelada como potência constante ( $\alpha_p$ e $\alpha_q$ em %)	Porcentagem modelada como impedância constante ( $\gamma_p$ e $\gamma_q$ em %)
<b>Residencial e comercial no pico de verão</b>	67	33
<b>Residencial e comercial no pico de inverno</b>	40	60
<b>Urbano</b>	50	50
<b>Industrial</b>	100	0
<b>Países em desenvolvimento</b>	25	75

Por outro lado, em SINGH; MISRA; SINGH (2007) é sugerido que as cargas sejam implementadas a partir modelo exponencial descrito por:

$$P_i(V_i) = P_i^N V_i^\alpha \quad (2.10)$$

$$Q_i(V_i) = Q_i^N V_i^\beta \quad (2.11)$$

Em que:

$P_i(V_i)$  e  $Q_i(V_i)$  são respectivamente as potências ativa e reativa dependentes do módulo da tensão  $V_i$  da barra  $i$ .

$P_i^N$  ( $Q_i^N$ ) é a potência ativa (reativa) nominal da barra  $i$ .

$\alpha$  e  $\beta$  são coeficientes dependentes da classe consumidora e são definidos como mostrado na Tabela 2.2.

Tabela 2.2- Coeficientes para modelo de carga de acordo com classe consumidora. Adaptado de (SINGH; MISRA; SINGH, 2007).

Tipo de Carga	$\alpha$	$\beta$
Constante	0	0
Industrial	0,18	6,00
Residencial	0,92	4,04
Comercial	1,51	3,40

A partir das potências nodais ativa e reativa calculadas pelo modelo de carga que mais se adequa ao tipo de consumidor é possível modelar as cargas no fluxo de potência. No MGZ as cargas também são modeladas como fonte de corrente como mostrado na Figura 2.3.

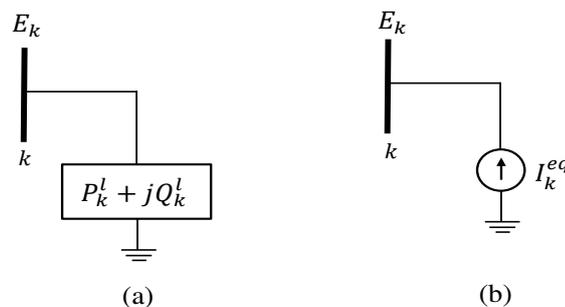


Figura 2.3- Carga conectada ao nó k (a) e equivalente de corrente (b).

Logo, tomando-se como base as potências nodais calculadas conforme o modelo de carga adequado, as correntes equivalentes das cargas podem ser calculadas pela relação entre corrente, potência e tensão conforme:

$$I_k^{eq} = - \left( \frac{P_k^l + jQ_k^l}{E_k} \right)^* \quad (2.12)$$

Em que:

$I_k^{eq}$  é a injeção de corrente equivalente da carga conectada à barra  $k$ .

$E_k$  é a tensão complexa nodal da barra  $k$ .

## 2.2 MÉTODO DE GAUSS ZBUS

O MGZ foi apresentado em (CHEN *et al.*, 1991) e teve por justificativas o grande número de componentes da rede e os desequilíbrios entre fases. Essa técnica fundamenta-se no princípio da superposição em um circuito elétrico de modo que as tensões são calculadas considerando-se dois efeitos: o da barra da subestação (ponto de suprimento do alimentador) e o dos componentes do sistema (cargas, capacitores, reatores, etc.), que são modelados como fontes de tensão e corrente, respectivamente. Dessa forma as tensões são calculadas a partir da modelagem linear da rede de acordo com:

$$E = Z_{bus}I + E_{nl} \quad (2.13)$$

Em que:

$E$  é o vetor de estados (tensões nodais) do sistema.

$Z_{bus}$  é a matriz de impedância nodal do sistema.

$I$  é o vetor de correntes nodais que conserva os efeitos das cargas e capacitores.

$E_{nl}$  é o vetor das tensões nodais do sistema sem a presença de cargas.

A componente  $Z_{bus}I$  de (2.13) está associada com a contribuição dos componentes do sistema para as tensões nodais em uma dada iteração e a componente  $E_{nl}$  é relacionada com a contribuição da barra da subestação. Essa última contribuição é numericamente igual ao valor da tensão na barra da subestação (barra *slack*), visto que ela é calculada sem a presença das cargas, pois o princípio da superposição dos efeitos é aplicado por tipo de fonte no MGZ.

A equação (2.13) é formulada a partir da matriz de impedância nodal ( $Z_{bus}$ ) da rede. No entanto, tal matriz é em geral uma matriz cheia o que pode aumentar consideravelmente o custo computacional do método. Devido a isso o MGZ utiliza uma fatoração LU da matriz admitância nodal ( $Y_{bus}$ ) para calcular as componentes das tensões nodais dadas por  $Z_{bus}I$ . Tal consideração se justifica pelo alto grau de esparsidade que a matriz  $Y_{bus}$  possui, já que, pelas leis de formação da matriz, elementos não diagonais que não representem conexões físicas do sistema são todos nulos. Em outras palavras, o número de nós adjacentes (vizinhos) a um determinado nó é muito pequeno com relação ao número de barras da rede. Consequentemente, o número de elementos não nulos em cada linha da matriz admitância de barra será muito pequeno e o grau de esparsidade desta matriz será alto.

Após a fase de modelagem dos componentes da rede, o fluxo pelo MGZ pode ser executado. Em síntese, uma estimativa inicial de tensão é utilizada para calcular as injeções equivalentes de potência para as cargas e capacitores em derivação, dadas pela soma de (2.7) e (2.12). Tais injeções são usadas juntamente com a matriz admitância nodal, dada em (2.5) e (2.6), para calcular as tensões nodais na rede. As tensões associadas com as cargas e os bancos de capacitores são então somadas às tensões da rede em vazio, ou seja, considerando-se apenas a fonte de tensão da barra da subestação. Tal soma resulta na nova estimativa de tensões nodais para uma iteração. Esses processos são repetidos até que um critério de convergência pré-estabelecido seja atingido. O MGZ pode ser compreendido por meio do fluxograma da Figura 2.4, no qual  $Y_{bus}$  é a matriz de admitância nodal,  $E_{nl}$  é o vetor de tensões nodais desconsiderando-se as cargas do sistema,  $Nb^l$  é o número de barras com carga,  $I_{eq}$  é o vetor de injeções de corrente equivalente de cargas e capacitores, soma de (2.7) com (2.12),  $L_{Ybus}$  e  $U_{Ybus}$  são as matrizes da fatoração LU de  $Y_{bus}$  e  $tol_{conv}$  é o valor especificado de tolerância de convergência.

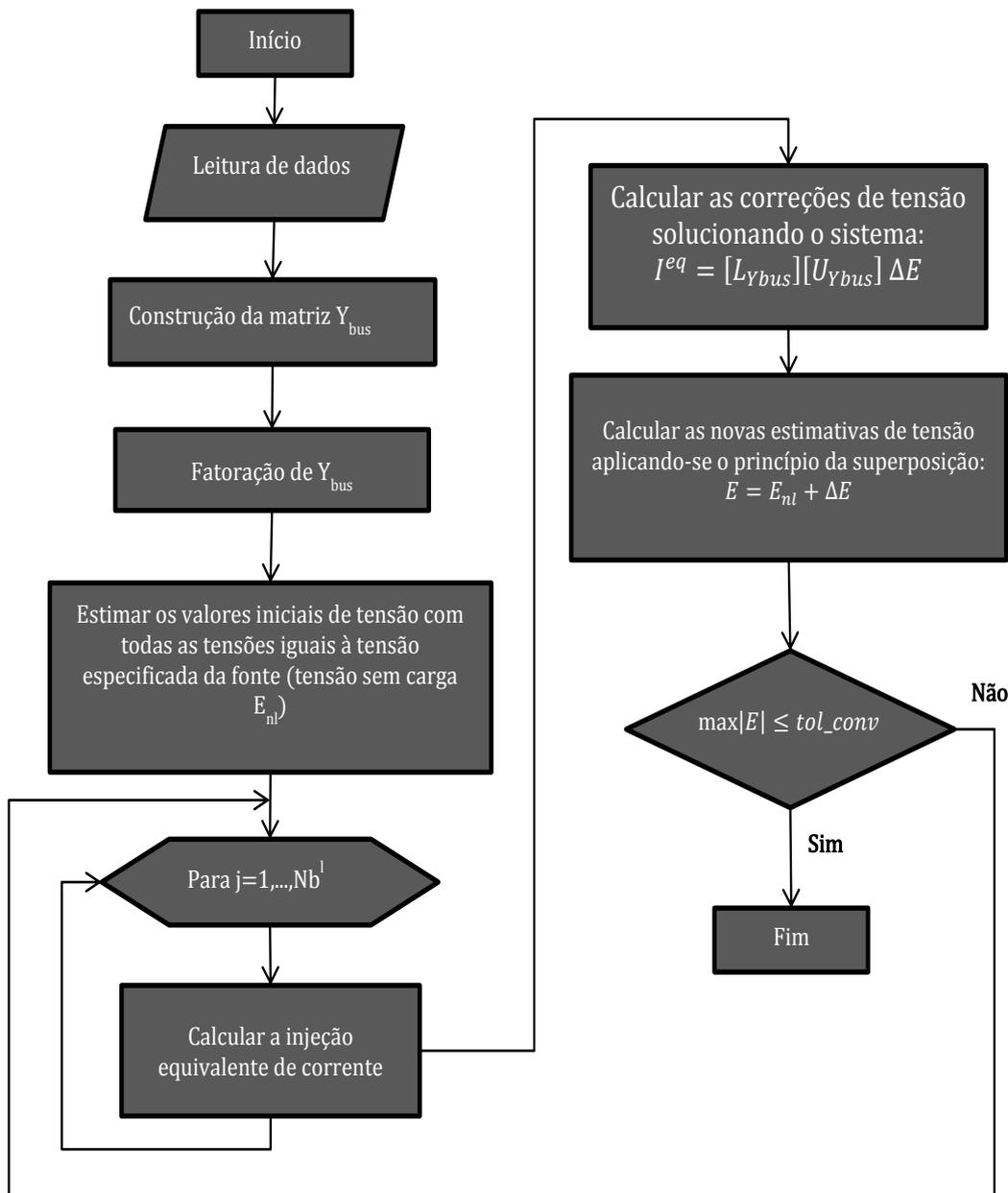


Figura 2.4 - Fluxograma do MGZ.

### 2.3 RESUMO

Neste capítulo foi apresentado o MGZ utilizado para o cálculo do estado da rede de distribuição de topologia malhada. Além disso, a modelagem dos componentes da rede para o MGZ foi apresentada. O algoritmo do MGZ foi mostrado por meio de um fluxograma. O próximo capítulo apresentará os métodos da EE e SMC para as análises probabilísticas da conformidade e estabilidade de tensão.

### **3 MODELAGEM PROBABILÍSTICA DE INCERTEZAS PARA ANÁLISE DA CONFORMIDADE E ESTABILIDADE DE TENSÃO**

A ET está diretamente ligada ao suporte de potência, principalmente reativa, do sistema, bem com o comportamento deste frente a distúrbios. Os estudos de ET podem ser classificados em dois tipos: estáticos (utilizam apenas a solução de sistemas de equações não lineares, pois a análise está associada com dispositivos de atuação lenta, tais como taps de transformadores e limitadores de corrente de geradores) e dinâmicos (exigem a solução de sistemas de equações diferenciais para analisar grandes perturbações, tais como faltas, e dispositivos de ação rápida, por exemplo, os conversores HVDC). Este trabalho está associado com a análise estática da ET, pois assume-se que não há geradores conectados à rede de distribuição via inversores nem redes de distribuição híbridas CA-CC. Em contrapartida, a análise da CT é essencialmente um estudo sobre o comportamento da tensão, também em regime permanente, frente a variações da carga ao longo do tempo (KAGAN; ROBBA; SCHMIDT, 2009). Tanto a ET como a CT estão associadas com as tensões nodais em regime permanente sujeito as mesmas incertezas (flutuações na carga e indisponibilidades dos equipamentos). Portanto, pode-se aplicar os mesmos modelos probabilísticos e da rede elétrica a ambos os problemas.

Dessa forma, este capítulo abordará sobre as incertezas relacionadas aos modelos probabilísticos da ET e CT. Tais incertezas são relacionadas às variações das cargas e também a falhas nos circuitos da rede malhada. Como os SEP são equipados com dispositivos de proteção que objetivam a não propagação das falhas dos circuitos, será mostrado também o modelo da resposta da proteção desenvolvido neste trabalho para determinação dos estados de falha.

#### **3.1 MODELAGEM DAS INCERTEZAS**

##### **3.1.1 Variações cronológicas da carga**

A demanda de energia elétrica varia constantemente no decorrer das horas e das estações do ano. As variações de tensão de longa duração estão diretamente ligadas a esse comportamento da carga no tempo (KAGAN; ROBBA; SCHMIDT, 2009). Por isso é necessário ajustar um modelo que represente essas variações cronológicas da carga na análise probabilística da CT. Por outro lado, a instabilidade de tensão ocorre

quando há um aumento ou decréscimo de tensão de forma progressiva e descontrolada frente a três aspectos (KUNDUR, 1994): distúrbios, mudança de condições do sistema ou aumento de carga. Dessa forma, as variações da carga também são importantes para o estudo probabilístico da ET.

A curva de carga corresponde ao comportamento da demanda ao longo do tempo. Para que uma amostra retrate tanto as variações ao longo do dia quanto as devido à sazonalidade é necessária uma curva de carga anual que utilize, pelo menos, 8.760 pontos. Tais pontos representam a variação horária da demanda durante um ano (24 horas/dia x 365 dias/ano = 8.760 horas/ano).

A curva de carga cronológica é diretamente utilizada para modelar as variações de carga em análises probabilísticas realizadas por meio da SMC sequencial. Conforme LI (2005) essas variações podem ser representadas por uma curva de duração não cronológica em análises que utilizam o MEE ou a SMC não sequencial de três formas:

- i. Todas as cargas são modeladas a partir de uma única curva de carga. Assim, as cargas nodais são escalonadas conforme a curva de carga tomada;
- ii. Modelar alguns barramentos com carga constante, como consumidores industriais, enquanto que as demais barras seguem uma única curva de carga;
- iii. Agrupar as barras por tipo de consumidor e para cada grupo adotar uma curva de carga que represente o perfil de consumo do conjunto.

Nessa análise não cronológica as curvas de carga podem ser representadas por múltiplos passos através de agrupamento de dados. A técnica de agrupamento de dados consiste em dividir as curvas de duração de carga com NL pontos em uma quantidade N de grupos, e, após essa divisão, representar cada grupo por seu valor médio. É importante destacar que em alguns casos é necessário reorganizar os dados de modo que cada conjunto tenha o máximo de amostras com valores próximos para que a média represente o grupo com a maior aderência possível. O algoritmo dessa técnica, denominado *k-means* ou classificação de centroide mais próxima, é realizada a partir dos passos (BILLINTON; LI, 1994):

**Passo 1:** Selecionar as médias  $M_i$  dos N agrupamentos, dessa forma  $i = 1, \dots, N$ ;

**Passo 2:** Calcular a distância  $D_{ki}$  de cada ponto horário da curva de carga  $L_k$ , sendo  $k = 1, \dots, NL$ , à cada média  $M_i$  dos  $N$  agrupamentos como:

$$D_{ki} = |M_i - L_k| \quad (3.1)$$

**Passo 3:** Reorganizar os pontos de carga para o agrupamento com média mais próxima e recalculer a média  $M_i$  do agrupamento como:

$$M_i = \sum_{k \in IC} \frac{L_k}{NI_i} \quad (3.2)$$

Em que:

$NI_i$  é o número de pontos de carga do  $i$ -ésimo agrupamento e  $IC$  é o conjunto de pontos de carga do  $i$ -ésimo agrupamento.

**Passo 4:** Repetir os passos 2 e 3 até que todas as médias de todos os agrupamentos permanecem inalteradas entre iterações.

Dessa forma, é possível reunir o maior número de semelhantes possível em um mesmo agrupamento e a probabilidade  $P_i$  do  $i$ -ésimo agrupamento poderá ser calculada como:

$$P_i = \frac{NI_i}{NL} \quad (3.3)$$

A taxa de transição ( $\lambda_{ij}$ ) entre dois agrupamentos  $i$  e  $j$  pode ser calculada como:

$$\lambda_{ij} = \frac{N_{ij}}{NI_i} \quad (3.4)$$

Em que:

$N_{ij}$  é o número de vezes que elementos do  $i$ -ésimo agrupamento transitaram para o  $j$ -ésimo agrupamento.

O modelo de agrupamento de dados empregado neste trabalho foi apresentado por PINHEIRO *et al.* (1998). Nesse agrupamento a curva de carga é dividida em dez grupos ilustrados na Figura 3.1, em que nível representa o percentual do pico de carga e prob. é a probabilidade de ocorrência desse patamar.

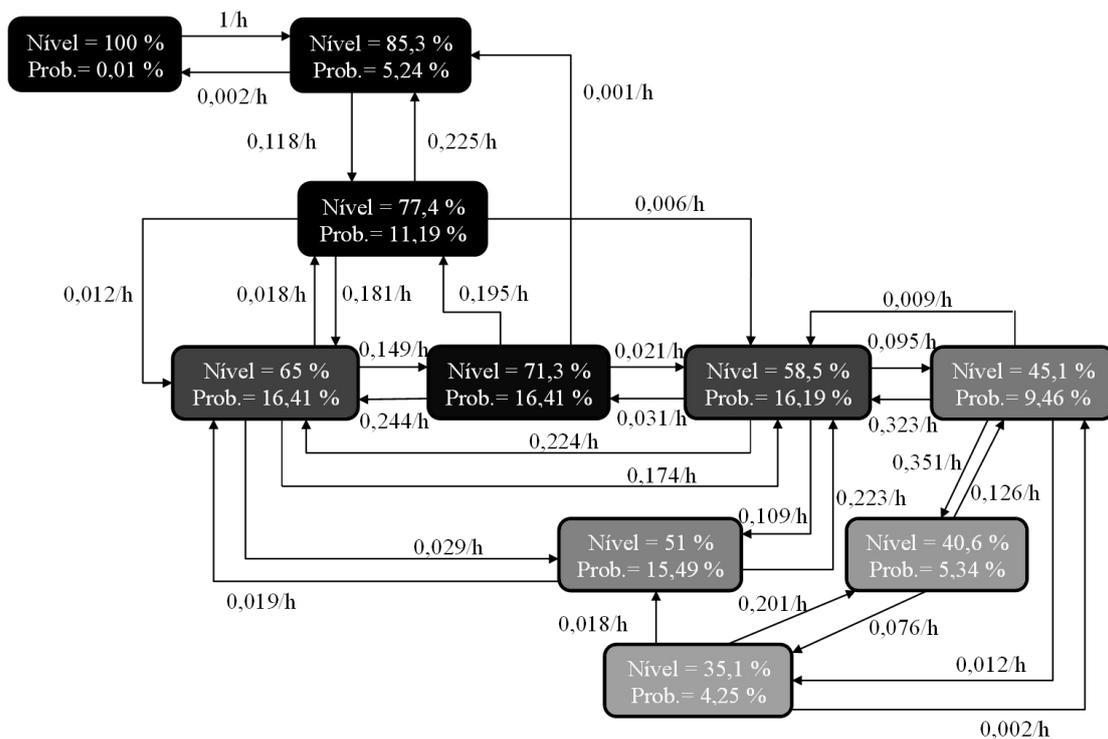


Figura 3.1- Modelo de Carga. Adaptado de PINHEIRO *et al* (1998).

Os agrupamentos são realizados com base no pico de carga do sistema. Para a determinação das cargas individuais nodais é necessário fazer a alocação do pico de carga tomado no agrupamento entre os pontos de carga da rede de distribuição.

Conforme VIEIRA (2012) tal alocação pode ser feita com base na potência aparente das cargas para o caso base. Dessa forma, a determinação da carga nodal para cada estado de variação da carga foi realizado a partir de fatores de participação calculados como (VIEIRA, 2012):

$$FP_i = \frac{S_i^{base}}{\sum_{i=1}^{NPC} S_i^{base}} \quad (3.5)$$

Em que:

$FP_i$  é o fator de participação do ponto de carga  $i$ .

$NPC$  é o número total de pontos de carga.

$S_i^{base} = \sqrt{P_i^{base} + Q_i^{base}}$  é a potência aparente do ponto de carga  $i$  no caso base.

$P_i^{base} (Q_i^{base})$  é a potência ativa (reativa) do ponto de carga  $i$  no caso base.

A partir dos fatores de participação, em cada agrupamento da curva de carga, as cargas nodais podem então ser calculadas como:

$$P_i^j = FP_i \times L_j \quad (3.6)$$

$$Q_i^j = P_i^j \times \tan \theta_i^{base} \quad (3.7)$$

Em que:

$L_j$  é o patamar de carga com relação ao pico do agrupamento  $j$ .

$P_i^j (Q_i^j)$  é a potência ativa (reativa) do ponto de carga  $i$  para o agrupamento  $j$ .

$\theta_i^{base}$  é o fator de potência da carga  $i$  no caso base.

### 3.1.2 Falhas nos circuitos

As falhas nos circuitos são consideradas independentes, isto é, uma falha de um circuito não induz necessariamente a falha de outro. Porém, mais de uma falha pode ocorrer por vez. Dessa forma, contingências das redes de distribuição malhadas, que se configuram como sistemas complexos, podem ser modeladas a partir de dois passos (LI, 2005):

- i. Seleção dos estados de falha ou operação dos componentes e cálculo das probabilidades destes estados;
- ii. Análise do estado selecionado.

A seleção dos estados de falha é geralmente realizada ou pelo MEE ou pela SMC. A escolha de um desses métodos depende principalmente da complexidade do problema, sendo o MEE preferido em casos nos quais um pequeno número de estados concentra a maior parte das probabilidades do espaço amostral. Essa situação é típica de sistemas de transmissão puros e redes de distribuição, pois as probabilidades de falha dos circuitos são pequenas. Por outro, a SMC é mais adequada em casos onde as probabilidades dos estados são dispersas em um grande número de estados do sistema. Isso ocorre em sistemas compostos de geração e transmissão nos quais as probabilidades de falha dos geradores são muito maiores do que as probabilidades de falha das linhas de transmissão (LI, 2005).

Considerando-se que os ramos da rede podem se encontrar ou em estado de falha ou em operação, cada ramo da rede pode ser representado pelo modelo de Markov de dois estados descrito na Figura 3.2 em que  $\lambda_i$  e  $\mu_i$  são, respectivamente, as taxas de falha e reparo do ramo.

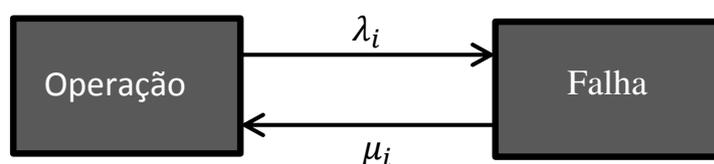


Figura 3.2 - Cadeia de Markov de dois estados para falhas nos ramos.

A partir da cadeia de Markov de dois estados é possível calcular a probabilidade de um ramo estar em operação ou falha. Tais probabilidades são dadas por:

$$P_{op_i} = \frac{\mu_i}{\mu_i + \lambda_i} \quad (3.8)$$

$$P_{f_i} = \frac{\lambda_i}{\mu_i + \lambda_i} \quad (3.9)$$

Em que:

$P_{op_i}$  e  $P_{f_i}$  são, respectivamente, as probabilidades do ramo  $i$  estar em operação ou em estado de falha.

