

Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - FEEC
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica - DSEE

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

**Um Modelo Alternativo Baseado em Conjuntos Nebulosos
Aplicado ao Planejamento da Compensação Reativa em Redes
de Distribuição que Contém Cargas Especiais**

Por

Fernando Diniz Penha

Carlos Alberto F. Murari

Orientador

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP
como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Carlos Alberto Favarin Murari (Orientador) – FEEC / UNICAMP

Prof. Dr. Hans Helmut Zürn - UFSC

Prof. Dr. Nelson Kagan – POLI / USP

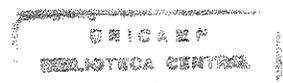
Profa. Dra. Francisca Aparecida de Camargo Pires – FEEC / UNICAMP

Prof. Dr. Fujio Sato – FEEC / UNICAMP

Prof. Dr. Fernando Antonio Campos Gomide – FEEC / UNICAMP

Campinas, agosto de 2000

Este exemplar corresponde a redação final da tese
defendida por Fernando Diniz Penha
e aprovada pela Comissão
Julgada em 11 / 08 / 2000
Carlos Alberto F. Murari
Orientador



20117221

UNIDADE	BC
N.º CHAMADA:	T/ UNICAMP
	P376m
Ex.	
OMBO BC/	46067
ROC.	16-392/01
S	<input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/>
RECEB.	RB.11.00
ATA	16-08-01
CPD	

CM00158789-5

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

P376m

Penha, Fernando Diniz

Um modelo alternativo baseado em conjuntos nebulosos aplicado ao planejamento da compensação reativa em redes de distribuição de energia elétrica que contém cargas especiais / Fernando Diniz Penha.-- Campinas, SP: [s.n.], 2000.

Orientador: Carlos Alberto F. Murari.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Redes elétricas - Planejamento. 2. Energia elétrica - Distribuição. 3. Conjuntos difusos. 4. Capacitores sincrônicos. 5. Harmônicos (Ondas elétricas). I. Murari, Carlos Alberto F. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

*“Aos meus pais
Gonçalo (em memória) e Socorro,
aos meus irmãos
Sérgio, Marcelo e Cristiane,
e aos meus sobrinhos
Marcelinho, Thiago, Gabriel, Felipe e Thainá”*

Agradecimentos

- Agradeço a Deus por me conceder saúde e paz ao longo de mais uma fase da minha vida;
- ao professor Carlos Alberto F. Murari por sua orientação, paciência e total apoio durante o desenvolvimento deste trabalho de pesquisa;
- aos professores Fujio Sato (DSEE) e Francisca Aparecida (DENSIS) pelo incentivo e apoio didático;
- aos amigos do DSEE/UNICAMP pela solidariedade e o companheirismo nos momentos mais difíceis, em especial ao Marcelo Adorni e Leonardo Paucar;
- ao amigo Dr. Luis Reyes (UFPB), pelo incentivo e eterna amizade;
- a todos os amigos internos e externos à UNICAMP por tornarem agradável a minha estadia na cidade de Campinas;
- à minha Família pela compreensão da minha ausência durante o tempo de dedicação a este trabalho;
- ao DEEE/UFMA pela oportunidade da realização deste trabalho fora da minha cidade de origem;
- à CAPES pelo suporte financeiro.

Resumo

Este trabalho propõe um modelo de decisão baseado em conjuntos nebulosos para a alocação e dimensionamento de bancos de capacitores-*shunt* em redes de distribuição de energia elétrica na presença de fontes geradoras de harmônicos (*cargas especiais*). A característica principal desta metodologia é a incorporação de uma estrutura de preferências do planejador em um adequado processo de decisão no âmbito do planejamento da compensação reativa em redes elétricas que contenham cargas especiais, o que se dá através de uma modelagem baseada em conjuntos nebulosos, permitindo um tratamento matemático das incertezas e/ou imprecisões inerentes ao raciocínio humano. Uma rotina de cálculo de fluxo de carga harmônico, baseada em uma modelagem trifásica da rede elétrica é utilizada como ferramenta computacional para a solução do estado da rede em cada etapa do planejamento e para a definição do universo de discurso do problema de tomada de decisão. Testes foram realizados em algumas redes de distribuição típicas que contêm uma ou mais fontes harmônicas, sob diferentes condições de operação e diferentes níveis de preferência do planejador com o intuito de avaliar as potencialidades e a coerência da aplicação da metodologia proposta.

Abstract

This work proposes a decision model which is based on fuzzy sets for location and sizing of shunt capacitors on Distribution Systems Networks in presence of sources harmonics (*loads specials*). The main characteristic of this methodology is to incorporate a planner preferences structure into an appropriate decision process on scope of reactive compensation planning in power systems which contain specials loads by a model based in fuzzy sets allowing an mathematic treatment of fuzziness and/or imprecision's inherent on human judgment. A routine of harmonic load flow calculus which is based on three-phase model of network is used for to find their state solution in each stage of planning and to determine the universal set of decision making problem. Simulations were performed in some typical distribution power systems which contains one or various harmonics sources under distinct conditions of operation and levels preferences of the planner with objectives of to evaluate the potentialities and the coherence of the proposed methodology.

Índice

Capítulo 1

Introdução	1
Estado-da-arte	2
Propostas deste trabalho	4
Composição deste trabalho	5

Capítulo 2

Planejamento da Compensação Reativa em Redes com Cargas Especiais	7
2.1 Introdução	7
2.2 Características Gerais	8
2.2.1 Função Objetivo	9
2.2.2 Visão Geral das Técnicas Determinísticas de Solução	11
2.2.3 Formulação do Problema do PCRCE Determinístico	12
2.2.3.1 Solução através de Índices de Sensibilidade	14
2.2.3.2 Algoritmo de Solução Determinística do PCRCE	17

Capítulo 3

Teoria dos Conjuntos Nebulosos e Processos de Decisão em Ambiente Nebuloso	19
3.1 Introdução	19
3.2 Conjuntos Nebulosos – Terminologia e Propriedades	20
3.2.1 Identidade	21
3.2.2 Complemento	21
3.2.3 União	21
3.2.4 Interseção	21
3.2.5 Soma	22
3.2.6 Grau de Pertinência	22
3.2.7 Normalidade	22
3.2.8 Cortes de Nível	23
3.2.9 Convexidade	23
3.2.10 Número Nebuloso	25
3.3. Estrutura dos Processos de Tomada de Decisão em Ambiente Nebuloso	25
3.3.1 Considerações Preliminares	25
3.3.2 Formulação Matemática	26

Capítulo 4

	Modelo e Método de Solução para Estudos de Fluxo Harmônico em Redes de Distribuição	31
4.1	Introdução	31
4.2	Harmônicos em Sistemas Elétricos	33
4.2.1	Parâmetros de Distorção	34
4.2.2	Principais fenômenos associados às harmônicas	35
4.2.3	Limites de Níveis de Harmônicos	38
4.2.4	Fontes Geradoras de Frequências Harmônicas em Redes de Distribuição	39
4.3	Modelo dos Componentes de Sistemas de Distribuição para Estudos de Fluxo Harmônico	41
4.3.1	Considerações preliminares	41
4.3.2	Comportamento de um Sistema de Distribuição em função da frequência	42
4.3.3	Modelos de Componentes	43
4.3.3.1	Modelo de Cargas	43
4.3.3.2	Modelo de Linhas e Cabos	46
4.3.3.3	Transformadores	47
4.3.3.4	Motores de Indução	48
4.3.3.5	Sistema de Fornecimento de Energia	48
4.3.3.6	Capacitores em Derivação	49
4.3.3.7	Fontes de Harmônicas	50
4.4	Método Iterativo para Simulação de Fluxo de Carga Harmônico	55

Capítulo 5

	Modelo Nebuloso de Decisão Proposto aplicado ao Problema do PCRCE	59
5.1	Introdução	59
5.2	Obtenção das Localizações dos Capacitores via Modelagem Nebulosa	60
5.2.1	Representação das restrições	61
5.2.2	Representação da Função Objetivo	63
5.2.3	Processo de Decisão	64
5.3	Obtenção das Capacidades através do MVL	66

Capítulo 6

	Testes e Resultados	71
6.1	Introdução	71
6.2	Sistemas Testes	71
6.2.1	Alimentador Industrial Monofásico - Rede IND01	71
6.2.2	Rede ITP03/01	73
6.2.3	Rede ITP03/03	74
6.3	Análise das Simulações	74
6.3.1	Alimentador Industrial Monofásico - Rede IND01	74
6.3.2	Rede ITP03/01	78
6.3.3	Rede ITP03/03	81

Capítulo 7

	Conclusões	85
--	------------------	----

	Referências Bibliográficas	89
--	---	----

ANEXO A

	Ressonância Paralela em Redes com Cargas Especiais	95
--	--	----

ANEXO B

	O Método Iterativo de Correção de Tensão (MICT)	99
--	---	----

ANEXO C

	Dados dos Sistemas de Distribuição Trifásicos	103
C.1	Configurações	103
C.2	Sistemas	104

Lista de Figuras

Figura 3.1	Exemplo de um conjunto ordinário	20
Figura 3.2	Exemplo de um conjunto nebuloso	20
Figura 3.3	Representação da união e da interseção de dois conjuntos nebulosos	22
Figura 3.4	Ilustração da propriedade de convexidade	23
Figura 3.5	Representação do conceito de decisão em ambiente nebuloso	27
Figura 4.1	Variação com a frequência da resistência efetiva de condutores de distribuição	36
Figura 4.2	Diagrama polar da impedância equivalente de um sistema de distribuição	42
Figura 4.3	Espectro de frequência correspondente ao diagrama da Figura 4.2	43
Figura 4.4	Modelo de representação de cargas passivas	45
Figura 4.5	Modelo equivalente para linhas e cabos em redes de distribuição	46
Figura 4.6	Modelo de representação para transformadores de distribuição	47
Figura 4.7	Modelo equivalente para motores de indução	48
Figura 4.8	Modelo de capacitor para compensação reativa	50
Figura 4.9	Retificador Controlado de 6 pulsos	51
Figura 4.10	Modelo clássico de retificadores de potência para análise harmônica	53
Figura 4.11	Diagrama de Blocos do Processo Iterativo de solução do FCH	58
Figura 5.1	Modelo nebuloso para restrição de tensão por fase	62
Figura 5.2	Modelo nebuloso para restrição de distorção harmônica de tensão	63
Figura 5.3	Modelo nebuloso para a função objetivo	64
Figura 5.4	Decisão que indica a barra ótima para o problema do PCRCE	66
Figura 5.5	Diagrama de blocos da metodologia proposta para solução do PCRCE	69
Figura 6.1	Diagrama unifilar da rede IND01	71
Figura 6.2	Evolução do MVL para o capacitor instalado na barra 7 da Rede IND01	76
Figura 6.3	Perfis de tensão e de distorção harmônica de tensão da fase a no estágio pré-compensação da Rede ITP03/01	78
Figura 6.4	Perfis de tensão e de distorção harmônica de tensão da fase a no estágio pré-compensação da Rede ITP03/03	81
Figura A.1	Diagrama de impedâncias de uma rede elétrica com fonte de harmônicos e capacitor-shunt	95
Figura A.2	Curva característica da corrente através do banco de capacitores	96
Figura B.1	Topologia de uma rede de distribuição típica	99
Figura B.2	Processo para o cálculo da carga acumulada por fase	101

Figura C.1	Tipos de estruturas das linhas dos sistemas testados	103
Figura C.2	Diagrama Unifilar da Rede ITP03/01	104
Figura C.3	Diagrama unifilar do Sistema ITP03/03	107

Lista de Tabelas

Tabela 4.1	Limites de distorção harmônica total de tensão (d_t)	38
Tabela 4.2	Limites de distorção harmônica de tensão por consumidor	38
Tabela 4.3	Composição de cargas em redes de distribuição	44
Tabela 4.4	Níveis de correntes harmônicas produzidas por fornos a arco	54
Tabela 6.1	Dados de carga da rede IND01	72
Tabela 6.2	Dados de linhas da rede IND01	72
Tabela 6.3	Perfil das Fontes Harmônicas da rede IND01	73
Tabela 6.4	Custo unitário de capacitores padrões	73
Tabela 6.5	Custo de capacitores fixos para a rede ITP03/01	74
Tabela 6.6	Dados das fontes harmônicas presentes na rede ITP03/03	74
Tabela 6.7	Estado da Rede IND01 antes da compensação reativa	75
Tabela 6.8	Valores das funções de pertinência para as barras da Rede IND01	75
Tabela 6.9	Estado da Rede IND01 após a solução do <i>PCRCE</i>	76
Tabela 6.10	Estado da Rede IND01 após a solução do <i>PCRCE</i> com restrição de distorção harmônica relaxada	77
Tabela 6.11	Análise comparativa da solução do <i>PCRCE</i> na rede IND01	77
Tabela 6.12	Evolução do MVL na primeira fase da compensação da Rede ITP03/01- Caso 1	79
Tabela 6.13	Evolução do MVL na última fase da compensação da Rede ITP03/01- Caso 1	80
Tabela 6.14	Evolução do MVL na primeira fase da compensação da Rede ITP03/03 - Carga equilibrada	82
Tabela 6.15	Evolução do MVL na última fase da compensação da Rede ITP03/03 - Carga equilibrada	82
Tabela 6.16	Solução do <i>PCRCE</i> para a Rede ITP03/03 - condição de carga desequilibrada	83
Tabela B.1	Banco de dados para simulação da rede da Figura B.1: Formato MICT	100
Tabela C.1	Classificação das Estruturas indicadas na Figura C.1	103
Tabela C.2	Dados de linha do Sistema ITP03/01	105
Tabela C.3	Dados de barra do Sistema ITP03/01	106

Capítulo 1

Introdução

As transformações que vêm ocorrendo atualmente no setor elétrico apontam para uma maior preocupação em melhorar o desempenho da operação das redes de distribuição de energia elétrica (RDEE) e aumentar a qualidade dos serviços prestados aos consumidores, exigindo que tais redes sejam planejadas e projetadas cada vez mais sob a óptica de uma melhor relação custo-benefício. Para atingir este objetivo, são necessários o desenvolvimento e a implementação de metodologias que permitam avaliar tanto os custos como os benefícios que trazem as diferentes alternativas de projeto propostas e os seus impactos no sistema como um todo, mantendo sempre aceitáveis os índices de qualidade e confiabilidade do fornecimento aos diferentes usuários: residencial, comercial e industrial. Dentro do contexto do planejamento dos sistemas elétricos, o sistema de distribuição merece uma atenção especial por estar diretamente relacionado ao consumidor, pois eventuais falhas de operação podem ocasionar interrupções e/ou fenômenos indesejáveis para os usuários supridos tanto em alta como em baixa tensão, comprometendo a continuidade de fornecimento. Além das falhas de operação, deve-se atentar para o fato de que as perdas nas redes de distribuição, em geral, são elevadas, exigindo que as soluções propostas para a otimização da operação do sistema sejam técnica e economicamente viáveis.

Os estudos dos problemas relacionados com a compensação reativa em redes de distribuição, que se traduzem principalmente pela localização e dimensionamento de bancos de capacitores e/ou reguladores de tensão, são os que mais contribuem para uma avaliação global técnico-econômica dos sistemas, incluindo-se os diferentes índices de desempenho da operação, tais como: níveis de tensão e de perdas globais; capacidade liberada por transformadores, dentre outros, e os respectivos custos associados. Tais estudos têm merecido atenção especial durante várias décadas, através do desenvolvimento de modelos e técnicas computacionais práticos e eficientes que buscam incorporar as características mais importantes do problema, proporcionando soluções mais consistentes.

As dificuldades em tratar e formular o problema da compensação reativa ótima em redes elétricas sob um horizonte mais amplo, relacionadas ao modelo da rede e a fatores de natureza intrínseca ao problema, tais como a escolha e o tratamento de objetivos e restrições, constituem atualmente o maior desafio dos planejadores destas redes visando o desenvolvimento de metodologias mais robustas e sofisticadas. A maioria de tais metodologias poderão constituir-se em valiosos instrumentos de apoio ao planejamento da compensação reativa e que logicamente atendam suas necessidades específicas em relação à questão custo-benefício.

A instalação de bancos de capacitores em derivação (*shunt*, em inglês) ao longo dos alimentadores e/ou ramais de distribuição, tem sido a prática mais usual que os planejadores e projetistas utilizam para tentar garantir uma performance otimizada da operação vinculada aos critérios de perfil de tensão, redução de perdas e, principalmente, à correção do fator de potência, e assim, garantir que o sistema opere de acordo com as normas vigentes.

Logicamente, todos os benefícios decorrentes da instalação de capacitores serão mais acentuados se estes forem otimamente dimensionados e alocados ao longo do sistema, podendo resultar em uma economia (custo correspondente à redução das perdas subtraída do custo dos bancos) bastante significativa. Neste sentido, a busca de melhores métodos e modelos que forneçam subsídios para o planejamento da compensação reativa através de uma adequada localização de capacitores em redes de distribuição, têm sido o grande desafio dos pesquisadores nesta área.

É nesta busca que surge a possibilidade de considerar dentro dos atuais modelos existentes, duas características bastante comuns nos sistemas de distribuição: a que está relacionada com a natureza incerta ou vaga de algumas informações ou dados necessários ao planejamento, tais como, níveis de carga e de tensão de operação, comprimento das linhas, dentre outras, o que sugere a implementação de modelos baseados nas imprecisões dos dados ou conhecimento vago do planejador (*modelos nebulosos*); e a presença de cargas com características não-lineares, denominadas na literatura de “*cargas especiais*”, as quais geram distorções harmônicas nas correntes e tensões do sistema.

A inserção destas características exige a elaboração de um modelo da rede em frequências múltiplas da fundamental (frequências harmônicas) e a utilização de rotinas de fluxo de carga harmônico como principal ferramenta computacional para a análise e o projeto da compensação reativa. A preocupação das concessionárias em relação aos níveis de distorções harmônicas é cada vez mais acentuada na medida que cresce a proliferação das cargas não-lineares nos seus sistemas, aliada à necessidade de instalação de capacitores para correção de fator de potência.

Estado-da-arte

Na literatura pertinente estão disponíveis muitos trabalhos dedicados ao problema do planejamento da compensação reativa nos sistemas elétricos de potência e, em particular, para as redes de distribuição. A seguir são apresentados, de forma sucinta, alguns desenvolvimentos observados nos últimos anos que envolvem o planejamento da compensação reativa em redes de distribuição, via instalação de capacitores em derivação, objeto de maior interesse deste trabalho.

- Grainger e Lee[21,22] apresentaram uma técnica de planejamento da compensação reativa baseada em modelos realistas do alimentador, os quais levam em conta: a distribuição não uniforme das cargas; a diversidade de tipos e bitolas dos condutores, os custos associados a capacitores fixos e chaveados e ainda a possibilidade de operação dos capacitores chaveados em tempos distintos.

A solução ótima para as localizações, tempos de chaveamento e potências reativas é obtida através da solução iterativa de três subproblemas: subproblema da localização; subproblema da capacidade e subproblema do tempo de chaveamento, os quais são dependentes entre si, tendo sido formulados utilizando-se o conceito de gradiente.

- Grainger, El-Kib, Civanlar e Lee[23-25] desenvolveram uma metodologia de planejamento da compensação reativa assumindo um controle essencialmente contínuo para a potência dos capacitores e a previsão do controle variável realizado em etapas distintas, permitindo uma sólida base teórica para a implementação da estratégia de compensação reativa nos esquemas

de automação e controle das redes de distribuição. Porém, os efeitos da variação da tensão ao longo do alimentador principal devido às variações de carga, e a presença de ramos laterais não foram incorporados no modelo.

- Grainger e Civanlar [26-28] usaram um modelo desacoplado para a compensação reativa em redes de distribuição de grande porte utilizando não apenas capacitores (localização, capacidade e tempo de operação) mas também reguladores de tensão com tap variável (localização e posição do tap). O custo dos capacitores é uma função não-linear de suas respectivas capacidades, a qual é incorporada ao subproblema do capacitor. A formulação matemática para a abordagem do subproblema do capacitor e do subproblema do regulador de tensão, é desenvolvida com base em um modelo monofásico da rede, tornando mais simples a sua implementação computacional.
- Baghzouz e Ertem[4] propuseram uma metodologia que é baseada no Método das Variações Locais(MVL) para a otimização da compensação reativa, via instalação de capacitores fixos em redes de distribuição radiais, nos quais a tensão de alimentação é distorcida. Posteriormente, Wu, Z.Q e Lo, K.L [69] utilizaram o método da seleção da máxima sensibilidade (MSMS) para resolver o mesmo problema, contemplando a presença de capacitores chaveados na rede.
- Baghzouz, Y.[3] tratou o problema da compensação reativa em redes de distribuição com cargas de características não-lineares (geradoras de correntes harmônicas) como um problema de programação não-linear inteira mista(PNLIM) com várias restrições), e analisou como o modelo de carga utilizado tanto na frequência fundamental como nas frequências harmônicas afeta a solução ótima.
- Chen e Yan [17] implementaram um método de otimização que faz uso de índices de sensibilidade e do tradicional método das variações locais para a determinação da localização e capacidade ótima de capacitores fixos em redes de distribuição que apresentam cargas geradoras de harmônicos.
- Chiang *et al.* [9,16] utilizaram técnicas de otimização combinatória para a solução do problema de alocação, realocação e controle de capacitores fixos e chaveados em redes de distribuição desequilibradas de grande porte, sem a presença de cargas especiais.
- Chen, Hsu e Yan [13] implementaram uma metodologia baseada em programação não-linear para determinar as localizações e capacidades ótimas de capacitores ao longo de alimentadores trifásicos desequilibrados considerando o efeito do acoplamento mútuo entre fases.
- Calovic, Saric e Djukanovic[10] resolveram o problema da otimização da compensação reativa em redes de distribuição equilibradas através de técnicas de programação dinâmica de múltiplos estágios e através do uso da propriedade Markoviana da função objetivo, evitando que um grande número de combinações sejam analisadas. Posteriormente, eles reformularam o mesmo problema em um ambiente de programação nebulosa para levar em consideração os aspectos vagos e/ou incertos de variáveis de carga, gerações e tensões [11].

- Sundhararajan e Pahwa [61] propuseram um modelo de solução baseado em Algoritmos Genéticos (AG) auxiliado por técnicas de análise de sensibilidade, para a determinação da localização, capacidade, tipo e quantidade de capacitores a serem instalados em redes de distribuição para fins de compensação reativa ótima. A natureza desequilibrada da rede e a presença de cargas especiais não foram inseridas no modelo de solução.
- Huang *et al.* [32] abordaram o problema da localização e capacidade ótimas de capacitores em redes radiais de distribuição utilizando técnicas de Busca Tabu (*Tabu Search* - TS) e análise de sensibilidade como critério de determinação dos possíveis locais de instalação.

Diante desta exposição, percebe-se que há um sério desafio a ser vencido pelos pesquisadores que vêm investigando o problema da compensação reativa ótima de redes de distribuição através da instalação de capacitores: de um lado, o problema da compensação reativa visando a minimização das perdas, que requer em sua formulação, a consideração de características mais realistas no modelo da rede elétrica ou eventos a ela associados, tais como a natureza desequilibrada das cargas e/ou linhas, a presença de cargas com características não-lineares, a variação da carga com o tempo e, principalmente, a natureza vaga de dados e/ou informações inerentes aos processos em análise; de outro lado o desenvolvimento de modelos e técnicas de solução que considerem conjuntamente todos os requisitos acima citados e que sejam confiáveis o bastante para tornar viável a sua implementação. Esta é a principal motivação para o desenvolvimento deste trabalho.

Propostas deste Trabalho

Este trabalho focaliza o planejamento da compensação reativa em redes de distribuição de energia elétrica, em especial naquelas em que estão presentes cargas com características não-lineares (*cargas especiais*), através da instalação de capacitores-shunt e em um ambiente de tomada de decisão que considera os aspectos da incerteza das informações ou dados disponíveis (*fuzzy decision environment*), inerentes a todo processo de decisão centrada no ser humano.

A abordagem da compensação reativa em um ambiente de decisão nebuloso, considerando a presença de cargas especiais na rede elétrica, baseia-se na formulação de um processo de tomada de decisão com múltiplos atributos, no qual a quantidade de alternativas para a instalação de capacitores que o planejador (elemento decisor) possui é definida previamente. Diante deste informe, o planejador deverá ser capaz de avaliar, classificar e selecionar um número limitado de ações (locais em que deverão ser instalados os capacitores), tendo em vista um conjunto de critérios e restrições imprecisos ou vagos.

Por outro lado, uma rotina de cálculo de fluxo de carga em frequências harmônicas, baseada em um modelo trifásico desequilibrado da rede elétrica, é utilizada como ferramenta computacional para a solução do estado da rede e para a definição do universo de discurso do problema de tomada de decisão.