A probabilidade de falha ( $P_f$ ) é também conhecida como indisponibilidade de um componente. Na SMC o cenário de falhas é selecionado a partir de sorteios aleatórios. Caso o número aleatório sorteado para o ramo  $i$  seja menor ou igual ao valor da indisponibilidade deste ramo, então este ramo é considerado em estado de falha. Caso contrário, o ramo estará em estado de operação. O algoritmo da SMC será apresentado em maiores detalhes nos próximos capítulos. Em contrapartida, no MEE os estados necessários à análise são enumerados e a probabilidade de cada estado é calculada como se segue:

$$P(x^j) = \prod_{i=1}^{NR} p(x_i^j) \quad (3.10)$$

Em que:

$x^j$  é o vetor que representa o estado  $j$  do sistema. Cada elemento do vetor  $x^j$  está associado com o estado de um ramo individualizado como se segue:

$$x_i^j = \begin{cases} 1, & \text{se o ramo } i \text{ está em operação no estado } j \\ 0, & \text{se o ramo } i \text{ está em estado de falha no estado } j \end{cases}$$

$P(x^j)$  é a probabilidade do estado do sistema  $j$ .

$NR$  é o número de ramos.

$p(x_i^j)$  é a probabilidade associada com o estado do ramo  $i$  no estado  $j$  do sistema, dada por:

$$p(x_i^j) = \begin{cases} P_{op_i} & , \text{ se } x_i^j = 1 \\ P_{f_i} & , \text{ se } x_i^j = 0 \end{cases} \quad (3.11)$$

O custo computacional do MEE é diretamente proporcional ao número de estados que devem ser considerados na análise. O conjunto de estados enumerados pode ser demasiadamente elevado dependendo da ordem da contingência e do tamanho do sistema. Por isso é comum utilizar truncamentos de acordo com a ordem de contingência e seu alcance, isto é, a cobertura das probabilidades do espaço amostral. No MEE proposto neste trabalho foram modeladas contingências de primeira ordem nos ramos. Essa técnica é conhecida como critério n-1, pois um único ramo falha por vez. Essa hipótese só pode ser aplicada em redes de distribuição visto que as probabilidades de falha dos circuitos são pequenas e estão concentradas em um pequeno conjunto de estados do sistema. Conseqüentemente, a cobertura do espaço amostral proporcionado pelo critério n-1 em redes de distribuição é alta sendo muito próxima a unidade. Para calcular a probabilidade do estado de falha de cada circuito foi utilizada uma abordagem via Cadeia de Markov.

Segundo SINGH e BILLINTON (1977) o critério n-1 pode ser modelado por meio da Cadeia de Markov da Figura 3.3, em que  $\lambda_i$  e  $\mu_i$  são, respectivamente, as taxas de falha e de reparo do estado  $i$ . Essa metodologia é possível porque o estado de falha de um componente independe de estados passados do sistema, além das probabilidades de transição entre estados serem sempre as mesmas ao longo do tempo.

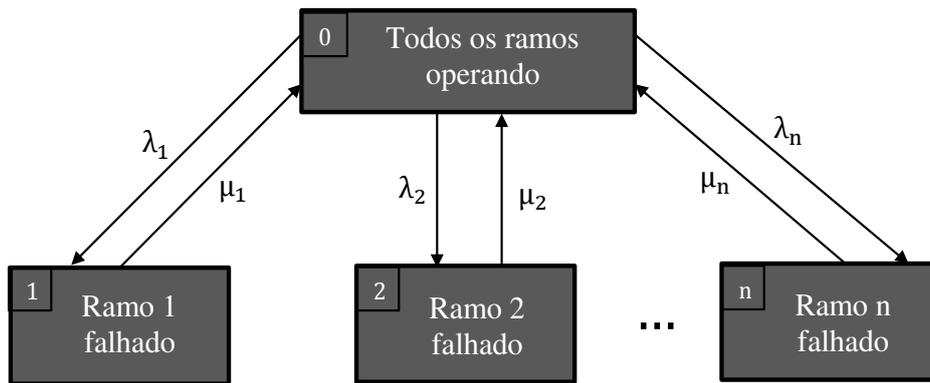


Figura 3.3 - Cadeia de Markov para o critério n-1. Adaptado de SINGH e BILLINTON (1977).

A partir do diagrama de estados da Figura 3.3 observa-se que para o critério n-1 o número de estados é igual ao número de componentes mais 1 (n+1). Isso ocorre porque o sistema apresenta n estados relacionados a n falhas, em que um ramo do sistema (linhas, chaves ou transformadores) falha (estados de 1 a n), mais o estado em que todos os componentes operam (representado pelo estado 0 da Figura 3.3).

As soluções para calcular as probabilidades estacionárias dos estados 0 e de 1 a n podem ser obtidas por meio das equações de balanço de frequência (SINGH; BILLINTON, 1977; BILLINTON; ALLAN, 1992), que são dadas por:

$$P_0 \sum_{j=1}^n \lambda_j = \sum_{i=1}^n P_i \mu_i \quad (3.12)$$

$$P_i \mu_i = P_0 \lambda_i \quad (3.13)$$

Em que:

$P_0$  é a probabilidade de ocorrência do estado 0.

$P_i$  é a probabilidade do estado  $i$ .

A equação (3.12) é exatamente a definição de frequência do estado 0 conforme BILLINTON e ALLAN (1992), que pode ser calculada como a probabilidade de começar no estado 0 vezes a taxa de saída deste estado – neste caso o somatório de todos os  $\lambda_i$ . Além disso, pode ser vista também como a probabilidade de não estar no estado 0 mas retornar para este estado com uma certa taxa de reparo, que é exatamente o expresso no segundo membro de (3.12). Por outro lado, a equação (3.13) é o cálculo da frequência do estado  $i$ , que pode ser calculada como a probabilidade do estado  $i$  ocorrer vezes a taxa de saída de tal estado. Por outro lado, também se calcula como a probabilidade de não estar no estado  $i$  e transitar para este.

A equação (3.13) mostra que:

$$P_i = \frac{\lambda_i}{\mu_i} P_0 \quad (3.14)$$

Como determina o teorema das probabilidades, o somatório das probabilidades de todos estados do espaço amostral deve ser igual a um, o que para o modelo da Figura 3.3 equivale a:

$$P_0 + \sum_{i=1}^n P_i = 1 \quad (3.15)$$

Substituindo-se (3.14) em (3.15), chega-se a:

$$P_0 = \frac{1}{Z} \quad (3.16)$$

$$P_i = \frac{\lambda_i}{\mu_i Z} \quad (3.17)$$

Em que:

$$Z = 1 + \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\mu_i} \quad (3.18)$$

Assim, a indisponibilidade do sistema pode ser calculada como:

$$U = \sum_{i=1}^n P_i = \frac{1}{Z} \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\mu_i} \quad (3.19)$$

Como já abordado, a frequência de encontrar o estado 0, em que não há falhas nos ramos, é de:

$$f_0 = P_0 \sum_{i=1}^n \lambda_i = \frac{1}{Z} \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (3.20)$$

Dessa forma o ciclo médio (“MCT-*Mean Cycle Time*”) para encontrar um estado de falha é dado por:

$$MCT = Z / \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (3.21)$$

Assim, por meio de (3.16) e (3.17) é possível determinar as probabilidades de cada um dos estados de falha de circuitos dos sistemas de distribuição malhados no MEE.

### 3.2 MODELAGEM DA RESPOSTA DAS PROTEÇÕES

As redes elétricas são equipadas com sistemas de proteção que objetivam isolar componentes defeituosos e evitar que as falhas se propaguem e causem desligamentos

ou danos a outros componentes (CHOWDHURY; KOVAL, 2009). Dessa forma é imprescindível analisar os efeitos dos dispositivos de proteção para identificar os componentes desenergizados nos estados de falha a serem avaliados no cálculo dos índices de CT e ET. Para melhor compreensão de tal modelagem tomemos o sistema da Figura 3.4, que possui 20 linhas e 6 transformadores, para exemplificar a atuação da proteção em cada região do sistema.

As linhas de transmissão são geralmente resguardadas por proteção de distância no próprio ramo. Assim, na ocorrência de falhas, somente o ramo defeituoso será isolado da rede. Devido a isso, neste trabalho falhas em circuitos de transmissão são simuladas por uma contingência no ramo que sofreu a falha. Desse modo, para uma falha em na linha L2, que pertence a região da transmissão, a resposta da proteção isolará somente este circuito tal como o ilustrado na Figura 3.5.

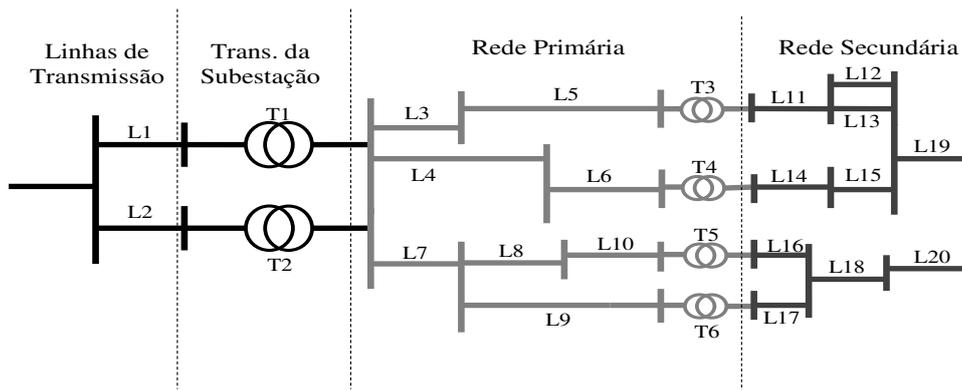


Figura 3.4 - Sistema elétrico de potência composto por linhas de transmissão, distribuição primária e secundária.

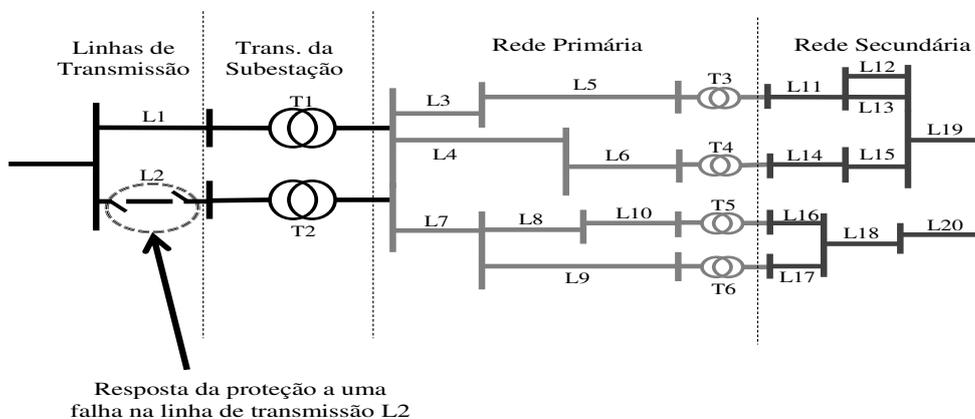


Figura 3.5 - Resposta da proteção para uma falha na linha L2.

Os transformadores de força de uma subestação e transformadores abaixadores da rede secundária são normalmente dotados de dispositivos de proteção que rapidamente isolam o transformador da rede. Assim, uma falta em um transformador da rede retirará de serviço somente este componente. O sistema do exemplo da Figura 3.4 possui seis transformadores, dois dos quais alimentam a rede de distribuição primária, os transformadores T1 e T2, e quatro que alimentam a rede de distribuição secundária, os transformadores T3, T4, T5 e T6. Para a modelagem da proteção efetuada neste trabalho, como uma falha em um desses componentes isola somente o transformador, se uma falha ocorre no transformador T2 a resposta da proteção será isolar este componente tal como mostrado na Figura 3.6.

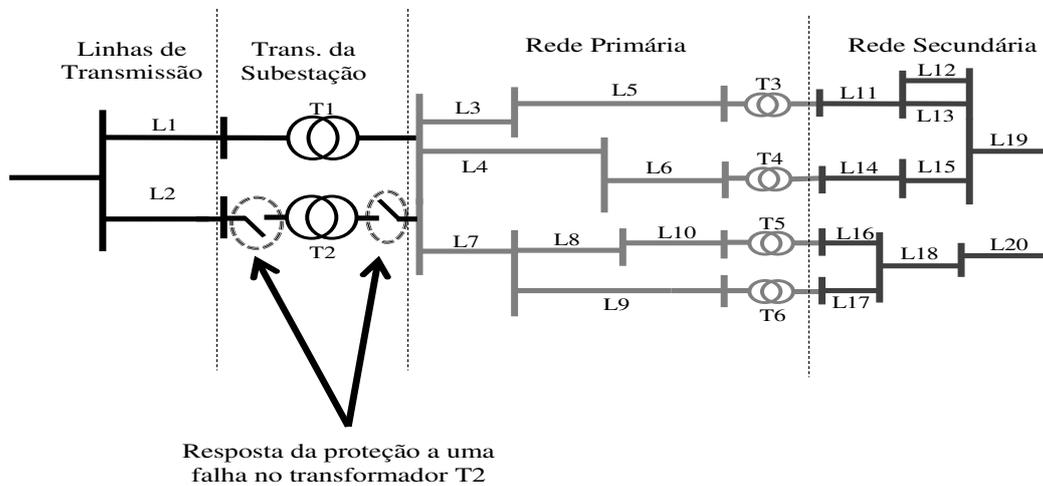


Figura 3.6 - Resposta da proteção a uma falha no transformador T2.

Nas linhas de distribuição secundária as faltas são frequentemente eliminadas pelo derretimento dos contatos metálicos associados com os ramos, sem a necessidade de dispositivos de proteção. Por consequência, quando ocorre uma falta na rede secundária, apenas o ramo defeituoso é isolado. Além disso, muitas redes secundárias malhadas usam condutores que possuem em seu centro condutores elétricos fundíveis e reduzidos, conhecidos como limitadores (CHOWDHURY; KOVAL, 2009). Os limitadores são ajustados de forma tal que se fundem antes que a isolação do cabo seja danificada. Nesses casos somente o ramo defeituoso ficará fora de serviço. A partir destas características, a modelagem da proteção adotada para as redes de distribuição secundária foi a de que a ocorrência de uma falha em um circuito resulta somente no

desligamento do circuito falhado. Isso implica que, se uma falha ocorre no circuito L20 do sistema da Figura 3.4, a configuração do sistema após a eliminação da falha é tal como o mostrado na Figura 3.7.

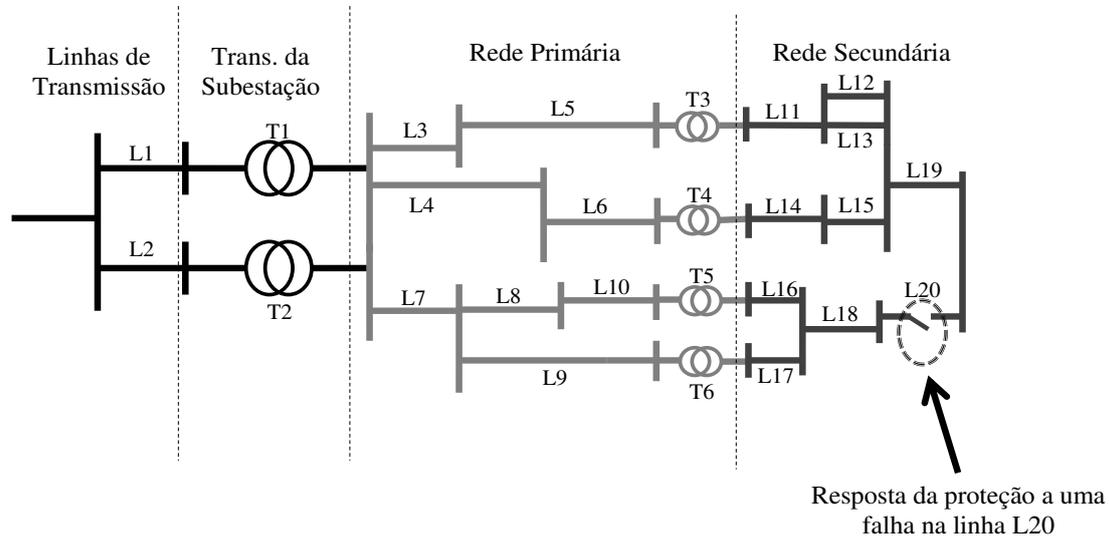


Figura 3.7 - Resposta da proteção a uma falha na linha L20.

Por outro lado, falhas na rede primária de redes de distribuição malhadas são eliminadas por dois tipos de dispositivos de proteção: o disjuntor do alimentador em que ocorreu a falha e por dispositivos protetores de transformadores que tiveram inversão de fluxo devido à realimentação da falta pela rede secundária.

Assim, quando ocorre uma falta em um ramo da distribuição primária, vários componentes são retirados de serviço. Neste trabalho foi implementado o modelo ideal de proteção, isto é, quando ocorre uma falha em qualquer ramo de um alimentador, atuam o disjuntor deste alimentador e os dispositivos protetores de todos os transformadores conectados a este alimentador. Por isso, é necessária uma busca topológica para identificar o disjuntor e os transformadores que eliminaram a falta. Para tanto se utilizou buscas em árvore como descrito em COSTA (s.d.), dado que a topologia da distribuição primária é essencialmente radial. Dessa forma, os componentes que estão na área isolada pelo disjuntor e pelos transformadores removidos de serviço serão desconectados da rede elétrica. Conseqüentemente, as falhas na rede primária de sistemas de distribuição malhados causam ilhamentos em partes do

sistema que são identificados pela análise topológica. Nesses casos, todos os nós que ficaram desconectados da fonte são eliminados do fluxo de potência adicionando-se aos respectivos elementos diagonais da matriz admitância de barra valores numéricos muito grandes.

Para exemplificar o mecanismo de proteção da rede primária, tomemos uma falha na seção L9 que pertence ao alimentador que se inicia na seção L7. O disjuntor do alimentador está posicionado no início deste. Assim, quando a falha ocorrer na seção L9 o disjuntor que está no início do alimentador posicionado na seção L7 atuará. Além desse dispositivo, as proteções dos transformadores conectados a este alimentador, T5 e T6, também atuarão isolando todo o alimentador. Assim os nós desse alimentador ficam isolados da rede e precisam ser retirados da análise. Esse modelo de resposta da proteção está ilustrado na Figura 3.8.

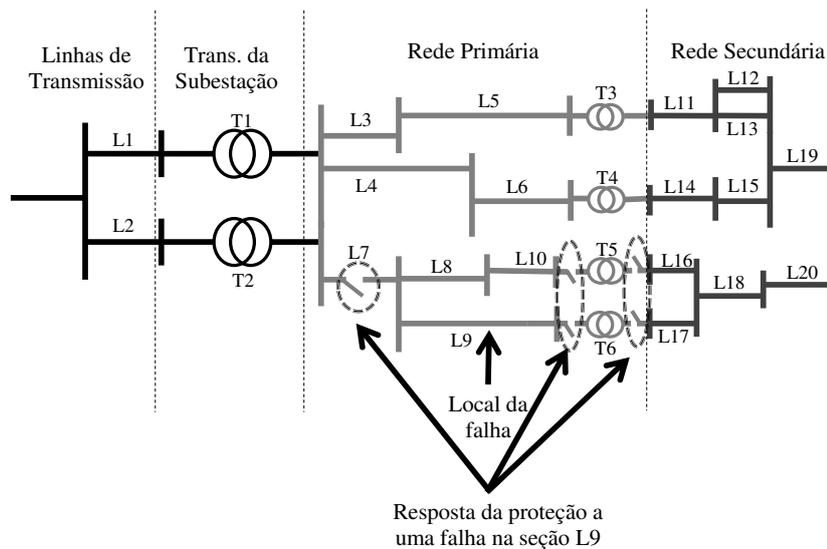


Figura 3.8 - Resposta da proteção a uma falha na seção L9.

### 3.3 RESUMO

Neste capítulo foram apresentadas incertezas relacionadas à análise probabilística da CT e ET de redes de distribuição malhadas. Essas incertezas estão relacionadas a variações das cargas ao longo do tempo e falhas dos circuitos da rede de distribuição. Mostrou-se que para modelar as variações da carga foi utilizado um modelo de agrupamento de dados da curva de carga anual. Foi também apresentado o

cálculo das probabilidades das falhas nos circuitos baseado nas Cadeias de Markov. Além disso, foi mostrado um modelo de proteção simplificado, usado para simular a resposta da proteção frente a falhas nos circuitos. O próximo capítulo tratará da análise probabilística de índices de CT utilizando as incertezas e o modelo de proteção apresentados neste capítulo.

## 4 ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DE ÍNDICES DE CONFORMIDADE DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO MALHADAS

As variações de longa duração, de que trata o estudo da conformidade de tensão, podem ser avaliadas por medição ou simulação. Para a avaliação por medição, a ANEEL regulamenta que sejam realizadas leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos de 10 minutos durante sete dias, o que totaliza 1.008 leituras, conforme o PRODIST (Procedimentos da Distribuição) módulo 8. Por outro lado, no campo da simulação é possível definir estratégias de planejamento já que é possível prever o impacto de contingências e de reforços na rede elétrica. Este trabalho trata dessa segunda forma de análise da conformidade de tensão. Para tanto são modeladas falhas nos circuitos da rede malhada e variações da carga, conforme demonstrado no capítulo anterior. Normalmente estudos dessa natureza são realizados a partir da SMC. No entanto, neste trabalho é proposta uma metodologia probabilística baseada no MEE. Assim, este capítulo destina-se a descrever a metodologia utilizada para avaliar probabilisticamente a conformidade de tensão por meio da SMC e do MEE.

### 4.1 ÍNDICES PROBABILÍSTICOS DE CONFORMIDADE DE TENSÃO

Como já abordado, os índices relacionados a CT são calculados a partir de um número definido de estados do sistema e são função deste número de estados. Pelo método de medição os índices de CT são calculados em função de 1.008 estados conforme determina a ANEEL. Por outro lado, na simulação o número de intervalos considerado é dependente do número de patamares da curva de carga. Logo, para um período de estudo anual com patamares horários têm-se 8.760 estados e os índices nodais de CT são definidos como (VIEIRA, 2012):

$$DR_i^e = \frac{100}{8760} \sum_{t=1}^{8760} F_i^e(t) \quad (4.1)$$

Em que:

$e \in \{a, p, c\}$  é um elemento do conjunto de estados de CT.

$a, p$  e  $c$  são representam os estados adequado, precário e crítico respectivamente.

$DR_i^e$  é a duração relativa do estado de CT  $e$  para o ponto de carga  $i$ .

$F_i^e(t)$  é uma função-teste cronológica associada com o estado de CT  $e$  no ponto de carga  $i$ . Essa função é definida como:

$$F_i^e(t) = \begin{cases} 1, & \text{se } V_i(t) \in I_e \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (4.2)$$

Sendo que:

$V_i(t)$  é a magnitude de tensão na barra  $i$  no intervalo de tempo  $t$ .

$I_e$  é o intervalo referente à faixa de tensão no estado de CT  $e$ .

Os índices sistêmicos anualizados podem então ser calculados como:

$$DR_{eqv}^e = \frac{\sum_{i=1}^{NPC} (N_i^{cons} \times DR_i^e)}{N_{tot}^{cons}} \quad (4.3)$$

Em que:

$DR_{eqv}^e$  é a duração relativa equivalente do estado de CT  $e$ .

$NPC$  é o número de pontos de carga.

$N_i^{cons}$  é o número de consumidores no ponto de carga  $i$ .

$N_{tot}^{cons}$  é o número total de pontos de carga, sendo portanto igual a:  $\sum_{i=1}^{NPC} N_i^{cons}$ .

A equação (4.1) mostra que os índices de CT se baseiam no conceito de duração acumulada para um evento em um período de estudo. Esse conceito é também usado na definição dos índices de confiabilidade relacionados com as durações nas interrupções do fornecimento de energia que são: as indisponibilidades anuais nodais (DIC-Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) e sistêmicas (DEC-Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) (KAGAN; ROBBA; SCHMIDT, 2009).

Na teoria de confiabilidade, os índices de duração acumulada das interrupções são estimados através do produto da frequência pela duração média das interrupções (BILLINTON; ALLAN, 1996). De forma análoga, a duração acumulada em horas por ano associada com os estados de CT é dada por:

$$\begin{aligned}
 T_i^e &= F_i^e \times D_i^e \\
 &= P_i^e \times \lambda_i^e \times D_i^e \\
 &= P_i^e \times \left( \frac{8.760}{D_i^e} \right) \times D_i^e \\
 &= 8.760 \times P_i^e
 \end{aligned}
 \tag{4.4}$$

Em que:

$T_i^e$  é a duração acumulada anual em horas/ano do estado de CT  $e$  no ponto de carga  $i$ .

$F_i^e$  é a frequência anual em ocorrência/ano do estado de CT  $e$  no ponto de carga  $i$ .

$D_i^e$  é a duração média em horas do estado de CT  $e$  no ponto de carga  $i$ .

$P_i^e$  é a probabilidade do estado de conformidade  $e$  no ponto de carga  $i$ .

$\lambda_i^e$  é a taxa de partida em ocorrências/ano, do estado de conformidade  $e$  no ponto de carga  $i$ .

As durações relativas acumuladas em porcentagem podem ser calculadas em relação às durações acumuladas como:

$$DR_i^e = 100 \times \frac{T_i^e}{8.760} \quad (4.5)$$

Substituindo-se (4.4) em (4.5) chega-se a:

$$DR_i^e = 100 \times P_i^e \quad (4.6)$$

A equação (4.6) mostra que as durações relativas acumuladas dos estados de CT são equivalentes às probabilidades destes estados em porcentagem. Neste trabalho, tais probabilidades são calculadas por meio do MEE e da SMC que serão descritos nas seções a seguir.

## 4.2 ESTIMAÇÃO DOS ÍNDICES DE CONFORMIDADE DE TENSÃO VIA MÉTODO DE ENUMERAÇÃO DE ESTADOS

O MEE consiste em construir uma lista de todos os estados possíveis do sistema e então calcular os índices para esses estados através da definição do valor esperado de variáveis aleatórias discretas (BILLINTON; ALLAN, 1996). Assim, um índice de desempenho pode ser calculado como o valor esperado do índice para o conjunto de estados selecionados. Para os índices de conformidade de tensão a definição de valor esperado é:

$$E[DR_i^e] = 100 \times e[P_i^e] = 100 \times \sum_{j \in \Omega_E} P(x^j) G_i^e(x^j) \quad (4.7)$$

Em que:

$E[DR_i^e]$  é o valor esperado do índice  $DR_i^e$ .

$P(x^j)$  é a probabilidade do j-ésimo estado do sistema.

$\Omega_E$  é o conjunto de estados enumerados.

$G_i^e(x^j)$  é a função-teste estática relacionada com o estado de CT  $e$  no ponto de carga  $i$  para o j-ésimo estado do sistema. Tal função é definida como:

$$G_i^e(x^j) = \begin{cases} 1, & \text{se } V_i(x^j) \in I_e \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.8)$$

Sendo que:

$V_i(x^j)$  é a magnitude da tensão no ponto de carga  $i$  para o j-ésimo estado do sistema.

$I_e$  é o intervalo referente à faixa de tensão no estado de CT  $e$ .

As probabilidades de cada estado  $P(x^j)$  são calculadas a partir das incertezas consideradas que, como mostrado no capítulo anterior, estão relacionadas a variações da carga e também falhas nos circuitos segundo o critério n-1. Assim, o número total de estados, dado que o agrupamento utilizado possui dez patamares de carga e o número de estados relacionados a falhas nos circuitos totalizam  $NR+1$ , sendo  $NR$  o número de ramos do sistema, é de  $10 + 10NR$ . Assim, as probabilidades dos estados podem ser calculadas seguindo o seguinte algoritmo conceitual:

- i) Repetir os passos (ii)-(iii) para  $i=1, \dots, NPC$ , onde  $NPC$  é número de patamares de carga. Esse passo representa a varredura por todos os patamares de carga agrupados, que representam a variação anual da carga.
- ii) Repetir o passo (iii) para  $k=1, \dots, (NR+1)$ . Esse passo representa a varredura por todos os estados relacionados a falhas nos circuitos seguindo critério n-1.
- iii) Calcule a probabilidade do j-ésimo estado relacionado ao patamar de carga  $i$  e estado de falha dos circuitos  $k$ . Tal probabilidade é dada por:

$$P(x^j) = P_i \times P_k \quad (4.9)$$

Em que:

$P_i$  é a probabilidade do patamar de carga  $i$ .

$P_k$  é a probabilidade relacionada aos estados de falha dos circuitos.

A partir da enumeração e cálculo das probabilidades dos estados, a estimação dos índices de CT pode então ser calculada conforme o ilustrado no fluxograma da Figura 4.1, em que as funções-teste são dadas por (4.8) e o cálculo dos índices é realizado de forma cumulativa por (4.7).

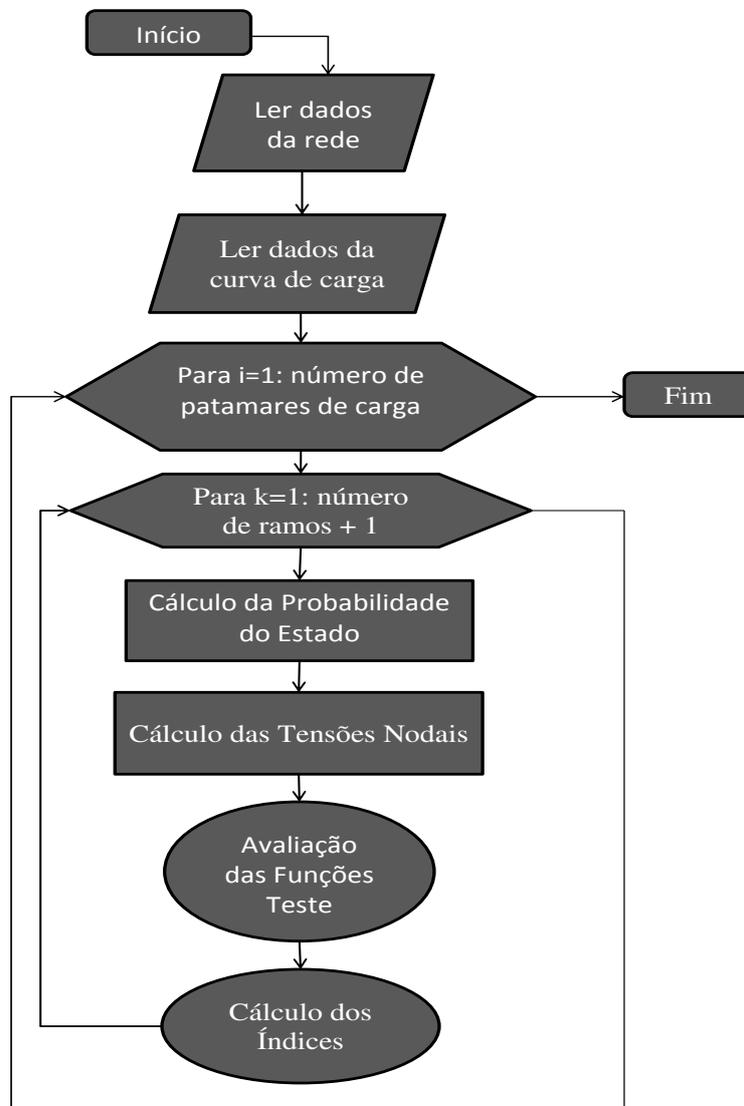


Figura 4.1- Fluxograma da estimação de índices de CT via MEE.

### 4.3 ESTIMAÇÃO DOS ÍNDICES DE CONFORMIDADE DE TENSÃO VIA SIMULAÇÃO MONTE CARLO

Neste trabalho, a SMC foi utilizada para validar o método proposto e comparar os tempos computacionais dos dois métodos. Para tanto, optou-se por formular uma análise da CT via SMC utilizando-se uma representação no espaço de estados, em que, como cita VIEIRA (2012), não são consideradas quaisquer conexões cronológicas nos estados de incertezas. Tal metodologia é conhecida como SMC não sequencial. Esse procedimento torna a SMC mais próxima do MEE já que também não percorre todos os patamares da curva de carga. Além disso, há vantagens computacionais nessa técnica. Isso ocorre porque a SMC sequencial, que percorre todos os patamares de carga, exige que sejam simulados muitos estados do sistema (VIEIRA, 2012). Esse número elevado de estados é consequência dos patamares da curva de carga, pois a cada cenário da SMC sequencial são necessários gerar 8.760 estados, que no caso da CT são dados por fluxos de carga. Assim, por exemplo, em uma SMC sequencial de 100 cenários é necessário avaliar 8.760.000 estados.

Na SMC não sequencial a probabilidade de um estado do sistema é calculada a partir da combinação das probabilidades individuais dos estados de cada um dos componentes do sistema (LI, 2005; BILLINTON; LI, 1994). Dessa forma, a SMC parte da avaliação do estado de cada componente similarmente ao que acontece no MEE. Porém, a SMC é formulada a partir de sorteios aleatórios para o patamar de carga e também para estados de falha ou operação de cada componente. Logo, considerando um número máximo de simulações,  $NSIM_{max}$ , os valores esperados dos índices de CT podem ser calculados a partir da SMC como:

$$E[DR_i^e] = \frac{100}{NSIM} \times \sum_{j=1}^{NSIM} F_j^e(i) \quad (4.10)$$

Em que:

$F_j^e(i)$  é a função-teste estática relacionada com o estado de CT  $e$  no ponto de carga  $i$  para o cenário  $j$ . Essa função é definida como:

$$F_j^e(i) = \begin{cases} 1, & \text{se } V_i \in I_e \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.11)$$

Em que:

$V_i$  é a magnitude da tensão no ponto de carga  $i$  para o cenário  $j$  da SMC.

$I_e$  é o intervalo referente à faixa de tensão no estado de CT  $e$ .

Além do critério de parada de número máximo de simulações ( $NSIM_{max}$ ), é possível definir um critério de parada baseado no coeficiente de variação ( $\beta$ ) dado por (BILLINTON; LI, 1994):

$$\beta = \frac{\sigma(x)}{E(x)\sqrt{NSIM}} \quad (4.12)$$

Em que:

$\sigma(x)$  é o desvio padrão da amostra considerada até o número de simulações  $NSIM$ .

$E(x)$  é o valor esperado da amostra considerada até o número de simulações  $NSIM$ , calculado por (4.10).

Conforme BILLINTON e LI (1994) o coeficiente de variação definido em (4.12) regula a precisão da SMC, podendo-se interromper a simulação assim que esse tenha convergido para um valor abaixo de uma certa tolerância especificada. A partir do uso deste critério, a comparação entre a SMC e métodos analíticos, tais como o MEE, é mais direta e coerente. Dessa forma, neste trabalho adotou-se a convergência do coeficiente de variação como critério de parada da SMC.

Para o cálculo de (4.10) é necessário a geração de uma amostra de estados do sistema. Isto é, os estados do sistema são definidos pelo patamar de carga e pelos estados dos componentes individuais (operação ou falha) para estudos de conformidade

e estabilidade de tensão. Na SMC os estados do sistema são obtidos por sorteios de números aleatórios com distribuições que representam as incertezas presentes no modelo. Para as incertezas consideradas neste trabalho foram usadas gerações de números aleatórios com distribuição uniforme. No sorteio do patamar de carga o intervalo de 0 a 1 foi dividido em dez partes proporcionais às probabilidades dos patamares de carga dados no agrupamento da Figura 3.1. Assim, considerando-se o agrupamento de dados tomado e as indisponibilidades individuais de cada ramo, calculadas por meio de (3.9), os cenários da SMC podem ser gerados conforme o seguinte algoritmo conceitual:

- i) Sortear um número aleatório associado ao patamar de carga e a partir deste selecionar a variação de carga correspondente, conforme o agrupamento de dados da Figura 3.1.  
Esse passo é responsável por definir qual o patamar de carga associado ao cenário simulado.
- ii) Repetir os passos (iii) e (iv) para  $k=1, \dots, NR$ . Esse passo representa a varredura por todos os ramos do sistema para definir os estados de falha ou operação dos componentes da rede.
- iii) Sortear um número aleatório ( $Z_k^{rand}$ ) com distribuição uniforme para selecionar a disponibilidade/indisponibilidade do ramo  $k$ .
- iv) A partir do número sorteado no passo (iii) verificar o estado do ramo como:

$$x_k^j = \begin{cases} 1, & \text{se } Z_k^{rand} > U_k \\ 0, & \text{se } Z_k^{rand} \leq U_k \end{cases}$$

Em que:

$x_k^j$  é o estado do componente  $k$  no cenário  $j$ . Tal estado pode ser de operação, representado pelo número 1, ou falha, representado pelo número 0.

$U_k$  é a indisponibilidade do ramo  $k$ , esta indisponibilidade é igual à probabilidade de falha  $P_f$  dada em (3.9).

Por fim os índices probabilísticos de CT podem ser calculados por meio da SMC seguindo o algoritmo dado no fluxograma da Figura 4.2.

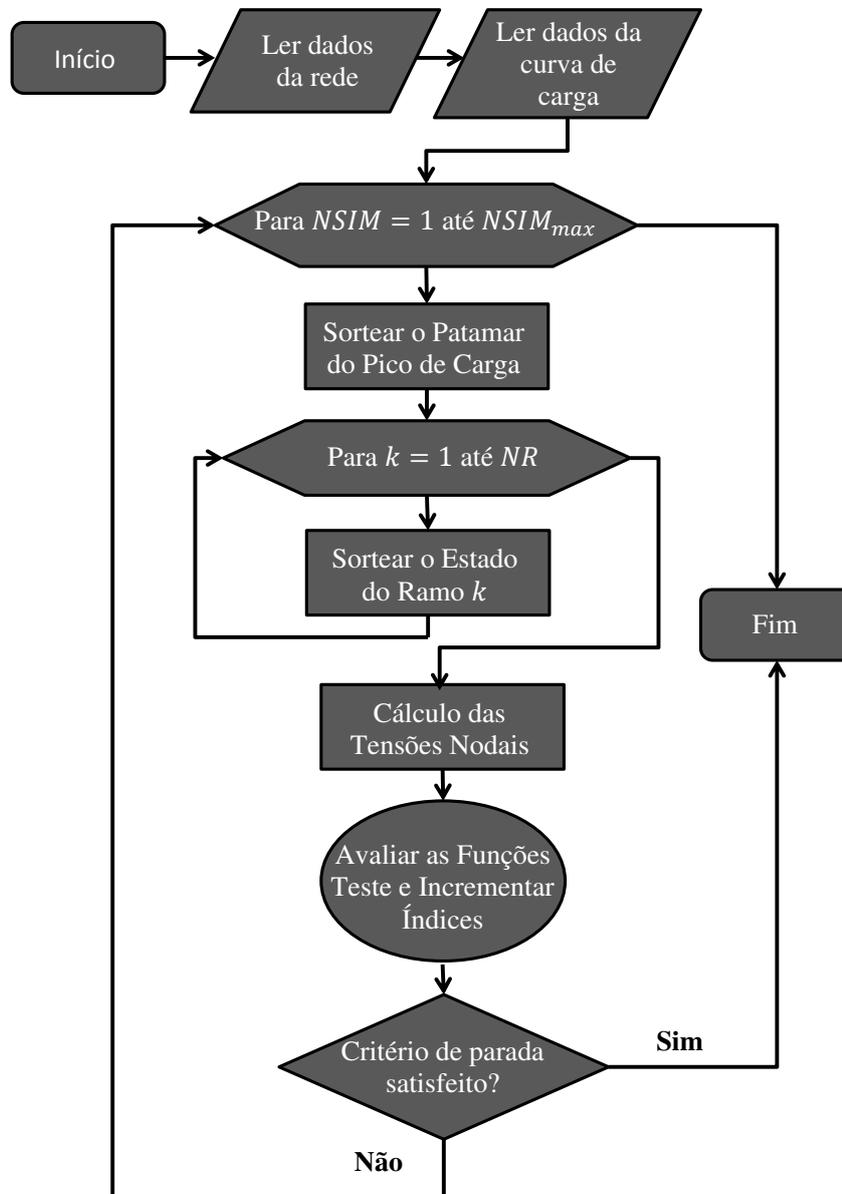


Figura 4.2- Fluxograma da SMC para o estimação de índices de CT.

#### 4.4 RESUMO

Este capítulo apresentou a metodologia utilizada para a estimação probabilística dos índices de CT relacionados às faixas de tensão adequada, precária e crítica. Mostrou-se como as modelagens das incertezas das variações das cargas e falhas nos circuitos são usadas no MEE e na SMC para a análise dos estados de CT. Abordagens

semelhantes serão apresentadas no próximo capítulo para a análise probabilística da ET. Dessa forma também serão apresentados métodos para cálculos de margens de estabilidade de tensão e restauração de solubilidade de fluxo de potência para os estados nos quais o sistema viola o limite de máxima transferência de potência que resulta na insolubilidade das equações de fluxo de potência.

## **5 AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DA ESTABILIDADE DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO MALHADAS**

Como citado no capítulo 1, a ET está relacionada com a aptidão do sistema em manter as tensões nodais em níveis aceitáveis e mantê-las nestes níveis mesmo frente a distúrbios. Essa habilidade está associada com a Margem de Estabilidade de Tensão (MET) que é a distância entre o ponto de operação e a máxima capacidade de transferência de potência do sistema. Assim, neste capítulo será apresentado o cálculo das MET nodais, dado por meio de técnica construída a partir do equivalente externo Ward mostrada em SILVA (2016), e os métodos de restauração de fluxo de carga analisados (o *Repeated Power Flow* (RPF) via bisseção e o fluxo de potência ótimo (FPO)), que são importantes para a determinação dos riscos de instabilidade e cálculo de custos de corte de carga. Ademais, as metodologias utilizadas para avaliar probabilisticamente a ET por meio da SMC e do MEE também serão mostradas.

### **5.1 RESTAURAÇÃO DA SOLUBILIDADE DO FLUXO DE CARGA**

#### **5.1.1 Restauração da Solubilidade via Fluxo de Potência Ótimo**

O problema de fluxo de potência ótimo (FPO) consiste em otimizar um determinado objetivo operacional (minimizar as perdas resistivas, minimizar custos de produção de energia, maximizar a transferência de potência, etc.) através do ajuste de variáveis de controle (potência ativa/reactiva dos geradores, *taps* de transformadores, corte de carga, etc.) que satisfaça restrições de igualdade associadas com as equações de fluxo de potência e restrições de desigualdade referentes a limites operacionais (carregamento dos circuitos, limites de tensão, valores máximo de mínimo para as potências de saída dos geradores, etc.). Dessa forma, o problema de fluxo de potência pode ser considerado como um subproblema do FPO. Uma aplicação importante do FPO em estudos de estabilidade de tensão é determinar o menor corte de carga que consiga restaurar a solubilidade das equações de fluxo de potência.

A insolubilidade do fluxo de potência, que é caracterizada pela não convergência do método usado para solucionar o sistema não linear associado com o fluxo de potência, pode ocorrer devido a problemas numéricos ou por falta de suporte de potência ativa/reactiva do sistema (OVERBYE, 1994; OVERBYE, 1995; OLIVEIRA *et al.*, 2003; ALVES, 2000). Esses problemas são, em geral, solucionados por meio de

operações de controle que realizam redespacho de geração, mudança de *taps* de transformadores, reajustes nas tensões dos terminais de geradores e, como último recurso, corte de carga. Esses ajustes são realizados para evitar que o sistema entre em colapso de tensão. Dessa forma, o FPO é utilizado para definir essas ações para retomar a convergência do sistema - o que é conhecido como restauração da solubilidade do fluxo de potência - de modo que o corte de carga seja o menor possível (GRANVILLE; MELLO; A.C.MELO, 1996; MELO; MELLO; GRANVILLE, 1997; RODRIGUES, 2009). Nesses casos, a função objetivo do problema é exatamente a minimização do corte de carga, que pode ser realizado em todas as barras ou não. As funções de restrição são então formuladas para que os limites operativos sejam atendidos. Para os sistemas de distribuição, essas funções são dadas por:

- i) Equações de balanço de potência ativa e reativa, garantindo que geração e demanda estejam equilibradas;
- ii) Restrição de módulo e fase da tensão na barra *slack* para manter uma referência no sistema;
- iii) Limites para a fração de corte de carga em cada barra, que pode variar de 0 (nenhum corte) a 1 (corte total);
- iv) Limites inferiores de geração de potência ativa e reativa da barra *slack*.

Dessa forma, o FPO para restauração da solubilidade é formulado pelo seguinte problema de otimização não-linear:

$$\text{Minimizar: } \sum_{k \in \Omega_L} \alpha_k P d_k^{esp} \quad (5.1)$$

s.a.:

$$\text{para } k = 1, \dots, NB \quad \begin{cases} P_k(\theta, V) - P g_k = 0, \text{ se } k \in \Omega_{V\theta} \\ P_k(\theta, V) - \alpha_k P d_k^{esp} = -P d_k^{esp}, \text{ se } k \in \Omega_L \\ P_k(\theta, V) = 0, \text{ se } k \in (\Omega_{PQ} - \Omega_L) \end{cases} \quad (5.2)$$

$$\begin{cases} Q_k(\theta, V) - Qg_k = 0, \text{ se } k \in \Omega_{V\theta} \\ Q_k(\theta, V) - \alpha_k Qd_k^{esp} = -Qd_k^{esp}, \text{ se } k \in \Omega_L \\ Q_k(\theta, V) = 0, \text{ se } k \in (\Omega_{PQ} - \Omega_L) \end{cases} \quad (5.3)$$

$$\theta_k = \theta_k^{esp}, \text{ para } k \in \Omega_{V\theta} \quad (5.4)$$

$$V_k = V_k^{esp}, \text{ para } k \in \Omega_{V\theta} \quad (5.5)$$

$$0 \leq \alpha_k \leq 1, \text{ para } k \in \Omega_L \quad (5.6)$$

$$0 \leq Pg_k \leq \infty, \text{ para } k \in \Omega_{V\theta} \quad (5.7)$$

$$0 \leq Qg_k \leq \infty, \text{ para } k \in \Omega_{V\theta} \quad (5.8)$$

Em que:

$P_k(\theta, V) (Q_k(\theta, V))$  é a potência ativa (reativa) líquida na barra  $k$ .

$NB$  é o número de barras.

$\theta_k(V_k)$  é o ângulo (módulo) da tensão na barra  $k$ .

$Pd_k^{esp} (Qd_k^{esp})$  é a carga ativa (reativa) especificada na barra  $k$ .