Desta forma, a metodologia apresentada neste trabalho tem por objetivo fornecer alternativas de planejamento da compensação reativa via capacitores-shunt em redes de distribuição que, objetivando a minimização de perdas e respeitando os limites de tensões e de distorções harmônicas,

forneçam aos planejadores das redes de distribuição subsídios para a sua decisão final sobre os pontos ótimos de instalação e capacidades dos capacitores a serem instalados.

O modelo de decisão proposto obtém uma solução que atende a uma condição específica de demanda de carga e tal solução satisfaz o compromisso entre a otimalidade de um critério de custo com perdas e o atendimento a restrições de limites de tensão e distorções harmônicas. Para tanto, a otimalidade da função objetivo e o atendimento das restrições são de certo modo, relaxados, considerando as opiniões ou experiências do planejador em relação à performance da rede.

Composição deste Trabalho

O presente trabalho está organizado em 7 capítulos sendo que o primeiro corresponde a esta introdução.

No capítulo 2 é abordada de forma geral a formulação do problema da compensação reativa em redes de distribuição considerando a presença de cargas especiais, geradoras de distorções harmônicas e métodos de solução em ambiente determinístico segundo as metodologias de Baghzouz e C.S. Chen.

No Capítulo 3 são apresentados alguns conceitos e definições fundamentais da teoria dos conjuntos nebulosos (*fuzzy sets*) e a modelagem dos processos de decisão por esta teoria.

No Capítulo 4, o modelo da rede elétrica para fins de estudo de fluxo harmônico é apresentado com detalhes e, além disto, é descrito o método iterativo de solução de fluxo de carga harmônico baseado num modelo linear da rede que usa a matriz admitância trifásica.

O Capítulo 5 corresponde à descrição da metodologia proposta, apresentando-se a adequação do modelo de decisão nebuloso para a obtenção da melhor alternativa de instalação de capacitores em derivação e suas correspondentes capacidades que atendam o compromisso entre a otimalidade dos custos com perdas e os critérios de limites de tensão e distorção harmônica ao longo da rede elétrica.

Para fins de ilustração e validade das técnicas propostas, no Capítulo 6 são apresentados os resultados de testes computacionais realizados em redes de distribuição típicas que contém pelo menos um dos tipos de carga não-linear apresentados, considerando diferentes modos de operação e de carregamento bem como de diferentes expectativas da performance do sistema por parte do planejador. Ao final, no Capítulo 7, são ressaltados os principais aspectos do trabalho e são descritas as mais importantes conclusões e contribuições.

Capítulo 2

Planejamento da Compensação Reativa em Redes com Cargas Especiais

2.1 Introdução

O planejamento da compensação reativa em redes de distribuição de energia elétrica é realizado essencialmente através da instalação de bancos de capacitores em derivação (capacitores-shunt) em pontos estratégicos da rede elétrica e com capacidades que não devem ultrapassar a demanda reativa máxima local ou global.

Em geral, o planejamento é proposto para atender períodos de tempo preestabelecidos (anual, sazonal, mensal ou diário) e faz uso de dados de curvas de demanda de carga individual ou global, para atender os requisitos da presença de capacitores do tipo chaveado (*on-off*), além dos usuais capacitores do tipo fixo. A escolha apropriada da localização, capacidade e controle destes capacitores contribui para a redução das perdas e um melhor perfil de tensão ao longo dos alimentadores e ramais das rede proporcionando, na maioria dos casos, menores perdas e menor investimento em equipamentos, o que caracteriza o objetivo principal do planejamento de reativos.

Nas redes de distribuição atuais, é cada vez maior a proliferação das cargas que operam com tensões e correntes não-senoidais ou distorcidas, denominadas na literatura de cargas não-lineares ou *cargas especiais*, tais como: conversores (retificadores e inversores), fornos a arco, lâmpadas fluorescentes, reatores saturados, etc. as quais causam sérios problemas de distorção que afetam tanto o sistema alimentador quanto os consumidores. Às distorções que surgem nas tensões e correntes está associado o conceito de tensões e correntes *harmônicas* (frequências múltiplas da frequência fundamental) que ao se propagarem através da rede elétrica, causam efeitos maléficis aos equipamentos e à operação do próprio sistema.

Dentre os problemas mais comuns e prejudiciais ao sistema proveniente da presença de cargas especiais, cita-se o fenômeno conhecido como **ressonância paralela**, que proporciona sobretensões e/ou sobrecargas perigosas em uma ou várias localidades do sistema. A ressonância paralela manifesta-se principalmente quando fontes de potência reativa, especialmente quando capacitores ligados em paralelo estão presentes na rede, agravando-se quando suas localizações e capacidades são mal projetadas.

Do ponto de vista da análise de circuitos, tal fenômeno surge entre o ponto de instalação do capacitor e a reatância da rede, vista daquele ponto. Se a ordem da ressonância coincidir com a ordem de uma das frequências harmônicas produzidas por alguma carga não-linear existente, o efeito será a amplificação de correntes e tensões harmônicas da mesma ordem de ressonância (Apêndice B) e com vários graus de amortecimento, que poderá ser altamente perigosa tanto para os capacitores (queima ou explosão) como para as cargas (aquecimento, falha de operação, etc.).

Diante deste grave problema, inerente às redes que contêm cargas especiais, surgem as seguintes questões:

- Como projetar a compensação reativa em redes que contêm cargas especiais através da instalação de bancos de capacitores, considerando o inevitável efeito da ressonância paralela?
- É possível otimizar o perfil das perdas ativas e de tensões através da instalação de bancos de capacitores sem comprometer a performance operacional do sistema?
- Em que situações a presença de filtros é, de fato, necessária ao auxílio da compensação reativa em tais redes?

Diante destas questões pode-se dizer que a instalação de capacitores para a compensação de energia reativa em sistemas que contêm fontes de distorções harmônicas, é um dos grandes desafios para os planejadores de redes de distribuição, visando atender aos critérios de qualidade e confiabilidade da operação, associada a um custo mínimo.

É neste aspecto, ou seja, de apresentar um modelo de solução para o problema da alocação e dimensionamento da compensação reativa, via bancos de capacitores em paralelo, em redes que contenham cargas do tipo especiais, que está fundamentado o desenvolvimento desta pesquisa. Este capítulo apresenta os principais conceitos necessários para a compreensão do problema da compensação reativa em instalações contendo cargas especiais e a sua formulação matemática propriamente dita em termos de um problema de otimização com restrições sob um ambiente determinístico.

2.2 Características Gerais

O problema do planejamento da compensação reativa em redes de distribuição que contêm cargas especiais (*PCRCE*) pode ser matematicamente formulado como um problema de otimização geral restrito, conforme (2.1).

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Min} \quad f(\bar{x}, \bar{u}, \bar{p}) \\ \text{s.a} \quad g(\bar{x}, \bar{u}, \bar{p}) = \bar{0} \\ \quad \quad h(\bar{x}, \bar{u}, \bar{p}) = \bar{0} \\ \quad \quad R(\bar{x}, \bar{y}, \bar{p}) \leq \bar{0} \end{array} \right. \quad (2.1)$$

onde

\bar{x} - vetor das variáveis de estado;

\bar{u} - vetor das variáveis de decisão;

\bar{p} - vetor que contém alguns parâmetros fixos do modelo em questão, como por exemplo, as ordens das frequências harmônicas de interesse;

$f(\bar{x}, \bar{u}, \bar{p})$ - função objetivo, escalar;

$g(\bar{x}, \bar{u}, \bar{p}) = \bar{0}$ - equações de fluxo de carga na frequência fundamental;

$h(\bar{x}, \bar{u}, \bar{p}) = \bar{0}$ - equações de fluxo de carga nas frequências harmônicas;

$R(\bar{x}, \bar{u}, \bar{p}) \leq \bar{0}$ - conjunto das restrições operacionais do sistema.

As variáveis de estado mais comuns são as magnitudes e os ângulos das tensões e correntes nas frequências fundamental e harmônicas em todas as barras. As variáveis de decisão representam as localizações (índice das barras) e capacidades dos capacitores a serem instalados e, ocasionalmente, os instantes de entrada de operação e de desligamento, se capacitores do tipo chaveado forem necessários.

As restrições operacionais mais comuns, normalmente estabelecidas em função das características do sistema (topologia, nível de carga e tensão e tipos de cargas especiais presentes) correspondem aos valores eficazes (rms) de tensão e/ou correntes em todas as barras, os quais são função das correspondentes tensões e/ou correntes em cada uma das componentes harmônicas presentes; às distorções harmônicas totais ou fatores de distorção harmônica total em todas as barras e aos limites de potência reativa dos capacitores. Estas restrições terão limites mínimo e máximo preestabelecidos pelo planejador, considerando possíveis alterações na topologia da rede ou crescimento da carga ao longo do período de planejamento proposto.

2.2.1 Função Objetivo

Além da melhoria do perfil de tensões, um dos principais objetivos do planejamento da compensação reativa em redes elétricas através da instalação de capacitores, é a redução dos custos devido à redução das perdas globais, que basicamente se traduz na busca da melhor alternativa para as localizações e capacidades de capacitores que atendam aos limites operacionais preestabelecidos.

Na fase preliminar do planejamento de uma rede elétrica, o perfil das perdas globais é um dos índices operacionais que melhor demonstra o perfil de custos e/ou investimentos a que o planejador estará submetido na busca da melhor estratégia para a compensação reativa. Particularmente nas redes de distribuição, as perdas elétricas podem representar uma parcela significativa da potência total gerada, o que irá proporcionar altos custos de produção para o sistema fornecedor e investimentos adicionais com a compra de energia. Neste sentido, a redução dos custos associados às perdas elétricas globais deve ser prioritariamente referenciada sob a forma de objetivo principal do planejamento, independentemente do período em análise.

Em uma rede de distribuição típica as *Perdas de Máxima Potência* (ou de Máxima Demanda), que correspondem à potência ativa que deixa de estar disponível no instante de máxima demanda, merecem um controle e atenção especial por parte dos planejadores.

É sabido que à capacidade em potência reativa requerida para compensar as perdas de máxima potência, está associado um investimento em capital que pode ser proporcional ou não a esta capacidade. Por esta razão, o planejamento da rede visando a redução das perdas globais, tem como principal benefício, evitar gastos com geração adicional de energia, de forma a adiar ou até mesmo eliminar novos investimentos a médio ou longo prazo.

É neste sentido que se caracteriza a função objetivo custo para o planejamento da compensação reativa em redes de distribuição, objeto principal deste trabalho, englobando tanto os benefícios econômicos quanto técnicos que ela proporciona.

Perdas de Máxima Potência

Em redes de distribuição radiais desequilibradas (cargas e/ou impedâncias desiguais entre fases), as perdas globais resultam da soma das perdas individuais das fases de cada ramo, calculadas em função das impedâncias próprias e mútuas de cada ramo e das correntes individuais de carga por fase. Se além de tensões e correntes à frequência fundamental, o sistema de distribuição produz tensões e correntes em frequências superiores (frequências harmônicas), devido à presença de cargas com características não-lineares, as perdas globais resultantes para efeito do planejamento da compensação reativa é calculada pela soma individual das perdas globais em cada uma das frequências harmônicas além das perdas na frequência fundamental. Portanto, a formulação das perdas de potência em redes de distribuição sob condições de distorções harmônicas, é descrita como segue.

Considere uma rede de distribuição trifásica desequilibrada, a qual opera na condição de pico de carga ou demanda máxima. Se a rede contém cargas com características não-lineares, que produzem correntes e tensões de frequências harmônicas de ordem $h = 2, 3, \dots, h_{max}$, as perdas de potência ativa na condição de *pico de carga* são calculadas através das equações (2.2) e (2.3) [4].

$$P_T = p_{k,h}^l + \sum_{h=2}^{h_{max}} p_{k,h}^l \quad (2.2)$$

$$p_{k,h}^l = \left(I_{abc}^{k,h} \right)^T \left(R_{abc}^{k,h} \right) \left(I_{abc}^{k,h} \right) \quad (2.3)$$

onde

$p_{k,h}^l$ representa as perdas de máxima potência ativa do ramo k na h -ésima frequência harmônica;

$R_{abc}^{k,h}$ é a matriz trifásica das resistências séries do ramo k na h -ésima harmônica;

$I_{abc}^{k,h}$ é o vetor das correntes de linha do ramo k na h -ésima harmônica.

O tipo de função objetivo adotada para o planejamento da compensação reativa considera a soma dos custos com perdas de máxima potência adicionadas aos custos correspondentes às potências dos capacitores a serem instalados. Todas as variáveis de estado e de decisão do sistema participam do processo de minimização desta função, expressa em (2.4).

$$F = c_p P_T + \sum_{k \in \Omega_{cf}} c_{fk} Q_{fk} \quad (2.4)$$

onde

c_p corresponde ao custo unitário anual de perda de demanda máxima (em R\$/kW/ano);

Q_{fk} é a potência reativa (em kVAr) do capacitor fixo instalado na barra k ;

c_{fk} é o custo unitário anual (em R\$/kVAr/ano) de uma unidade padrão de capacitor;

Ω_{cf} é o conjunto das barras nas quais são instalados capacitores.

Em resumo, devido à natureza do tipo de função objetivo e das restrições operacionais, o *PCRCE* é tido como um problema de otimização não-linear cujo objetivo é determinar a solução para as localizações e as capacidades (em kVAr) de capacitores-shunt ao longo de seus alimentadores e ramais, de modo a minimizar os custos relativos às perdas globais de demanda máxima considerando os custos dos capacitores, sem comprometer principalmente as restrições operacionais impostas pelas cargas não-lineares. Desde que a capacidade dos capacitores são variáveis de natureza discreta e, por outro lado, as correntes injetadas pelas cargas não-lineares são representadas por variáveis contínuas, o planejamento da compensação reativa é um problema de programação não-linear inteira mista (PNLIM).

Problemas desta natureza apresentam dois inconvenientes quando de sua solução por quaisquer métodos conhecidos: (1) excessivo tempo de execução, face ao grande número de combinações necessárias à obtenção da solução ótima; (2) as soluções são, em geral, sub-ótimas, pois convergem para valores locais [4].

2.2.2 Visão Geral das Técnicas Determinísticas de Solução

Diante da grande quantidade de variáveis que compõem a formulação do problema de planejamento da compensação reativa, principalmente no que se refere à consideração da presença de cargas não-lineares, não existe ainda uma metodologia determinística para a solução deste problema de forma mais robusta. A conduta universal adotada para a solução de problemas desta natureza, consiste em simplificar o modelo da rede de modo a tornar menos complexa a formulação geral do problema e assim, solucioná-lo através de métodos conhecidos e em tempo de execução aceitável. Portanto, deve haver um compromisso entre a formulação, o algoritmo de solução e a sua aplicação em situações práticas da engenharia de sistemas (planejamento e/ou operação).

Na solução do *PCRCE* podem ser aplicadas muitas das mesmas técnicas de programação matemática conhecidas na literatura [5,6,9,14,20,21,23,24,25] que foram utilizadas na solução deste tipo de problema, sem incluir a presença de cargas não-lineares. Nos últimos anos, as técnicas de otimização que vêm sendo adotadas para a solução do *PCRCE* incluem:

- a) Programação Não-Linear Inteira Mista [3], que é a base das implementações atuais;
- b) Método baseado em Programação Dinâmica de Múltiplos Estágios[10], que faz uso da propriedade Markoviana da função objetivo para evitar um grande número de combinações de soluções factíveis na busca da solução ótima;
- c) Método da Máxima Sensibilidade Desacoplado [69], que permite a inclusão de capacitores chaveáveis e o efeito de regulação de tensão na formulação geral do problema;
- d) Método baseado em índices de sensibilidade à variação da potência reativa, para estabelecer as localizações ótimas de capacitores-shunt , auxiliado pelo Método das Variações Potenciais Locais [43], para a determinação das capacidades ótimas;
- e) Técnicas baseadas em Algoritmos Genéticos (AG), que se encontram em pleno desenvolvimento e permitem um tratamento mais robusto na busca da solução ótima.

O objetivo de todas essas pesquisas consiste na implementação de pacotes computacionais que permitam solucionar de forma aceitável o problema do planejamento da compensação reativa em redes que contém cargas não-lineares. As formulações clássicas originais do *PCRCE* tiveram como pioneiros Baghzouz e S. Ertem [3,4]. A maioria das pesquisas realizadas no tema até então [5,6,9,10,11,12,13,14,17,20,21,23, 24,25], foram dirigidas a formulações similares sem considerar, no entanto, alguns requisitos adicionais necessários às aplicações em sistemas mais realistas. A descrição de cada uma das abordagens de solução citadas acima e análises comparativas entre elas não foram consideradas prioritárias neste trabalho.

A abordagem determinística do *PCRCE* que é enfocada neste trabalho baseia-se na formulação clássica de Baghzouz e Ertem [4] e a técnica de solução está baseada em índices de sensibilidade dos parâmetros de otimização, em conjunto com o tradicional Método das Variações Potenciais Locais [43]. Na seção seguinte, descreve-se esta abordagem sob os aspectos de modelagem trifásica da rede elétrica, pois é sob este tipo de modelo que está formulado o modelo de solução proposto nesta pesquisa.

2.2.3 Formulação do Problema do *PCRCE* Determinístico

A instalação de *cargas especiais* em sistemas de distribuição é prática cada vez mais comum diante do constante avanço tecnológico de equipamentos e dispositivos eletrônicos e em contrapartida vêm se tornando motivo de preocupação para a operação destes sistemas, devido ao indesejável fenômeno da *ressonância paralela*, causados por capacitores-shunt que são instalados para fins de compensação reativa. Tanto a capacidade quanto o local de instalação dos capacitores são fatores decisivos para o surgimento ou não de ressonâncias bem como para o grau de severidade dos problemas dela decorrentes.

Para uma formulação básica geral deste tipo de problema, há um conjunto de restrições ou considerações que devem ser adotadas de forma a viabilizar sua implementação computacional e para que o mesmo possa ser solucionado por técnicas de programação já conhecidas.

A questão da ausência de harmônicas não-características e/ou múltiplas de 3, por exemplo, é uma das restrições mais comuns na maioria dos trabalhos pertinentes; a adoção de modelos clássicos ou menos detalhados dos tipos de cargas especiais mais comuns, tais como: conversores estáticos, reatores controlados e fornos a arco, também são considerações atribuídas pela maioria dos autores nos diversos tipos de formulação do *PCRCE*.

Portanto, a priori, há necessidade de se estabelecer uma formulação para o *PCRCE* baseada em algumas hipóteses simplificativas (formulação básica) para que seja possível a aplicação dos métodos de solução existentes.

No caso determinístico, o *PCRCE* pode ser formulado matematicamente segundo um tratamento monofásico ou trifásico do modelo da rede elétrica. A abordagem geral, independentemente do modelo da rede e dos elementos que a compõem, constitui-se das etapas relacionadas a seguir:

- a) Identificação das características das fontes de harmônicos (cargas não-lineares) presentes na rede elétrica para o estabelecimento do modelo computacional adotado nos estudos de fluxo de carga fundamental e harmônico.
- b) Avaliação do perfil de tensões através das análises de fluxo de carga fundamental e harmônico;
- c) Identificação dos pontos críticos da rede em relação aos requisitos de violação de tensão e distorções harmônicas, através do cálculo de índices de sensibilidade por barra e, obviamente, selecionando os locais candidatos à compensação, ou seja, as *barras candidatas* à instalação dos capacitores sem comprometer os requisitos de operação;
- d) Após a seleção das barras candidatas na etapa *c*, é calculado um índice global em função das sensibilidades de tensão, distorções harmônicas e perdas, que identifica a chamada *barra ótima* onde serão instaladas sucessivas unidades de capacitor-padrão até que seja obtida uma capacidade total (kVAr) que proporcione o menor valor para a função objetivo sem violar as restrições operacionais na barra ótima.
- e) Simula-se novamente o fluxo de carga para avaliar o perfil das tensões fundamentais nas demais barras. Se há violações, repete-se as etapas *b*, *c* e *d*; caso contrário, o processo termina.

Diante das etapas descritas acima, pode-se inferir que o processo como um todo exige um grande número de simulações de fluxo de carga (fundamental e harmônico) que demandam considerável esforço computacional na busca da solução ótima. Este fato se agrava na medida que o processo de busca das *barras candidatas*, através de análise de sensibilidade, exige que a rede seja avaliada para cada possível localização de uma unidade de capacitor-padrão.

O problema do *PCRCE* em redes de distribuição trifásicas através da instalação de capacitores em derivação pode ser matematicamente expresso da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 \text{Min } F &= c_p P_p + \sum_{k \in \Omega_{cf}} c_{fk} Q_{fk} \\
 \text{s.a } &\begin{cases} v_{\min} \leq |\bar{v}_{abc}^i| \leq v_{\max} \\ \bar{d}_{abc}^i \leq d_{\max} \\ Q_{fk} \leq z Q_{ko}, \text{ para } k \in \Omega_{cf} \end{cases} \quad (2.5)
 \end{aligned}$$

onde

\bar{v}_{abc}^i é o vetor das tensões de fase (*a, b, c*) em cada barra;

\bar{d}_{abc}^i é o vetor das distorções harmônicas das tensões de fase (*a, b, c*);

z é um número inteiro que indica a quantidade máxima de unidades de capacitor-padrão (Q_{ko}) a ser instalado em cada barra;

v_{\min} (v_{\max}) é o limite mínimo (máximo) da tensão de fase permissível após a compensação; d_{\max} é o limite máximo permissível para a distorção harmônica total de tensão por fase.

Q_{fk} é a capacidade do capacitor fixo instalado na barra *k*

Ω_{cf} é o conjunto das barras em que estão instalados os capacitores fixos

2.2.3.1 Solução através de Índices de Sensibilidade

O problema do *PCRCE* formulado através da equação (2.5) é essencialmente um problema de Programação Não-Linear Inteira Mista (PNLIM). Nesta classe de problema de otimização, considerar todas as possíveis combinações de localizações (barras da rede elétrica) e capacidades dos capacitores a serem instalados é, do ponto de vista de programação, uma tarefa bastante exaustiva, principalmente se está baseada em um modelo trifásico da rede, onde as grandezas de interesse são por fase. Desta forma, um critério baseado em índices de sensibilidade para as variáveis que representam objetivos e restrições do problema geral é utilizado como forma de reduzir o universo das soluções factíveis, tornando mais seletivo e menos oneroso o processo de busca da solução ótima, a partir daquele universo.

Esta análise tem como objetivo determinar as localizações ótimas dos capacitores a serem instalados na rede elétrica, baseado em um critério de ordenação dos índices de sensibilidade por barra.

Em se tratando do problema do *PCRCE*, os índices que traduzem um maior impacto na performance do sistema após a instalação de capacitores são: variação nas tensões fundamentais, distorções harmônicas de tensão e variação das perdas ativas globais. Desta forma, a análise de sensibilidade definida para o *PCRCE* está fundamentada nos três índices definidos a seguir:

a) Índice de Sensibilidade de Tensão

Seja i uma dentre as n barras que compõem uma rede de distribuição, e na qual está sendo adicionada, para fins de compensação reativa, um capacitor trifásico de potência reativa q_{abc}^i por fase. A corrente reativa de fase injetada na rede por este capacitor é expressa por $I_{abc}^{ci} = q_{abc}^i / (v_{abc}^i)^*$. Após a instalação deste capacitor, as tensões por fase em cada barra variam em função das correntes capacitivas injetadas e com a topologia do sistema, de acordo com a equação (2.6).

$$\begin{bmatrix} \Delta v_{abc}^1 \\ \Delta v_{abc}^2 \\ \vdots \\ \Delta v_{abc}^i \\ \Delta v_{abc}^n \end{bmatrix} = Z_{abc} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ I_{abc}^{ci} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

onde Z_{abc} é a matriz impedância série trifásica da rede.

O índice que representa a sensibilidade de tensão por fase da barra i em decorrência do capacitor de potência reativa q_{abc}^i por fase, é definido como o somatório das variações de tensão em todas as barras (inclusive a própria barra i , expresso matematicamente pela equação (2.7).

$$s_{abc}^v(i) = \sum_{i=1}^n \Delta v_{abc}^i \quad (2.7)$$

Este índice é calculado apenas em termos de tensões fundamentais por fase, sendo que o maior índice aponta para a melhor localização (barra) para instalação do capacitor.

b) Índice de Sensibilidade à Distorção Harmônica da Tensão

A presença de capacitores em instalações que contêm cargas especiais é um problema que se agrava na medida em que tais fontes reativas estejam mal localizadas ao longo da rede elétrica. Após a instalação de um capacitor em uma determinada barra i do sistema, ocorrem sensíveis variações nas distorções harmônicas de tensão na própria barra bem como nas demais barras, podendo ocorrer pontos de ressonâncias locais (barra em que está instalado o capacitor) ou remotos. Estas variações que ocorrem nas tensões fundamentais e harmônicas são funções da potência ou corrente reativa gerada pelo capacitor.