$Pg_k (Qg_k)$  é a geração de potência ativa (reativa) na barra  $k$ .

$\theta_k^{esp}, V_k^{esp}$  e  $Pg_k^{esp}$  são, respectivamente, os valores especificados de ângulo e módulo da tensão e potência ativa gerada na barra  $k$ .

$\Omega_{V\theta}$  e  $\Omega_{PQ}$  são os conjuntos de barras do tipo  $V\theta$  e  $PQ$ .

$\Omega_L$  é o conjunto de barras com carga.

$\alpha_k$  é a fração de corte de carga na barra  $k$ .

É importante observar que caso não seja necessário corte de carga ou mudança de controles o resultado fornecido pelo FPO deve ser o mesmo fornecido pelos algoritmos de fluxo de carga convencionais. Além disso, para que o corte seja realizado de forma igual em todas as barras,  $\alpha$  passa a ser um escalar que multiplica as cargas em todas as barras e não mais um vetor que possui um corte para cada barra. Entretanto, tal

suposição pode aumentar o tempo computacional e encontrar um corte de carga maior do que aquele que seria realmente necessário. Todavia, esse procedimento permite validar a solução do FPO de restauração da solubilidade com relação a outros algoritmos, tais como, o fluxo de potência continuado e o método da bisseção que será explicado na próxima subseção. Neste trabalho, o problema de programação não-linear associado com o FPO foi solucionado usando-se a função nativa do *software* MATLAB chamada *fmincon* que oferece suporte para minimizar funções mono-objetivas sujeitas a restrições de igualdade e desigualdade.

### 5.1.2 Restauração da Solubilidade via Método da Bisseção

No ponto de máxima transferência de potência a Matriz Jacobiana é singular, o que impossibilita as soluções das equações do problema de fluxo de carga (injeções líquidas de potência nodal) por meio do método de Newton e suas variantes (GAO; MORISON; KUNDUR, 1992). Por isso, existe uma gama de técnicas desenvolvidas para o cálculo desse ponto, como, por exemplo, o Fluxo de Potência Continuado (AJJARAPU; CHRISTY, 1992), a fim de determinar a MET. O Fluxo de Potência Continuado propõe uma parametrização das equações de fluxo de carga de forma a obter trajetórias de suas soluções e assim determinar o ponto de máxima transferência de potência. Há, no entanto, formas mais simples para estimar a MET. Uma delas é a de apenas repetir o fluxo de potência (sem parametrizações ou outras alterações) sucessivas vezes aumentando-se a carga até não obter mais solução. Assim, é possível aproximar-se do montante de carga máximo suportado pelo sistema. Tal processo é conhecido como RPF e vem do inglês *Repeated Power Flow*. Como neste trabalho o interesse é em retomar a solubilidade do fluxo de potência, para os casos de insolubilidade perante uma contingência, o RPF pode ser usado para determinar o montante de carga que deve ser cortado.

O RPF é uma técnica interessante por ser de fácil implementação e por permitir que as cargas possam ser variadas na mesma proporção em todas as barras ou não. Dessa forma, é possível realizar análises em vários cenários de incremento/decremento de carga em áreas, barras individuais ou no sistema inteiro. Contudo, deve-se observar que esse método é muito sensível ao tamanho do passo de variação da carga. Isso pode

ser entendido imaginando-se um sistema que possui uma margem no montante de carga de 63 %, i.e., o sistema consegue dar suporte de uma carga 1,63 vezes da carga nominal. Se a cada fluxo de potência testado a carga for incrementada com um passo de 0,1, o RPF retornaria uma margem de 70 %. Isso porque não ocorreriam testes de convergência entre 0,6 e 0,7, pois o passo de crescimento é de 0,1. Todavia, se esse passo é demasiadamente pequeno, conquanto se tenha uma boa precisão, o esforço computacional é sobretudo elevado. Por isso, é vantajoso utilizar técnicas que determinem esse espaço de busca de forma mais eficaz. Uma dessas técnicas, que é utilizada neste trabalho, é a da bisseção.

O método da bisseção, também conhecido como busca binária ou método da dicotomia é um método iterativo que reduz o intervalo de existência da raiz sempre ao meio. Como já abordado, o interesse é em retomar a solubilidade do fluxo, assim o intervalo de existência da raiz (novo ponto de operação) será entre a potência do caso base (pré-contingência) do sistema, em que não há mais convergência do fluxo pós-contingência, e zero, que representa um corte total de carga. Assim o intervalo inicial de busca será (ZHANG *et al.*, 2013; CUTSEM; MOISSE; MAILHOT, 1999):

$$[0, S_l] \quad (5.9)$$

Em que:

$S_l$  é a potência aparente de pico para o caso base.

Neste trabalho, foi considerado o incremento/decremento proporcional em todas as barras. Além disso, foi assumido que os fatores de potência das cargas são constantes. Dessa forma, as potências ativas e reativas crescem/decrescem em mesma proporção. Contudo, nada impede que sejam adotados parâmetros diferentes, como por exemplo, o de que somente algumas cargas possam ser alteradas, isso modificaria apenas o passo de variação, que não seria mais igual para todas as barras. Há de se observar, entretanto, que essa restrição pode aumentar o tempo computacional na busca de uma nova raiz, como também não conseguir encontrar corte suficiente para retomar a solubilidade do fluxo. Assim, para determinar o novo intervalo de existência, é

realizado então um teste de convergência do fluxo de carga no ponto médio do intervalo dado por:

$$S_{med} = \frac{(S_{max} + S_{min})}{2} \quad (5.10)$$

Em que:

$S_{med}$  é a potência aparente média.

$S_{min}$  é a potência aparente mínima.

$S_{max}$  é a potência aparente máxima.

Conforme o intervalo dado em (5.9), o fluxo de potência deverá ser testado para um pico de carga igual a  $S_l/2$ . As desagregações das cargas com relação ao pico do sistema são realizadas de acordo com os fatores de participação nodais tal como o mostrado em (3.5), (3.6) e (3.7).

Seguindo-se o método da bisseção, se o fluxo convergir em  $S_l/2$  o novo intervalo de busca será:

$$[S_{med}, S_l] \quad (5.11)$$

Caso contrário, a raiz se encontra no intervalo:

$$[0, S_{med}] \quad (5.12)$$

Novamente o intervalo é reduzido ao meio como em (5.10) até que a diferença entre o valor mínimo e máximo do intervalo esteja dentro de uma tolerância admissível.

Assim, o método do RPF via bisseção para determinar uma redução de montante de carga que retome a solubilidade do sistema é tal como o fluxograma ilustrado na Figura 5.1.

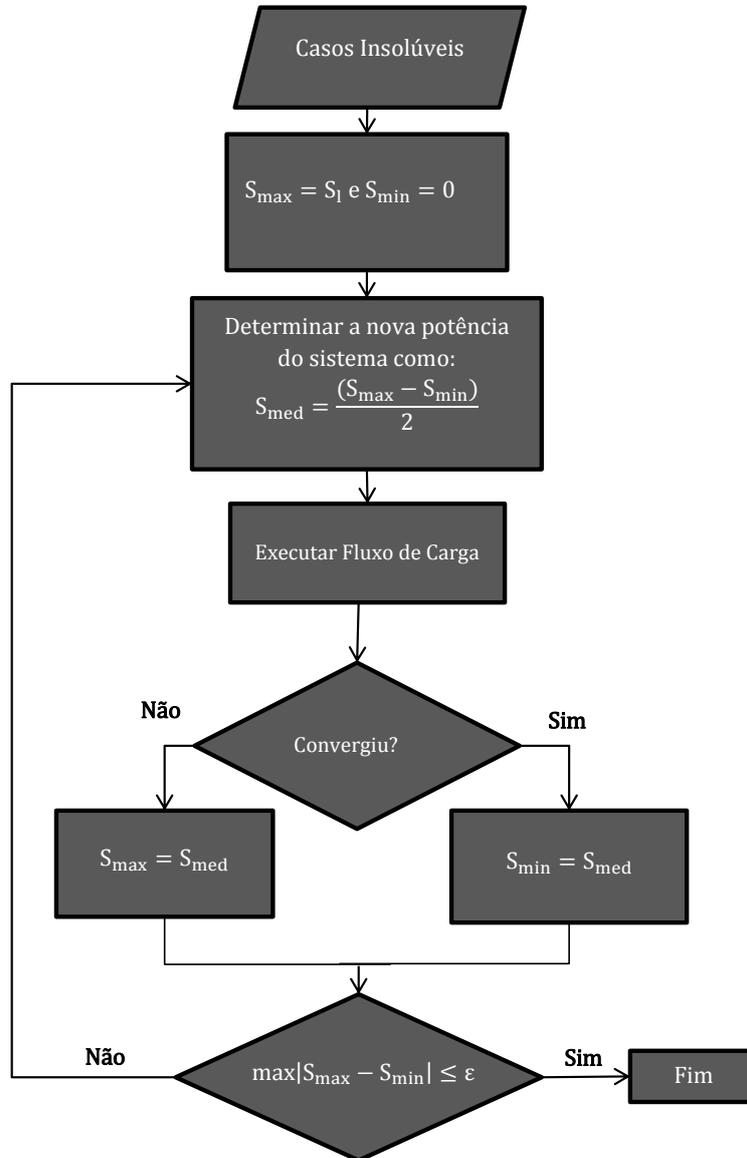


Figura 5.1 - Fluxograma do RPF via método da bisseção.

## 5.2 EQUIVALENTE PARA ANÁLISE NODAL DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

Em SILVA (2016) é apresentada uma metodologia de análise nodal da MET para redes de distribuição de topologia radial. Tal abordagem se fundamenta na criação

de equivalentes de duas barras para cada nó de carga do sistema para então calcular a margem por meio de equações analíticas fechadas. Essa metodologia é expandida neste trabalho para avaliar redes de topologia malhada. A intenção inicial da técnica é criar equivalentes de duas barras, sendo a barra de fornecimento idêntica à barra *slack*. Isso equivale ao que é mostrado na Figura 5.2, em que um sistema multi-nó de topologia radial (Figura 5.2 (a)) após o processo de redução fica como o circuito da Figura 5.2 (b). Desse modo cada barra de carga pode ser avaliada separadamente.

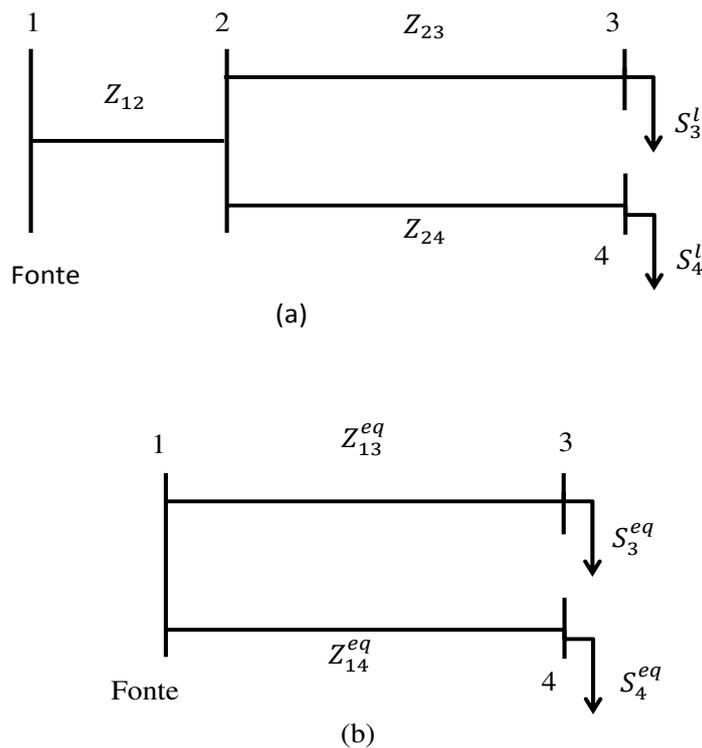


Figura 5.2- Sistema radial (a) e equivalentes para cálculo da MET (b).

Em que:

$Z_{km}^{eq}$  é a impedância equivalente entre os nós  $k$  e  $m$ .

$S_m^{eq}$  é a potência aparente equivalente na barra  $m$ .

Para as redes radiais, a metodologia definida em SILVA (2016) mostra que o equivalente é realizado em duas etapas seguindo os mesmos princípios do equivalente externo Ward não-linear que é vastamente abordado em MONTICELLI (1983). Para tanto, a barra para qual a MET será calculada compõe a rede interna e a fronteira e todas

as demais barras formam a rede externa a sofrer redução. A primeira etapa do equivalente está relacionada ao cálculo da admitância equivalente entre a rede externa e a fronteira. Tal admitância é calculada com o inverso da soma de todas as impedâncias no caminho entre a barra de carga em estudo e o nó fonte. Esse cálculo é obtido a partir da análise da topologia da rede radial conectada aos conceitos da metodologia do equivalente externo Ward não-linear. A segunda etapa do equivalente é realizada para compensar as perdas e efeitos das cargas de outras barras na região de interesse, este procedimento é feito da mesma maneira que no equivalente Ward não-linear – com potências equivalentes de compensação. Dessa maneira, as admitâncias equivalentes ( $Y_k^{eq}$ ) são calculadas como:

$$Y_k^{eq} = \left( \sum_{i \in \chi_{k0}} Z_{p_i q_i} \right)^{-1} \quad k = 1, \dots, NB^l \quad (5.13)$$

Em que:

$\chi_{k0}$  é o conjunto de ramos entre a barra de interesse  $k$  e a subestação.

$NB^l$  é o número de barras de carga.

$p_i(q_i)$  é o nó inicial (final) associado ao ramo  $i$ .

$Z_{p_i q_i}$  é a impedância entre os nós  $p_i$  e  $q_i$ .

A partir das admitâncias equivalentes as potências de compensação ( $S_k^{eq}$ ) são calculadas como:

$$S_k^{eq} = E_k \times [(E_s - E_k)Y_k^{eq}]^* \quad k = 1, \dots, NB^l \quad (5.14)$$

Em que:

$E_s(E_k)$  é a tensão complexa nodal associada a fonte (ao nó  $k$ ).

Assim, o equivalente, chamado equivalente externo Ward radial (EEWR), pode ser obtido nos seguintes passos (SILVA, 2016):

- i) Obter o estado base do sistema;
- ii) Calcular a admitância equivalente, dada por (5.13), para a barra de interesse  $k$ ;
- iii) Calcular a injeção de potência aparente de compensação para a barra  $k$  por meio de (5.14).

Dessa forma, por exemplo, o equivalente para a barra 3 da Figura 5.2 (a) é da forma como mostrado na Figura 5.3.

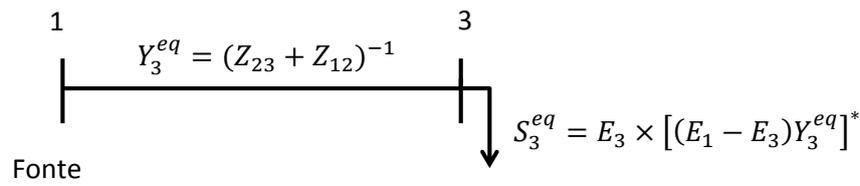


Figura 5.3- Circuito equivalente para análise da MET para a barra 3.

Após a obtenção do equivalente, a MET é calculada através de equações que garantam a solubilidade das equações do fluxo de carga para um sistema de duas barras. Para melhor compreender tal cálculo, tomemos o circuito equivalente de duas barras mostrado na Figura 5.4.

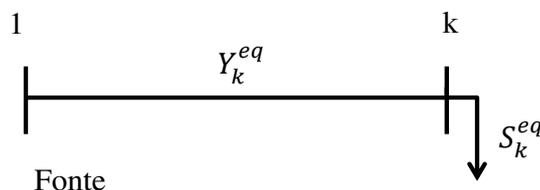


Figura 5.4- Circuito de duas barras para cálculo da MET.

As potências ativa ( $P_k$ ) e reativa ( $Q_k$ ) nodais da barra  $k$  são dadas por:

$$P_k = P_k^g - P_k^l = g_{1k}V_k^2 - V_kV_1(g_{1k} \cos \theta_{k1} + b_{1k} \sin \theta_{k1}) \quad (5.15)$$

$$Q_k = Q_k^g - Q_k^l = -b_{1k}V_k^2 - V_kV_1(g_{1k} \sin \theta_{k1} + b_{1k} \cos \theta_{k1}) \quad (5.16)$$

Em que:

$P_k^g (P_k^l)$  é a potência ativa gerada (consumida) na barra  $k$ .

$Q_k^g (Q_k^l)$  é a potência reativa gerada (consumida) na barra  $k$ .

$V_k (V_1)$  é o módulo da tensão na barra  $k$  (1).

$$Y_k^{eq} = g_{1k} + jb_{1k} \quad (5.17)$$

$$\theta_{k1} = \theta_k - \theta_1 \quad (5.18)$$

Sendo que  $\theta_k$  ( $\theta_1$ ) é o ângulo da tensão nodal em  $k$  (1).

Como a barra 1 é a referência angular do sistema,  $\theta_1$  pode ser substituído por 0. Além disso, a representação do número complexo  $Y_k^{eq}$  pode também ser em função do seu módulo e ângulo, i.e.,  $Y_k^{eq} = |Y_k^{eq}| \times (\cos \phi - j \sin \phi)$ , em que:  $\phi = \tan^{-1}(r_{1k}/x_{1k})$  e  $r_{1k}$  ( $x_{1k}$ ) é a resistência (reatância) equivalente entre os nós 1 e  $k$ . Aplicando-se tais substituições em (5.15) e (5.16) tem-se:

$$\begin{aligned} P_k - g_{1k}V_k^2 &= -V_kV_1(g_{1k} \cos \theta_{k1} + b_{1k} \sin \theta_{k1}) \\ &= -|Y_k^{eq}|V_kV_1(\cos \phi \cos \theta_k - j \sin \phi \sin \theta_k) \\ &= -|Y_k^{eq}|V_kV_1 \cos(\theta_k + \phi) \end{aligned} \quad (5.19)$$

$$\begin{aligned} Q_k + b_{1k}V_k^2 &= -V_kV_1(g_{1k} \sin \theta_{k1} - b_{1k} \cos \theta_{k1}) \\ &= -|Y_k^{eq}|V_kV_1(\cos \phi \sin \theta_k + j \sin \phi \cos \theta_k) \\ &= -|Y_k^{eq}|V_kV_1 \sin(\theta_k + \phi) \end{aligned} \quad (5.20)$$

Dividindo-se (5.19) por (5.20) chega-se ao ângulo da tensão na barra  $k$  dado por:

$$\theta_k = -\phi + \arctan\left(\frac{Q_k + b_{1k}V_k^2}{P_k - b_{1k}V_k^2}\right) \quad (5.21)$$

Elevando-se ao quadrado (5.20) e (5.21) e somando-as, chega-se à equação bi quadrática do módulo da tensão na barra  $k$  dada por:

$$(g_{1k}^2 + b_{1k}^2)V_k^4 - \left(2(g_{1k}P_k - b_{1k}Q_k) + |Y_k^{eq}|^2V_1^2\right)V_k^2 + (P_k^2 + Q_k^2) \quad (5.22)$$

Para que o módulo da tensão na barra  $k$  possua um valor real e, portanto, valor físico, é necessário que:

$$\Delta \geq 0 \quad \text{ou seja:}$$

$$\left(2(g_{1k}P_k - b_{1k}Q_k) + |Y_k^{eq}|^2V_1^2\right)^2 - 4(g_{1k}^2 + b_{1k}^2)(P_k^2 + Q_k^2) \geq 0 \quad (5.23)$$

A partir de (5.23) é possível calcular a máxima potência ativa considerando-se o fator de potência ( $\varphi_k$ ) da carga conectada a barra  $k$  constante. Isso é possível porque no ponto de máximo carregamento os dois valores positivos de (5.22), associados com significados físicos da tensão, são iguais, o que ocorre quando:

$$\Delta \geq 0 \quad \text{ou seja:}$$

$$\left(2(g_{1k}P_k - b_{1k}Q_k) + |Y_k^{eq}|^2V_1^2\right)^2 - 4(g_{1k}^2 + b_{1k}^2)(P_k^2 + Q_k^2) = 0 \quad (5.24)$$

Dessa forma a potência máxima a ser transferida para a barra  $k$  ( $P_k^{max}$ ) poderá ser encontrada através da resolução da equação quadrática definida em (5.24). Considerando-se um fator de potência ( $\varphi_k$ ) da carga constante, (5.24) pode ser reescrita como:

$$\begin{aligned} & \left( 2 (g_{1k}P_k - b_{1k}P_k \tan \varphi_k) + |Y_k^{eq}|^2 V_1^2 \right)^2 \\ & - 4(g_{1k}^2 + b_{1k}^2)(P_k^2 + P_k^2 \tan^2 \varphi_k) = 0 \end{aligned} \quad (5.25)$$

Dessa forma, as raízes de (5.25) serão:

$$P_{k_{1,2}} = \frac{1}{2} \frac{(A_k \pm 4 * B_k) * V_1^2 |Y_k^{eq}|^2}{C_k} \quad (5.26)$$

Em que:

$$A_k = -4b_{1k} \tan \varphi_k + 4 * g_{1k}$$

$$B_k = \sqrt{b_{1k}^2 + \tan^2 \varphi_k + b_{1k}^2 + g_{1k}^2 \tan^2 \varphi_k + b_{1k}^2}$$

$$C_k = 8g_{1k} b_{1k} \tan \varphi_k + 4g_{1k}^2 \tan^2 \varphi_k + 4b_{1k}^2$$

Como a potência máxima estará associada com a raiz de sinal negativo pela convenção de sinais da potência nodal dada em (5.15) e (5.16), a potência máxima capaz de ser transferida na linha será dada por:

$$P_k^{max} = \min\{P_{k_1}, P_{k_2}\} \quad (5.27)$$

Assim, a MET da barra  $k$  pode finalmente ser calculada em porcentagem como:

$$MET_k(\%) = 100 \times \frac{(P_k^{max} - P_k^{eq})}{P_k^{max}} \quad (5.28)$$

Essa metodologia se mostra simples e com baixo custo computacional para ser aplicada em métodos probabilísticos, que normalmente exigem a avaliação de um grande número de estados do sistema para estimar índices probabilísticos com precisão aceitável. Essas vantagens são derivadas dos seguintes fatores: (i) o cálculo da

admitância equivalente ocorre apenas uma vez, já que as resistências e reatâncias das linhas não são variáveis; (ii) as injeções equivalentes de potência são dependentes apenas dessas admitâncias e do estado da rede, dado por meio de fluxo de carga, que deve ser executado a cada estado; (iii) as MET são calculadas por meio de equações simples que não exigem cálculos matriciais. No entanto, como essa técnica foi formulada para redes radiais, ela não pode ser diretamente aplicada neste trabalho cujo objeto de estudo é a rede de topologia malhada. Por isso, é necessária uma adaptação no cálculo da admitância equivalente que não pode mais ser construída baseando-se em um caminho único entre a barra de interesse e a fonte, já que isso é uma característica da radialidade. Para tanto foi utilizado o cálculo da impedância equivalente entre dois nós  $k$  e  $m$  quaisquer de uma rede descrito em MONTICELLI (1983). Tal cálculo é realizado eliminando-se todas as fontes de corrente e de tensão da rede e conectando-se de uma fonte de corrente ideal de valor unitário entre as barras  $k$  e  $m$ . Assim, para calcular a impedância equivalente entre os nós  $k$  e  $m$  parte-se do modelo mostrado na Figura 5.5.

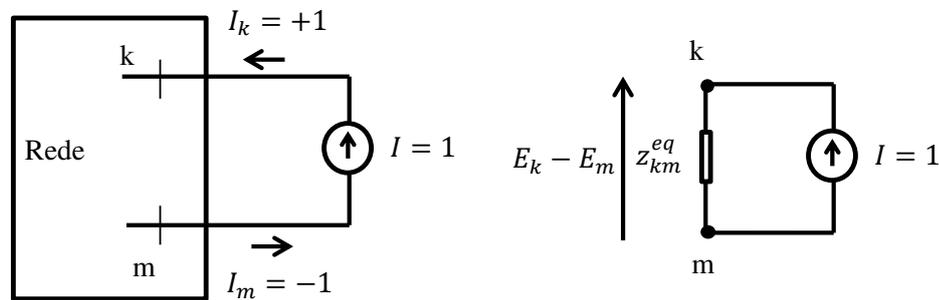


Figura 5.5 - Modelo para determinação da impedância equivalente entre as barras  $k$  e  $m$ . Adaptado de MONTICELLI (1983).

A queda de tensão entre os nós  $k$  e  $m$  para o modelo da Figura 5.5 é dada por (MONTICELLI, 1983):

$$E_k - E_m = Z_{kk} + Z_{mm} - 2Z_{km} \quad (5.29)$$

Em que:

$Z_{kk}$ ,  $Z_{mm}$  e  $Z_{km}$  são elementos da matriz  $Z$  que é a matriz de impedância nodal da rede dada pelo inverso da matriz admitância nodal  $Y$  associada com a formulação matricial da análise nodal  $YE = I$ , sendo  $I$  o vetor de injeções de corrente nodais e  $E$  as tensões complexas nodais.

Desse modo, pela Lei de Ohm a impedância equivalente  $z_{km}^{eq}$  é dada por:

$$z_{km}^{eq} = \frac{E_k - E_m}{I} \quad (5.30)$$

Como a corrente é unitária:

$$z_{km}^{eq} = Z_{kk} + Z_{mm} - 2Z_{km} \quad (5.31)$$

A partir da impedância equivalente dada em (5.31) é possível construir um equivalente para a rede malhada, tal como o EEWR, que será referenciado como equivalente externo Ward malhado (EEWM). Para a validação dessa metodologia foi utilizado o sistema *Cigré* na configuração europeia cujo diagrama unifilar é ilustrado na Figura 5.6. Os principais dados desse sistema são mostrados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1- Dados do sistema do *Cigré* na configuração europeia.

<b>Tensão nominal</b>	20 kV
<b>Frequência nominal</b>	50 Hz
<b>Potência ativa de pico (MW)</b>	46,215
<b>Potência reativa de pico (MVar)</b>	11,506

A configuração do sistema do *Cigré* assume as topologias radial e malhada. Essa mudança é possível devido às chaves S1, S2 e S3, que se estiverem abertas dão ao sistema uma configuração radial, e se fechadas uma topologia malhada. Para validar o método EEWM proposto para análises em topologias malhadas foi utilizada a configuração em que as chaves S1, S2 e S3 encontram-se fechadas, portanto, a rede em malha. Os resultados fornecidos pelo EEWM foram comparados ao método do vetor tangente (MVT) descrito em SOUZA; CAÑIZARES; QUINTANA (1997).

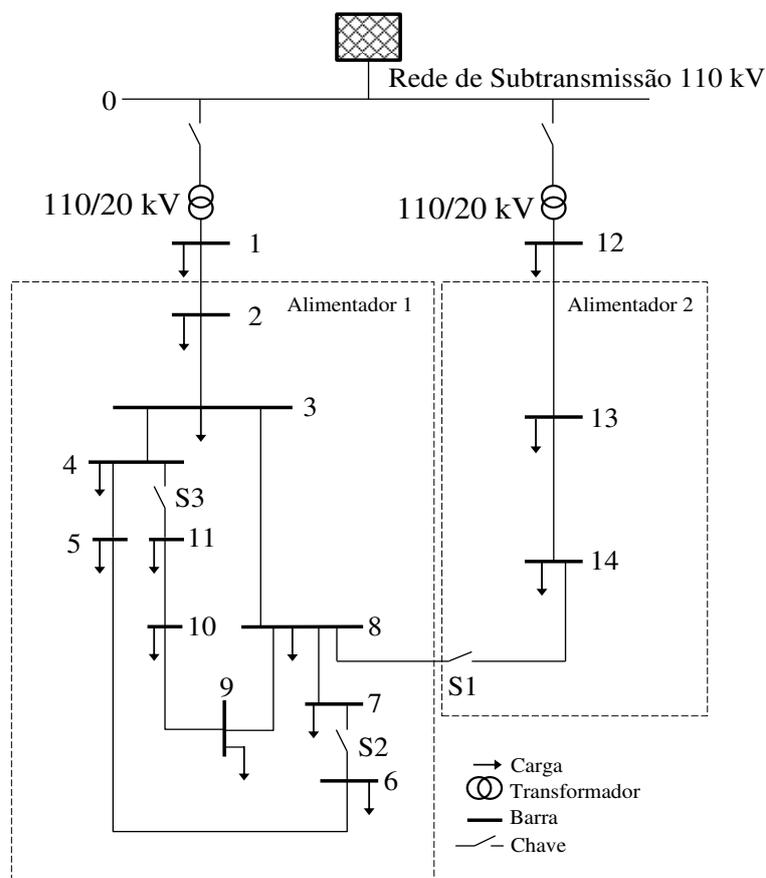


Figura 5.6- Sistema de distribuição do *Cigré* (configuração europeia). Adaptado de *TASK FORCE* C6.04.02 (2014).

O índice do MVT se baseia no fato de que a derivada de uma variável de estado com relação a um parâmetro indica a sensibilidade desta variável à mudança de tal

parâmetro. Assim, é possível determinar a sensibilidade dos ângulos e módulos das tensões do sistema com relação à variação da potência (geração ou carga).

As equações algébricas do fluxo de potência podem ser representadas como:

$$g(x, \lambda) = 0 \quad (5.32)$$

Em que:

$x$  é o vetor associado com as variáveis de estado do sistema (ângulos e módulos das tensões nodais).

$\lambda$  é o parâmetro de perturbação.

Assumindo-se o primeiro ponto de equilíbrio  $(x_0, \lambda_0)$  conhecido:

$$g(x_0, \lambda_0) = 0 \quad (5.33)$$

A derivada parcial de (5.33) com relação a  $x$  e  $\lambda$  no ponto  $(x_0, \lambda_0)$  é dada por:

$$D_x g(x_0, \lambda_0) \frac{\partial x_0}{\partial \lambda} + \frac{\partial g(x_0, \lambda_0)}{\partial \lambda} \quad (5.34)$$

O termo  $D_x g(x_0, \lambda_0)$ , que aparece em (5.34), é exatamente a definição da matriz Jacobiana ( $J$ ) que contém as derivadas parciais de primeira ordem de  $g(x_0, \lambda_0)$  com relação às variáveis de estado do vetor  $x$  no ponto  $(x_0, \lambda_0)$ . Assim, rearranjando-se (5.34) e substituindo-se  $D_x g(x_0, \lambda_0)$  por  $J$ , o vetor tangente (VT), no ponto inicial de equilíbrio, é dado por:

$$VT_0 = \frac{\partial x_0}{\partial \lambda} = -J^{-1} \frac{\partial g(x_0, \lambda_0)}{\partial \lambda} \quad (5.35)$$

Dado que  $\Delta P$  e  $\Delta Q$  são as variações das potências ativa e reativa do sistema e  $\Delta \theta$  e  $\Delta V$  as variações nas fases e módulos das tensões, a partir das equações de fluxo de carga tem-se a seguinte relação:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (5.36)$$

Considerando-se  $\Delta \lambda$  o incremento de carga e  $P_0$  e  $Q_0$  as potências ativa e reativa iniciais, as variações das potências podem ser escritas como:

$$\Delta P = \Delta \lambda P_0 \quad (5.37)$$

$$\Delta Q = \Delta \lambda Q_0 \quad (5.38)$$

O vetor tangente pode ser reescrito como:

$$VT = \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \frac{1}{\Delta \lambda} \quad (5.39)$$

Aplicando-se as relações (5.36), (5.37) e (5.38) em (5.39) o vetor tangente pode então ser definido como:

$$VT = J^{-1} \begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \end{bmatrix} \quad (5.40)$$

A equação (5.40) fornece o cálculo do passo predictor do método do fluxo de potência continuado definido em AJJARAPU; CHRISTY (1992) (SOUZA; CAÑIZARES; QUINTANA, 1997). Além disso, é possível analisar as barras mais críticas do sistema, pois, o vetor tangente, definido em (5.40), mostra as respostas das tensões (fases e módulos) com relação às variações das potências nodais. Dessa forma,

um índice de análise de ET pode ser formulado aproveitando-se da relação direta entre aumento/decremento da potência reativa e módulo da tensão. Segundo SOUZA; CAÑIZARES; QUINTANA (1997) o índice do MVT define a criticidade de uma barra de acordo com a magnitude do VT sendo que, o que obtiver o maior valor em VT será a barra com menor MET e, portanto, a mais crítica.

Para comparar o EEWM com o MVT, as barras foram classificadas com relação à criticidade na MET, i.e., as barras com menores MET são classificadas nas primeiras posições e assim sucessivamente de modo que as últimas classificadas são barras com as maiores MET e, portanto, mais estáveis em tensão. Essa comparação por posição é preferida pelas diferenças entre os índices, pois, enquanto o EEWM se propõe a calcular uma distância entre a potência na carga e a máxima transferida, sendo assim uma margem de potência, o MVT faz um estudo da estabilidade apenas a partir da sensibilidade das tensões em relação às variações de potência não calculando exatamente a margem. Tais comparações são mostradas na Tabela 5.2.

Tabela 5.2- Comparação entre a classificação de criticidade com relação a ET entre o EEWR e o MVT para a topologia malhada do sistema do Cigré na configuração europeia (chaves S1, S2 e S3 fechadas).

<b>Posição</b>	<b>EEWM</b>	<b>MVT</b>
<b>1<sup>a</sup></b>	7	7
<b>2<sup>a</sup></b>	6	8
<b>3<sup>a</sup></b>	8	6
<b>4<sup>a</sup></b>	11	11
<b>5<sup>a</sup></b>	12	12
<b>6<sup>a</sup></b>	5	5
<b>7<sup>a</sup></b>	10	10
<b>8<sup>a</sup></b>	9	9
<b>9<sup>a</sup></b>	4	4
<b>10<sup>a</sup></b>	15	15
<b>11<sup>a</sup></b>	14	14
<b>12<sup>a</sup></b>	13	2
<b>13<sup>a</sup></b>	2	13

As tabelas mostram que as classificações com relação a ET para os dois métodos são muito próximas, mas, para mostrar a correlação direta entre os dois índices foi calculado o coeficiente de Spearman ( $\rho$ ) (CORDER; FOREMAN, 2014), que mostra a correlação de postos entre duas classificações com variação de  $-1$  (relação totalmente inversa) a  $1$  (relação totalmente direta). O coeficiente  $\rho$  para duas classificações  $x$  e  $y$  é dado por:

$$\rho = 1 - \frac{6 \sum_i d_i^2}{(n^3 - n)} \quad (5.41)$$

Em que:

$n$  é o número de pares  $(x_i, y_i)$  e  $d_i = (\text{posição de } x_i \text{ no grupo } x) - (\text{posição de } y_i \text{ no grupo } y)$ . Dessa forma, é possível calcular quão próximo está a classificação realizada em  $x$  com a realizada em  $y$ .

Na comparação entre a classificação dada pelo EEWM com a fornecida pelo MTV o coeficiente  $\rho$  é igual a 0,989011, o que mostra que, apesar de algumas alterações de posição em algumas barras, o EEWM tem uma boa classificação quanto a criticidade de barras com relação à MET.

### **5.3 FUNÇÕES-TESTE PARA AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DA ESTABILIDADE DE TENSÃO**

Neste trabalho, foram estimados índices de ET associados com o risco de instabilidade de tensão, i.e., a probabilidade de ocorrência de estados do sistema com problemas de estabilidade de tensão. Esses estados são caracterizados por duas condições de operação da rede elétrica: (i) insolubilidade das equações de fluxo de potência; (ii) violação do limite inferior para a MET. As MET utilizadas para realizar essas análises foram obtidas a partir do equivalente EEWM descrito na seção 5.2. Por

outro lado, o corte de carga necessário para restaurar a solubilidade das equações de fluxo de potência foi realizado conforme o disposto na seção 5.1.

Dessa forma, os índices para avaliar a ET implementados neste trabalho são definidos como:

**i) Risco de instabilidade de tensão associado com insolubilidade das equações de fluxo de potência**

Esse índice representa a probabilidade do sistema residir em um mecanismo causador do colapso de tensão – a perda de solubilidade das equações do fluxo de carga em decorrência da incapacidade de transferência de potência – por isso, é dado por:

$$F_{ins}(x^j) = \begin{cases} 1, & \text{se } x^j \in \Omega_\phi \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.42)$$

Em que:

$\Omega_\phi$  é o conjunto de estados insolúveis.

**ii) Risco de instabilidade de tensão associado com a violação no valor mínimo da margem de estabilidade**

Esse índice representa a probabilidade do sistema se encontrar muito próximo ao ponto de máxima transferência de potência devido às incertezas na carga e na indisponibilidade dos equipamentos. Nesse caso há a solução das equações do fluxo de carga, no entanto, a MET está abaixo ou igual a um valor mínimo pré-estabelecido. Dessa forma, esse índice é dado por:

$$F_{met}(x^j) = \begin{cases} 1, & \text{se } MET_{min}^j \leq M_{min} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.43)$$

Em que:

$$MET_{min}^j = \min\{MET_i^j\} \text{ para } i \in \Omega_l.$$

$\Omega_l$  é o conjunto de barras com carga do sistema.

$MET_i^j$  é a margem de estabilidade de tensão da barra  $i$  no estado  $j$ .

$M_{min}$  é o valor mínimo admissível para as margens nodais de estabilidade. Neste trabalho, foi considerado o valor de 10 %.

### iii) Risco de instabilidade de tensão total

Esse índice está relacionado tanto com os casos de insolubilidade quanto com os que existem MET menores que um valor mínimo, i.e., é a associação dos dois índices anteriores. Desse modo, é definido como:

$$F_{tot}(x^j) = \begin{cases} 1, & \text{se } x^j \in \Omega_\phi \text{ ou } MET_{min}^j \leq M_{min} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.44)$$

## 5.4 ESTIMAÇÃO DOS ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO VIA MÉTODO DE ENUMERAÇÃO DE ESTADOS

Como abordado no capítulo anterior, o MEE se fundamenta no fato de que o valor esperado de uma variável aleatória representa sua tendência central de comportamento (BILLINTON; ALLAN, 1996). Assim, o índice de desempenho é calculado como o valor esperado do índice para o conjunto de estados enumerados. Dessa forma, os índices de ET são calculados como:

$$E[F_e] = \sum_{j \in \Omega_E} P(x^j) F_e(x^j) \quad (5.45)$$

Em que:

$E[F_e]$  é o valor esperado do índice  $F_e$ .

$e = \{ins, met, tot\}$  está associado com os índices de risco avaliados relacionados, respectivamente, com a insolubilidade, MET mínima e risco total.

$P(x^j)$  é a probabilidade do  $j$ -ésimo estado do sistema.

$\Omega_E$  é o conjunto de estados enumerados.

$F_e(x^j)$  é a função-teste do índice de risco tal como descrito na seção 5.3.

As probabilidades de cada estado  $P(x^j)$  são calculadas a partir das incertezas relacionadas a variações da carga e falhas nos circuitos de acordo com o critério n-1 tal como o realizado na análise da CT.

Além dos valores de risco citados na seção anterior, para a estabilidade de tensão, com o interesse em prever a quantidade de energia não fornecida em decorrência de problemas de instabilidade de tensão, adicionalmente, é possível calcular este parâmetro para cada estado de insolubilidade. Assim, o cálculo da energia não fornecida por problemas de instabilidade (EENS) pode ser efetuado conforme (BILLINTON; ALLAN, 1996) como:

$$EENS = \sum_{j \in \Omega_E} R^{TOT}(x^j) \times P(x^j) \times T \quad (5.46)$$

Em que:

$R^{TOT}(x^j)$  é o corte de carga total associado com o estado  $x^j$  devido a insolubilidade das equações de fluxo de potência.

$P(x^j)$  é a probabilidade do estado do sistema  $x^j$

$\Omega_E$  é o conjunto de estados enumerados.

$T = 8760$  é duração de um período de estudo anual.

Dessa forma, as probabilidades para os estados de ET seguem o mesmo algoritmo conceitual mostrado na seção 4.2 e o cálculo dos índices de ET são calculados como mostrado no fluxograma da Figura 5.7.

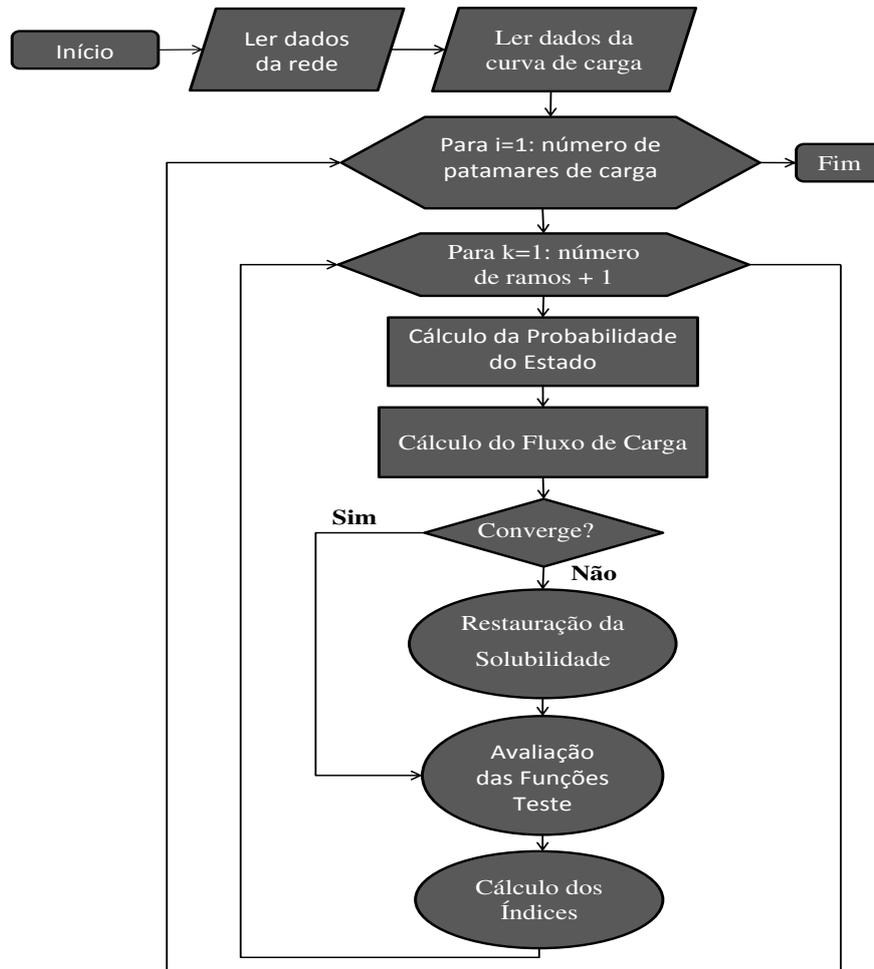


Figura 5.7- Fluxograma do MEE para estimação probabilística de índices de ET.

## 5.5 ESTIMAÇÃO DOS ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO VIA SIMULAÇÃO MONTE CARLO

Novamente, a SMC foi utilizada para validar o método proposto a partir do MEE. A modelagem da SMC para avaliar os índices de ET segue o mesmo padrão do adotado para a análise da CT, inclusive considerando o critério de parada pelo

coeficiente de variação ( $\beta$ ). Assim, os valores esperados dos índices de ET podem ser calculados a partir da SMC como:

$$E[F_e] = \frac{100}{NSIM} \times \sum_{j=1}^{NSIM} F_j^e(i) \quad (5.47)$$

Em que:

$F_j^e(i)$  é a função-teste estática relacionada com o índice de ET  $e$  no ponto de carga  $i$  para o cenário  $j$ .

A geração de cenários necessária para o cálculo de (4.10) na análise da ET é idêntica ao algoritmo conceitual mostrado na seção 4.3. Assim, a avaliação probabilística da ET via SMC é realizada conforme o fluxograma da Figura 5.8.

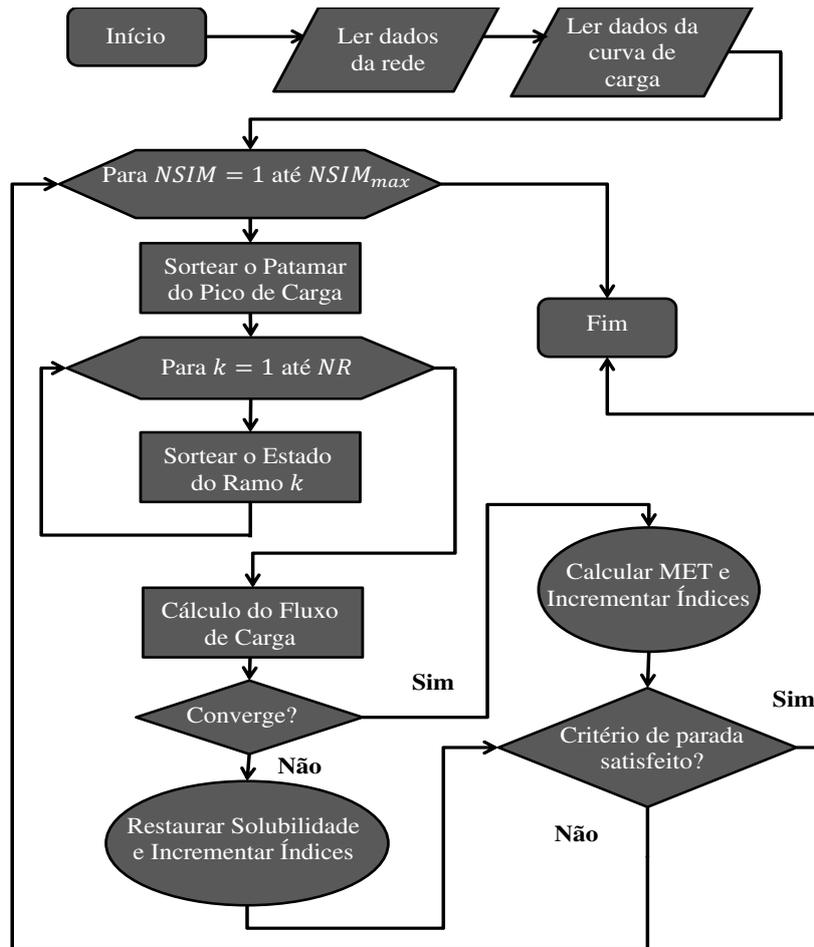


Figura 5.8 - Fluxograma da SMC para estimação probabilística de índices de ET.