Seja $\left[\partial v_i^h / \partial Q_{ck} \right]^{ABC}$ a variação da tensão por fase de h -ésima ordem harmônica da barra m após a instalação de um capacitor na barra i . O índice de sensibilidade da distorção harmônica de tensão por fase após a instalação de capacitor *shunt* na barra i , é definido de acordo com a equação (2.8).

$$s_{abc}^d(i) = \sum_{i=1}^n \sqrt{\sum_{j=1}^h (\Delta v_{abc}^{i,j})^2} \quad (2.8)$$

De acordo com esta definição, a barra que apresenta menor sensibilidade à distorção harmônica da tensão, é escolhida como a melhor localização para instalação de capacitores. Analogamente à definição da sensibilidade de tensão por fase, seleciona-se o maior valor entre as fases na equação (2.8) para definir o índice de sensibilidade de distorção harmônica de cada barra.

c) Índice de Sensibilidade das Perdas Ativas

As perdas ativas totais produzidas nas redes de distribuição são de certo modo o índice que sofre maior variação após a instalação de capacitores para compensação reativa. Em ambiente de frequências harmônicas, as perdas totais são o somatório das perdas em cada uma das frequências harmônicas ($h=2,3,4,\dots,h_{max}$) adicionadas às perdas na frequência fundamental ($h=1$). Seja $\Delta pl_{i,h}$ a variação das perdas de potência ativa totais de h -ésima ordem harmônica após a instalação de capacitor na barra i (na qual incide o ramo i) da rede elétrica, calculada através da simulação do fluxo de carga antes e após a instalação de capacitor nesta barra. O somatório das variações de perdas em todas as harmônicas de interesse dá o índice de sensibilidade das perdas globais (fundamental e harmônicas) após a instalação do capacitor na barra k , expresso matematicamente pela equação (2.9)

$$s^{pl}(i) = \sum_{h=1}^{h_{max}} \Delta pl_{i,h} \quad (2.9)$$

A barra que apresentar maior índice de sensibilidade às perdas será indicada como a mais apropriada para a injeção de potência reativa capacitiva.

Em função da combinação dos índices de sensibilidade definidos pelas equações (2.7), (2.8) e (2.9), define-se um *índice composto global* que indicará a barra ótima na qual serão adicionadas gradativamente uma ou mais unidades de capacitores até que a potência reativa resultante atenda ao critério de mínimo custo com redução de perdas e às restrições de tensão e distorções harmônicas de tensão. O índice composto global é obtido de acordo com a metodologia descrita a seguir:

Sejam R_v , R_d e R_p três vetores formados pelo subconjunto K que contêm k barras com violações nos limites de tensão fundamental após a solução de fluxo de carga e que estão ordenados respectivamente de acordo com os índices de sensibilidade de tensão, distorção harmônica de tensão e perdas ativas.

$$R_v = [a_1, b_1, c_1, \dots, k_1]$$

$$R_d = [a_2, b_2, c_2, \dots, k_2]$$

$$R_p = [a_3, b_3, c_3, \dots, k_3]$$

sendo

$$s_{abc}^v(a_1) > s_{abc}^v(b_1) > s_{abc}^v(c_1) > \dots > s_{abc}^v(k_1)$$

$$s_{abc}^d(a_2) > s_{abc}^d(b_2) > s_{abc}^d(c_2) > \dots > s_{abc}^d(k_2)$$

$$s^{pl}(a_3) > s^{pl}(b_3) > s^{pl}(c_3) > \dots > s^{pl}(k_3)$$

A partir da ordenação dos vetores R_v , R_d e R_p em função dos correspondentes índices de sensibilidade, é estabelecida a posição de cada uma das barras diante do número total de barras do subconjunto K , originando três novos vetores ordenados, chamados de *vetores de ordenação*, C_{fv} , C_{fd} , C_{fp} assim definidos:

$$C_{fv} = [k, k-1, \dots, 2, 1]$$

$$C_{fd} = [1, 2, \dots, k-1, k]$$

$$C_{fp} = [k, k-1, \dots, 2, 1]$$

onde k é o número de barras do subconjunto K .

Em função dos elementos dos vetores C_{fv} , C_{fd} , C_{fp} determina-se o *ranking* associado a cada barra do conjunto K , em relação aos índices de sensibilidade s_{abc}^v , s_{abc}^d e s^{pl} para a determinação do índice composto global. O ranking é estabelecido da seguinte forma: se uma barra $i \in K$ ocupa a l -ésima posição de R_v , a k -ésima posição de R_p e a p -ésima posição em R_d então os respectivos *rankings* desta barra em relação aos índices de sensibilidade s_{abc}^v , s_{abc}^d e s^{pl} serão $(k+1-l)$, $(k+1-p)$ e p .

Finalmente, o índice composto global da barra $i \in K$ é determinado pela equação (2.10) a seguir:

$$TC_f(i) = (k+1-l) + p + (k+1-p) \tag{2.10}$$

A barra que apresentar o maior índice composto global é considerada como a melhor solução para o problema do PCRCE.

Uma vez que a barra *ótima* é determinada através do índice composto em (2.10), o valor do(s) capacitor(es) que deve(m) ser instalado(s) nesta barra, que resultará em mínimo custo com perdas ativas, sem violar os limites de tensão e distorção harmônica (*potência reativa ótima*) é obtida através de um procedimento sistemático de variações de potências locais visando a minimização da função custo objetivo. Tal procedimento, conhecido na literatura como *Método das Variações Locais* (MVL) [43], requer simulações consecutivas de fluxo de carga harmônico, testes das restrições operacionais locais e avaliação da função objetivo para cada incremento ou variação da potência reativa na localização ótima.

2.2.3.2 Algoritmo de Solução Determinística do PCRCE

O algoritmo de solução do problema do PCRCE determinístico pode ser descrito através dos seguintes passos:

- a) Simulação do fluxo de carga na frequência fundamental e nas frequências harmônicas para fins de determinação das tensões e correntes fundamentais por fase, distorções harmônicas de tensão por fase, perdas trifásicas totais e valor da função objetivo inicial F^* ;
- b) O teste de violação das tensões fundamentais por fase de cada barra é realizado para que seja delimitado o subconjunto das barras (subconjunto K^l) em que será realizada a busca da l -ésima solução ótima;
- c) Para as barras do subconjunto K^l são calculados os índices de sensibilidade de tensão, distorção harmônica e perdas ativas totais através das equações (2.7), (2.8) e (2.9).
- d) Determinação dos vetores de ordenação e do índice composto global para cada barra $i \in K^l$. A solução ótima (barra b_o) é aquela que apresenta o maior índice composto global.
- e) Instala-se a u -ésima unidade ($u=1,2,3,\dots,U$) de injeção de potência reativa por fase na barra ótima b_o , $q_a^c(u) \leftarrow uq_o^c$, $q_b^c(u) \leftarrow uq_o^c$, $q_c^c(u) \leftarrow uq_o^c$, onde $u \leq U$ (U é o número máximo de unidades padrão que é permitido em cada localização). Simula-se o fluxo de carga harmônico para esta configuração para a obtenção das tensões e distorções harmônicas por fase. Se as restrições de tensão e distorções harmônicas são simultaneamente satisfeitas para a barra ótima b_o , ir para o passo h; Caso contrário, o próximo passo é executado.
- f) Acrescenta-se mais uma unidade ($u = u+1$) na barra ótima b_o .
- g) Se $u \leq U$ volta-se a executar o passo e; Caso contrário executa-se o passo i.
- h) Calcula-se o novo valor da função custo objetivo dada em (2.4), e compara-se este valor atual com o valor obtido na configuração anterior. Se $F \leq F^*$, então $F^* \leftarrow F$, ou seja, o novo valor da função objetivo passa a ser o valor atual, pois é melhor que o valor original ou aquele correspondente à configuração anterior. Além disto, as capacidades requeridas na barra ótima b_o são atualizadas $q_a^c \leftarrow q_a^c(u)$, $q_b^c \leftarrow q_b^c(u)$, $q_c^c \leftarrow q_c^c(u)$ após a adição de u unidades. Retorna-se ao passo f.

- i) Simula-se o fluxo de carga fundamental baseado na atual configuração de capacitores. Se ocorrerem violações de tensão fundamental em alguma barra da rede, um novo subconjunto K de barras violadas é formado e retorna-se ao passo c .

Caso contrário, os valores de capacidades obtidos no passo h para a barra ótima b_o , correspondem à solução ótima desejada, ou seja, $(q^c_a)^* \leftarrow q^c_a(u)$, $(q^c_b)^* \leftarrow q^c_b(u)$, $(q^c_c)^* \leftarrow q^c_c(u)$.

Durante o processo de otimização, somente as restrições de tensões fundamentais são requeridas para delimitar o conjunto das barras candidatas à instalação de potência reativa, ao passo que dentro da rotina de variações de potências locais (rotina *MVL*), que indicará as capacidades ótimas, as restrições de distorção harmônica são adicionadas às restrições de tensão que formam o conjunto das restrições requeridas pelo problema de otimização geral descrito por (2.5).

Embora de fácil implementação, este algoritmo apresenta algumas variações em relação a algumas versões de resolução do problema do planejamento da compensação reativa em redes de distribuição, baseadas em análise de sensibilidade [13, 63]. As variáveis que representam os objetivos e as restrições do problema global são avaliadas a cada nova configuração parcial da rede elétrica (adição de mais uma unidade capacitiva), através do cálculo dos correspondentes índices de sensibilidade, os quais produzirão uma solução factível correspondente (função objetivo). O método comporta facilmente a introdução da rotina de fluxo de carga harmônico na rotina *MVL* que por sua vez, em função dos valores das perdas globais obtidas a cada nova inclusão de unidade capacitiva, produzirá valores crescentes e decrescentes da função custo objetivo, porém convergindo para um mínimo local.

Capítulo 3

Teoria dos Conjuntos Nebulosos e Processos de Decisão em Ambiente Nebuloso

3.1 Introdução

O principal elemento decisor na escolha da melhor estratégia de planejamento da operação do sistema de energia elétrica é o ser humano. Compete à equipe de engenheiros e técnicos estabelecer a condição de operação que atenda a objetivos e restrições, fazendo uso de seus conhecimentos específicos sobre a atual performance do sistema e de performances passadas. Desta forma, o planejamento da operação de sistemas elétricos constitui, na sua essência, um sistema humanístico, ou seja, um sistema onde o ser humano toma decisões para garantir o melhor desempenho possível.

Os sistemas humanísticos possuem como característica principal, um alto grau de complexidade nas inter-relações de seus elementos constituintes. A referência [1] revela que as técnicas quantitativas tradicionais de análise de sistemas, baseadas em equações diferenciais e/ou integrais, não são adequadas para a avaliação da performance de sistemas de alta complexidade. Tal fato baseia-se no *princípio da incompatibilidade* que basicamente, afirma que a capacidade de se obter informações precisas e relevantes sobre o comportamento do sistema diminui à medida que a complexidade deste sistema aumenta.

No entanto, é indiscutível a capacidade inerente ao processo do pensamento humano de sintetizar informações, ou seja, a habilidade de extrair, a partir de um conjunto de dados, aqueles que são relevantes para a execução de uma determinada tarefa, como por exemplo, contrabalançar a potência reativa consumida em um sistema de distribuição.

A teoria dos Conjuntos Nebulosos (*Fuzzy Sets*) proposta por Lotfi Zadeh [67], baseia-se na premissa de que os principais elementos do pensamento humano são símbolos do tipo *nebuloso*, ou seja, equivalem a classes de objetos nos quais a transição entre a pertinência e a não pertinência é gradual. O objetivo fundamental de sua formulação é representar adequadamente as imprecisões e/ou incertezas inerentes às variáveis que estão contidas nos diferentes eventos, ou seja, é tratar o aspecto impreciso da informação.

Neste capítulo são apresentados alguns dos conceitos e propriedades básicas da teoria dos conjuntos nebulosos que contribuem para a formulação da metodologia de otimização do planejamento da compensação reativa em redes de distribuição em ambiente de programação nebulosa, descrita em detalhes no capítulo 5. Enfoca-se, principalmente, a sua utilização na modelagem de processos de tomada de decisão.

3.2 Conjuntos Nebulosos – Terminologia e Propriedades

Seja X um conjunto de objetos ou classe de objetos, onde um elemento genérico de X é denotado por x_i . O conjunto X é definido como *Universo de Discurso* ou *Conjunto Universal* onde cada elemento x_i pode ser de natureza discreta ou contínua.

Um conjunto nebuloso N definido em um universo de discurso X é caracterizado por uma função $\mu_N : X \rightarrow [0,1]$, denominada *função de pertinência* que associa a cada elemento de X um número $\mu_N(x_i)$ no intervalo $[0,1]$ representando o grau de pertinência de x_i em N , isto é, o grau de compatibilidade entre x_i e o conceito expresso por N . Deste modo, o conjunto nebuloso N em X pode ser definido como um conjunto de pares ordenados na forma dada em (3.1).

$$N = \{(x_i, \mu_N(x_i)) \mid x_i \in X \text{ e } \mu_N(x_i) \in [0,1]\} \tag{3.1}$$

A teoria dos conjuntos nebulosos pode ser vista como uma extensão da teoria dos conjuntos convencionais ou ordinários, tendo como diferença básica o fato de que nos conjuntos nebulosos estão presentes tanto a pertinência total ou não (valor 1 ou 0 para um dado elemento x), como também a pertinência parcial. Um conjunto ordinário é caracterizado por uma função de pertinência particular conhecida como função característica, que assume somente dois valores: 0 ou 1. As Figuras 3.1 e 3.2 exemplificam respectivamente as funções de pertinência de um conjunto nebuloso e de um conjunto ordinário no universo de discurso X .

$$A = \{x \in X \mid 2 \leq x \leq 3 \text{ e } 4 \leq x \leq 5\}$$

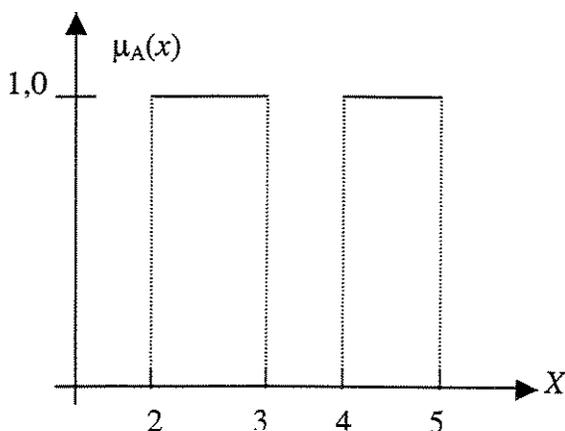


Figura 3.1 – Exemplo de um conjunto ordinário

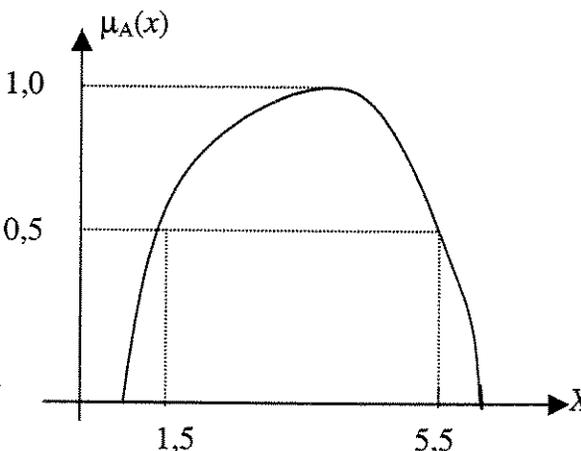


Figura 3.2 – Exemplo de um conjunto nebuloso

Vale ressaltar que, embora funções de pertinência possam sugerir semelhanças com funções de distribuição de probabilidade, o conceito atribuído a um conjunto nebuloso não é aleatório ou estatístico em sua natureza.

A incerteza assumida implicitamente em circunstâncias probabilísticas é uma consequência direta do acaso, enquanto que na teoria dos conjuntos nebulosos esta incerteza deve-se à ausência de limites precisos nas classes de objetos no universo de discurso considerado.

Assim como os conjuntos convencionais, os conjuntos nebulosos contemplam propriedades e operações particulares que são avaliadas com base nos correspondentes graus de pertinência das funções que os representam.

3.2.1 Identidade

Dois conjuntos nebulosos A e B definidos no universo de discurso X são iguais se e somente se:

$$\mu_A(x_i) = \mu_B(x_i) \quad \forall x_i \in X \quad (3.2)$$

3.2.2 Complemento

O complemento de um conjunto nebuloso A em X , denotado por \tilde{A} , é definido pela seguinte função de pertinência:

$$\mu_{\tilde{A}}(x) = 1 - \mu_A(x) \quad \forall x \in X \quad (3.3)$$

3.2.3 União

A união de dois conjuntos nebulosos A e B em X , denotada por $A \cup B$, resulta em um conjunto nebuloso cuja função de pertinência é definida por:

$$\mu_{A \cup B}(x) = \max\{\mu_A(x), \mu_B(x)\} \quad \forall x \in X \quad (3.4)$$

onde

$$\max\{a, b\} = \begin{cases} a & \text{se } a \geq b \\ b & \text{se } a < b \end{cases} \quad (3.5)$$

3.2.4 Interseção

A interseção de dois conjuntos nebulosos A e B em X , denotada por $A \cap B$, resulta em um conjunto nebuloso cuja função de pertinência é definida por

$$\mu_{A \cap B}(x) = \min\{\mu_A(x), \mu_B(x)\} \quad \forall x \in X \quad (3.6)$$

onde

$$\min\{a, b\} = \begin{cases} a & \text{se } a \leq b \\ b & \text{se } a > b \end{cases} \quad (3.7)$$

A Figura 3.3 ilustra as operações de união e interseção entre dois conjuntos nebulosos.

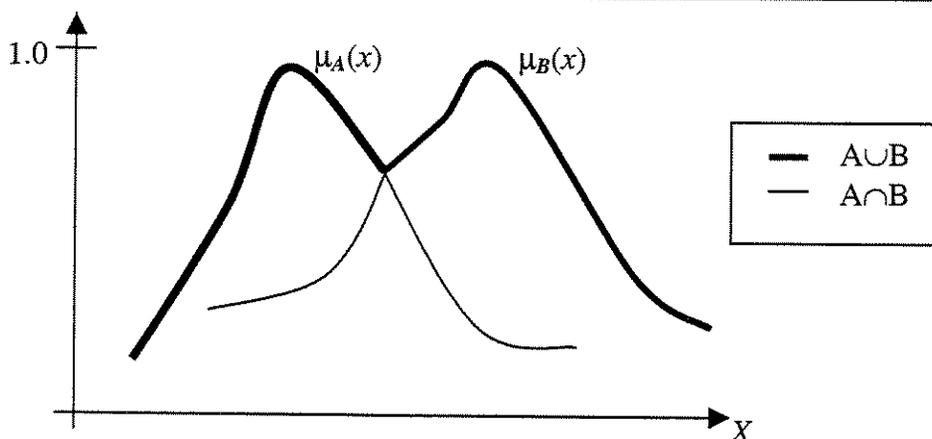


Figura 3.3 – Representação da união e da interseção de dois conjuntos nebulosos

3.2.5 Soma

A soma de dois conjuntos nebulosos A e B em X , cujas funções de pertinências são denotadas por $\mu_A(x)$ e $\mu_B(x)$, tem função de pertinência definida da seguinte forma:

$$\mu_{A \oplus B}(z) = \sup_{\{(x,y)/z=x+y\}} \min(\mu_A(x), \mu_B(y)) \quad (3.8)$$

3.2.6 Grau de Pertinência

Na teoria clássica de conjuntos, diz-se que um elemento “ x ” pertence a um dado conjunto U ($x \in U$) se o seu grau de pertinência é igual a 1 e, se não pertence, é igual a 0. Na teoria dos conjuntos nebulosos o grau de pertinência é uma entidade variável entre 0 e 1.

Para exemplificar, ao se medir a magnitude da tensão em um determinado ponto de um circuito elétrico, pode-se qualificá-la como sendo “Alta”, “Média” ou “Baixa” e atribuir correspondentes graus de pertinência àquela tensão. Desta forma, dentro do universo que representa os níveis de tensão, pode-se atribuir, por exemplo, à condição que representa tensão “Alta” uma pertinência de 0,8; à condição de tensão “Média” uma pertinência de 0,5 e à tensão “Baixa” uma pertinência de 0,2.

Estes conjuntos que representam as condições de tensão: “Alta”, “Média” e “Baixa” não possuem fronteiras bem definidas, ou seja, caracterizam-se por serem fronteiras flexíveis pois existem vários níveis de tensão que podem ser representados pelos três conjuntos, porém com graus de pertinência diferentes.

3.2.7 Normalidade

Um conjunto nebuloso A definido em X é normal se e somente se

$$\max \mu_A(x) = 1 \quad \forall x \in X \quad (3.9)$$

3.2.8 Cortes de Nível

Um conjunto nebuloso A definido em X pode ser representado através da união de subconjuntos ordinários, denotados por A_α e chamados de *cortes de nível* α (α -cuts), definidos por:

$$A_\alpha = \{x \in X \mid \mu_A(x) \geq \alpha\} \tag{3.10}$$

Os casos extremos destes conjuntos são o *suporte* de A , denotado por $Su(A)$, que agrupa os elementos de X que de alguma forma são compatíveis com o conceito expresso por A , e o *núcleo* de A , denotado por $Nu(A)$, que agrupa os elementos de X que são completamente compatíveis com o conceito expresso por A , denominados na literatura de valores modais de A . Matematicamente estes conceitos são definidos por:

$$Su(A) = \{x \in X \mid \mu_A(x) > 0\} \tag{3.11}$$

$$Nu(A) = \{x \in X \mid \mu_A(x) = 1\} \tag{3.12}$$

3.2.9 Convexidade

Um conjunto nebuloso A em X é dito ser convexo se e somente se seus cortes de nível são convexos, ou seja se e somente se $\forall x_1, x_2 \in X$ e $\forall \lambda \in [0,1]$ a seguinte propriedade seja válida

$$\mu_A(\lambda x_1 + (1-\lambda)x_2) \geq \min \{\mu_A(x_1), \mu_A(x_2)\} \tag{3.13}$$

A Figura 3.4 ilustra o conceito de convexidade.

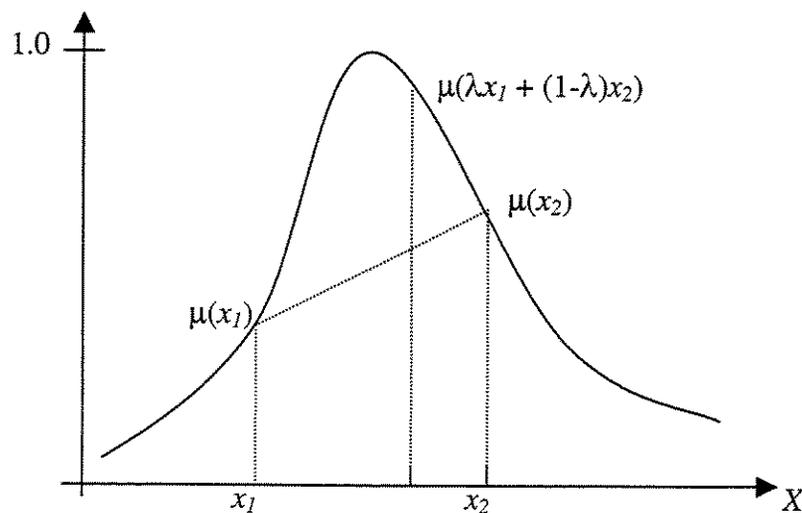


Figura 3.4 – Ilustração da propriedade de convexidade

Com base neste conceito, tem-se duas propriedades [68]:

p.1) Se A e B são dois conjuntos nebulosos convexos em X , então a interseção entre eles é um conjunto nebuloso convexo em X .

Demonstração:

Sejam x_1 e $x_2 \in X$ e $\lambda \in [0,1]$. De acordo com a equação (3.14) temos:

$$\mu_{A \cap B}(\lambda x_1 + (1-\lambda)x_2) = \min \{ \mu_A(\lambda x_1 + (1-\lambda)x_2), \mu_B(\lambda x_1 + (1-\lambda)x_2) \} \quad (3.14)$$

Desde que A e B são conjuntos convexos, então:

$$\mu_A(\lambda x_1 + (1-\lambda)x_2) \geq \min \{ \mu_A(x_1), \mu_A(x_2) \} \quad (3.15)$$

$$\mu_B(\lambda x_1 + (1-\lambda)x_2) \geq \min \{ \mu_B(x_1), \mu_B(x_2) \} \quad (3.16)$$

e portanto,

$$\mu_{A \cap B}(\lambda x_1 + (1-\lambda)x_2) \geq \min \{ \min \{ \mu_A(x_1), \mu_A(x_2) \}, \min \{ \mu_B(x_1), \mu_B(x_2) \} \}$$

ou de modo equivalente

$$\mu_{A \cap B}(\lambda x_1 + (1-\lambda)x_2) \geq \min \{ \min \{ \mu_A(x_1), \mu_B(x_2) \}, \min \{ \mu_A(x_2), \mu_B(x_1) \} \} \quad (3.17)$$

o que resulta em

$$\mu_{A \cap B}(\lambda x_1 + (1-\lambda)x_2) \geq \min \{ \mu_{A \cap B}(x_1), \mu_{A \cap B}(x_2) \} \quad (3.18)$$

p.2) Se A é um conjunto nebuloso convexo definido no universo X então o seu núcleo é um conjunto convexo em X .