## 5.6 RESUMO

Foram mostradas neste capítulo técnicas empregadas para a avaliação probabilística dos índices de ET. As metodologias do FPO e do RPF para restauração da solubilidade das equações do fluxo de carga foram apresentadas. Além disso, a modelagem para o cálculo das MET nodais para sistemas de distribuição malhados baseada no uso de equivalentes externos Ward não-linear foi mostrada e validada comparando-se seus resultados aos fornecidos pelo MVT. As estruturas do MEE e da SMC também foram mostradas por meio de fluxogramas. O próximo capítulo está associado com os resultados obtidos a partir da aplicação dessas metodologias e das apresentadas nos capítulos anteriores no sistema-teste de 342 nós do IEEE.

## 6 RESULTADOS

### 6.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA-TESTE

Os modelos sugeridos nesta dissertação foram aplicados ao sistema-teste do IEEE de 342 nós (IEEE PES DISTRIBUTION SYSTEMS ANALYSIS SUBCOMMITTEE, 2014). Esse sistema será designado daqui por diante como IEEE 342. O IEEE 342 foi proposto para representar sistemas de distribuição de regiões urbanas dos Estados Unidos que exigem alta confiabilidade. Devido a isso, o IEEE 342 tem de topologia malhada. As principais especificações são mostradas na Tabela 6.1 e seu diagrama unifilar é mostrado na Figura 6.1.

Tabela 6.1 - Dados do sistema IEEE 342.

Características do Sistema-Teste	
Número de Linhas	390
Número de Transformadores	70
Número de Pontos de Carga	104
Potência Ativa Total (MW)	42,21
Potência Reativa Total (MVar)	25,70

O sistema IEEE 342 é formado por quatro subsistemas (IEEE PES DISTRIBUTION SYSTEMS ANALYSIS SUBCOMMITTEE, 2014):

- i) **Transmissão 230 kV:** o sistema-teste possui uma pequena porção com linhas de transmissão de 230 kV, que alimentam dois transformadores com conexão delta-delta com 50 MVA de potência aparente nominal cada. Como não há dispositivos de controle no sistema, a tensão no nó fonte é considerada equilibrada e de módulo igual a 1,05 p.u..
- ii) **Alimentadores Primários:** o IEEE 342 contém, na distribuição primária, oito alimentadores subterrâneos.
- iii) **Rede em Malha:** no sistema IEEE 342 há uma rede em malha subterrânea que opera a 120/208 V. Tal rede é alimentada através de 48 transformadores de 1 MVA cada.

- iv) **Rede Spot:** há oito redes subterrâneas com topologia *spot* que operam a 277/480 V. Cada rede é conectada aos alimentadores primários por 2 ou 3 transformadores que variam de 1,5 MVA a 2,5 MVA.

Como os sistemas de distribuição secundária operam com baixas tensões, para transferir maior potência, tais redes são construídas com cerca de 4 a 6 cabos paralelos por seção.

O modelo das linhas do sistema, cujos dados são trifásicos, foi desenvolvido de forma aproximada considerando-se as três fases uniformemente carregadas e perfeitamente transpostas. Dessa maneira, a impedância de sequência positiva é suficiente para representar a segmento trifásico entre duas barras  $k$  e  $m$  quaisquer. Tal impedância, notada  $Z_{km}(+)$  é calculada como (KERSTING, 2001):

$$Z_{km}(+) = r + j0,12134 \ln\left(\frac{D_{eq}}{GMR}\right) \quad \Omega/\text{milha} \quad (6.1)$$

Em que:

$r$  é a resistência do condutor do segmento de linha em  $\Omega/\text{milha}$ .

$D_{eq}$  é uma distância equivalente entre fases em pés dada por  $\sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca}}$ , sendo

$D_{ab}$ ,  $D_{bc}$  e  $D_{ca}$  são, respectivamente, as distâncias entre as fases a-b, b-c e c-a.

$GMR$  é o raio médio geométrico do condutor.

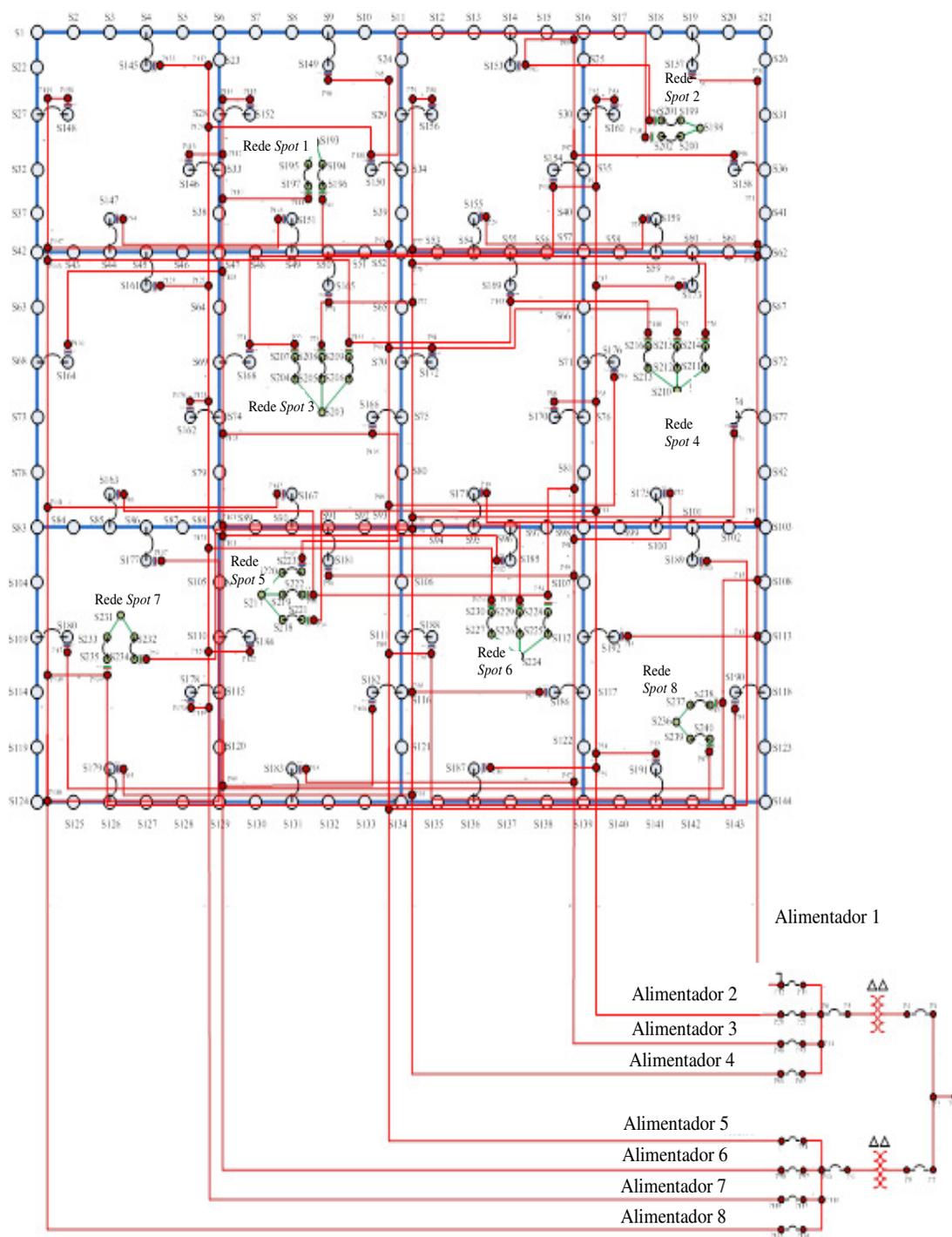


Figura 6.1- Diagrama unifilar do sistema IEEE 342.

Como mencionado, o sistema teste é composto por um trecho do sistema de transmissão e por sistemas de distribuição primária e secundária subterrâneos. Como sistemas de transmissão e distribuição possuem diferenças de estrutura e extensão, os dados de taxas de falha e reparo são diferentes. Tais dados, obtidos em BROWN (2009)

para as redes de distribuição e em BILLINTON; LI (1994) para as redes de transmissão, são mostrados na Tabela 6.2 e Tabela 6.3.

Tabela 6.2- Dados de confiabilidade de redes de distribuição subterrâneas.

<b>Componente</b>	<b>Taxa de Falha</b>	<b>Tempo Médio de Reparo (horas)</b>
Cabos Primários	0,587 falhas/(ano×milha)	30
Cabos Secundários	0,150 falhas/(ano×milha)	30
Transformadores	0,050 falhas/ano	7,8
Chaves	0,005 falhas/ano	5

Tabela 6.3- Dados de confiabilidade de redes de transmissão.

<b>Componentes</b>	<b>Taxa de Falha</b>	<b>Tempo Médio de Reparo (horas)</b>
Linhas de Transmissão	0,5429 falhas/(ano×100 km)	12,4
Transformadores	0,0121 falhas/ano	495

A partir desses dados de taxas de falha e reparo do sistema, é possível dimensionar o alcance do MEE. Isso é feito somando-se as probabilidades de todos os estados do sistema que são os dados na cadeia de Markov da Figura 3.3, i.e., a soma da probabilidade do estado sem falhas com os estados de falhas do critério n-1. Tais probabilidades de estados são calculadas conforme (3.16) e (3.17). Tal análise resulta em um alcance de 99,74 %, i.e., o MEE devido às baixas taxas de falha do sistema de distribuição consegue obter uma cobertura quase total do espaço amostral mesmo sendo baseado em uma análise de contingências de primeira ordem (critério n-1).

## 6.2 ESTIMAÇÃO DE ÍNDICES DE CONFORMIDADE DE TENSÃO

### 6.2.1 Casos de Estudo

Os casos de estudo para avaliar probabilisticamente a CT foram formulados para avaliar a melhor metodologia para analisar os índices de CT considerando as variações cronológicas das cargas e as incertezas nas disponibilidades dos circuitos além do impacto do modelo de resposta da proteção. Adicionalmente, foi testada a influência dos modelos de carga dependentes da tensão apresentados na seção 2.1.3. Por isso, foram implementados os seguintes casos de estudo:

**Caso 1:** São simuladas as variações das cargas e as incertezas associadas às indisponibilidades das linhas, chaves e transformadores do sistema. No entanto, a resposta do sistema de proteção não é considerada. Nessa etapa os modelos das cargas dependentes da tensão são avaliados a partir da seguinte subdivisão:

1. Caso 1.1: carga do tipo 100 % potência constante, por ser esse o modelo geralmente usado na inexistência de informações a respeito das cargas conectadas ao sistema.
2. Caso 1.2: a carga é modelada com os coeficientes  $\alpha_p, \alpha_q, \gamma_p, \gamma_q$  de (2.8) e (2.9) iguais a 50 % por ser esse o modelo indicado para cargas em áreas urbanas em SHORT (2014).
3. Caso 1.3: o modelo de carga considerado é o sugerido por SINGH; MISRA; SINGH (2007) em que, para cargas de áreas comerciais, o modelo é dado por (2.10) e (2.11) com  $\alpha$  igual a 1,51 e  $\beta$  igual a 3,40.

**Caso 2:** esse caso é semelhante ao anterior, no entanto, além das incertezas nas variações da carga e nos ramos, o modelo de resposta da proteção é também considerado com a carga sendo modelada como 50 % potência constante e 50 % impedância constante.

### 6.2.2 Índices de Conformidade de Tensão

O primeiro teste implementado para os índices de CT foi o de validar o método proposto a partir do MEE e comparar a eficiência computacional com a SMC. Dessa forma, a fim de apenas fazer uma comparação de tempo, para o MEE e a SMC foi

simulado o caso 1.1, pois esta análise já traz todas as incertezas consideradas. Assim, é possível estabelecer uma avaliação de tempo quanto as necessidades totais do problema. Para uma boa precisão nos valores dos índices entre os dois métodos e para a avaliação da SMC com o MEE ser mais direta, o critério de parada para a SMC foi de um coeficiente de variação  $\beta$  igual a 1 %. Tal consideração resultou em um pouco mais de 18 mil simulações. As comparações entre os métodos, tanto no que diz respeito a tempo de simulação, quanto a proximidade dos índices, são mostrados na Tabela 6.4 em termos dos índices equivalentes das durações relativas de tensão em estado adequado ( $DR_{eqv}^a$ ), transgressão da tensão precária ( $DR_{eqv}^p$ ) e transgressão da tensão crítica ( $DR_{eqv}^c$ ).

Tabela 6.4 - Comparação entre o MEE e a SMC para o caso 1.1.

<b>Método</b>	<b>Tempo (min)</b>	<b><math>DR_{eqv}^a</math> (%)</b>	<b><math>DR_{eqv}^p</math> (%)</b>	<b><math>DR_{eqv}^c</math> (%)</b>
<b>MEE</b>	6,20	99,76	0,23	0,0096
<b>SMC</b>	24,65	99,77	0,22	0,0053

Os resultados apresentados na Tabela 6.4 mostram que o MEE e a SMC apresentam resultados muito semelhantes quanto ao cálculo dos índices de durações equivalentes. Por outro lado, há grande diferença com relação ao tempo de simulação. Nesse quesito, o MEE é aproximadamente 3,9732 vezes mais rápido que a SMC não-sequencial. Isso mostra a validade da metodologia proposta a um custo computacional bem inferior ao da técnica frequentemente utilizada, que é a SMC. Dessa forma, a técnica a partir do MEE é utilizada para a análise dos demais casos de estudo.

As diferenças apresentadas pelos modelos de carga desconsiderando-se a proteção ideal da rede são mostradas na Tabela 6.5. Nessa tabela é possível observar que o modelo polinomial do caso 1.3 apresenta um índice de adequação maior que todos os demais e a duração equivalente da transgressão da tensão crítica ( $DR_{eqv}^c$ ) chega a ser zero. Por outro lado, o modelo de potência constante (caso 1.1) apresenta um índice de adequação levemente menor e os índices de transgressão da tensão precária ( $DR_{eqv}^p$ ) e de transgressão da tensão crítica ( $DR_{eqv}^c$ ) são mais elevados que todos os demais casos. Essas diferenças ocorrem porque no modelo de potência constante as correntes extraídas pelas cargas são mais elevadas (VIEIRA, 2012), o que torna as quedas de tensão

maiores. Em contrapartida, em um modelo de impedância constante as quedas de tensão são menores. Portanto, o modelo com 50 % de potência constante e 50 % de impedância constante apresenta melhores tensões. Esse efeito é ainda mais intenso no modelo polinomial. Essas variações entre os modelos de carga mostram que o modelo de potência constante fornece índices de conformidade de tensão mais degradados. No entanto, o modelo polinomial fornece resultados mais otimistas, sem apresentar transgressões da tensão crítica. Dessa forma, para adotar um modelo que não obtenha uma perspectiva nem muito mais otimista nem muito mais pessimista do que ocorrerá no sistema, a avaliação do impacto da resposta da proteção será realizado a partir do modelo do caso 1.2. Além disso, o modelo de carga do caso 1.2 é o mais adequado para áreas urbanas. Visto que este é o local de aplicação do IEEE 342, então o modelo do caso 1.2 é o mais coerente com as características reais do IEEE 342.

Tabela 6.5 - Comparação entre os modelos de carga (casos 1.1, 1.2 e 1.3).

<b>Casos de Estudo</b>	$DR_{eqv}^a$ (%)	$DR_{eqv}^p$ (%)	$DR_{eqv}^c$ (%)
<b>Caso 1.1</b>	99,7596	0,2308	0,0096
<b>Caso 1.2</b>	99,7784	0,2200	0,0016
<b>Caso 1.3</b>	99,8081	0,1918	0,0000

Para avaliar o impacto da modelagem da proteção nos índices de conformidade de tensão foram comparados os resultados dos casos 1.2 com o caso 2, em que a carga também foi modelada como 50 % potência constante e 50 % impedância constante. Os resultados são mostrados da Figura 6.2 a Figura 6.5 em que são plotadas nos eixos x e y as posições das barras de carga da rede de distribuição secundária de 120/208 V e no eixo z são mostrados os  $DR_i^e$  nodais, sendo  $e = \{p, c\}$  relacionados aos estados precários e críticos respectivamente.

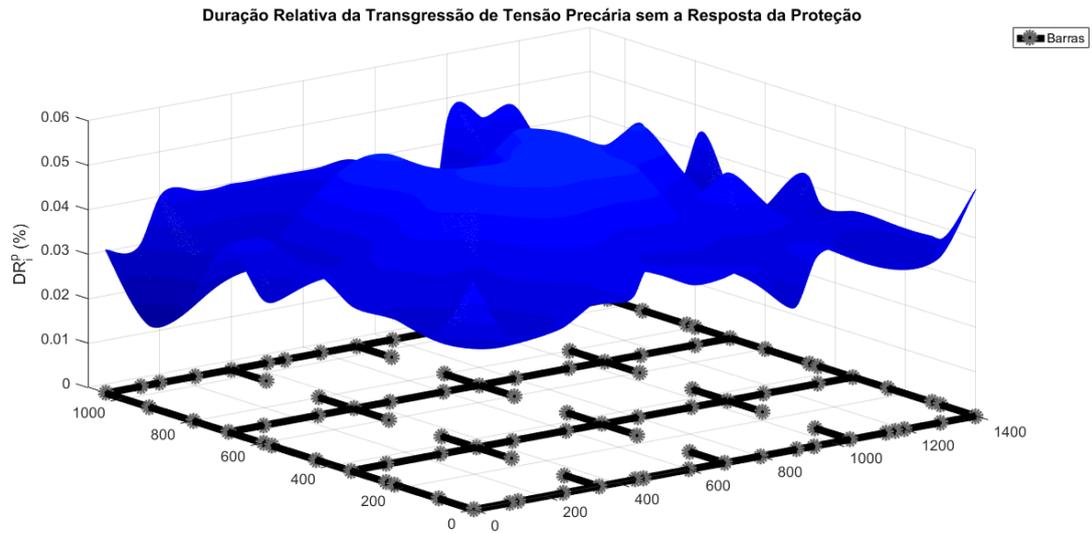


Figura 6.2 – Durações relativas da transgressão da tensão precária nodais sem a modelagem da reposta da proteção.

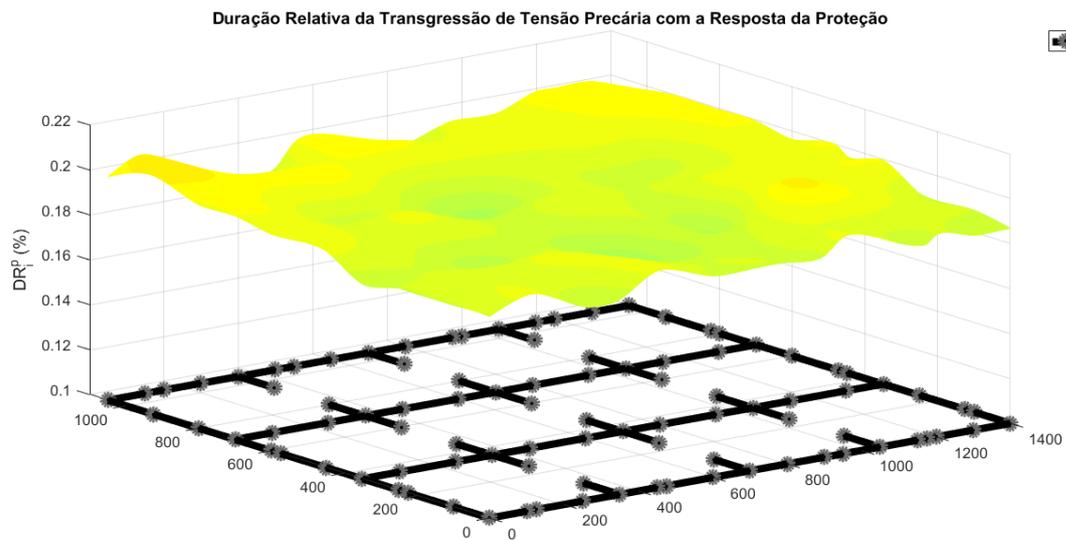


Figura 6.3 - Durações relativas da transgressão da tensão precária nodais com a modelagem da reposta da proteção.

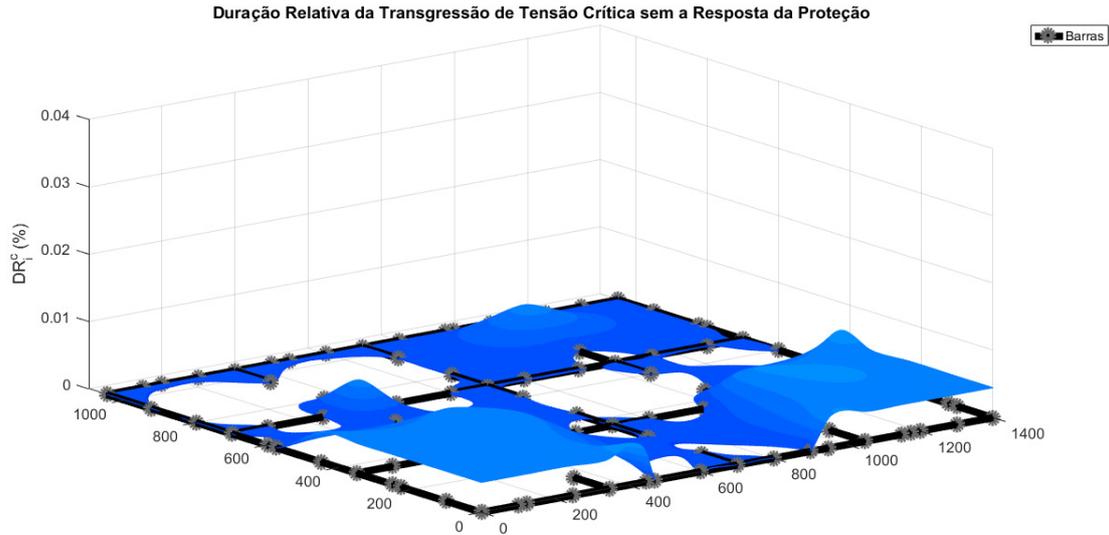


Figura 6.4 - Durações relativas da transgressão da tensão crítica nodais sem a modelagem da reposta da proteção.

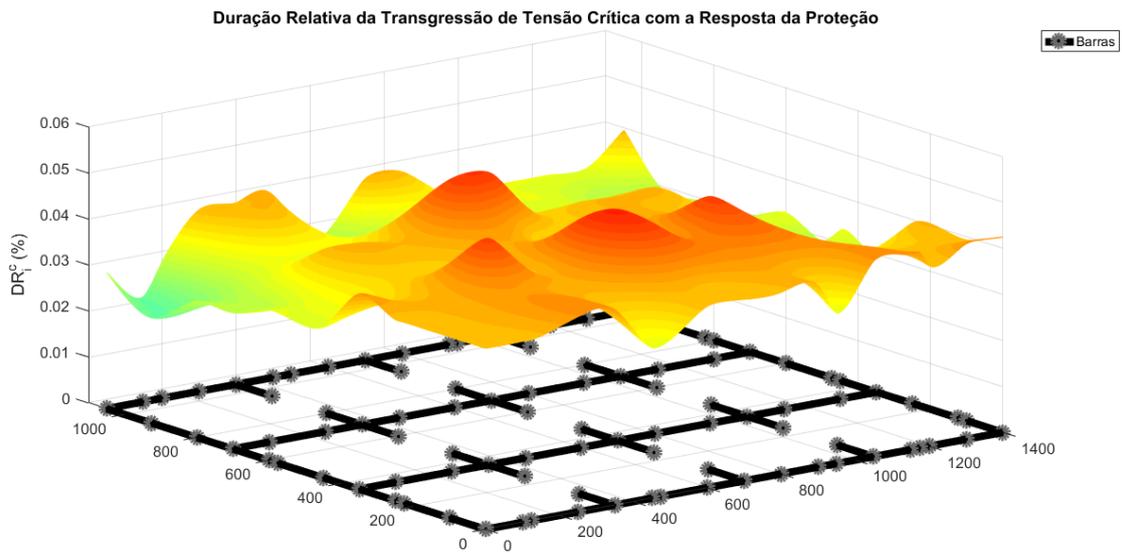


Figura 6.5 - Durações relativas da transgressão da tensão crítica nodais com a modelagem da reposta da proteção.

Comparando-se a Figura 6.2 à Figura 6.3 e as Figuras 6.4 e 6.5 é possível notar o efeito da proteção no sistema. Isso porque os  $DR_i^p$  na Figura 6.2 e dos  $DR_i^c$  na Figura 6.4, em que o modelo da proteção não é considerado, são bem inferiores aos mostrados considerando-se o modelo da proteção (Figura 6.3 e Figura 6.5). Esse efeito é causado

devido ao fato de que falhas em alimentadores da rede primária, quando o modelo da proteção é considerado, retiram mais de um componente, sendo maior parte destes de transformadores. Por isso, os caminhos para os fluxos de potência suprirem as cargas diminuem, o que degrada as tensões. A diferença entre as durações equivalentes da transgressão de tensão precária e crítica entre os casos 1.2 e 2 são apresentadas na Tabela 6.6, em que o índice equivalente da transgressão da tensão precária é quase que 9 vezes maior quando o modelo de proteção é considerado e no caso da transgressão da tensão crítica esse aumento é de quase 20 vezes. Dessa forma, é notória a importância do estudo de CT considerando as incertezas com relação as falhas nos circuitos e a resposta da proteção.

Tabela 6.6- Efeito da resposta da proteção nos índices equivalentes.

<b>Caso de Estudo</b>	<b><math>DR_{eqv}^p</math> (%)</b>	<b><math>DR_{eqv}^c</math> (%)</b>
<b>Caso 1.2</b>	0,0441	0,0016
<b>Caso 2</b>	0,3776	0,0345

### 6.3 ESTIMAÇÃO DE ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

Para a análise da ET, antes da definição dos casos de estudo, foi realizado um teste de comparação de tempo de simulação de restauração do fluxo de carga entre o FPO e o RPF via bisseção apresentados na seção 5.1. No caso base do sistema IEEE 342 não há sobrecargas, por isso, todos os circuitos paralelos da rede secundária foram desconsiderados. Assim, ocorreram sobrecargas no sistema e 10 casos não convergiram simulando as retiradas das linhas, sem considerar probabilidades disto. A comparação do montante de carga cortado para a restauração da solubilidade de cada um dos casos é mostrada na Tabela 6.7, que apresenta também os tempos computacionais de cada método.

Tabela 6.7 - Comparação entre FPO e RPF para restauração de solubilidade.

Casos de Insolubilidade	Montante de Corte de Carga (p.u.)		Tempo (s)	
	Ramo Falhado	FPO ( $10^{-3}$ )	RPF	FPO
102	0,0000	0,0027	116,1739	15,2257
158	0,6116	0,0533	59,7016	18,5329
182	0,0000	0,0016	42,2451	15,1477
233	0,5875	0,0533	58,0480	17,2069
252	0,0006	0,0038	53,5083	15,0385
264	0,2753	0,0247	68,0788	12,5425
282	0,0832	0,0126	79,9817	15,5377
284	0,0586	0,0093	65,8792	14,4613
294	0,0079	0,0082	67,5172	17,9713
298	0,7333	0,0621	53,1963	13,7281

Por meio da Tabela 6.7 é possível observar que o método do FPO apresenta um corte de carga menor do que o fornecido pelo RPF. Em contrapartida, o tempo de simulação do RPF é bem inferior ao do FPO, sendo muitas vezes menor que a metade. Essa vantagem do RPF com relação ao FPO se deve ao fato de que o RPF se baseia no MGZ para obter a solução do fluxo de potência em cada estágio do método de bisseção. O MGZ é livre do cálculo de derivadas parciais, pois ele se fundamenta no método do ponto fixo e tem uma função de iteração cuja matriz dos coeficientes é constante (matriz admitância nodal). Dessa forma, o custo computacional do RPF é menor do que o FPO que calcula derivadas parciais e resolve um sistema linear indefinido com dimensão igual quatro vezes o número de barras (módulo e fase da tensão mais os multiplicadores de Lagrange associados com as equações de fluxo de potência ativa e reativa) a cada

iteração. É importante lembrar que sistemas indefinidos exigem uma estratégia de pivoteamento dinâmico (orientado para evitar o mau condicionamento da matriz e explorar a sua esparsidade) durante o processo de solução, ao contrário do pivoteamento estático (orientado para explorar a esparsidade) usado na solução do sistema linear do MGZ. Dessa forma, o método do RPF foi selecionado para o cálculo da restauração da solubilidade visando um maior desempenho computacional da análise probabilística da ET.

### 6.3.1 Casos de Estudo

Semelhantemente à estimação dos índices de CT, os casos de estudo para a estimação probabilística da ET foram formulados para apontar a metodologia de menor custo computacional e o impacto da resposta da proteção frente a possibilidade de falhas dos circuitos. Além disso, foi realizado um estudo de aumento de carga até 2,2 com relação ao pico da carga nominal com passo de 0,3 da rampa de carga, totalizando-se assim 5 patamares de carga. Essa análise é realizada para fazer previsões de problemas de instabilidade de tensão em cenários de aumento de demanda. As cargas, para a análise da ET, foram modeladas em todos os casos como sendo potência constante. Por isso, foram elaborados os seguintes casos de estudo:

**Caso 1:** nesse caso são consideradas as variações cronológicas das cargas, simuladas pelos agrupamentos de dados, e as possíveis falhas dos circuitos. No entanto, a rede é simulada sem sistema de proteção.

**Caso 2:** esse caso é o de implementação da resposta da proteção. Assim, são simuladas as variações da carga e as falhas dos ramos juntamente com o modelo de resposta da proteção.

### 6.3.2 Índices de Estabilidade de Tensão

Para validação da metodologia proposta a partir do MEE e avaliação de seu desempenho, o primeiro teste realizado foi com relação ao valor médio das MET esperadas nodais. Esse valor médio das MET é notado como  $MET_{eq}$  e é calculado como:

$$MET_{eq} = \frac{(\sum_{i=1}^{NPC} MET_i)}{NPC} \quad (6.2)$$

Em que:

$MET_i$  é a MET esperada da barra  $i$  calculada por meio da técnica do EEWM apresentado na seção 5.2.

$NPC$  é o número de pontos de carga.

A comparação entre o MEE e a SMC também com um critério de parada baseado no coeficiente de variação de 1 %, que resultou na geração de cerca de 27 mil cenários, é mostrada na Tabela 6.8. Nessa comparação é possível novamente ver a precisão da metodologia proposta a partir do MEE a um custo computacional bem inferior ao desempenhado pela SMC, sendo o MEE quase 4 vezes mais rápido. Por isso, os demais resultados que serão apresentados foram obtidos a partir do MEE.

Tabela 6.8 - Comparação do MEE com a SMC para o cálculo da  $MET_{eq}$  do sistema.

<b>Método</b>	<b>Tempo (min)</b>	<b><math>MET_{eq}</math> (%)</b>
<b>MEE</b>	55,7346	98,28
<b>SMC</b>	221,2969	98,27

Para avaliar o impacto da modelagem da proteção foram comparadas as MET nodais entre os casos 1 e 2. Os histogramas para as MET nodais dos dois casos são mostradas nos gráficos das Figura 6.6 e Figura 6.7. Sendo que as diferenças entre as MET equivalentes para cada um dos casos é mostrada na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 - Impacto das falhas dos circuitos associadas a resposta da proteção nas  $MET_{eq}$  do sistema.

<b>Casos de Estudo</b>	<b><math>MET_{eq}</math> (%)</b>
<b>Caso 1</b>	98,28
<b>Caso 2</b>	73,99

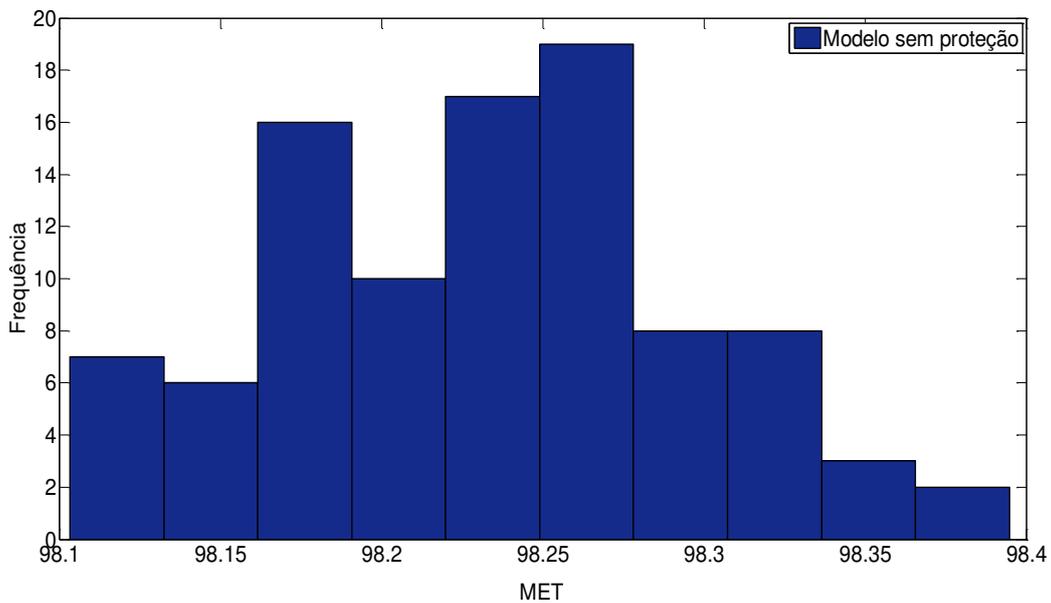


Figura 6.6 – Histograma de MET nodais obtidas no caso sem proteção.

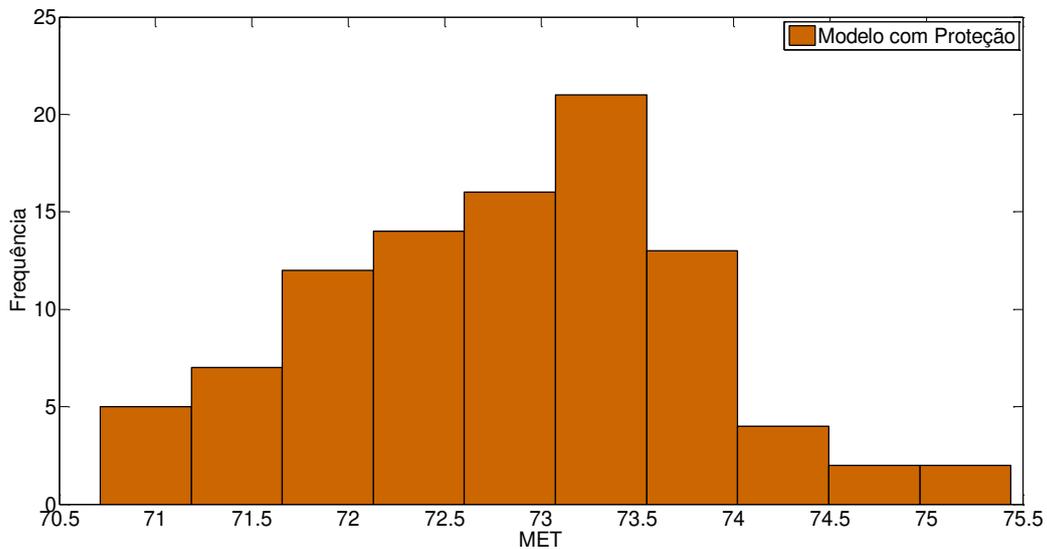


Figura 6.7 - Histograma de MET nodais obtidas no caso com proteção.

A partir das Figura 6.6 e Figura 6.7 e Tabela 6.9 é possível notar a diminuição das MET do sistema quando o modelo de proteção é considerado. Devido à construção, o sistema é bem robusto e suporta bem as possíveis falhas dos ramos. Entretanto, é possível notar uma diminuição de quase 25 % na  $MET_{eq}$ , que representa a tendência do que ocorre em todo o sistema. A partir dos histogramas é possível notar aspectos

importantes. O primeiro é que as diferenças nas MET entre os dois modelos são significativas. Outro aspecto importante é notar que no caso 1, em que o modelo de proteção não é considerado, a dispersão entre as MET em todos os nós do sistema é muita baixa, e todas se encontram muito próximas da média. Por outro lado, quando a proteção é implementada, a variação é muito maior, mostrando que algumas regiões ficam bem mais propensas à instabilidade de tensão que outras. Para notar tais aspectos foram plotados nas Figura 6.8 e Figura 6.9 os diagramas de caixa para avaliar os valores de dispersão dessas amostras.

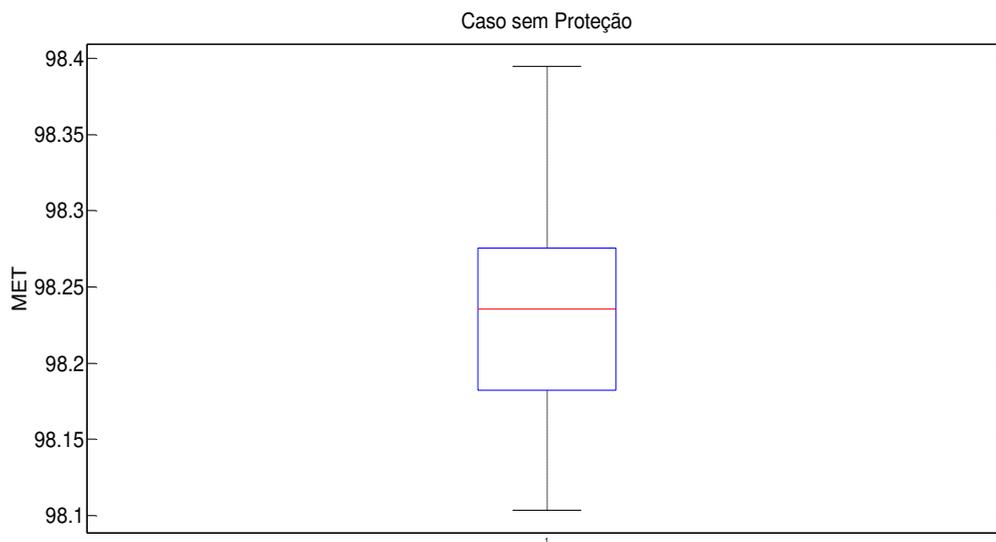


Figura 6.8 - Diagrama de caixa do caso sem proteção.

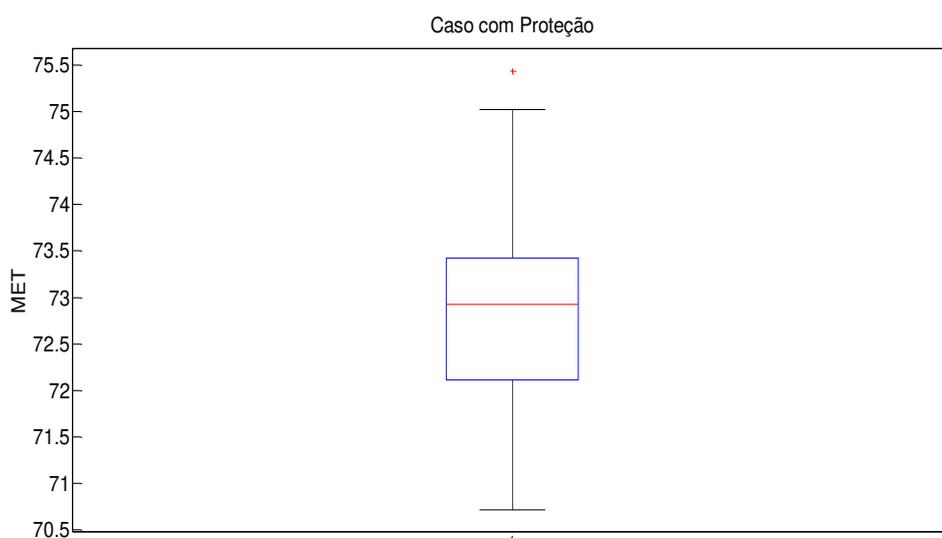


Figura 6.9 - Diagrama de caixa do caso com proteção.

A partir da Figura 6.8 é possível notar que no caso em que a proteção não é considerada os valores máximos de MET, 98,3948, e o mínimo, 98,1, estão muito próximos da mediana que é igual a 98,2353 e, além disso, o gráfico mostra que não há discrepantes. Logo, todas as regiões se encontram em níveis semelhantes de estabilidade de tensão. Por outro lado, no diagrama de caixa do caso em que a proteção é considerada há valores discrepantes. Além disso, as diferenças entre o valor máximo, 75,4383, e mínimo, 70,7131, com relação à mediana igual a 75,4383 mostram que há regiões com mais problemas de instabilidade de tensão, mostrando o efeito que o modelo da proteção causa na ET e que estudos mais apurados devem ser realizados na rede.

Na análise de aumento de demanda, realizada no pico de carga do sistema com a intenção de somente analisar os piores casos de carregamentos futuros, o primeiro índice calculado foi o de risco de insolubilidade na presença de contingências sem a implementação da resposta da proteção. Tais resultados são mostrados na Figura 6.10. Por meio de tal figura é possível observar como o risco de insolubilidade cresce à medida que ocorre o aumento de carga, como o esperado, no entanto, essas probabilidades não são elevadas. Isso se explica porque as taxas de falha do sistema são pequenas e também as taxas de reparo bem elevadas, desse modo, a probabilidade de não ocorrer contingências é alta.

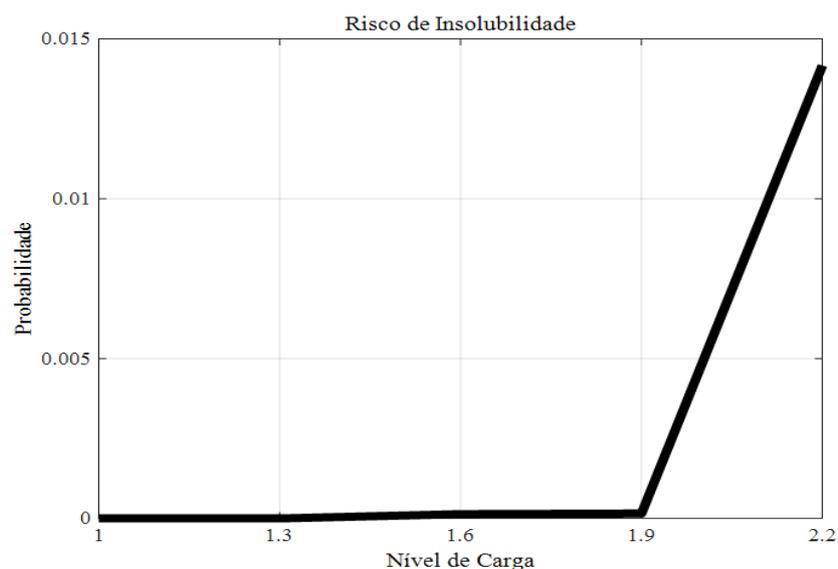


Figura 6.10 - Risco de Insolubilidade.

O risco associado com as MET mínimas de 10 % é apresentado na Figura 6.11, em que é possível notar que com o aumento da carga, o risco de instabilidade com relação à MET mínima vai diminuindo, contudo, isto não significa uma melhora da estabilidade do sistema e sim que ocorrem mais casos de insolubilidade, o que está mostrado na Figura 6.10. Por isso, o índice de risco total de instabilidade de tensão é a soma do índice de risco de insolubilidade mais o risco de instabilidade com relação a uma margem mínima, aqui considerada 10 %. Os resultados desses índices para estão ilustrados na Figura 6.12.

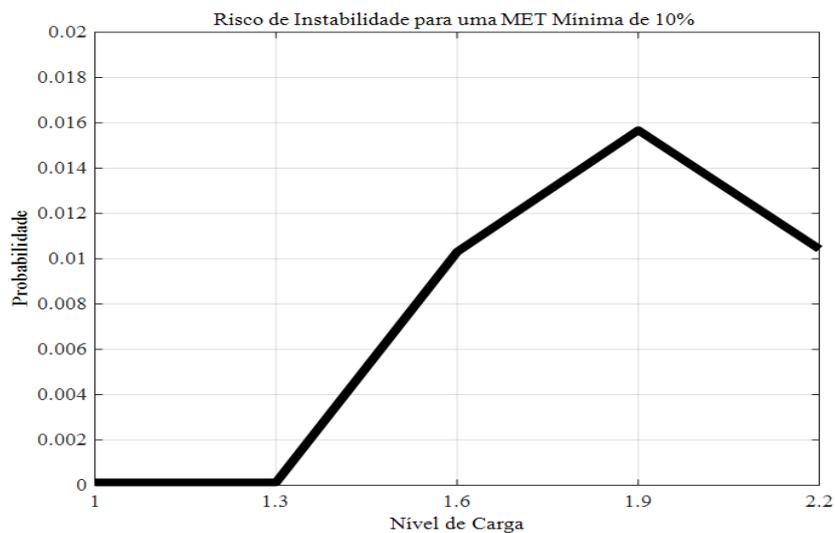


Figura 6.11 - Risco de instabilidade para uma MET mínima de 10 %.

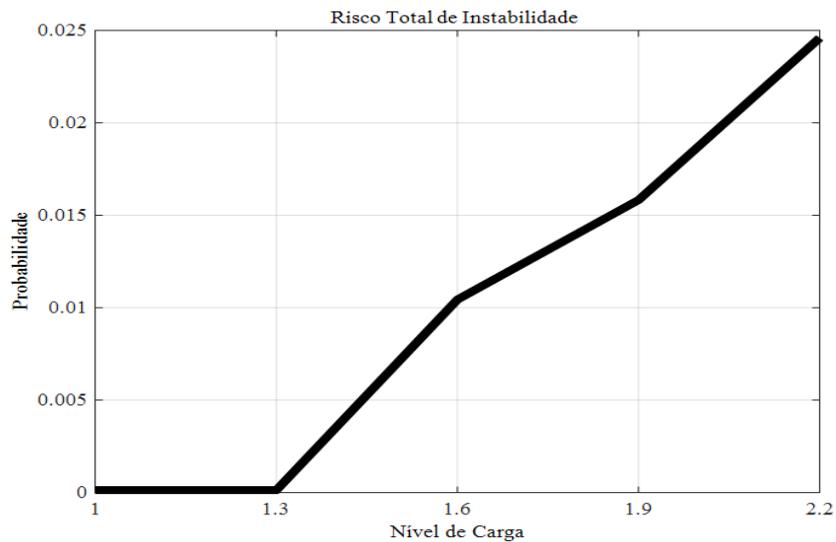


Figura 6.12 - Risco total de instabilidade.

Adicionalmente, a partir da restauração da solubilidade via RPF foram calculados os valores da energia não fornecida devido a problemas de instabilidade de tensão. Esses resultados estão plotados na Figura 6.13. Essa energia contribui de forma negativa para os índices de interrupção para as concessionárias e traz também prejuízos a clientes, devendo ser realizado um planejamento que vise os problemas de instabilidade de tensão considerando falhas nos circuitos.