Convexidade Estrita

Um conjunto nebuloso é estritamente convexo se os seus cortes de nível para qualquer α são estritamente convexos, ou seja, o segmento de reta que une quaisquer dois pontos de A^α pertence completamente a este conjunto.

Convexidade Forte

Um conjunto nebuloso A em X é fortemente convexo se para quaisquer x_1 e $x_2 \in X$ e qualquer $\lambda \in (0,1)$ a seguinte relação é válida

$$\mu_A(\lambda x_1 + (1-\lambda)x_2) \geq \min \{ \mu_A(x_1), \mu_A(x_2) \} \quad (3.19)$$

Como se pode observar, as definições de convexidade estrita e convexidade forte são independentes entre si, ou seja, a convexidade estrita não implica em convexidade forte e vice-versa. Além disto, pode-se provar que se A e B são conjuntos estritamente (fortemente) convexos, então a interseção entre eles, $A \cap B$, também é estritamente (fortemente) convexa.

Conciliando a propriedade p.1 com a definição de convexidade, a seguinte propriedade é válida: Se o universo de discurso X equivale ao conjunto dos números reais R e A é um conjunto nebuloso fortemente convexo em X , então $\mu_A(x)$ é unimodal.

3.2.10 Número Nebuloso

Um conjunto nebuloso definido em um universo de discurso X , cuja função de pertinência seja contínua por partes e que apresenta a propriedade de convexidade e normalidade é denominado *Número Nebuloso*.

3.3 Estrutura dos Processos de Tomada de Decisão em Ambiente Nebuloso

Procedimentos que levam à tomada de decisão são, indiscutivelmente, uma das principais e mais freqüentes atividades da sociedade moderna, tornando-se parte do cotidiano de empresas nas mais diferentes áreas de atuação. O ambiente em que são formalizadas ou tomadas as decisões referentes a um determinado processo, pode ser bem definido (determinístico), onde todos os elementos que constituem tal processo possuem limites estabelecidos de forma exata e única, ou vago (nebuloso), no qual estão contidas as inerentes imperfeições ou imprecisões da informação disponível.

Em particular, a aplicação da teoria dos conjuntos nebulosos em problemas de tomada de decisão têm se expandido em todas as áreas da engenharia de sistemas elétricos e os resultados e conclusões destas aplicações estão cada vez mais otimistas. O trabalho documentado em [60] é um exemplo clássico de tomada de decisão em ambiente nebuloso ao abordar o problema de despacho ótimo de geração em redes de transmissão e têm sido uma boa referência para o desenvolvimento de outras aplicações, principalmente as que tratam da alocação ótima de recursos em sistemas elétricos. Para uma exposição geral das aplicações, consulte a referência [35].

Neste trabalho, enfoca-se essencialmente o problema de tomada de decisão sobre onde alocar fontes de potência reativa em redes de distribuição de energia elétrica, estando as mesmas submetidas a distorções harmônicas de corrente e tensão, visando a redução de custos com perdas e melhoria dos perfis de tensão e distorção harmônica.

3.3.1 Considerações Preliminares

Por *tomada de decisão* em um ambiente nebuloso entende-se o processo de decisão no qual os objetivos e/ou restrições, porém não necessariamente os elementos que constituem o sistema sob investigação, são nebulosos ou vagos por natureza. Ou seja, as metas a serem alcançadas e/ou recursos disponíveis constituem objetos ou classes de objetos cujos limites não são precisamente definidos, devido a imprecisões ou incertezas impostas pelo contexto, embora as variáveis de decisão possam ser determinísticas e bem definidas.

Na abordagem clássica do processo de tomada de decisão, os principais componentes são:

- a) um conjunto de alternativas;
- b) um conjunto de restrições sobre a escolha entre diferentes alternativas e
- c) uma função de preferência ou objetivo explícita que permite ordenar as alternativas disponíveis segundo suas qualidades.

Neste caso, o conjunto das restrições constitui um conjunto ordinário definido no espaço das alternativas disponíveis, enquanto que a função objetivo mapeia estas mesmas alternativas em um outro espaço. A melhor alternativa a ser escolhida, é aquela para a qual a função objetivo tem maior valor em relação às demais alternativas. Em outras palavras, no modelo clássico convencional, o problema de tomada de decisão se restringe a um problema de otimização em que se pretende maximizar (ou minimizar) uma função objetivo.

Quando o processo de decisão é examinado sob uma perspectiva mais ampla da tomada de decisão em ambiente nebuloso, uma diferente, porém mais natural, base conceitual é sugerida. Trata-se da *similaridade* ou *simetria* existente entre as entidades que representam os objetivos e as restrições que são conjuntos nebulosos definidos em um mesmo universo de discurso (conjunto de alternativas disponíveis) e matematicamente representados por funções de pertinência. Neste caso, embora não haja uma forma explícita da função objetivo que ordene as alternativas, a forma adotada por tais funções de pertinência impõe a ordenação das alternativas disponíveis.

Diante da meta principal do processo de decisão, que é satisfazer tanto os objetivos quanto as restrições, a entidade que define a decisão nebulosa corresponde à *confluência* entre objetivos e restrições, definidas em termos das respectivas funções de pertinência.

Esta forma, relativamente simples de conceito *decisão*, sob o ponto de vista da teoria dos conjuntos nebulosos, só é possível graças à similaridade existente entre as entidades que expressam os objetivos e as restrições, explícitas através de conjuntos nebulosos.

3.3.2 Formulação Matemática

O processo de tomada de decisão em situações que envolvem informações imprecisas é matematicamente definido de acordo com a seguinte formulação[68]:

Seja X o universo de discurso constituído por um conjunto de n alternativas. Um objetivo nebuloso O é um conjunto nebuloso em X caracterizado por sua função de pertinência $\mu_O: X \rightarrow [0,1]$, enquanto que uma restrição nebulosa R também é um conjunto nebuloso em X caracterizado por sua função de pertinência $\mu_R: X \rightarrow [0,1]$.

Em geral, os conjuntos nebulosos que representam objetivos e restrições não são definidos diretamente sobre o universo de discurso X , mas sim indiretamente através de outros conjuntos que representam, de fato, as alternativas ou ações relevantes[67]. Diante desta prerrogativa, sejam O e R conjuntos nebulosos que representam objetivos e restrições nebulosas estabelecidos pelo planejador e definidos respectivamente sobre os universos Y e Z .

Para cada objetivo e restrição pode-se definir matematicamente o significado das alternativas do universo X em relação aos universos Y e Z através das seguintes funções:

$$o : X \rightarrow Y$$

$$r : X \rightarrow Z$$

e ao mesmo tempo expressar os objetivos O' e restrições R' através da composição de o com O' e de r com R' , ou seja:

$$O(x) = O'(Y) \tag{3.20}$$

$$R(x) = R'(Z) \tag{3.21}$$

para cada alternativa x do universo X .

Se tanto os objetivos quanto as restrições devem ser satisfeitas simultaneamente para todas as alternativas disponíveis, então a decisão pela melhor alternativa, denotada por D , representa a satisfação de n objetivos nebulosos O_i e de m restrições nebulosas R_j . Desta forma, em notação matemática, a decisão D representa um conjunto nebuloso em X caracterizado pela interseção entre os conjuntos O_i ($i=1,2,\dots,n$) e R_j ($j=1,2,\dots,m$) assim definido:

$$D = O_1 \cap O_2 \cap \dots \cap O_n \cap R_1 \cap R_2 \dots \cap R_m \tag{3.22}$$

e caracterizado por uma função de pertinência definida por:

$$\mu_D(x) = \min \{ \mu_{O1}(x), \mu_{O2}(x), \dots, \mu_{On}(x), \mu_{R1}(x), \mu_{R2}(x), \dots, \mu_{Rn}(x) \} \quad x \in X \tag{3.23}$$

Do ponto de vista do processo de otimização, o operador \min em (3.23) determina uma região factível na qual estará contida a melhor alternativa desejada, ou seja, a alternativa ótima. A figura 3.5 ilustra a definição de decisão em ambiente nebuloso como uma área hachurada que delimita uma região de factibilidade dentro do espaço de alternativas.

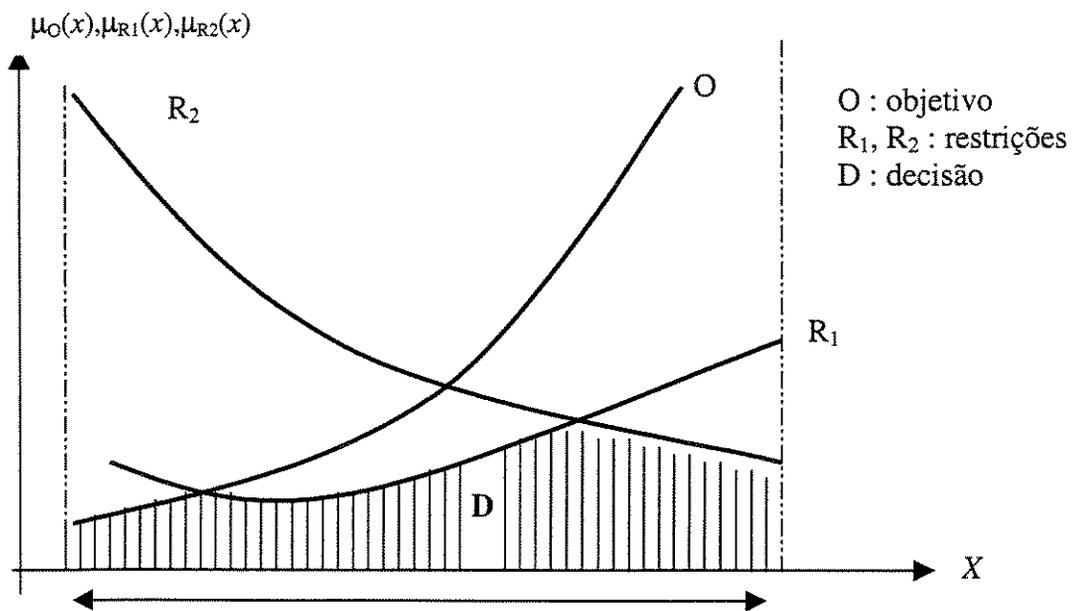


Figura 3.5 – Representação do conceito de decisão em ambiente nebuloso

Deve ser observado em (3.23) que de acordo com a propriedade p.1, se os conjuntos O_i ($i=1,2,\dots,n$) e R_j ($j=1,2,\dots,m$) são conjuntos nebulosos convexos em X então o conjunto D (decisão), é também um conjunto convexo em X . Além disto, as restrições e os objetivos participam da expressão da decisão exatamente do mesmo modo (*similaridade*), pois são definidas no mesmo espaço de alternativas, de forma que nesta formulação os conceitos de objetivos e restrições definidos como conjuntos nebulosos no espaço de alternativas X exercem papéis idênticos.

É importante observar na formulação da decisão que o conceito de interseção reflete a modelagem da interpretação humana do termo lingüístico *e* como uma conjunção. Porém, a definição de interseção como uma operação de *mínimo* é de certo modo, arbitrária e têm como principal característica a ausência de interdependência ou iteração entre os valores das funções de pertinência de objetivos e restrições para uma mesma alternativa $x \in X$.

Em outras palavras, se A e B são dois conjuntos nebulosos com funções de pertinência $\mu_A(x)$ e $\mu_B(x)$ respectivamente, então à medida em que $\mu_A(x) \geq \mu_B(x)$, $x \in X$, a interseção entre A e B independe do valor da função de pertinência de A . A característica de independência entre objetivos e restrições pode não ser apropriada em algumas aplicações.

Uma vez que a região de decisão factível é definida, através da operação de *min* conforme (3.23), a próxima etapa a ser seguida no processo de tomada de decisão, é avaliar as alternativas contidas neste conjunto de modo a decidir, finalmente, pela alternativa ótima de solução para o problema (*decisão ótima*). Vale ressaltar que embora existam várias situações em que o planejador se satisfaça com soluções do tipo nebuloso, em algumas aplicações a decisão final a ser tomada é bem definida e portanto, não-nebulosa. Este é o caso de tomada de decisão sobre em qual barra de uma rede elétrica será alocada um determinada fonte de potência reativa. A barra escolhida como ótima representa uma solução determinística, portanto não nebulosa, dentro de um espaço de soluções factíveis.

Um modo de avaliar o conjunto que representa a decisão D é dividir o seu suporte em cortes de nível sobre o universo de alternativas X .

$$D^\alpha = \{x \in X \mid \mu_D(x) \geq \alpha\} \quad (3.24)$$

Desta forma, cada nível α fornece o grau de satisfação da alternativa $x \in D^\alpha$ em relação ao conjunto nebuloso decisão D . Dependendo da formulação do problema de otimização desejado, a alternativa ótima poderá ser aquela que apresenta o maior ou menor grau de pertinência. Se adotarmos como solução ótima a alternativa com grau de satisfação mínimo em D , ou seja

$$\gamma = \max_{x \in X} \mu_D(x) \quad (3.25)$$

Inserindo (3.23) em (3.25) tem-se:

$$\gamma = \max\{\min\{\mu_{O1}(x), \mu_{O2}(x), \dots, \mu_{On}(x), \mu_{R1}(x), \mu_{R2}(x), \dots, \mu_{Rn}(x)\}\} \quad x \in X \quad (3.26)$$

então definimos:

$$\Psi(D) \equiv D^\gamma = \{x \in X \mid \mu_D(x) = \gamma\} \quad (3.27)$$

onde $\Psi(D)$ é o conjunto solução, conhecido como decisão ótima, e a alternativa $x \in \Psi(D)$ é denominada de decisão maximizante.

A região de decisão factível é determinada através do operador “min” interno, e a partir desta região determina-se a melhor decisão através do operador “max” externo.

O modelo de tomada de decisão definido acima, pode ser estendido para considerar a importância ou predominância de determinados objetivos e/ou restrições no problema geral. Para este propósito, utilizam-se coeficientes de peso, estabelecidos de acordo com as preferências do planejador, de forma subjetiva ou lingüística e que ponderam os graus de pertinência dos objetivos e/ou restrições. Matematicamente, esta situação se traduz na aplicação de n coeficientes de peso a cada objetivo O_i ($i=1,2,\dots,n$) e m coeficientes de peso aplicados a cada restrição R_j ($j=1,2,\dots,m$).

Sendo assim, a função de pertinência para a variável nebulosa que representa a decisão expressa como uma extensão direta da expressão (3.26), seria dada por:

$$\gamma = \max\{\min\{p_1.\mu_{O1}(x), p_2.\mu_{O2}(x), \dots, p_n.\mu_{On}(x), q_1.\mu_{R1}(x), q_2.\mu_{R2}(x), \dots, q_m.\mu_{Rm}(x)\}\} \quad (3.28)$$

onde p_i e q_j são reais positivos que representam as ponderações atribuídas ao objetivo O_i e à restrição R_j respectivamente, tal que:

$$\sum_{i=1}^n p_i + \sum_{j=1}^m q_j = 1 \quad (3.29)$$

O problema de decisão formulado pelas equações (3.26) ou (3.28) corresponde em sua essência a um processo de decisão de múltiplos atributos. Neste tipo de processo a quantidade de alternativas que o decisor possui à sua disposição é definida previamente. Ele deverá avaliar, classificar e selecionar um número limitado de ações, tendo em vista um conjunto de critérios (objetivos e restrições), que são imprecisos.

Um processo de decisão de múltiplos atributos em ambiente nebuloso pode ser representado através de uma matriz do tipo: [67]

$$\begin{matrix}
 & X_1 & X_2 & \dots & X_n \\
 \begin{matrix} A_1 \\ A_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ A_m \end{matrix} & \begin{bmatrix} \mu_{X_1}(A_1) & \mu_{X_2}(A_1) & \dots & \mu_{X_n}(A_1) \\ \mu_{X_1}(A_2) & \mu_{X_2}(A_2) & \dots & \mu_{X_n}(A_2) \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \mu_{X_1}(A_m) & \mu_{X_2}(A_m) & \dots & \mu_{X_n}(A_m) \end{bmatrix}
 \end{matrix} \quad (3.30)$$

onde

A_i , $i = 1,2,\dots, m$, são as possíveis decisões ou alternativas a serem selecionadas;

X_j , $i = 1,2,\dots, n$, são os atributos através dos quais as decisões são avaliadas;

$\mu_{X_j}(A_i)$ é o grau de pertinência da alternativa A_i em relação ao atributo X_j .

A seleção é feita através da classificação das alternativas levando em conta o valor de um índice que agrega o grau de satisfação de todos os atributos conjuntamente, dado pela equação (3.25).

Capítulo 4

Modelo e Método de Solução para Estudos de Fluxo Harmônico em Redes de Distribuição

4.1 Introdução

A proliferação das cargas que distorcem as formas de onda de tensão e corrente (cargas não-lineares) vem causando problemas que afetam tanto as concessionárias de energia elétrica quanto os consumidores.

Nos últimos anos, com os avanços da eletrônica de potência, equipamentos especiais tais como: conversores estáticos de potência, inversores de frequência, fornos a arco, compressores e lâmpadas de descarga estão cada vez mais presentes nos sistemas elétricos. Tais tipos de cargas não-lineares que na literatura são comumente denominadas de **cargas especiais**, são responsáveis pelo surgimento dos **harmônicos**: sinais distorcidos de corrente ou tensão que estão em frequências múltiplas da fundamental e que atualmente são uma das principais preocupações do planejamento e/ou operação dos sistemas elétricos por estarem diretamente relacionados com a qualidade da energia fornecida aos consumidores, além do próprio desempenho do sistema elétrico.

Os prejuízos causados pela propagação dos harmônicos através da rede elétrica são variados, dentre os quais pode-se destacar:

- a) a operação incorreta de equipamentos de controle, proteção e medidores;
- b) o aumento das perdas em equipamentos importantes, como transformadores, motores e bancos de capacitores;
- c) a interferência nos sistemas de comunicação e
- d) as sobretensões e/ou sobrecorrentes decorrentes do fenômeno conhecido como ressonância paralela, discutido mais adiante neste capítulo.

Todos os efeitos acima citados contribuem para o acréscimo dos dispêndios financeiros, tanto para a concessionária como para os consumidores, o que justifica o empenho cada vez maior dos profissionais de sistemas elétricos a tratar com mais rigor o problema das distorções harmônicas.

Objetivando contribuir para com esta recente e abrangente área da engenharia de sistemas elétricos e por ser uma das principais ferramentas de apoio no desenvolvimento deste trabalho de tese, é apresentada, neste capítulo, uma metodologia de auxílio à solução e análise de distorções harmônicas em sistemas elétricos, particularmente nos sistemas de distribuição, através do modelamento matemático de seus componentes e de um método de simulação de seus comportamentos, diante da presença dos tipos mais comuns de cargas especiais neles existentes.

Desta forma, através da simulação de fluxo harmônico pode-se prever os níveis de tensão e correntes harmônicas em todos os pontos de carga da rede, os níveis de distorção harmônica local e global e também avaliar do comportamento da impedância harmônica em tais pontos.

Para os sistemas de distribuição em particular, onde há um predominante desequilíbrio nas cargas por consumidor e diferentes tipos de configurações de linhas, o enfoque trifásico se faz necessário para o modelamento de seus componentes físicos e representação das variáveis de estado e de solução. Por outro lado, a simulação da presença conjunta de todos os diferentes tipos de cargas especiais implica na consideração de modelos mais robustos para cada uma das diferentes cargas, os quais podem ser elaborados com base nas medições de campo ou no profundo conhecimento das suas características de operação como é o caso de fornos a arco e lâmpadas de descarga. Nestes casos, a elaboração de modelos matemáticos para fins de implementação computacional é uma tarefa mais árdua e portanto, como alternativa de simulação de cargas especiais nas redes de distribuição, consideram-se apenas aquelas que representam maior impacto em relação à propagação dos harmônicos.

Este capítulo está organizado da seguinte forma:

- a formulação trifásica das componentes harmônicas de tensão e corrente em sistemas elétricos é apresentada na seção 4.2;
- os principais fenômenos associados às harmônicas, abordados nesta pesquisa, são tratados na seção 4.3;
- na seção 4.4 são apresentados os limites típicos dos níveis de tensões harmônicas para as redes de distribuição, fundamentais na elaboração de projetos de filtros e no planejamento da compensação reativa;
- o modelamento e os critérios de representação dos principais componentes das redes de distribuição para fins de análise de fluxo harmônico são apresentados na seção 4.5 e
- na seção 4.6 é apresentada uma metodologia de solução de fluxo harmônicos proposta em [51] e também adotada neste trabalho.

4.2 Harmônicos em Sistemas Elétricos

Em um sistema elétrico, no qual estão presentes cargas com características não-lineares, ocorrem distorções nas formas de onda das correntes e/ou tensões, ou seja, componentes harmônicas de tensão e/ou corrente que podem ser equilibradas ou desequilibradas. Neste trabalho, a característica de desequilíbrio entre fases é função do perfil de carga por fase e/ou do tipo de configuração das linhas que compõem o sistema elétrico.

Em geral, se em um sistema elétrico alimentado por tensões trifásicas senoidais distorcidas que está suprindo cargas não-lineares ocorre um desequilíbrio nas correntes de carga, as formas de onda das componentes das correntes distorcidas (correntes harmônicas) serão desiguais nas três fases. Portanto, a aplicação da análise de Fourier para esta situação, considerando valor médio nulo, resulta genericamente, para as três fases, nas seguintes expressões para as correntes e tensões [1]:

- Correntes de fase

$$i_a(t) = I_{a1} \text{sen}(wt + \phi_{a1}) + I_{a2} \text{sen}(2wt + \phi_{a2}) + I_{a3} \text{sen}(3wt + \phi_{a3}) + I_{a4} \text{sen}(4wt + \phi_{a4}) + I_{a5} \text{sen}(5wt + \phi_{a5}) + I_{a6} \text{sen}(6wt + \phi_{a6}) + I_{a7} \text{sen}(7wt + \phi_{a7}) + \dots + I_{an} \text{sen}(nwt + \phi_{an}) \quad (4.1a)$$

$$i_b(t) = I_{b1} \text{sen}(wt + \phi_{b1}) + I_{b2} \text{sen}(2wt + \phi_{b2}) + I_{b3} \text{sen}(3wt + \phi_{b3}) + I_{b4} \text{sen}(4wt + \phi_{b4}) + I_{b5} \text{sen}(5wt + \phi_{b5}) + I_{b6} \text{sen}(6wt + \phi_{b6}) + I_{b7} \text{sen}(7wt + \phi_{b7}) + \dots + I_{bn} \text{sen}(nwt + \phi_{nb}) \quad (4.1b)$$

$$i_c(t) = I_{c1} \text{sen}(wt + \phi_{c1}) + I_{c2} \text{sen}(2wt + \phi_{c2}) + I_{c3} \text{sen}(3wt + \phi_{c3}) + I_{c4} \text{sen}(4wt + \phi_{c4}) + I_{c5} \text{sen}(5wt + \phi_{c5}) + I_{c6} \text{sen}(6wt + \phi_{c6}) + I_{c7} \text{sen}(7wt + \phi_{c7}) + \dots + I_{cn} \text{sen}(nwt + \phi_{cn}) \quad (4.1c)$$

- Tensões de fase

$$v_a(t) = V_{a1} \text{sen}(wt + \theta_{a1}) + V_{a2} \text{sen}(2wt + \theta_{a2}) + V_{a3} \text{sen}(3wt + \theta_{a3}) + V_{a4} \text{sen}(4wt + \theta_{a4}) + V_{a5} \text{sen}(5wt + \theta_{a5}) + V_{a6} \text{sen}(6wt + \theta_{a6}) + V_{a7} \text{sen}(7wt + \theta_{a7}) + \dots + V_{an} \text{sen}(nwt + \theta_{an}) \quad (4.2a)$$

$$v_b(t) = V_{b1} \text{sen}(wt + \theta_{b1}) + V_{b2} \text{sen}(2wt + \theta_{b2}) + V_{b3} \text{sen}(3wt + \theta_{b3}) + V_{b4} \text{sen}(4wt + \theta_{b4}) + V_{b5} \text{sen}(5wt + \theta_{b5}) + V_{b6} \text{sen}(6wt + \theta_{b6}) + V_{b7} \text{sen}(7wt + \theta_{b7}) + \dots + V_{bn} \text{sen}(nwt + \theta_{bn}) \quad (4.2b)$$

$$v_c(t) = V_{c1} \text{sen}(wt + \theta_{c1}) + V_{c2} \text{sen}(2wt + \theta_{c2}) + V_{c3} \text{sen}(3wt + \theta_{c3}) + V_{c4} \text{sen}(4wt + \theta_{c4}) + V_{c5} \text{sen}(5wt + \theta_{c5}) + V_{c6} \text{sen}(6wt + \theta_{c6}) + V_{c7} \text{sen}(7wt + \theta_{c7}) + \dots + V_{cn} \text{sen}(nwt + \theta_{cn}) \quad (4.2c)$$

onde

I_{a1} , I_{b1} , I_{c1} são os valores de pico das correntes de frequência fundamental das fases a , b e c respectivamente;

V_{a1} , V_{b1} , V_{c1} são os valores de pico das tensões de frequência fundamental das fases a , b e c respectivamente;

I_{an} , I_{bn} , I_{cn} são os valores de pico das correntes de frequência harmônica de ordem n ($n = 2, 3, 4, \dots$);

V_{an} , V_{bn} , V_{cn} são os valores de pico das tensões de frequência harmônica de ordem n ($n = 2, 3, 4, \dots$);

ϕ_{an} , ϕ_{bn} , ϕ_{cn} são os ângulos das correntes de frequência harmônica de ordem n ($n = 1, 2, 3, 4, \dots$) das fases a , b e c .

θ_{na} , θ_{nb} , θ_{nc} são os ângulos das tensões de frequência harmônica de ordem n ($n = 1, 2, 3, 4, \dots$) das fases a , b e c .

No caso particular de correntes equilibradas por fase, as correntes fundamentais e harmônicas apresentam uma defasagem de 120° entre as fases. Deste modo, se as componentes fundamentais das três fases formam um sistema trifásico de seqüência positiva, serão também de seqüência positiva as componentes de 4^a , 7^a , 10^a ... harmônicas, enquanto que as componentes de 2^a , 5^a , 8^a , ... harmônicas formam sistemas trifásicos de seqüência negativa e a 3^a harmônica e suas múltiplas constituem sistemas trifásicos de seqüência nula.

4.2.1 Parâmetros de Distorção

De modo geral, a ordem, a amplitude e o ângulo de fase de cada componente harmônica de uma onda senoidal distorcida, determinam completamente esta onda. No entanto, muitas vezes, é mais apropriado descrever uma forma de onda distorcida através de outros parâmetros, principalmente quando se deseja avaliar o efeito total das frequências harmônicas sobre o sistema elétrico e seus componentes. Ao longo desta pesquisa, foram identificados os seguintes parâmetros que quantificam as grandezas harmônicas geradas nos sistemas elétricos:

a) Distorção harmônica total por barra (D_i)

Também denominado de *fator de distorção harmônica total* ou simplesmente *distorção total*, este parâmetro quantifica o efeito térmico de todas as componentes harmônicas que são produzidas em cada barra da rede elétrica. É mais comumente avaliado em termos das tensões harmônicas individuais em cada barra, já que indica a influência a que cada uma delas está sujeita, no que diz respeito às frequências harmônicas presentes na rede elétrica. Desta forma, para uma determinada barra i da rede, a *distorção total* é definida como a relação entre o valor eficaz da tensão harmônica desta barra e a correspondente tensão fundamental, conforme a equação (4.3).

$$D_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h \max} (v_{i,h})^2}}{v_{i,1}} \quad (4.3)$$

onde

- D_i - fator de distorção harmônica total da tensão na barra i .
- $v_{i,h}$ - magnitude da tensão na barra i na frequência harmônica h ;
- $v_{i,1}$ - magnitude da tensão do barra i na frequência fundamental;
- h_{max} - máxima ordem harmônica presente na rede.

No caso de redes trifásicas em que há desequilíbrio entre as tensões de fase, o fator de distorção harmônica da tensão é obtido para cada fase individual, através da equação (4.3), utilizando-se os correspondentes valores das tensões harmônicas e fundamental das fases a , b e c em cada barra.

b) Distorção harmônica total de tensão do sistema (D_s)

A partir do índice D_i é possível obter um outro índice que quantifica o grau de distorção total das tensões harmônicas presentes na rede em função de todas as fontes harmônicas. Este novo índice, denominado de *Distorção harmônica total de tensão do sistema* é definido pela equação (4.4)

$$D_s = \sqrt{\sum_{i=1}^n (D_i)^2} \quad (4.4)$$

onde n é o número de barras da rede.

Como pode ser observado pelas equações (4.3) e (4.4), os valores de D_i e de D_s dependem da determinação prévia das diferentes tensões harmônicas individuais e das tensões fundamentais de todas as barras do sistema.

A seção 5 deste capítulo descreve detalhadamente uma metodologia para a determinação das tensões harmônicas individuais por fase nas barras de um sistema elétrico.

4.2.2 Principais fenômenos associados às harmônicas

Em um sistema de potência, a presença de tensões e/ou correntes distorcidas acarretam graves problemas na operação e no desempenho dos equipamentos, os quais são decorrentes de alguns fenômenos intrinsecamente associados à geração de harmônicos no sistema.

Dentre os efeitos danosos decorrentes do aparecimento de harmônicos na rede, pode-se classificá-los em efeitos instantâneos e efeitos de longo prazo devido ao aquecimento. Condições de desequilíbrio no chaveamento de tiristores de pontes conversoras; erros adicionais em medidores elétricos de indução; vibrações e ruído acústico em transformadores e reatores; e interferência em circuitos de comunicação e de controle são alguns dos efeitos instantâneos. Por outro lado, o aquecimento de equipamentos fundamentais à operação do sistema, tais como capacitores, transformadores, motores de indução e os próprios cabos de alimentação, decorrentes do aumento das perdas, representa o principal efeito a longo prazo da geração de harmônicas.

Dois fenômenos inerentes à presença de correntes e/ou tensões harmônicas em sistemas elétricos, são considerados os responsáveis pela maioria dos efeitos anteriormente citados. Um deles é o efeito pelicular (*skin effect*) que representa o aumento da resistência dos condutores com o aumento da frequência, tendo como consequência o aumento das perdas nos próprios condutores, podendo provocar excessivo aquecimento. Em estudos de fluxo harmônico, a descrição do comportamento da impedância do sistema em função da frequência, é fundamental em todas as análises de interesse. No caso particular das redes de distribuição, nas quais a resistência dos condutores é mais predominante em relação às reatâncias, é recomendável considerar o efeito pelicular na modelagem de suas linhas.

Na literatura específica sobre este assunto, encontram-se algumas expressões genéricas que permitem simular a variação da resistência efetiva com a frequência. Partindo-se do conhecimento do valor da resistência à corrente contínua, denotada por r_o , e sendo r_{ca} a resistência efetiva, a referência [2] propõe as seguintes expressões:

$$\frac{r_{ca}}{r_o} = 1 + 8,522 * 10^{-8} * (f/r_o)^2 - 5,81 * 10^{-15} * (f/r_o) \quad \text{para } 0 < f \leq 1350 \text{ Hz} \quad (4.5)$$

$$\frac{r_{ca}}{r_o} = 0,25 + 0,0225 * \sqrt{f/r_o} + 2,0846 * \frac{1}{\sqrt{f/r_o}} \quad \text{para } f \geq 1350 \text{ Hz} \quad (4.6)$$

onde r_o é a resistência em c.c (ohms/milha) e f é a frequência (em Hz).

A Figura 4.1 ilustra a variação do efeito pelicular para diferentes valores de r_o e f , obtidas por meio das relações (4.5) e (4.6). Fica evidente que para um determinado valor de r_o , quanto maior for a frequência maior é o efeito pelicular apresentado.

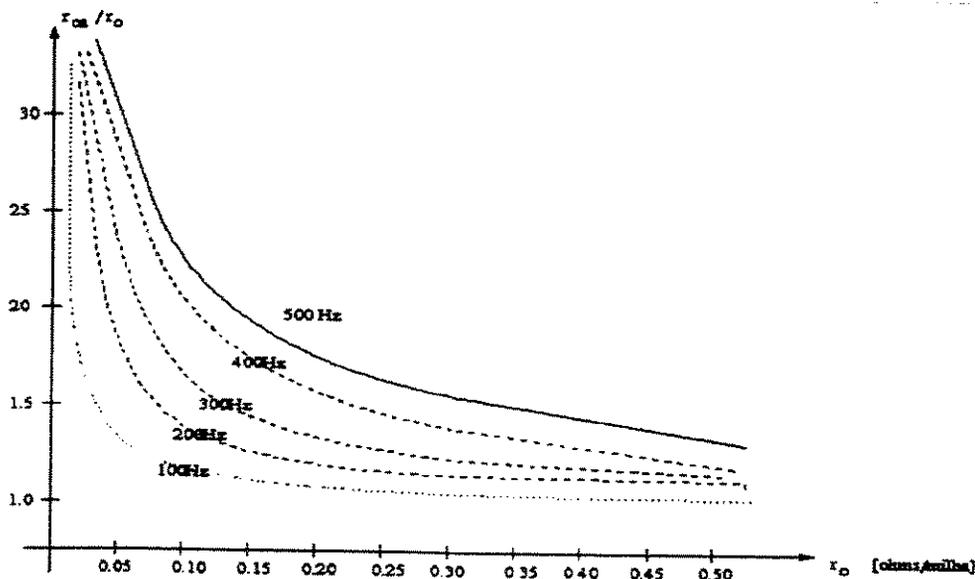


Figura 4.1 – Variação com a frequência da resistência efetiva de condutores de distribuição

O outro e o mais importante fenômeno associado à presença de harmônicos nas redes de energia elétrica é conhecido como *ressonância*. Em geral, pode-se dizer que as impedâncias de um sistema elétrico são compostas por combinações série e paralelo de resistências, capacitâncias e indutâncias. Pode-se dizer que seu comportamento com a frequência apresenta pontos de ressonância correspondendo a valores de frequências para os quais as impedâncias do sistema assumem valores máximos (*ressonância paralela*) ou mínima (*ressonância série*), proporcionando nestes casos, o surgimento de sobretensões ou sobrecargas respectivamente.

A estrutura dos sistemas de potência de média e baixa tensão, predominantes neste trabalho apresenta, em geral, trechos com impedâncias constituídas pelo par impedância *RL* série (impedância das linhas) / reatância capacitiva em paralelo (capacitor para correção de fator de potência) o que caracteriza o tipo de circuito no qual poderá ocorrer a ressonância do tipo paralela ou simplesmente, ressonância paralela.

Para um melhor entendimento de como se origina o fenômeno da ressonância paralela, ver o Anexo A.

Do ponto de vista de um sistema de potência, se a reatância de um banco de capacitor que está conectado em uma barra *i* é igual à reatância indutiva equivalente do sistema vista desta mesma barra, o fenômeno da ressonância paralela está presente.

Considerando a presença de cargas não lineares que introduzem componentes de tensão e corrente harmônicas, constata-se que se a ordem da frequência de ressonância estiver muito próxima ou for a mesma de alguma das frequências harmônicas geradas pela carga perturbadora, o resultado será a amplificação de correntes e tensões harmônicas nesta frequência com alguns graus de amortecimento, comprometendo a operação da carga e do próprio capacitor.

Em função da potência de curto-circuito nos terminais de um banco de capacitores pode-se estimar a ordem da frequência harmônica que poderá provocar uma ressonância paralela com o sistema, através da equação (4.7) [64]

$$h_r = \sqrt{\frac{S_{cc}}{Q_{cap}}} \quad (4.7)$$

onde

S_{cc} é a potência de curto-circuito na barra onde está conectado o banco de capacitores;

Q_{cap} é a potência do banco de capacitores na tensão aplicada.

Para evitar a ocorrência do fenômeno da ressonância paralela, ela deve ser forçada para fora do espectro de frequências gerado e/ou amortecida. É sobre o aspecto da ocorrência do fenômeno da ressonância paralela, que a presença de capacitores para a compensação reativa em redes de distribuição que contenham cargas especiais, torna-se um sério problema para a operação, exigindo por parte dos planejadores, técnicas e procedimentos muito bem elaborados para evitar graves prejuízos.

4.2.3 Limites de Níveis de Harmônicos

Se comparados a outros tipos de distúrbios que ocorrem nos sistemas elétricos, as distorções harmônicas de tensão e/ou corrente têm efeitos menos atenuantes, mesmo com o aumento da distância entre a geração e alguma fonte que origina tal distorção. No caso da ressonância paralela, independentemente do local da sua ocorrência, a maior distorção sempre ocorrerá naquele local e não necessariamente no ponto de instalação da fonte de harmônicos. Daí resulta a grande dificuldade em estabelecer limites para as distorções harmônicas, seja de corrente ou de tensão

Não foi estabelecida até o presente momento, alguma norma rígida e uniforme sobre os limites permissíveis de correntes harmônicas e distorções de tensão. O que existe de fato, são alguns critérios e/ou recomendações previamente estipulados, mas que podem variar de um país para outro. De qualquer forma, todos eles têm efetivamente objetivos comuns que são:

- manter as distorções das ondas de tensão e corrente em níveis toleráveis do sistema de potência e seus componentes;
- respeitar as distorções máximas admissíveis por consumidor;
- garantir que o sistema de potência não interfira em outros, especialmente os sistemas telefônicos.

No Brasil, de acordo com o relatório SCEL-GTEE (03/84) elaborado pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), que trata de critérios e metodologia para o atendimento a consumidores com cargas especiais, têm-se as recomendações transcritas nas Tabelas 4.1 e 4.2 para os limites de níveis de harmônicos.

Tabela 4.1– Limites de distorção harmônica total de tensão (d_t)

V ≤ 69 kV				V > 69 kV			
Ímpares		Pares		Ímpares		Pares	
Ordem (n)	d_n (%)	Ordem	d_n (%)	Ordem(n)	d_n (%)	Ordem	d_n (%)
3-5-7	5	2-4-6	2		2	2-4-6	1
9-11-13	3			9-11-13	1,5		
15 a 25	2	≥ 8	1	15 a 25	1	≥ 8	0,5
≥ 27	1			≥ 27	0,5		
d_t (%) = 6%				d_t (%) = 3%			

Tabela 4.2 – Limites de distorção harmônica de tensão por consumidor

V ≤ 69 kV				V > 69 kV			
Ímpares		Pares		Ímpares		Pares	
Ordem (n)	D_n (%)	Ordem	D_n (%)	Ordem(n)	D_n (%)	Ordem	D_n (%)
3 a 25	1,5			3 a 25	0,6		
≥ 27	1	Todos	0,6	≥ 27	1	Todos	0,3
D_t (%) = 3%				D_t (%) = 1,5%			

Estes limites visam assegurar um desempenho correto e uma vida útil adequada para a maioria dos equipamentos e dispositivos instalados no sistema elétrico.

4.2.4 Fontes Geradoras de Freqüências Harmônicas em Redes de Distribuição

Em redes de distribuição primárias, são inúmeros os tipos de cargas ou equipamentos geradores de harmônicos. Dentre as principais, destacam-se: conversores estáticos, fornos a arco, sistemas de iluminação contendo lâmpadas de descarga, reatores saturados; máquinas ou grupos de máquinas de pequena potência e transformadores.

As cargas de uso residencial como, por exemplo, aparelhos de TV, podem tornar-se bastante significativas em virtude da grande quantidade em operação simultânea e por períodos relativamente longos. Mesmo sendo alimentadas por fontes de tensões não distorcidas, estas cargas geram correntes e tensões em freqüências harmônicas, cujo espectro pode variar de acordo com o tipo específico. A seguir apresentamos uma breve descrição das principais cargas geradoras de harmônicos em sistemas de distribuição.

Conversores Estáticos

Devido ao seu estágio de desenvolvimento e a grande aceitação em aplicações industriais, os conversores estáticos (retificadores ou inversores) representam as mais importantes fontes geradoras de harmônicos nos sistemas de potência. A característica não-linear dos diodos e/ou tiristores, normalmente usados nestes equipamentos, é que os tornam muito úteis, porém é esta característica que origina as inconvenientes distorções nas formas de onda das tensões e correntes por eles geradas.

Sob condições ideais de operação, os conversores estáticos geram harmônicas de ordem $h = kp \pm 1$ no lado c.a, onde $k = 1, 2, 3, 4, 5..$ e p é o número de pulsos da instalação. Desta forma, retificadores de 6 pulsos ($p=6$) geram harmônicas de ordem 5, 7, 13, 17, 19, 23 e 25, e retificadores de 12 pulsos ($p=12$) geram harmônicas de ordem 11, 13, 23 e 25. Estas harmônicas são denominadas de **harmônicas características** e, como se pode observar são todas ímpares.

Entretanto, na prática, o espectro de correntes e/ou tensões harmônicas geradas pelos conversores é ligeiramente diferente pois, harmônicas de ordem par, a 3ª harmônica e suas múltiplas são também produzidas. Tais harmônicas são denominadas de **harmônicas não-características** e, dentre as principais causas de seu aparecimento tem-se as tensões de alimentação desequilibradas e/ou com distorções harmônicas e impedâncias do sistema desequilibradas.

É sob este aspecto que o estudo e a análise do conteúdo harmônico gerado por conversores estáticos devem estar baseados em uma formulação trifásica para permitir o enfoque de condições não-ideais de operação. Desta forma, tendo em vista que a maioria das redes de distribuição de energia elétrica possuem uma inerente característica de desequilíbrio entre tensões ou correntes de fase, o modelo matemático dos conversores estáticos para fins de fluxo de carga harmônico considera a possibilidade da geração de harmônicas não-características, como detalhado em seção subsequente.

Fornos a arco

Os fornos a arco são cargas tipicamente industriais e a sua presença nos subsistemas industriais alimentados por redes de distribuição primárias, está se tornando bastante comum. Podem ser do tipo c.a (alimentados por corrente alternada) ou do tipo c.c (alimentados em corrente contínua). Nos fornos a arco c.a., o arco é não-linear, assimétrico e instável gerando um espectro de frequências que inclui harmônicas pares e ímpares e cujas magnitudes das correntes harmônicas depende basicamente da sua potência nominal e tipo de aplicação (p.ex: fundição, refino).

Simulações e medições realizadas em instalações de fornos a arco c.a. típicos [33] demonstram que a corrente produzida por eles varia de modo contínuo e aleatório, em amplitude e forma de onda. Este fato torna muito difícil a determinação de sua composição harmônica, de modo que baseando-se em estatísticas obtidas de inúmeras simulações e medições é que se pode fornecer uma estimativa dos harmônicos produzidos por instalações com forno a arco.

A determinação dos níveis harmônicos baseados em dados estatísticos e da potência nominal dos fornos c.a é apresentada mais adiante neste capítulo. Em relação ao fornos à corrente contínua, o arco é alimentado via um retificador e portanto, o perfil da corrente produzida por eles é mais estável que a dos fornos de corrente alternada. Desprezando a componente contínua, esta corrente pode até mesmo ser desdobrada em um espectro semelhante ao de um retificador.

Iluminação

Os sistemas de iluminação que empregam lâmpadas de descarga ou fluorescentes também constituem fontes de correntes harmônicas em sistemas de distribuição. Em geral são produzidas harmônicas ímpares, com predominância da 3ª harmônica. Em sistemas trifásicos a quatro condutores, as harmônicas de 3ª ordem das três fases se somam no condutor neutro, podendo causar sobreaquecimento perigoso caso não esteja dimensionado adequadamente. Condições de ressonância são comuns quando os sistemas de iluminação utilizam lâmpadas providas de reatores capacitivos para compensação individual de fator de potência[1].

Transformadores

Os transformadores são considerados fontes de tensão e/ou correntes harmônicas, devido à não-linearidade da curva característica do material magnético empregado. As correntes de excitação são eminentemente distorcidas contendo, em geral, harmônicas de ordem ímpar com os seguintes percentuais típicos: 45% para a harmônica de 3ª ordem, 15% para a de 5ª ordem, 3% para a de 7ª ordem, e percentuais bem menores para as ordens superiores[7].

As amplitude das harmônicas de 3ª ordem, são extremamente dependentes do tipo de conexão (estrela ou delta). Na conexão estrela a três condutores, as tensões de 3ª harmônica podem existir entre fase e neutro mas nunca entre fases, enquanto que as correntes de 3ª harmônica não são geradas. Se a ligação é estrela a quatro condutores, as tensões harmônicas fase neutro de 3ª ordem são totalmente ou parcialmente eliminadas, mas poderão fluir correntes harmônicas desta ordem através das fases e do neutro.

Se os transformadores estão conectados em delta, as tensões fase-neutro e fase-fase de 3ª harmônica são eliminadas, enquanto que só haverá circulação de corrente harmônica em torno do delta fechado.

4.3 Modelo dos Componentes de Sistemas de Distribuição para Estudos de Fluxo Harmônico

Os tradicionais métodos de solução de fluxo de carga em redes de distribuição de energia elétrica têm como base o comportamento e modelo do sistema em uma única frequência, denominada de fundamental (60 Hz). O desenvolvimento matemático de tais métodos e os modelos utilizados para a representação dos componentes do sistema, partem do princípio de que não existem quaisquer fontes de energia que produzam correntes e/ou tensões acima de 60 Hz, ou seja, não são geradas grandezas harmônicas.

Entretanto, na presença de fontes geradoras de harmônicos é necessário avaliar o comportamento do sistema para cada uma das frequências harmônicas presentes, pois a propagação de componentes harmônicos de tensão e corrente gerados nos sistemas elétricos precisa ser avaliada para evitar os efeitos maléficos já mencionados na seção 4.2.

Além destes aspectos, a geração destas frequências pode originar problemas de ressonância em pontos distantes das fontes originais de harmônicas. Estes fatos constituem a principal razão para que os tradicionais modelos de fluxo de carga sejam revistos e/ou atualizados de forma a incorporarem o modo de operação em frequências acima de 60 Hz.

Na tentativa de se avaliar as propagações harmônicas através das redes de distribuição de energia elétrica é necessário conhecer o comportamento destes sistemas, bem como os modelos individuais de seus componentes em uma faixa de frequência de interesse.

Nesta seção apresentamos a modelagem atualmente recomendada para descrever os equipamentos que constituem as redes de distribuição primária, para fins de solução e análise de fluxo de carga em altas frequências, comumente denominado de Fluxo de carga harmônico. Os modelos aqui apresentados correspondem ao resultado de pesquisa em publicações relativas a estudos de harmônicos em redes de distribuição [43,44,47,51,52,55,56].

4.3.1 Considerações preliminares

A quantidade e tipos de dados necessários para a avaliação de tensões e correntes harmônicas geradas em redes de distribuição, dependem basicamente da faixa de frequências de interesse e do tipo de modelo empregado para os equipamentos da rede.

De um modo geral, em estudos que envolvem baixas frequências (até 1 kHz) e nos casos em que a rede é equilibrada, uma quantidade mínima de dados é necessária. A avaliação do estado da rede (tensões, correntes e impedâncias) com a variação da frequência pode ser obtida através de um modelo equivalente que contém basicamente a impedância da fonte de alimentação, impedância série das linhas e reatâncias de possíveis bancos de capacitores.

Para frequências acima de 1 kHz, o modelo da rede deve ser mais detalhado. Todos os ramais e sub-ramais devem ser modelados por suas respectivas impedâncias séries; Para frequências em torno de 10 kHz, o tipo de conexão dos transformadores e admitância *shunt* das linhas são fatores significativos para a análise dos resultados [43].

Sob este aspecto, chega-se à conclusão de que em aplicações em que se deseja avaliar o efeito das altas frequências, há maiores dificuldades em se coletar todos os dados necessários, tornando relativamente inviável realizar comparações entre resultados teóricos e valores medidos.

O modelo trifásico de fluxo de carga é sempre recomendado para redes de distribuição, tendo em vista a natureza dos diferentes tipos de carga: monofásica, bifásica ou trifásica, bem como dos diferentes tipos de configuração das linhas de distribuição. Sendo assim, propomos uma modelagem trifásica dos elementos que compõem o sistema, para que possam ser incluídos na formulação matemática do fluxo de carga harmônico trifásico que é descrito mais adiante neste capítulo.

4.3.2 Comportamento de um Sistema de Distribuição em função da frequência

Considerando-se uma determinada condição de carregamento, o comportamento típico da impedância de uma rede de distribuição vista de alguma barra, em função da frequência, apresenta a forma da figura 4.2 [43], comumente denominado de *Diagrama Polar*. Tal comportamento se justifica devida à topologia do sistema, no qual estão presentes indutâncias, capacitâncias e resistências, que eventualmente poderão constituir circuitos que originam ressonâncias em determinadas frequências. A Figura 4.3 traduz a mesma informação da figura 4.2, numa escala de frequências.

Em geral, ambos os diagramas das figuras 4.2 e 4.3 são obtidos através de medições de campo ou de simulação digital. Em estudos de planejamento, o levantamento do comportamento da frequência via simulação digital é mais adequado, pois se baseia no desenvolvimento e utilização de modelos apropriados para cada um dos componentes da rede na faixa de frequência de interesse. Através destes diagramas, podem ser realizadas algumas análises preliminares sobre possíveis ressonâncias que estão presentes ou que possam vir ocorrer na rede, em casos de futuras instalações de capacitores e/ou filtros. Vale ressaltar que em situações de grande desequilíbrio das impedâncias de fase do sistema ou das próprias fontes de harmônicos nele presentes, é recomendado um diagrama equivalente individual para cada fase.