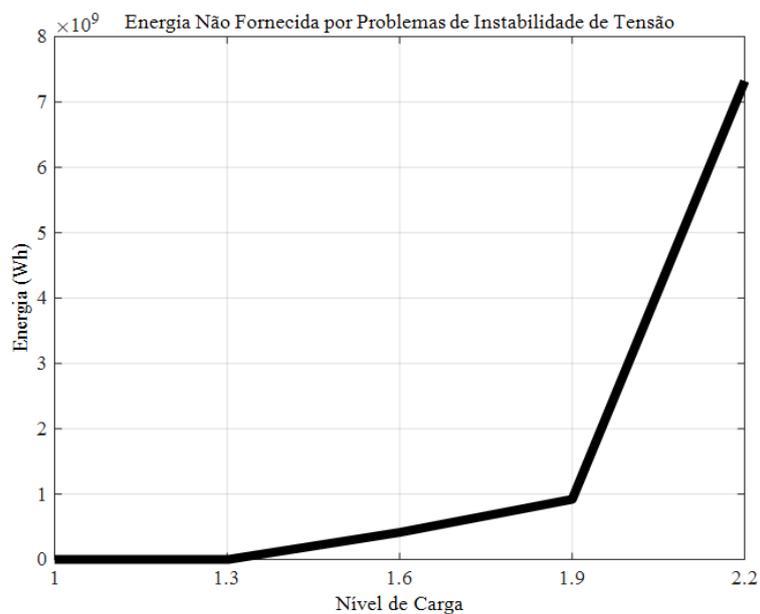


Figura 6.13 - Energia não fornecida por problemas de instabilidade de tensão.

## 6.4 RESUMO

Neste capítulo foram apresentados os impactos da modelagem das falhas nos circuitos juntamente com o modelo de resposta da proteção nos índices de CT e ET no sistema IEEE 342. Para tanto, os casos de estudo para avaliar tal impacto, além das características do sistema também foram mostradas. Também, foram realizados testes de comparação de tempo entre os métodos do FPO e do RPF via bisseção para a restauração da solubilidade do fluxo de potência, sendo que o RPF apresentou tempos bem inferiores ao do FPO. Além disso, neste capítulo, o método proposto para análise probabilística dos índices de CT e ET a partir do MEE foi confrontado com a metodologia da SMC. Esses testes mostraram que o método proposto apresenta um resultado muito satisfatório a um baixo custo computacional. No próximo capítulo serão abordadas as conclusões deste trabalho.

## **7 CONCLUSÕES**

Neste trabalho foram apresentadas metodologias para avaliação probabilística das variações de tensões de longa duração e da estabilidade de tensão. Tais metodologias são construídas a partir do uso das seguintes técnicas: método de Gauss-Zbus, método de enumeração de estados (MEE), agrupamento de dados e cadeias de Markov. Para validação e justificativa da técnica proposta foi produzida uma análise de resultados e de tempo computacional com relação ao método da simulação de Monte Carlo (SMC). Além disso, no que tange a análise da estabilidade, foi realizada uma comparação de desempenho entre os métodos do FPO e do RPF via bisseção para a restauração da solubilidade das equações de fluxo de potência utilizado para o cálculo da energia não fornecida por problemas de instabilidade. Ainda, foi implementada uma técnica baseada no equivalente externo Ward não-linear para o cálculo de margens de estabilidade de tensão nodais. A partir dessas técnicas foi possível avaliar o impacto das incertezas dos circuitos e da resposta do modelo de proteção nos índices de conformidade e estabilidade de tensão.

### **7.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES**

i) Inserção da análise de cenários de falhas para cálculos de índices de CT e ET em redes de distribuição malhadas

Como abordado, hoje, grande parte das redes de distribuição operam radialmente. Por isso, a maioria das análises, mesmo as probabilísticas, propostas para a CT e a ET, como mostrado na revisão bibliográfica, não envolvem falhas dos circuitos. Isso ocorre porque no sistema radial uma falha em um ramo da rede já leva à interrupção do fornecimento. No entanto, isso não necessariamente ocorre na rede de topologia malhada construída justamente para evitar interrupções no fornecimento de energia e com isso aumentar a confiabilidade do sistema. Dessa forma, frente às novas transformações do setor elétrico, é imprescindível que tais abordagens sejam levadas em consideração no planejamento do sistema.

ii) Comparação entre o MEE e a SMC para avaliação probabilística da CT e ET

Em análises probabilísticas, tanto o MEE e a SMC têm sido aplicados pra a obtenção de índices. Entretanto, a SMC é mais empregada porque o custo computacional do MEE diretamente dependente do número de estados. Neste trabalho, os resultados mostraram que o MEE construído para análises de cenários de falha segundo o critério n-1 apresenta índices extremamente semelhantes a um custo computacional bem menor.

iii) Análise do impacto da resposta da proteção nos índices de CT e ET

A topologia malhada traz maior confiabilidade, porém, exige que sistemas de proteção sejam mais criteriosos, garantindo que os transformadores não sofram com fluxos de potência reversos. Por isso, a análise dos mecanismos de proteção nos índices de CT e ET das redes de topologia malhada são tão importantes. Os resultados apontam que a resposta da proteção degrada os índices sendo imprescindível a sua inclusão no planejamento das redes de distribuição.

iv) Aprimoramento do método de análise da MET nodal para cálculo de margens em redes de distribuição malhadas

Como mostrado na seção a respeito da análise da ET em redes de distribuição, grande maioria dos métodos parte da topologia radial da rede. Essa, no entanto, não é a única característica que difere redes de distribuição das de transmissão. Dentre elas podemos citar que as seções de linhas da distribuição são mais curtas e possuem relação R/X mais elevada. Assim, é necessário que novos métodos específicos para a distribuição contemplem a topologia malhada, tanto para estudos de áreas de alta densidade de carga, quanto para planejar o sistema de forma que este atenda as necessidades das redes elétricas inteligentes.

## **7.2 APLICAÇÕES PRÁTICAS**

As técnicas propostas para a avaliação de índices de CT e ET para análises dos impactos das falhas nos circuitos e resposta da proteção foram testadas no sistema de distribuição IEEE 342. As principais conclusões obtidas com tal sistema foram:

i) A metodologia proposta a partir do método de enumeração de estados associando a técnicas de agrupamento de dados e cálculo de probabilidades de estados de falhas de circuitos a partir de cadeias de Markov para o critério n-1 tem boa precisão e baixo custo computacional, i.e., tempo de simulação pequeno, quando comparada à Simulação Monte Carlo, que é a técnica mais usada nesse tipo de estudo e assume falhas de qualquer ordem.

ii) Quanto à análise da CT, o modelo de carga de potência constante, frequentemente utilizado quando inexistem especificações do tipo de carga, pode trazer resultados mais pessimistas do que realmente ocorre no sistema. Por isso, é importante considerar o modelo de carga que mais se aproxima do comportamento real da carga.

iii) A degradação dos índices de CT quando o modelo de proteção é considerado é bastante significativa. Ainda, no que diz respeito a ET esse cenário é também preocupante, pois leva o sistema a operar próximo ao ponto de máximo carregamento. Dessa forma, é mostrada a importância da modelagem precisa da resposta das proteções a falhas nos circuitos.

iv) Os cenários de aumento de demanda mostram a deterioração dos índices de risco de instabilidade, chegando muitas vezes à interrupção de fornecimento de energia. Isso mostra que para o correto planejamento das redes de distribuição de topologia é necessário avaliar os cenários de falhas nos circuitos para avaliação da ET do sistema.

## **7.3 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

Esta dissertação teve por objetivo a análise de índices de CT e ET em redes de distribuição com topologia malhada visando a tendência para o novo paradigma de

redes elétricas inteligentes. Assim, o desenvolvimento de trabalhos futuros relacionados a este trabalho se concentram em novos aspectos da rede, como a inserção de geradores distribuídos, e a um estudo mais aprimorado considerando-se a natureza desbalanceada da rede. Assim sendo, algumas sugestões para trabalhos futuros são:

i) Avaliação do impacto da inserção de geradores distribuídos nos índices de CT e ET

O crescente aumento de demanda aliada a problemas ambientais e econômicos estimulam que consumidores se interessem por instalações de geradores distribuídos conectados à rede. Tais fontes de energia elétrica tendem a melhorar índices de CT e ET já que diminuem as perdas e melhoram o perfil de tensão do sistema como um todo (MASTERS, 2004). Contudo, deve-se respeitar os limites da máxima capacidade de acomodação da geração distribuída em redes de distribuição com relação a restrições de CT e ET. Além disso, muitos desses geradores distribuídos podem ter como fontes de energia elementos de natureza estocástica, como a irradiância do sol e a velocidade do vento, que interferem na potência de saída dos geradores. Por isso, é importante mensurar os impactos dos geradores distribuídos nos índices de CT e ET em redes de topologia malhada.

ii) Modelagem de erros de previsão de carga

Neste trabalho, a variação cronológica da carga foi realizada pelo método de agrupamento de dados sem considerar erros com relação ao pico de carga de cada um dos agrupamentos. Tais valores da curva de carga são obtidos, geralmente, por meio de estudos de previsão de carga. Devido a isso, podem aparecer incertezas associadas com erros de previsão de carga. Como os índices de CT e ET estão diretamente ligados aos patamares de carga do sistema, é importante avaliar o efeito dos erros de previsão destes patamares nos índices probabilísticos de CT e ET.

iii) Análise trifásica da rede

Os sistemas de distribuição são inerentes aos desequilíbrios de cargas entre fases. Adicionalmente, a maior parte destes sistemas contém seções bifásicas e monofásicas. Desse modo, uma análise desbalanceada de índices probabilísticos de CT e ET traz benefícios com relação a maior precisão estes índices, que nesta dissertação

foram aproximados por um modelo equilibrado de sequência positiva. No entanto, a implementação computacional dos modelos desbalanceados deve ser realizada de forma criteriosa para que o aumento do custo computacional não torne a sua aplicação infactível.

iv) Implementação de dispositivos de controle de tensão na rede de distribuição

Para ajudar a manter as tensões em níveis aceitáveis, as redes de distribuição são equipadas com: bancos de capacitores fixos e chaveados, reguladores de tensão e transformadores com comutação de *tap* sob carga. Todavia, a iteração destes equipamentos com os geradores distribuídos pode resultar em problemas de CT e ET. Esses problemas podem se tornar mais severos devido a variabilidade estocástica na potência de saída da geração distribuída renovável. Logo, a inclusão destes dispositivos em modelos preditivos de ET e CT é um aspecto importante a ser abordado em estudos futuros.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABORESHAID, S.; BILLINTON, R. Voltage Stability Considerations in Composite Power System Reliability Evaluation. **IEEE Transaction on Power Systems**, 13, n. 2, Maio 1998. 655-660.

ABRI, R. S. A.; EL-SAADANY, E. F.; ATWA, Y. M. Optimal Placemen and Sizing Method to Improve the Voltage Stability Margin in a Distribution System Using Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 1, p. 326-334, 2013.

AJJARAPU, V. **Computacional Techniques for Voltage Stability Assessment and Control**. New York: Springer, 2006.

AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltages Stability Analysis. **Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 416-423, 1992.

ALAM, M. J. E.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. A Three-phase Power Flow Approach for Integrated 3-wire MV and 4-wire Multigrounded LV Networks with Rooftop Solar PV. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1728-1737, 2013.

ALMEIDA, A. B. et al. Probabilistic Voltage Stability Assessment Considering Renewable Sources with the Help of the PV and QV curves. **IET Renew. Power Generation**, v. 7, n. 5, p. 521-530, 2013.

ALVES, D. A. **Obtenção do Ponto de Máximo Carregamento em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando Novas Técnicas de Parametrização para o Método Continuado**. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, p. 120 f. 2000.

ALVES, W. F. **Proposição de sistemas teste para análises de sistemas de potência**. Universidade Federal Fluminense. Niterói. 2007.

AMIN, S. M.; WOLLENBERG, B. F. Toward a Smart Grid. **IEEE Power & Energy Magazine**, v. 7, p. 34-41, Setembro/Outubro 2005.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques**. 2nd. ed. New York: Plenum Press, 1992.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2ª. ed. EUA: Plenum Press, 1996.

BILLINTON, R.; LI, W. **Reliability Assessment of Electrical Power Systems Using Monte Carlo Methods**. New York: Plenum Press, 1994.

BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. 2ª. ed. EUA: CRC Press, 2009.

CASTRO, C. A. J.; TANAKA, M. R. **Circuitos de Corrente Alternada: um curso introdutório**. Campinas: Editora da UNICAMP, 1995.

CHEN, T. H. et al. Distribution Systems Power Flow Analysis - A Rigid Approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 6, n. 3, p. 1146-1152, July 1991.

CHEN, T.-H. et al. Three-phase Cogenerator and Transformer Models for Distribution System Analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 6, n. 4, p. 1671-1681, 1991.

CHOWDHURY, A. A.; KOVAL, D. O. **Power Distribution System Reliability**. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2009.

CORDER, G. W.; FOREMAN, D. I. **Nonparametric Statistics: A Step-by-step approach**. New York: Wiley, 2014.

COSTA, A. S. LABSPOT UFSC, s.d. Disponível em: <<http://www.labspot.ufsc.br/~simoes/assp/assp8.pdf>>. Acesso em: 15 Dezembro 2016. Notas de Aula.

CUTSEM, T. V.; MOISSE, C.; MAILHOT, R. Determination of Secure Operating Limits with Respect to Voltage Collapse. **IEEE Transactions on Power Systems**, 14, n. 1, Fevereiro 1999. 327-335.

DILLARD, E. J. **Distribution Systems: Electric Utility Engineering Reference Book**. 2ª. ed. [S.l.]: Westinghouse Electric Copr., 1965.

DUGAN, R. C. et al. Distribution System Analysis to Support the Smart Grid. in **Proc. 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1-8, 2010.

DUGAN, R. C.; SANTOSO, S. **An Example of 3-phase Transformer Modeling for Distribution System Analysis**. Toronto: IEEE PES General Meeting Conference. 2003.

FARHANGI, H. The path of the Smart Grid. **IEEE Power & Energy Magazine**, p. 18-20, Janeiro/Fevereiro 2010.

GAO, B.; MORISON, G. K.; KUNDUR, P. Voltage Stability Evaluation. **Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 4, p. 1529-1542, 1992.

GAO, B.; MORISON, G. K.; KUNDUR, P. Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 4, p. 1529-1542, 1992.

GHEDIN, R. Gizmodo Brasil, 2012. Disponível em: <<http://gizmodo.uol.com.br/infografico-o-que-e-como-funciona-e-quais-os-beneficios-do-smart-grid/>>. Acesso em: 03 Janeiro 2018.

GÖNEN, T. **Electric Power Distribution Engineering**. 3<sup>a</sup>. ed. [S.l.]: CRC Press, 2014.

GRANVILLE, S.; MELLO, J. C. O.; A.C.MELO. Application of Interior Point Methods to Power Flow Unsolvability, v. 11, n. 2, p. 1096-1103, Maio 1996.

GRILO, A. P. et al. Analytical tools to assess the voltage stability of induction-based distributed generators. **Electrical Power and Energy Systems**, 36, 2012. 31-39.

GUNALAN, S.; RAMASAMY, A. K.; VERAYIAH, R. **Impact of Static Load on Voltage Stability of a Unbalanced Distribution Circuits**. International Conference on Power and Energy (PECon 2010). [S.l.]: [s.n.]. 2010. p. 288-293.

HADJSAÏD, N.; SABONNADIÈRE, J.-C. (Eds.). **Smart Grid**. [S.l.]: ISTE and John Wiley & Sons, 2012.

HEYDT, G. T. The Next Generation of Power Distribution Systems. **IEEE Trans. Smart Grid**, 1, Dezembro 2010. 225-235.

HUANG, L.; ZHANG, W.; YANG, H. **The Impact of Dynamic Behaviors of Distributed Grid-connected Photovoltaic System on Distribution Network Transient Voltage Stability**. Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. Changsha: [s.n.]. 2015. p. 1959-1964.

IEEE PES DISTRIBUTION SYSTEMS ANALYSIS SUBCOMMITTEE. Radial Test Feeders, 2014. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>. Acesso em: 28 Março 2016.

JASMON, G. B.; LEE, L. H. C. C. Distribution Network Reduction for Voltage Stability and Loadflow Calculations. **Electrical Power & Energy Systems**, 13, n. 1, Fevereiro 1991. 9-13.

JUANUWATTANAKUL, P.; MASOUM, M. A. S. Increasing Distributed Generation Penetration in Multiphase Distribution Networks Considering Grid Losses, Maximum Loading Factor and Bus Voltage Limits. **IET Generation, Transmission & Distribution**, 6, n. 12, Maio 2012. 1262-1271.

JUANUWATTANAKUL, P.; MASOUM, M. A. S. **Voltage Stability Enhancement for Unbalanced Multiphase Distribution Networks**. Power and Energy Society General Meeting. [S.l.]: [s.n.]. 2011. p. 1-6.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Editora Edgard Blucher Ltda, 2005. 7-20 p.

KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; SCHMIDT, H. P. **Estimação de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica**. São Paulo: Blucher, 2009.

KENARI, M. T.; SEPASIAN, M. S.; NAZAR, M. S. Probabilistic Voltage Stability Assessment of Distribution Networks with Wind Generation Using Combined Cumulants and Maximum Entropy Method. **Electrical Power and Energy Systems**, p. 96-107, Fevereiro 2018.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modelling and Analysis**. New Mexico: CRC Press, 2001.

KERSTING, W. H.; PHILLIPS, H.; CARR, W. A New Approach to Modeling Three-Phase Transformer Connections. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 35, n. 1, p. 169-175, 1999.

KOCAR, I.; LACROIX, J.-S. Implementation of a Modified Augmented Nodal Analysis Based Transformer Model into the Backward Sweep Solver. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 2, p. 663-670, 2012.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. EUA: McGraw-Hill, 1994.

LI, F. et al. **Analysis of Distributed Resources Operating in Unbalanced Distribution Circuits**. Summer Power Meeting. [S.l.]: [s.n.]. 2000. p. 2315-2319.

LI, W. **Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications**. EUA: Wiley IEEE Press, 2005.

LIU, K.-Y. et al. Simplified probabilistic voltage stability evaluation considering variable renewable distributed generation in distribution systems. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 9, n. 12, p. 1464-1473, 2015.

MASTERS, G. M. **Renewable and Efficient Electric Power Systems**. New Jersey: John Wiley & Sons, 2004.

MELO, A. C.; MELLO, J. C. O.; GRANVILLE, S. The Effects of Voltage Collapse Problems in the Reability Evaluation of Composite Systems, v. 12, n. 1, p. 480-488, Fevereiro 1997.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO. **Redes Elétricas Inteligentes: Diálogo Setorial Brasil - União Européia (2014)**. [S.l.]. 2014.

MOGHAVVEMI, M.; FARUQUE, M. O. Technique for Assessment of Voltage Stability in Ill-conditioned Radial Distribution Network. **IEEE Power Engineering Review**, Janeiro 2001. 58-60.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.

OHARA, A. O. et al. **Reability Improvement on Underground Distribution Spot Network System**. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA),8-10 Nov. São Paulo: [s.n.]. 2010. p. 867-874.

OLIVEIRA, E. J. et al. **Solução de Sistemas de Potência Mal Condicionados Usando a Técnica de Relaxamento de Restrições**. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Uberlândia: [s.n.]. 2003.

OVERBYE, T. J. A Power Flow Measure for Unsolvable Cases. **IEEE Transactions on Power Systems**, 9, n. 3, Agosto 1994. 1359-1365.

OVERBYE, T. J. Computation of a Pratical Method to Restore Power Flow Solvability. **IEEE Transactions on Power Systems**, 10, n. 1, Fevereiro 1995. 280-287.

PINHEIRO, J. M. S. et al. Probing the New IEEE Reliability Test System (RTS-96): HL-II Assessment. **IEEE Trnsactions on Power Systems**, v. 13, n. 1, p. 171-176, 1998.

RAN, X.; MIAO, S. Probabilistic evaluation for static voltage stability for unbalanced three-phase distribution system. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 9, n. 14, p. 2050-2059, 2015.

RAO, S. S. **Engineering Optimization: Theory and Practice**. 4<sup>a</sup>. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2009.

RODRIGUES, A. B. **Análise Probabilítica da Estabilidade de Tensão em Sistemas Compostos de Geração e Transmissão**. Pontifícia Universidade Católica. Rio de Janeiro, p. 203 f. 2009.

RODRIGUES, A. B.; PRADA, R. P.; SILVA, M. G. D. Voltage Stability Probabilistic Assessment in Composite Systems: Modeling Unsolvability and Controllability Loss. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, p. 1575-1588, 2010.

SALLAM, A.; MALIK, O. P. **Electric Distribution Systems**. s.l.: Wiley & IEEE Press & Mohamed E. El-Hawary Series Editor, 2011.

SEELYE, H. P. **Electrical Distribution Engineering**. New York: McGraw-Hill, 1930.

SHIMOHAMMADI, D. et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 2, p. 753-762, 1998.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. 2<sup>a</sup>. ed. [S.l.]: CRC Press, 2014.

SILVA, A. C. D.; RODRIGUES, A. B.; SILVA, M. D. G. D. Probabilistic Evaluation of Long-duration Voltage Variations in Distribution Networks with Wind Power Plants. **IET Generation, Transmission & Distribution**, 9, n. 13, 20 Março 2015. 1526-1533.

SILVA, A. K. B. D. **Avaliação Probabilística do Impacto da Geração Distribuída nos Índices de Estabilidade de Tensão de Redes de Distribuição Radiais**. Universidade Federal do Maranhão. São Luís, p. 117 f. 2016.

SILVA, E. N. M.; RODRIGUES, A. B.; SILVA, M. D. G. D. Stochastic Assessment of the Impact of Photovoltaic Distributed Generation on the Power Quality Indices of Distribution Networks. **Electric Power Systems Research**, 16 Março 2016. 59-67.

SINGH, C.; BILLINTON, R. **System Reliability Modelling and Evaluation**. Londres: Hutchinson Educational Publishers, 1977.

SINGH, D.; MISRA, R. K.; SINGH, D. Effect of Load Models in Distributed Generation Planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, p. 2204-2212, Novembro 2007.

SOUZA, A. C. Z. D.; CAÑIZARES, C. A.; QUINTANA, V. H. New Techniques to Speed Up Voltage Collapse Computations Using Tangent Vectors. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 3, p. 1380-1387, 1997.

STRANG, G. **Linear Algebra and Its Applications**. 4<sup>a</sup>. ed. Belmont: Thomson, Brooks/Cole, 2006.

TASK FORCE C6.04.02. **Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy**. CIGRE. s.l., p. 101. 2014.

TAYLOR, C. W. **Power System Voltage Stability**. s.l.: McGraw-Hill, 1993.

VIEIRA, C. H. D. S. **Análise Probabilística da Conformidade de Tensão em Redes de Distribuição Considerando a Presença de Geração Distribuída**. São Luís, p. 144. 2012.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F.; SHEBLÉ, G. B. **Power Generation, Operation and Control**. 3<sup>a</sup>. ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2013.

WU, B.; ZHANG, Y.; CHE, M. J. Probabilistic Approach to Voltage Stability Analysis with Load Uncertainty Considered. **European Transactions on Electrical Power**, Outubro 2009. 209-224.

ZHANG, S. et al. Probabilistic Evaluation of Available Load Supply Capability for Distribution System. **IEEE Transactions on Power Systems**, 28, n. 3, Agosto 2013. 3215-3225.