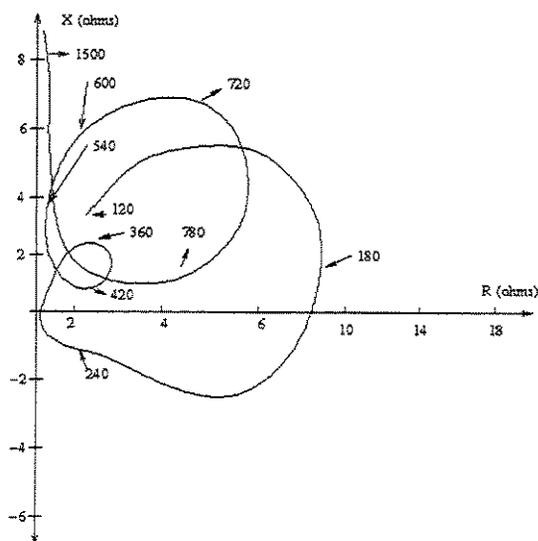


Figura 4.2 Diagrama polar da impedância equivalente de um sistema de distribuição

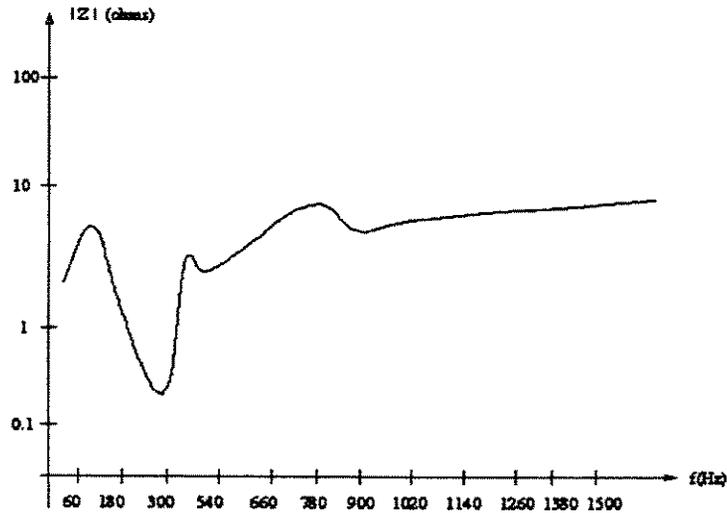


Figura 4.3 – Espectro de frequência correspondente ao diagrama da Figura 4.2

A seguir apresenta-se a descrição dos modelos de componentes das redes de distribuição de energia elétrica que são recomendados para simulação e análise de fluxo de harmônicos.

4.3.3 Modelos de Componentes

A principal dificuldade para avaliar precisamente o comportamento da impedância de um sistema elétrico em função da frequência e que resultará na determinação de correntes e tensões harmônicas, é a representação de seus componentes (linhas, transformadores, cargas, fontes harmônicas, etc.) por modelos adequados.

A utilização de modelos equivalentes sem uma análise mais detalhada de todas as impedâncias presentes pode proporcionar, em alguns casos, resultados imprecisos ou falsas estimativas para as tensões e correntes. Por outro lado, devido à falta de informações sobre alguns dados, é praticamente inviável a tentativa de representar detalhadamente todo o sistema e seus componentes. Sob este aspecto, os modelos aqui apresentados são recomendações usuais existentes na literatura específica sobre redes de distribuição e que de certa forma contribuem para o modelo geral do problema investigado neste trabalho.

4.3.3.1 Modelo de Cargas

As cargas consumidoras (quantidade e tipo) ligadas aos sistemas de distribuição típicos exercem grande importância nas características e níveis de harmônicos neles gerados. Elas não somente constituem o principal elemento de amortecimento, mas também podem ser responsáveis pelas situações de ressonância, particularmente em altas frequências.

As estatísticas com medições realizadas em diferentes sistemas mostram que um aumento da demanda de carga de um sistema causa um aumento considerável da impedância em altas frequências e uma diminuição da mesma impedância em baixas frequências [55]. Além disto a variação do nível de carga pode resultar em aumento ou diminuição dos fluxos de corrente harmônicos gerados no sistema.

Conseqüentemente, é fundamental adotar modelos o mais realistas possíveis para tais componentes, embora se tenha em mente que, devido a diferentes componentes que formam as cargas, não é trivial obter informações detalhadas sobre todas as cargas e estabelecer um modelo baseado numa análise teórica. Desta forma, parte-se para a adoção de modelos equivalentes para as cargas, os quais devem estar baseados em composições típicas. Para redes de distribuição, as composições típicas das cargas mais comuns estão resumidas na Tabela 4.3.

Pela Tabela 4.3 observa-se que as cargas podem ser representadas unicamente por resistências ou por combinação entre resistências e indutâncias. A complexidade em se estabelecer modelos equivalentes para estas cargas se dá pela dificuldade em obter informações mais detalhadas sobre a composição exata, potências envolvidas e variações com o tempo. Desta forma, pode-se justificar a representação destas cargas por modelos alternativos com base em informações disponíveis.

Tabela 4.3 Composição de cargas em redes de distribuição.

Natureza	Tipo de Carga	Características Elétricas
Doméstica ou Comercial	Lâmpadas Incandescentes	Passivo-Resistivo ou Indutivo
	Lâmpadas Fluorescentes	Não-Linear(*)
	Televisores	Não-Linear(*)
	Ar Condicionado	Passivo-Resistivo
	Aquecimento resistivo	Passivo-Indutivo
	Refrigeradores	Passivo-Indutivo
	Máquinas de Lavar	Não-Linear(*)
	Exaustores	Passivo-Indutivo
	Equipamentos de Informática	Não-Linear
Industrial	Bombas	Passivo-Indutivo
	Compressores	Passivo-Indutivo
	Solda	Passivo-Resistivo
	Fornos a Arco	Não-Linear(*)
	Geradores	Não-Linear(*)
	Equipamentos de Informática	Não-Linear(*)

(*) por apresentarem características não-lineares, são cargas geradoras harmônicas e portanto não podem ser modeladas através de parâmetros constantes R , L ou C , ou seja, não podem ser incluídas em circuitos equivalentes de impedâncias. Entretanto, de acordo com algumas análises particulares [55], pode-se considerar que causam um efeito insignificante na impedância harmônica equivalente.

Como é prática comum em estudos de fluxos de carga à frequência fundamental, as impedâncias equivalentes das cargas são obtidas em função de seus valores de potência ativa (P) e reativa (Q) e de sua tensão nominal. Porém, em estudos que envolvem frequências harmônicas, nem sempre é possível utilizar as potências P e Q diretamente, como é o caso das máquinas rotativas, onde informações adicionais são necessárias para determinar a potência absorvida.

Supondo uma carga linear que é composta de partes resistiva e indutiva significativas, o que pode ser considerado como o caso mais geral, o modelo apresentado na figura 4.4 é o mais apropriado. Neste modelo, uma fração k_m da demanda total da carga representa a parte indutiva, em geral composta por grupo de motores de indução. Para cargas industriais, k_m é aproximadamente 0,80 e para cargas comerciais e residenciais, em torno de 0,15 [7].

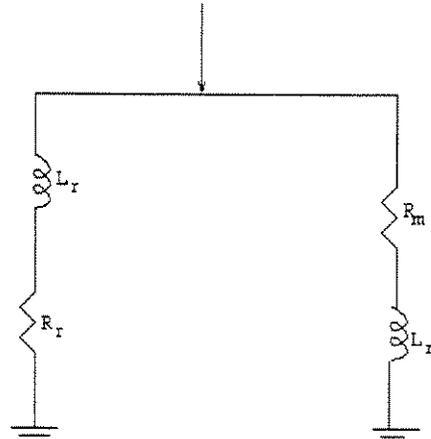


Figura 4.4 – Modelo de representação de cargas passivas

Uma impedância série R - X que está associada à impedância de rotor bloqueado é o modelo utilizado. Para efeito de previsão futura de crescimento de carga, a potência instalada do grupo de motores é multiplicada por um fator de crescimento, em geral 1,2.

Para o cálculo da reatância equivalente é utilizado o fator de severidade k_i que relaciona a corrente de partida e a corrente nominal dos motores. Assim, os percentuais da carga total referentes aos motores têm como parâmetros:

$$X_m = \frac{V^2}{k_m * k_i * S_m} \quad (4.8)$$

$$R_m = \frac{X_m}{k_i} \quad (4.9)$$

onde V é a magnitude da tensão nominal de operação na frequência fundamental e S_m é a potência aparente instalada. A impedância da parte resistiva da carga é simplesmente uma resistência R calculada em função da tensão de operação e da potência absorvida correspondente a esta parcela, ou seja,

$$R_r = \frac{V^2}{P_m * (1 - k_m)} \quad (4.10)$$

Se é desejável representar a reatância de dispersão equivalente dos transformadores do lado de baixa tensão, que alimentam a carga, esta reatância é ligada em série com a resistência R , dada em (4.11), e cujo módulo pode ser aproximado por:

$$L_r = 0,1 \cdot R_r \quad (4.11)$$

4.3.3.2 Modelo de Linhas e Cabos

Do ponto de vista de análise harmônica, o modelo equivalente para a representação das linhas e cabos de distribuição primária, é o mesmo para as linhas de transmissão, ou seja, pelo seu modelo π equivalente, compreendendo uma impedância série R - X , inserida entre os terminais da linha, e uma capacitância terminal, representando o efeito capacitivo para a terra, conforme indicado na figura 4.5, para uma representação trifásica. Neste modelo, os eventuais desequilíbrios entre fases se manifestam nos valores das impedâncias mútuas.

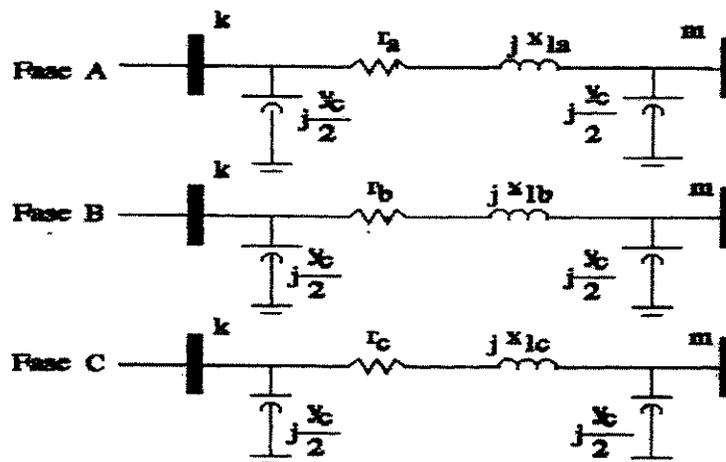


Figura 4.5 – Modelo equivalente para linhas e cabos em redes de distribuição

A principal variante em relação ao modelo π para as linhas de transmissão, está na determinação dos valores da resistência, que no caso das linhas e cabos de distribuição, devem ser corrigidos para incluir o efeito pelicular, que traduz a variação da resistência com a frequência, conforme descrito na seção 4.2.2. Em situações em que linhas são curtas, o efeito capacitivo pode ser desprezado em baixas frequências, mas nas altas frequências podem representar uma parcela significativa na impedância equivalente, podendo contribuir para a geração de ressonâncias harmônicas.

Portanto, considerando o efeito pelicular na resistência dos condutores e o efeito capacitivo para a terra, os parâmetros de impedâncias e capacitâncias em função da frequência, para o modelo ilustrado na figura 4.6 são calculados pelas equações [1]:

$$Z_{ii}(h) = r_i \cdot \left[1 + \left(0,646 h^2 / 192 + 0,518 * h^2 \right) \right] + r_d + jh \ln(D_e / D_{si}) \quad (4.12)$$

$$Z_{ij}(h) = r_d + jh \ln(D_e / D_{ij}) \quad (4.13)$$

$$Y_{ii}(n) = jnC_{ii} = jn(2\pi\epsilon / \ln(H_{ii} / D_{si})) \quad (4.14)$$

onde

Z_{ii} - impedância própria da fase i , em ohms por unidade de comprimento, $i = a, b, c$;

Z_{ij} - impedância mútua entre as fases i e j , $j = a, b, c$ e $i \neq j$;

- Y_{ii} - admitância própria da fase i (em F^{-1} /unidade de comprimento);
 r_d - resistência da terra e r_i é resistência do condutor da fase i na frequência de 60Hz;
 D_{si} - raio médio geométrico do condutor da fase i ;
 D_{ij} - distância entre os condutores i e j ; ϵ é permeabilidade do ar;
 H_{ii} - distância entre o condutor da fase i e a sua imagem em relação ao solo.

4.3.3.3 Transformadores

A representação mais completa dos transformadores de distribuição, incluindo as capacitâncias, não é muito recomendada para análise harmônica [7]. O efeito das capacitâncias é mais significativo em transformadores de alta potência, comumente utilizados em redes de alta tensão, e em frequências em torno de 10kHz, que estão bem acima das frequências harmônicas típicas em redes de distribuição. Desta forma, o modelo de transformador para as análises de fluxo harmônico, utiliza apenas valores de resistência e reatância.

Um modelo que é bastante recomendado para aplicações em redes de distribuição, conforme referência [7], é composto por uma resistência r_s em série com um circuito paralelo constituído pela sua reatância de dispersão x_d à frequência fundamental e uma resistência r_p estimada em função de seus dados nominais de tensão e potência. Por simplicidade, apresenta-se na figura 4.6 a representação monofásica deste modelo.

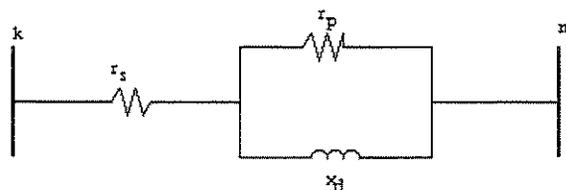


Figura 4.6 – Modelo de representação para transformadores de distribuição

A impedância equivalente para uma determinada frequência é calculada pela expressão (4.15) onde as resistências r_s e r_p são estimadas de acordo com as expressões (4.16) e (4.17).

$$Z_t(n) = r_s + \frac{n_2 x_d r_p}{r_p^2 + n^2 x_d^2} + j \frac{n x_d r_p^2}{r_p^2 + n^2 x_d^2} \quad (4.15)$$

$$90 < \frac{V^2}{S_t * r_s} < 110 \quad (4.16)$$

$$13 < \frac{S_t * r_p}{V^2} < 30 \quad (4.17)$$

onde V é a tensão nominal fase-neutro do transformador e S é a sua potência nominal.

Em representação trifásica, se a conexão é do tipo Y-Y, o modelo é representado por uma matriz trifásica cujos elementos da diagonal são as impedâncias equivalentes entre os lados primário e secundário de cada fase, calculadas por (4.15).

4.3.3.4 Motores de Indução

Tendo em vista que motores de indução constituem, em geral, parte de uma carga genérica ou de um grupo de motores de diferentes tamanhos, é muito oportuna a elaboração de um modelo para tais cargas em análise de fluxo harmônico. Baseando-se na configuração tradicional do circuito equivalente de um motor de indução, a Figura 4.7 mostra um modelo equivalente monofásico recomendado para um motor de indução sujeito a frequências harmônicas no qual o escorregamento s é função da frequência harmônica e a reatância de magnetização é desprezada [53,55]. Neste modelo, x_r é a reatância de rotor bloqueado que pode ser determinada a partir das condições de partida, e r_1 é a resistência do estator e r_2 é resistência de amortecimento, obtida a partir das perdas do rotor.

O escorregamento em função da frequência é dado pela expressão (4.18):

$$s(h) = \frac{n \pm [1 - s(1)]}{h} \quad (4.18)$$

onde $s(1)$ corresponde ao escorregamento à frequência fundamental.

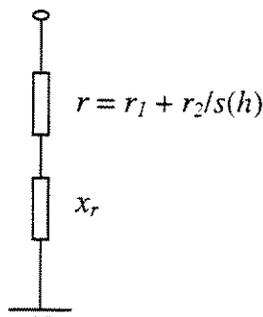


Figura 4.7 – Modelo equivalente para motores de indução

4.3.3.5 Sistema de Fornecimento de Energia

Em estudos de fluxo harmônico, a escolha de uma representação adequada para modelar a impedância equivalente do sistema de suprimento de energia, é uma tarefa bem difícil. Isto se deve ao fato de que a impedância harmônica do sistema depende não somente da frequência, mas também da situação de carregamento (carga leve ou pesada), configuração e situações de contingências.

Particularmente nas redes de distribuição, pode-se dizer que o sistema de suprimento, basicamente composto por linhas e transformadores de alta tensão é puramente indutivo para frequências até 600Hz [55], enquanto que para as frequências superiores, o comportamento deste sistema apresenta-se alternativamente indutivo e capacitivo, podendo apresentar vários pontos de ressonância.

Na literatura que trata deste assunto [52], existem variados modelos de representação para equivalentes de sistemas de suprimento de energia, desde os mais simplificados até os mais realistas. Entretanto, os modelos usualmente empregados para os sistemas que alimentam as redes primárias de distribuição correspondem ao tradicional modelo da reatância de curto-circuito corrigida para cada frequência harmônica superior à fundamental, que é matematicamente expressa por

$$|Z_{alim}(h)| = \frac{v_{AT}^2}{S_{CC}} * h \angle \phi_h \quad (4.19)$$

onde

$Z_{alim}(h)$ - impedância harmônica equivalente do sistema alimentador;

ϕ_h - ângulo da impedância harmônica equivalente que é obtido em função da relação X/R no ponto de conexão entre o sistema alimentador e a rede primária;

v_{AT} - valor eficaz da tensão de linha na barra do alimentador principal;

S_{cc} - potência de curto-circuito trifásica da barra (em MVA);

h - ordem harmônica.

Numa representação matricial trifásica, desprezando-se as impedâncias mútuas, a matriz impedância harmônica do sistema alimentador $Z_{ALM}(h)$ em função das impedâncias equivalentes individuais por fase, é expressa por (4.20).

$$Z_{ALM}(h) = \begin{bmatrix} Z_{alim}(h) & & \\ & Z_{alim}(h) & \\ & & Z_{alim}(h) \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

onde as impedâncias da diagonal são calculadas em função das tensões e potências de curto-circuito por fase.

4.3.3.6 Capacitores em Derivação

A instalação de capacitores em sistemas de potência, é um procedimento usual, objetivando de um modo geral, compensar os efeitos indutivos inerentes a maioria das cargas e também das linhas de transmissão. Nesta aplicação, somente os capacitores conectados em paralelo com as cargas são considerados, pois é desta forma que são responsáveis pela compensação reativa das mesmas.

Em análise de fluxo harmônico, um capacitor trifásico pode ser representado simplesmente por suas susceptâncias por fase as quais variam diretamente com a frequência harmônica. A Figura 4.8 mostra a representação trifásica de capacitores em paralelo que é adotada neste trabalho e a equação (4.21) expressa a matriz admitância correspondente.

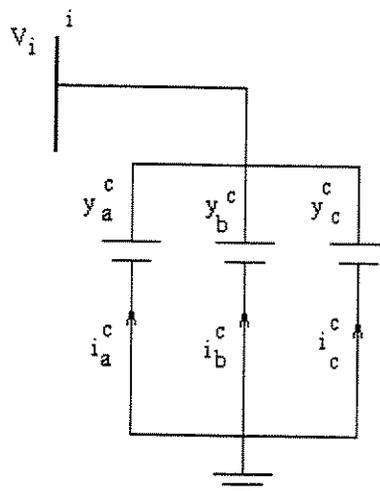


Figura 4.8 - Modelo de capacitor para compensação reativa

$$y_{abc}^c(h) = \begin{bmatrix} y_a^c(h) & & \\ & y_b^c(h) & \\ & & y_c^c(h) \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

onde $y_{\phi}^c(h) = h(v_{i\phi}^2 / Q_{i\phi})$ é a magnitude da susceptância da fase ϕ ($\phi = a, b, c$) na h -ésima ordem harmônica obtida em função da tensão fundamental e da potência reativa do capacitor por fase.

4.3.3.7 Fontes de Harmônicas

Sem qualquer dúvida, a tarefa mais difícil no processo de simulação do comportamento harmônico de redes elétricas, é formalizar um modelo adequado para as fontes harmônicas existentes. Equipamentos como fornos a arco, por exemplo, são modelados com base em dados estatísticos de medição das correntes harmônicas produzidas, caracterizando assim um tipo de modelo empírico. Já os conversores estáticos, considerados as fontes harmônicas mais importantes do sistema elétrico, possuem modelos matemáticos bem definidos para fins de simulação de fluxo harmônico, conforme se pôde constatar na literatura atual[1,48,49,51,56,57]. A escolha e/ou o aperfeiçoamento de um desses modelos é, do ponto de vista da precisão dos resultados, um grande desafio para os analistas de sistemas elétricos alcançarem suas metas específicas. Nesta seção, apresentamos os modelos recomendados para as fontes de harmônicos usuais em redes de distribuição, para simulação e análise de fluxo harmônico destacando, os conversores estáticos.

Conversores Estáticos

Em estudos de fluxo harmônico, os conversores estáticos (retificadores ou inversores) são, em geral, modelados como fontes de correntes de frequências harmônicas. Desta forma, a partir do conhecimento de todas as fontes de corrente que representam os conversores, as grandezas de interesse no fluxo harmônico podem ser obtidas com a aplicação da Lei de Ohm, ou seja, os módulos e ângulos das tensões harmônicas em cada ponto do sistema equivalem ao produto dos

módulos das correntes injetadas pelas impedâncias harmônicas equivalentes dos pontos considerados. Porém, a validade e a precisão dos resultados dependem de como as correntes harmônicas geradas pelos conversores são obtidas, que por sua vez dependem das condições ou características de operação.

O mais comum dos conversores estáticos é a ponte retificadora controlada de 6 pulsos, cujo diagrama elétrico é mostrado na figura 4.9.

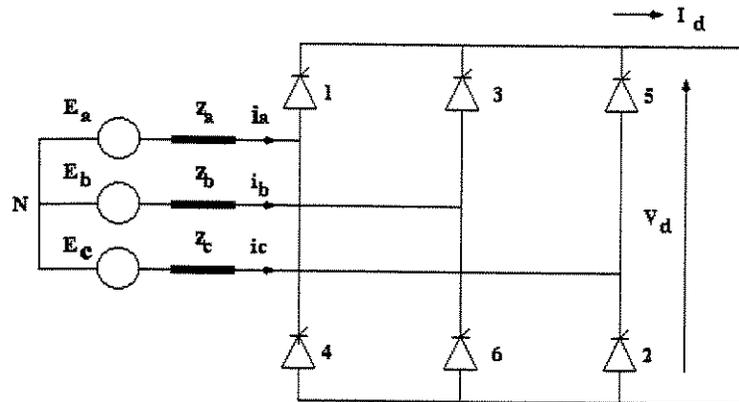


Figura 4.9 – Retificador Controlado de 6 pulsos

Em condições ideais de operação, que se traduz por alimentação trifásica simétrica equilibrada sem nenhum conteúdo harmônico e disparo dos tiristores em intervalos de tempo iguais, este retificador gera na rede elétrica correntes e tensões harmônicas de ordem $h = 6.k \pm 1$, onde $k = 1,2,3,4,5,\dots$ denominadas de **harmônicas características**. E as amplitudes das correntes harmônicas nestas condições são calculadas pela seguinte relação:

$$I_h = I_1/h \tag{4.22}$$

onde I_1 é a amplitude da corrente fundamental que é absorvida pelo retificador do lado c.a., obtida em função de seus dados nominais pela expressão (4.23).

$$I_1^* = \frac{P_{conv}(\alpha) - jQ_{conv}(\alpha)}{\sqrt{3} \cdot V} \tag{4.23}$$

O modelo descrito pela equação (4.22) é conhecido na literatura [57] como *Modelo de Corrente 1/h* o qual se caracteriza por demonstrar que a amplitude das correntes harmônicas em porcentagem da fundamental é simplesmente o recíproco da ordem harmônica. Assim, os percentuais para as correntes de 5ª, 7ª e 11ª ordem harmônica seriam respectivamente de 20%, 14,3% e 9,09% em relação à amplitude da corrente fundamental.

Teoricamente, estes seriam os valores máximos de correntes harmônicas, porém através de medições de campo, pode-se constatar que tais correntes estão abaixo dos valores máximos teóricos.

Os percentuais das correntes harmônicas geradas pelo retificador de 6 pulsos em relação à corrente fundamental, podem ser melhor avaliados em função de alguns parâmetros operacionais do conversor.

Na análise clássica das correntes deste conversor, as correntes harmônicas são calculadas em função do ângulo de gatilho, ângulo de comutação e reatância de comutação. De acordo com as referências [1, 57], o modelo das correntes harmônicas características geradas pelo retificador de 6 pulsos, desprezando as *correntes de ripple dc* pode ser matematicamente expresso pela equação (4.24).

$$\frac{I_h}{I_1} = \frac{\sqrt{a^2 + b^2 - 2ab \cos(2\alpha + \mu)}}{h(\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu))} \quad (4.24)$$

onde

$$a = \frac{\text{sen}((h-1)\mu/2)}{h-1} \quad (4.25)$$

$$b = \frac{\text{sen}((h-1)\mu/2)}{h+1} \quad (4.26)$$

α - ângulo de gatilho dos tiristores;

μ - ângulo de comutação entre dois tiristores de fases diferentes;

h - ordem da corrente harmônica.

Para obter o espectro de correntes harmônicas através de (4.24), os ângulos de gatilho e de comutação devem ser preliminarmente calculados. Estes ângulos estão relacionados com a tensão do lado c.c, V_d através da seguinte equação [57].

$$V_d = \left(\frac{3}{\pi}\right) \cdot \sqrt{3} \cdot V_m \cdot \left(\frac{\cos \alpha + \cos(\alpha + \mu)}{2}\right) \quad (4.27)$$

onde V_m é a tensão de pico fase-neutro do sistema c.a.

Supondo inicialmente um ângulo de comutação igual a zero, e tensão c.c em vazio, pode-se estimar o ângulo de gatilho α pela equação (4.27). O ângulo de comutação sob condição de carga é função do ângulo de gatilho e da reatância de comutação, que por sua vez, pode ser obtida através da equação (4.28).

$$X_c = I_{nom}^1 / I_{cc} \quad (4.28)$$

onde

I_{nom}^1 é a corrente nominal absorvida pelo conversor na frequência fundamental e

I_{cc} é a corrente de curto-circuito trifásica nos terminais do conversor.

De acordo com a referência [57], o ângulo μ é calculado por:

$$\mu = \arccos\left(e^2 - ce + \sqrt{(ce - e^2)^2 - e^2 - c^2 + d^2 + 2ce}\right) \quad (4.29)$$

$$c = X_c \cdot \frac{I_d}{I_{dn}} \quad (4.30)$$

$$d = \text{sen } \alpha \quad (4.31)$$

$$e = \cos \alpha$$

Portanto, o modelo de representação dos conversores de 6 pulsos para fins de análise de fluxo de carga harmônico corresponde a múltiplas fontes de injeções de correntes em cada ordem harmônica característica, como mostrado na figura 4.10, cujos módulos são calculados pelas equações (4.22) ou (4.24), conforme a disponibilidade de dados e/ou maior precisão dos resultados.

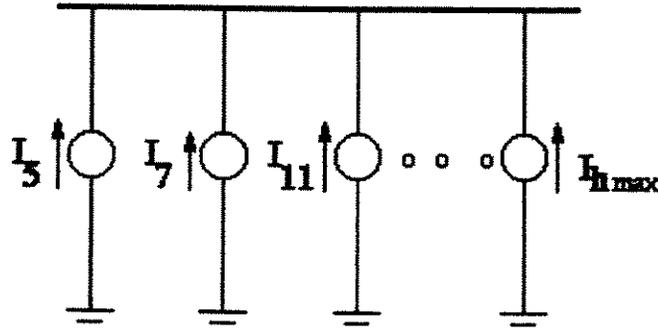


Figura 4.10 - Modelo clássico de retificadores de potência para análise harmônica

O retificador de 6 pulsos, operando em condições não ideais, gera correntes de ordem harmônicas diferentes das harmônicas características, que podem levar o sistema a situações de operação muito perigosas. Estas harmônicas, denominadas de *não-características* podem ser de ordem par ou ímpar, múltiplas de 3. A presença de desequilíbrios entre as tensões de alimentação do conversor, acarretando ângulos de ignição diferentes para os tiristores e comutações assimétricas, é uma das principais causas da geração das harmônicas não-características da rede. As correntes harmônicas de 3ª ordem, por exemplo, resultam em problemas de operação para equipamentos importantes do sistema, como transformadores e capacitores, além do próprio conversor [1].

Portanto, em análise de fluxo harmônico, objetivando o projeto de filtros ou a compensação reativa via capacitores em paralelo, é importante ter uma previsão ou estimativa das correntes e/ou tensões harmônicas não-características geradas pelos conversores de potência.

Em [1] está indicado que a assimetria nas reatâncias de comutação de um conversor de seis pulsos pode ser caracterizada:

$$\begin{aligned} X_a &= X_m * (1 + g_a) \\ X_b &= X_m * (1 + g_b) \\ X_c &= X_m * (1 + g_c) \end{aligned} \quad (4.32)$$

onde

X_m é um valor médio das reatâncias das três fases e

g_ϕ ($\phi = a, b, c$) são parâmetros que indicam os percentuais de assimetria entre as fases, que podem variar entre os limites $-g_o$ e $+g_o$.

Se escolhermos a fase a , os níveis máximos de correntes harmônicas geradas pelo conversor ocorrerão quando os parâmetros g_a , g_b e g_c forem assim definidos:

$$\begin{aligned}
 g_a &= 0 \\
 g_b &= g_o \\
 g_c &= -g_o \quad \text{para } h = 3,9,15,\dots
 \end{aligned} \tag{4.33}$$

$$\begin{aligned}
 g_a &= g_o \\
 g_b &= -g_o \\
 g_c &= 0 \quad \text{para } h = 5,7,11,\dots
 \end{aligned}$$

Os valores máximos das correntes harmônicas podem ser estimados a partir das seguintes equações:

$$I_h = \frac{I_1 g_o}{h(h^2 - 1)i_d X_o \sqrt{3}} \left\{ \begin{aligned} &h^4 [\cos(\alpha + u) - \cos \alpha]^2 \\ &+ 2h^3 \text{sen } \alpha \text{sen } hu [\cos(\alpha + u) - \cos \alpha] \\ &+ h^2 [\text{sen}^2(\alpha + u) + 2 \cos hu (\cos^2 \alpha - \cos u)] \\ &+ 2 \cos \alpha (\cos(\alpha + u))] + 2h \cos \alpha \text{sen } hu \\ &+ \text{sen } \alpha + \text{sen}(\alpha + u) + 2 \cos^2 \alpha (1 - \cos hu) \end{aligned} \right\}^{1/2} \tag{4.34}$$

para $h = 3,9,15,\dots$
e

$$I_h = \frac{I_1 g_o}{2h(h^2 - 1)i_d X_o \sqrt{3}} \left\{ \begin{aligned} &h^4 [\cos(\alpha + u) - \cos \alpha]^2 \\ &+ 2h^3 \text{sen } \alpha \text{sen } hu [\cos(\alpha + u) - \cos \alpha] \\ &+ h^2 [\text{sen}^2(\alpha + u) + 2 \cos hu (\cos^2 \alpha - \cos u)] \\ &+ 2 \cos \alpha (\cos(\alpha + u))] + 2h \cos \alpha \text{sen } hu \\ &+ \text{sen } \alpha + \text{sen}(\alpha + u) + 2 \cos^2 \alpha (1 - \cos hu) \end{aligned} \right\}^{1/2} \tag{4.35}$$

para $h = 5,7,11,13, \dots$, onde u é o ângulo de comutação.

Fornos a arco

Analogamente aos conversores estáticos, os fornos a arco representam fontes de correntes harmônicas conectadas nos pontos de instalação, caracterizados por suas amplitudes máximas e ângulos de fase. O cálculo destas correntes para fins de simulação de fluxo harmônico tem por base alguns dados estatísticos obtidos por diferentes métodos de medição em inúmeras instalações de fornos a arco, que estão apresentados na tabela 4.4 em percentuais da corrente a 60Hz [34].

Tabela 4.4 – Níveis de correntes harmônicas produzidas por fornos a arco

ORDEM HARMÔNICA (H)	AMPLITUDE MÉDIA (%)	AMPLITUDE MÁXIMA(%)
2	3 – 4	30
3	6 – 10	20
4	2 – 6	15
5	2 – 10	12
6	2 – 3	10
7	3 – 6	8
9	2 - 5	7

Utilizando os dados estatísticos fornecidos pela tabela 4.4, pode-se estimar as amplitudes média e/ou máxima das componentes harmônicas mais relevantes da corrente de alimentação de um forno a arco. Tomando por base a potência individual ou equivalente de um grupo de fornos que operam simultaneamente e a correspondente tensão de alimentação, a corrente de alimentação na frequência fundamental é facilmente determinada e a partir destes valores, aplicam-se os correspondentes percentuais indicados na tabela 4.4 para a obtenção das amplitudes das componentes das correntes harmônicas produzidas.

4.4 Método Iterativo para Simulação de Fluxo de Carga Harmônico

Nesta seção apresentamos um método computacional, proposto em [52], para estudos de fluxo de carga harmônico em sistemas elétricos, adaptado para as redes de distribuição radiais. Trata-se de um método iterativo/iterativo, cuja principal característica é a consideração da interdependência entre as fontes harmônicas e o sistema elétrico de forma que as cargas não-lineares não são tratadas isoladamente do sistema ao qual estão conectadas, mas sim em conjunto com este.

Este método iterativo têm como ponto de partida a utilização de modelos à frequência fundamental para cada uma das cargas não-lineares presentes para que seja determinado o estado inicial da rede à frequência fundamental. Porém, estes modelos não fazem parte do sistema c.a., pois cada carga não-linear é tratada como uma fonte de corrente de frequências harmônicas. Desta forma, as correntes fundamentais estimadas para as cargas não-lineares passam a fazer parte dos dados de entrada do método iterativo, juntamente com os módulos e ângulos das tensões obtidos pelo fluxo de carga fundamental. Além destes, também fazem parte dos dados de entrada, tensões harmônicas e correntes harmônicas previamente conhecidas e/ou calculadas.

A partir das tensões fundamentais, mais as possíveis harmônicas iniciais, são avaliadas as correntes fundamental e harmônica para cada carga não-linear, as quais serão utilizadas para recalcular um novo estado da rede. A avaliação do novo estado da rede em função do estado original (tensões fundamental e harmônicas) é feita através da diferença das tensões devidas às diferenças das correntes injetadas pelas cargas não-lineares (fundamental e harmônicas).

De posse do novo estado da rede, as correntes fundamentais bem como as injeções harmônicas devidas às cargas não-lineares são reavaliadas, as quais serão novamente utilizadas para a avaliação de um novo estado do sistema. Este procedimento é repetido até que a diferença relativa entre duas soluções consecutivas, tanto na frequência fundamental como nas frequências harmônicas, seja inferior a um percentual preestabelecido.

Tratamento Matemático do Método

A metodologia computacional para estudos de fluxo harmônico em geral, utilizam métodos de solução que se assemelham àqueles aplicados aos estudos de fluxo de carga convencionais (na frequência fundamental). Neste trabalho, o método iterativo de Gauss, que utiliza a matriz impedância de barra trifásica é a base para a obtenção de uma estimativa e/ou solução do fluxo de carga harmônico em redes de distribuição desequilibradas.

Do ponto de vista de frequências harmônicas, este método consiste em resolver iterativamente a seguinte equação matricial:

$$\bar{V}_{abc}^h = Z_{abc}^h \cdot \bar{I}_{abc}^h \quad (4.36)$$

onde

\bar{V}_{abc}^h é o vetor das tensões de fase(a,b,c) de h -ésima ordem harmônica;

\bar{I}_{abc}^h é o vetor das injeções de corrente de fase(a,b,c) de h -ésima ordem harmônica nas barras que contêm carga não-linear;

Z_{abc}^h é a matriz impedância trifásica na de h -ésima ordem harmônica.

O procedimento para a solução da equação (4.36), através da utilização de processo de cálculo iterativo, segue os seguintes passos:

- **1ª iteração**

- a.1) Determinação das magnitudes e dos ângulos das tensões fundamentais por fase(estado inicial) em todas as barras do sistema através de um fluxo de carga tradicional típico para redes de distribuição radiais. Para esta solução inicial, utiliza-se um modelo de potência constante para a representação dos conversores estáticos presentes na rede, obtidos em função de parâmetros nominais, tais como: potência aparente, fator de potência e ângulo de gatilho.
- b.1) A partir da solução inicial, são calculadas as correntes fundamental e harmônicas geradas pelas cargas não-lineares.
- c.1) Através dos valores de correntes harmônicas geradas (magnitudes e ângulos) por fase; dos parâmetros que descrevem todos os componentes lineares do sistema e sua topologia, e de sua matriz impedância trifásica obtêm-se, através da equação (4.43) as tensões fundamental e harmônicas correspondentes à iteração atual.

- **2ª iteração em diante**

A partir da segunda iteração, o procedimento sofre uma pequena alteração no que se refere ao processo de atualização das tensões harmônicas calculadas, conforme segue:

- a.2) Em função dos mais recentes valores de tensões fundamentais obtidos na iteração anterior, e considerando que as tensões harmônicas iniciais são nulas, são calculadas as tensões fundamentais e harmônicas nas barras que contêm as cargas não-lineares, através da seguinte relação:

$$\bar{V}_{abc}^h(k) = \bar{V}_{abc}^h(k-1) + Z_{abc}^h \cdot \Delta \bar{I}_{abc}^h \quad (4.37)$$

onde $\Delta \bar{I}_{abc}^h$ é um vetor cujos elementos não nulos correspondem às barras nas quais as cargas não-lineares estão presentes, e cujos valores correspondem à diferença entre as injeções de correntes (fundamental ou harmônica) entre as iterações sucessivas k e $k-1$, ou seja:

$$\Delta \bar{I}_{abc}^h = \bar{I}_{abc}^h(k) - \bar{I}_{abc}^h(k-1) \quad (4.38)$$

onde $h = 1, 2, 3, \dots, h_{max}$ indica a ordem harmônica.

- b.2) Com os novos valores de tensões, aplica-se um critério de convergência para as tensões fundamentais e harmônicas de todas as barras, de forma que atendam a um limite preestabelecido. Tal critério é matematicamente expresso por:

$$\left| \frac{\bar{V}_{abc}^h - \bar{V}_{abc}^h}{\bar{V}_{abc}^h} \right| \leq \varepsilon \quad (4.39)$$

onde ε representa uma tolerância.

O critério de convergência pode ser estendido para os ângulos das tensões fundamental e harmônicas, de modo que simultaneamente à convergência dos módulos das tensões, verificadas através da equação (4.46), a convergência nos ângulos das tensões poderá ser testada através de:

$$\bar{\theta}_{abc}^h(k) - \bar{\theta}_{abc}^h(k-1) \leq h \cdot 0,1^\circ \quad (4.40)$$

Este teste complementar é importante quando a simulação considera múltiplas fontes de harmônicos, na qual as diferenças angulares entre as barras que contêm as fontes influem decisivamente na solução.

Deste modo, o critério de convergência fica estabelecido, entre iterações sucessivas, por um erro relativo no módulo das tensões de fase, que é constante para todas as frequências harmônicas, inclusive a fundamental; e um erro absoluto para os ângulos destas tensões, que é proporcional à ordem harmônica.

- c.2) Se as equações (4.39) e (4.40) são satisfeitas para todas as barras e em todas as frequências de interesse o processo convergiu e os valores obtidos na atual iteração correspondem à solução final; Caso contrário, ou seja se em pelo menos uma das barras o critério de convergência não é obedecido, não houve convergência e deve-se retornar ao passo a.2 atualizando as magnitudes e ângulos das tensões fundamentais e harmônicas em função dos seus valores obtidos na iteração anterior.

A Figura 4.11 ilustra sob a forma de diagrama de blocos, os principais passos do processo iterativo para a estimativa do fluxo de carga harmônico.

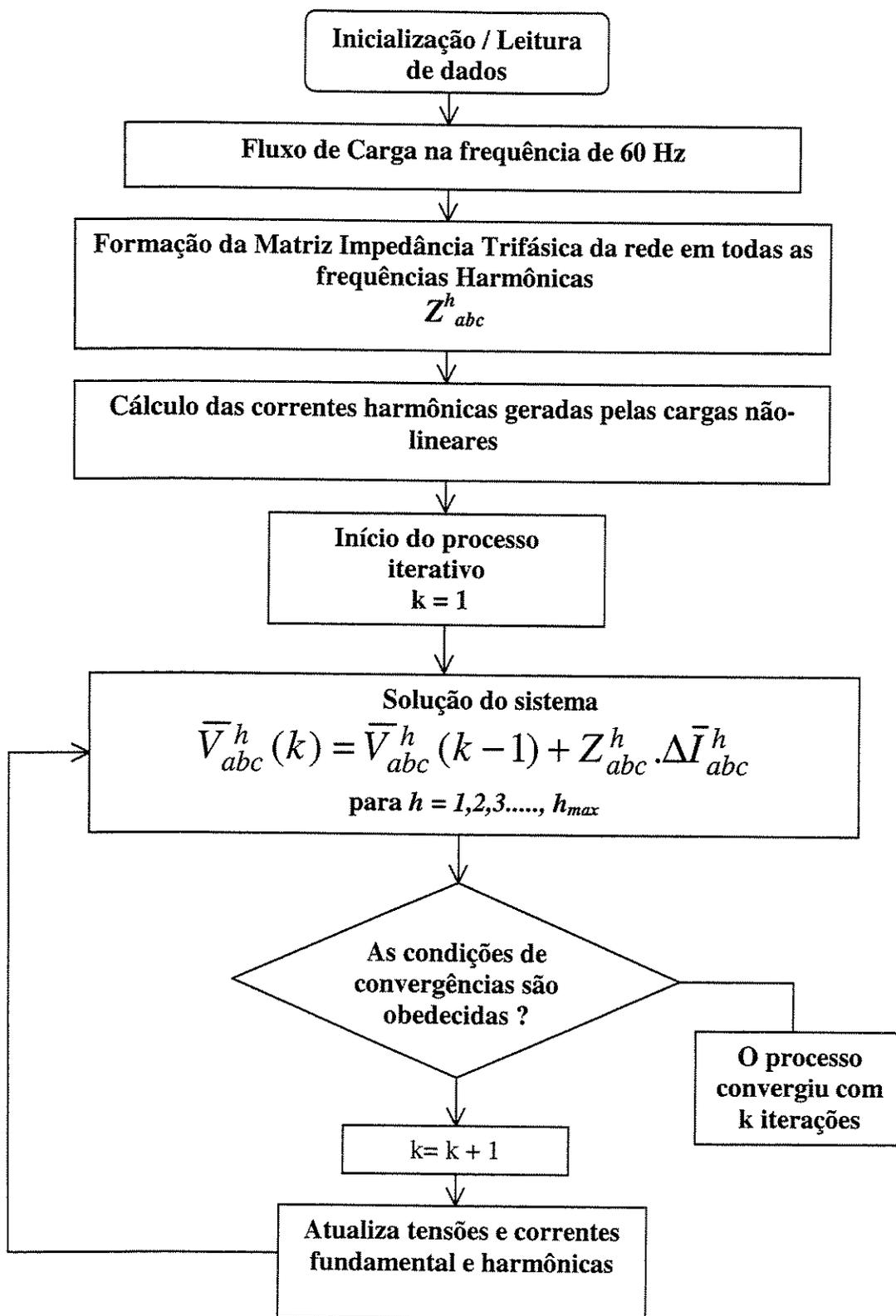


Figura 4.11 – Diagrama de Blocos do Processo Iterativo de solução do FCH

Capítulo 5

Modelo Nebuloso de Decisão Proposto aplicado ao Problema do *PCRCE*

5.1 Introdução

A metodologia para a solução do problema de tomada de decisão no *PCRCE* aqui proposto possui três aspectos importantes:

- a) O modelo nebuloso é fundamentalmente aplicado na solução das melhores alternativas de localização dos capacitores obedecendo os critérios da função objetivo e restrições operacionais sob a forma de conjuntos nebulosos. O Método das variações locais (MVL) é então aplicado para determinação das capacidades ótimas nestas localizações.
- b) A utilização de um modelo trifásico para a solução do fluxo de carga harmônico, no qual são consideradas a presença de múltiplas fontes harmônicas confere um aspecto mais realista à solução de compromisso encontrada;
- c) As incertezas ou imprecisões inerentes à resolução do problema global, formuladas sob a forma de conjuntos nebulosos, são exclusivamente devidas aos erros presentes nas variáveis básicas do problema: perdas ativas, tensões e distorções de tensão harmônicas, obtidas por métodos determinísticos. Porém, a nebulosidade contida nas mesmas não é incorporada ao processo de resolução dos fluxos de carga fundamental e harmônico, mas sim, é tratada sobre o estágio de tomada de decisão.

No problema do planejamento da compensação reativa em redes elétricas através da instalação de capacitores, o custo proveniente da redução das perdas totais é tratado como o principal objetivo a médio ou longo prazo. Pode-se dizer portanto, que a satisfação máxima do planejador é alcançada quando as perdas totais no sistema são mínimas ou estiverem abaixo de um limite preestabelecido. Logicamente que esta condição de satisfação máxima é obtida a partir da otimalidade das localizações e capacidades dos capacitores que serão instalados. Por outro lado, o planejador não está satisfeito na condição em que as perdas são elevadas ou ultrapassam um limite mínimo preestabelecido que em geral, se verifica no estágio de pré-planejamento. Portanto, do ponto de vista da tomada de decisão, o planejador está procurando uma solução entre o ponto operacional básico ou estado inicial do sistema e um ponto de operação considerado ótimo, segundo suas preferências, para o referido objetivo.

5.2 Obtenção das Localizações dos Capacitores via Modelagem Nebulosa

No modelo nebuloso aqui proposto aplicado à solução do problema do *PCRCE*, objetivos e restrições são tratados como conjuntos nebulosos de modo a inserir as incertezas e imprecisões pertinentes ao raciocínio humano dentro do processo de tomada de decisão. Particularmente no problema do *PCRCE* em redes de distribuição, define-se como objetivo principal a redução do custo com perdas de pico de demanda ativa e como conjunto de restrições, as tensões fundamentais e as distorções harmônicas de tensão por fase em cada barra do sistema. Portanto, na formulação do modelo nebuloso que está baseada no modelo trifásico da rede são definidos os conjuntos nebulosos que irão representar as perdas totais ativas, as imprecisões nas tensões e nas distorções harmônicas de tensão por fase. A cada conjunto está associada uma função de pertinência (*membership function*) definida de acordo com as preferências e/ou expectativas do planejador em relação à operação do sistema.

Para satisfazer a característica de simetria entre objetivos e restrições, conforme descrito na seção 2.3.2, os conjuntos nebulosos são definidos em um universo de discurso comum denotado por X . Este universo comum é de fato um subconjunto de um conjunto mais abrangente formado por todas as barras que compõem a rede elétrica. Este conjunto será designado por U^N , onde N é o número de barras da rede e o subconjunto X nesta análise é formado pelas barras do conjunto U^N que violam as restrições operacionais.

No problema do *PCRCE*, as tensões fundamentais e as distorções harmônicas de tensão por fase em cada barra constituem o conjunto das restrições operacionais de interesse, pois é com base nestes níveis que se torna possível a otimização do problema.

Matematicamente, estas restrições estão sob forma do conjunto das equações (5.1), para as tensões fundamentais por fase e das equações (5.2), para as distorções harmônicas de tensão por fase.

$$\begin{aligned} v_{\min} &\leq |v_a^i| \leq v_{\max} \\ v_{\min} &\leq |v_b^i| \leq v_{\max} \\ v_{\min} &\leq |v_c^i| \leq v_{\max} \end{aligned} \quad (5.1)$$

$$\begin{aligned} d_a^i &\leq d_{\max} \\ d_b^i &\leq d_{\max} \\ d_c^i &\leq d_{\max} \end{aligned} \quad (5.2)$$

para $i \in X \subset U^N$.

Tanto as tensões quanto as distorções harmônicas apresentam erros de estimativa ou de solução através dos programas de fluxo de carga. Em geral, pode-se dizer que o valor real da tensão de uma barra, V_r , equivale a soma de seu valor estimado ou calculado via solução de fluxo de carga, V_{est} e um erro percentual ou desvio de tensão ΔV em torno de um valor de referência, que pode ser um mínimo ou um máximo. Matematicamente tem-se:

$$\tilde{V}_r = V_{est} + \Delta\tilde{V} \quad (5.3)$$

O valor estimado V_{est} é determinístico, enquanto que as quantidades \tilde{V}_r e $\Delta\tilde{V}$ são imprecisas e portanto, podem ser caracterizadas por conjuntos nebulosos. Com base na equação (5.3) e fazendo uso da propriedade 3.2.5 da teoria de conjuntos nebulosos (Capítulo 3), conclui-se que se a função de pertinência para o desvio de tensão ΔV é conhecida, então a função de pertinência para a tensão V_r pode ser determinada.

Analogamente, em relação à variável distorção harmônica de tensão, pode-se escrever:

$$\tilde{d}_r = d_{est} + \Delta\tilde{d} \quad (5.4)$$

Neste caso, as quantidades imprecisas são \tilde{d}_r e $\Delta\tilde{d}$ as quais são representadas por conjuntos nebulosos. Fazendo uso da propriedade 3.2.5, a função de pertinência associada à variável \tilde{d}_r fica completamente determinada a partir do conhecimento prévio da função de pertinência da variável $\Delta\tilde{d}$.

Portanto, no que se refere ao modelo nebuloso para as restrições operacionais descritas em (5.1) e (5.2), são definidas funções de pertinência para os conjuntos nebulosos que representam os desvios ou erros de tensão e de distorção harmônica de tensão por fase que em conjunto com a função de pertinência definida para o conjunto que representa as perdas ativas em cada ramo, formarão a base do processo nebuloso de decisão para o problema do PCRCE.

Na formulação que segue, considere \tilde{P} o conjunto nebuloso que representa as perdas ativas de ramo; \tilde{V}_a , \tilde{V}_b , \tilde{V}_c os conjuntos nebulosos que representam as tensões das fases a , b e c respectivamente; e \tilde{d}_a , \tilde{d}_b e \tilde{d}_c os conjuntos que representam as distorções harmônicas de tensão das fases a , b e c respectivamente.

5.2.1 Representação das restrições

Para definir uma função de pertinência que represente adequadamente os desvios de tensão, supõem-se que tais desvios são estabelecidos em torno do limite mínimo de tensão permissível em cada barra da rede elétrica e considerando que este limite é igual em todas as fases da barra.

Se é desejável que a tensão por fase de uma barra i ($i \in X$) esteja entre um limite mínimo v_{min} e um limite máximo v_{max} , pode-se estabelecer que do ponto de vista da decisão em ambiente nebuloso, a satisfação máxima do planejador se dá quando o rede opera num nível de tensão igual ou superior ao limite mínimo permissível. Neste caso, o desvio de tensão de uma barra i em torno do valor mínimo é nulo.

Por outro lado, o grau de aceitação ou de satisfação do planejador em relação ao nível da tensão de operação de uma determinada barra i diminui à medida que o desvio de tensão desta barra em relação ao limite mínimo aumenta. Sendo assim, o modelo proposto que representa adequadamente o grau de satisfação dos desvios de tensão por fase ϕ (a, b, c) em uma barra da rede elétrica é expresso por:

$$\mu_{V_\phi}(i) = \begin{cases} 1 & \text{se } V_\phi(i) \geq v_{\min} \\ \left[1 + k_v \left(\frac{V_\phi(i) - v_{\min}}{v_{\max} - v_{\min}} \right)^2 \right]^{-1} & \text{se } V_\phi(i) < v_{\min} \end{cases} \quad (5.5)$$

onde k_v é um coeficiente real positivo definido pelo planejador em função das suas expectativas em relação ao perfil de tensão do sistema e que determinará para um mesmo nível de tensão o quanto o desvio desta tensão em relação ao limite mínimo é satisfatório ou não.

A Figura 5.1 ilustra graficamente o modelo nebuloso para o desvio de tensão por fase utilizado neste trabalho.

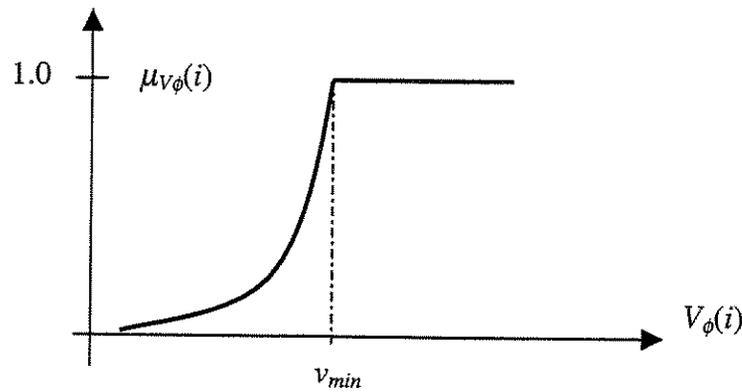


Figura 5.1 - Modelo nebuloso para restrição de tensão por fase

Em relação à representação da restrição do desvio de distorção harmônica de tensão em termos de conjunto nebuloso, é natural considerar que o planejador estará plenamente satisfeito quando o nível de distorção harmônica de tensão por fase em todas as barras da rede após a compensação reativa total está abaixo de um limite máximo preestabelecido. Por outro lado, à medida que o nível de distorção harmônica de tensão aumenta em relação ao limite máximo, o grau de satisfação do planejador quanto ao atendimento desta restrição diminui e deverá ser ponderado diretamente pelo percentual de carga não-linear presente na rede e subjetivamente pelo seu critério de decisão.

O modelo proposto que representa adequadamente a satisfação no atendimento à restrição de distorção harmônica de tensão é formulado por um conjunto nebuloso H caracterizado pela seguinte função de pertinência

$$\mu_d^\phi(i) = \begin{cases} 1 & \text{se } d_i^\phi \leq d_{\max} \\ e^{-\left[k_d \cdot K_n(i) \left(\frac{d_{\max} - d_i^\phi}{d_{\max}} \right) \right]} & \text{se } d_i^\phi > d_{\max} \end{cases} \quad (5.6)$$

onde

k_d - coeficiente de peso definido pelo planejador de acordo com as suas expectativas em relação ao nível de distorção harmônica

$K_n(i)$ - percentual de carga não-linear instalado na barra i .

A Figura 5.2 ilustra graficamente o tipo de função de pertinência adotado neste trabalho para representar a restrição de distorção harmônica de tensão por fase.

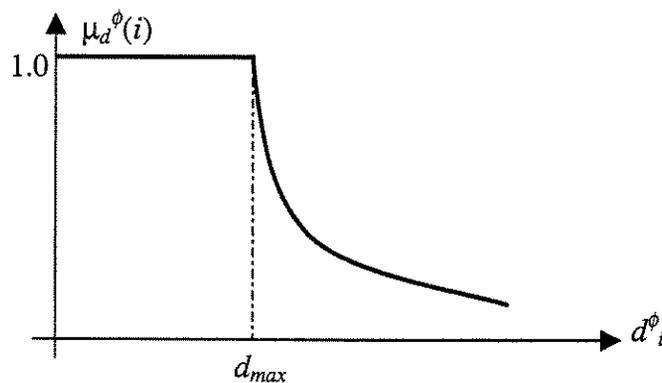


Figura 5.2 Modelo nebuloso para restrição de distorção harmônica de tensão

5.2.2 Representação da Função Objetivo

De acordo com a equação (2.4), a função custo objetivo estabelecida para o problema do PCRCE é diretamente proporcional às perdas ativas. Sendo assim, ao se fazer reduzir as perdas totais (pico de demanda) na rede, o custo referente a estas perdas também será reduzido e conseqüentemente o custo global, que inclui o custo dos capacitores.

A representação do objetivo sob a forma de conjunto nebuloso baseia-se na premissa de que o planejador está plenamente satisfeito quando a rede apresenta mínimas perdas (situação em que a operação é considerada ótima) tendendo a se tornar razoavelmente satisfeito (quando perdas atingem um certo limite em relação ao nível original) ou plenamente insatisfeito na condição de nível de perdas muito elevado. Desta forma, a função de pertinência modelada em função das perdas ativas deve ser tal que apresente altos valores para os menores níveis de perdas e baixos valores para níveis mais elevados.

Um tipo de função que pode representar as expectativas do planejador em relação ao perfil de perdas ativas e conseqüentemente do custo global pós a compensação reativa é dado pela equação (5.7).

$$\mu_{Pl}(i) = e^{-k_p * \frac{Pl_i}{P_T}} \quad (5.7)$$

onde

Pl_i - perda ativa total (fundamental mais harmônicas) no ramo que incide na barra i da rede

P_T - perda ativa total da rede, calculada conforme a equação (2.2)

k_p - coeficiente de peso definido pelo planejador que expressa seu nível de aspiração em relação ao objetivo.

A Figura 5.3 ilustra graficamente o modelo nebuloso de representação da função objetivo.

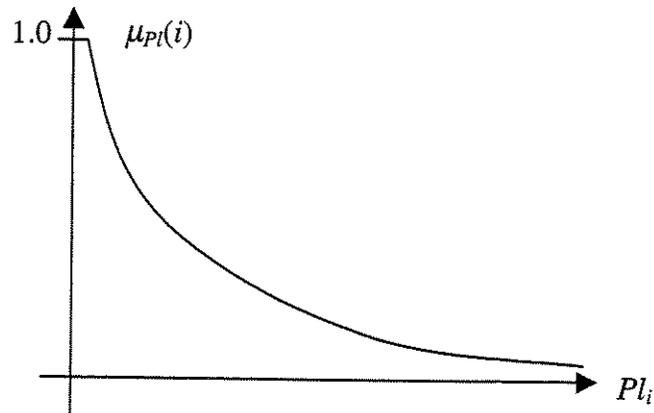


Figura 5.3 - Modelo nebuloso para a função objetivo

Observando a forma dos modelos nebulosos que estão sendo propostos para a função objetivo e as restrições através das equações (5.5)-(5.7), é fácil perceber a similaridade ou simetria entre elas. Além disto, com base na propriedade citada na seção 3.2, pode-se concluir que os conjuntos \tilde{P} , \tilde{v}_a , \tilde{v}_b , \tilde{v}_c , \tilde{d}_a , \tilde{d}_b e \tilde{d}_c são fortemente convexos.

5.2.3 Processo de Decisão

Conforme descrito na seção 3.2, o processo de tomada de decisão em ambiente nebuloso é formulado sobre um universo de discurso comum. Nesta abordagem, considera-se o problema do PCRCE como um processo de tomada de decisão no qual têm-se um único objetivo: redução do custo com perdas e um conjunto de seis restrições por barra: desvios de tensão fundamental e desvios das distorções harmônicas de tensão nas fases a , b e c .

O objetivo e as restrições são modelados como conjuntos nebulosos caracterizados pelas funções de pertinências definidas em (5.5), (5.6) e (5.7) sobre o universo de discurso particular $X \subset U^N$, onde $X = \{ i \in U \mid i \text{ é uma barra onde se verifica violação das restrições operacionais de tensão fundamental e distorção harmônica} \}$.

Devido a simetria existente entre os conjuntos nebulosos que representam a função objetivo e as restrições e por serem estes conjuntos fortemente convexos, pode-se garantir que a confluência entre estes conjuntos, que neste caso particular é regida pela operação de interseção entre os mesmos, irá ocasionar em um outro conjunto nebuloso fortemente convexo. Este novo conjunto representa o conjunto nebuloso decisão D que contém as soluções factíveis do problema, conforme visto na seção 3.3.

Em ambiente nebuloso, o problema da localização dos capacitores é formulado da seguinte forma: O planejador deve decidir sobre a melhor localização na qual deverá ser instalado uma ou mais unidades de capacitores de tal modo que o ponto operativo resultante atenda as suas expectativas ou aspirações de mínimo custo com perdas ativas e das restrições de tensão fundamental e distorção harmônica de tensão por fase, formuladas como conjuntos nebulosos. Desta forma, a partir da definição das funções de pertinência que representam os conjuntos nebulosos \tilde{P} , \tilde{V}_a , \tilde{V}_b , \tilde{V}_c , \tilde{d}_a , \tilde{d}_b e \tilde{d}_c que estão definidos sobre o universo X , o conjunto nebuloso que mapeia a decisão do planejador corresponde à interseção destes conjuntos, ou seja, o conjunto nebuloso decisão é matematicamente expresso por:

$$D = \tilde{P} \cap \tilde{V}_a \cap \tilde{V}_b \cap \tilde{V}_c \cap \tilde{d}_a \cap \tilde{d}_b \cap \tilde{d}_c \quad (5.8)$$

e caracterizado pela seguinte função de pertinência:

$$\mu_D(i) = \min\{\mu_{Pl}(i), \mu_{V_a}(i), \mu_{V_b}(i), \mu_{V_c}(i), \mu_{d_a}(i), \mu_{d_b}(i), \mu_{d_c}(i)\} \quad i \in X \quad (5.9)$$

Como se observa pela expressão (5.9), é necessário avaliar as funções de pertinência que representam as restrições do problema para as três fases de cada barra. No entanto, dentro do modelo nebuloso proposto, a função que efetivamente participará do processo de tomada de decisão através do operador *min* será a que possuir o maior valor de pertinência por fase, que corresponde àquela de menor desvio. Ou seja, para efeito de tomada de decisão sobre qual barra necessita ser compensada, toma-se como referência a fase menos crítica em relação aos critérios de tensão e de distorção harmônica.

Desta forma, a equação (5.9) pode ser reescrita como:

$$\mu_D(i) = \min\{\mu_{Pl}(i), \mu_V(i), \mu_d(i)\} \quad i \in X \quad (5.10)$$

onde

$$\mu_V(i) = \max\{\mu_{V_a}(i), \mu_{V_b}(i), \mu_{V_c}(i)\} \quad i \in X \quad (5.11)$$

e

$$\mu_d(i) = \max\{\mu_{d_a}(i), \mu_{d_b}(i), \mu_{d_c}(i)\} \quad i \in X \quad (5.12)$$

A equação (5.10) calculada para $i \in X$ determina a região de soluções factíveis do problema, as quais deverão ser avaliadas pelo planejador de modo a decidir sobre a melhor alternativa (barra ótima) para instalação da unidade de capacitor. Vale ressaltar que embora o espaço da tomada de decisão seja nebuloso (conjunto nebuloso D), neste tipo de problema específico a decisão a ser tomada é bem definida e, portanto não nebulosa.

Tendo em vista que o universo de discurso sobre o qual a decisão é tomada é o conjunto das barras em que há violação das restrições operacionais, a heurística utilizada para selecionar a alternativa ótima é a seguinte: Se cada valor da função de pertinência do conjunto D representa o grau de preferência dos critérios envolvidos (objetivos e restrições) perante as expectativas do planejador, então ao maior dentre estes valores está associada à melhor alternativa de localização para a unidade de capacitor, ou seja se

$$\psi_k = \max \mu_D(i) \quad i \in X \tag{5.13}$$

então k indica a melhor alternativa (barra) para instalação de uma ou mais unidades de capacitor.

Devido à forma das definições adotadas para as funções de pertinências dos conjuntos nebulosos \tilde{P} , \tilde{V}_a , \tilde{V}_b , \tilde{V}_c , \tilde{d}_a , \tilde{d}_b e \tilde{d}_c , a interseção entre eles resulta em conjunto nebuloso fortemente convexo e portanto, a decisão dada em (5.13) é única e corresponde em termos de localização, ao compromisso entre otimalidade (função objetivo) e segurança (restrições operacionais). A Figura 5.4 ilustra graficamente a decisão ótima dada por (5.13).

Conforme (5.13), a melhor decisão é

$$i = i_k^* \tag{5.14}$$

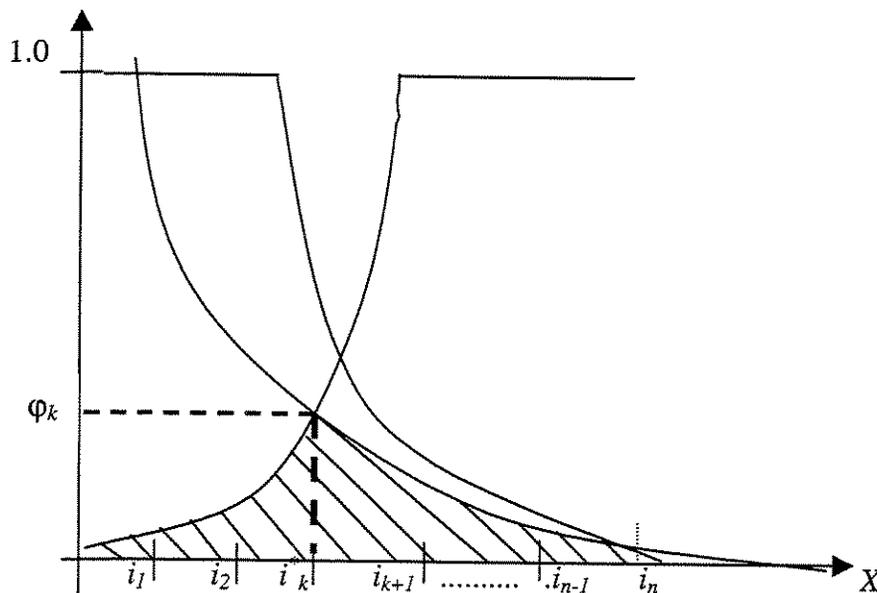


Figura 5.4 - Decisão que indica a barra ótima para o problema do PCRCE

5.3. Obtenção das Capacidades através do MVL

Dentro da metodologia de solução do *PCRCE* aqui proposto, para cada solução obtida pelo processo de decisão nebuloso, que corresponde à barra na qual será instalada uma determinada quantidade de unidades padrões de capacitores, haverá um correspondente processo de busca da capacidade ótima a ser instalada naquela localização que atenda os critérios de custo e restrições operacionais. Um processo heurístico que tem como base o Método das variações locais (*MVL*) [43] é utilizado para solucionar o subproblema das capacidades ótimas dos bancos de capacitores que faz parte do problema geral do *PCRCE*.

Matematicamente, o *MVL* no âmbito da solução do *PCRCE* aqui tratado é formulado da seguinte forma:

Para a decisão ótima ψ_k que indica k com a melhor alternativa de localização de uma unidade ou banco de capacitor, deve-se obter as capacidades por fase Q_{fk} , tal que minimize

$$F = c_p P_p + \sum_{k \in \Omega_f} c_{fk} Q_{fk} \quad (5.15)$$

s.a

$$\begin{aligned} v_{\min} &\leq |V_{abc}^i| \leq v_{\max} \\ d_{abc}^i &\leq d_{\max} \end{aligned} \quad (5.16)$$

A capacidade ótima a ser instalada na barra k , Q_{fk}^* é obtida através adicionando-se uma determinada quantidade de unidades de capacitor padrão fixa, cujo limite máximo é definido em função do carregamento do sistema em carga leve e da potência da unidade padrão. Para cada unidade padrão adicionada, as rotinas de fluxo de carga fundamental e harmônicas são executadas a fim de checar as restrições (5.16) na barra k e ao mesmo tempo o valor da função custo objetivo.

Basicamente, o processo para obtenção das capacidades ótimas dos bancos de capacitores a serem instalados em determinada barra k correspondente à solução ótima do modelo nebuloso, segue os seguintes passos:

- p.1)* Alocar em cada fase da barra k , a primeira unidade de capacitor fixo disponível ($u=1$). Seja q_{ofk} a capacidade da unidade padrão (menor valor) de capacitor fixo a ser instalado em cada fase da barra k .
- p.2)* Simular os fluxos de carga fundamental e harmônico para obtenção dos valores de perdas de pico de demanda bem como dos perfis de tensão e distorção harmônica por fase de cada barra. Avaliar as restrições (5.16) e a função objetivo (5.15) para a barra k . Se as restrições forem atendidas, ir para o passo *p.4*; Caso contrário, ir para o próximo passo.
- p.3)* Acrescenta-se mais uma unidade em k . $u = u + 1$. Se $u \leq n_{max}^k$. (n_{max}^k é o número máximo de unidades padrões permissíveis na barra k), retorna-se ao passo *p.2*; Caso contrário, ir para o passo *p.5*.
- p.4)* Comparar a função objetivo do estágio atual, $F^{(k)}$ com a função objetivo no estágio anterior, $F^{(k-1)}$. Se $F^{(k)} > F^{(k-1)}$, retornar ao passo *p.3*; Caso contrário, efetuar as seguintes atualizações:

$$F^* \leftarrow F^{(k)} \quad e \quad Q_{fk}^{(*)} \leftarrow u q_{ofk}, \text{ onde o símbolo } (*) \text{ indica valores ótimos.}$$

Retornar ao passo *p.3*.

- p.5)* Simular o fluxo de carga fundamental. Avaliar as restrições de tensão por fase para todas as barras da rede. Se há violação dos limites de tensão em alguma barra, aplicar o modelo nebuloso para solução de uma nova barra em será instalado o próximo banco de capacitor; Caso contrário, a solução é aquela obtida no passo *p.4*.

Ressaltamos aqui que a solução obtida pelo processo de resolução do MVL é totalmente dependente da tomada de decisão sobre os locais ótimos obtida pelo modelo nebuloso, a qual está restrita às preferências do planejador. Desta forma, a configuração obtida nesta última etapa corresponde a solução de compromisso que melhor atende as expectativas de segurança e custo.

As etapas da metodologia proposta para a solução do problema do *PCRCE* estão esquematicamente apresentadas na figura 5.5.

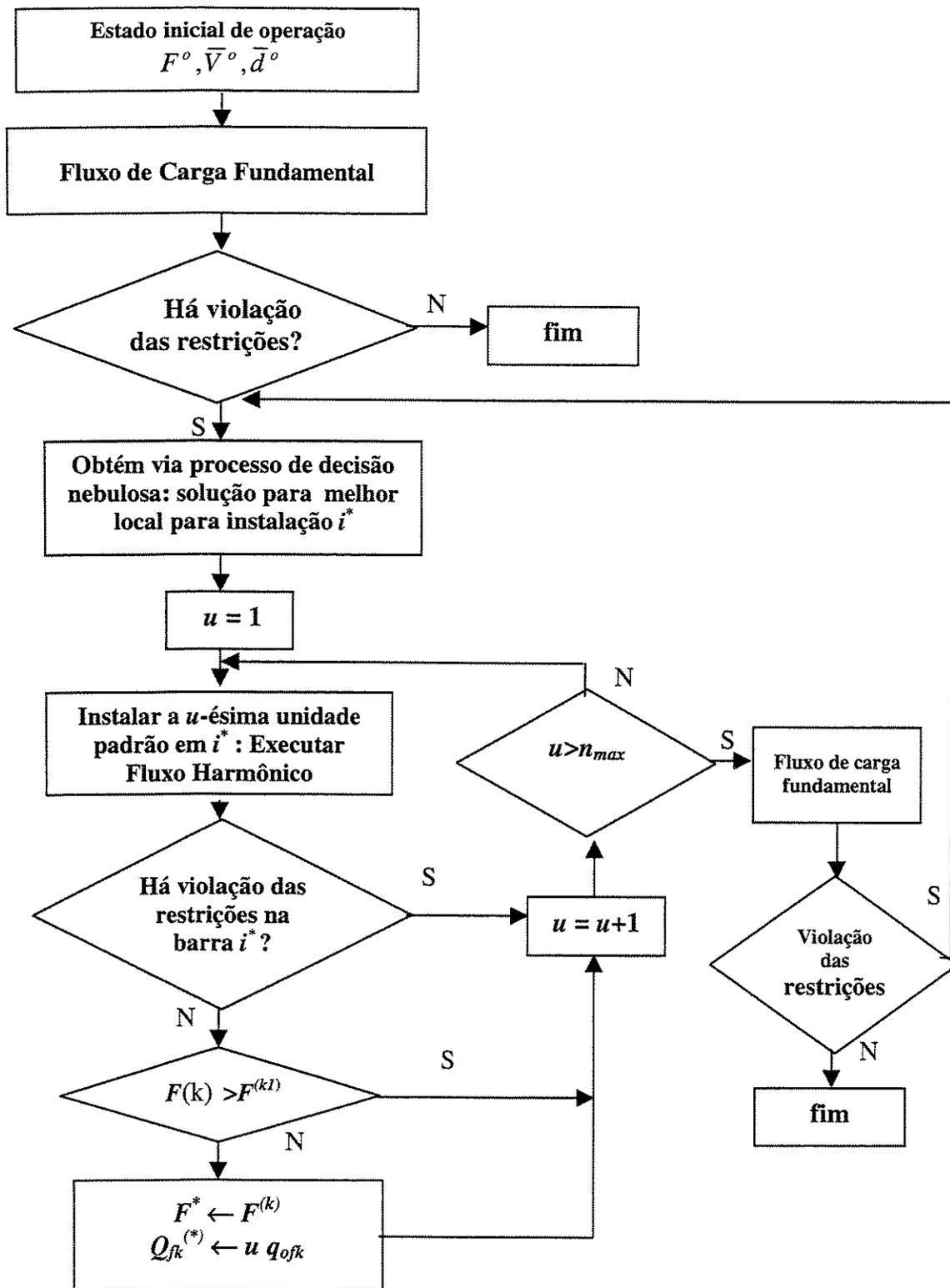


Figura 5.5 Diagrama de blocos da metodologia proposta para solução do PCRCE.

Capítulo 6

Testes e Resultados

6.1 Introdução

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados da metodologia de otimização proposta para o problema do *PCRCE* segundo os modelos de decisão nebuloso e da rede elétrica anteriormente descritos. Analisamos a performance da metodologia na busca de uma solução de compromisso entre o critério operativo otimizado (perdas ativas) e as restrições críticas operacionais neste estado ótimo de operação, baseado em diferentes condições de operação da rede elétrica (carregamento, desequilíbrio da carga), e nos modelos lingüísticos de representação das imprecisões ou incertezas (*nebulosidades*), definidos no Capítulo 5, sobre os objetivos e restrições que formam o problema (*membership functions*).

Os testes foram realizados em sistemas de pequeno e médio porte com características variadas, visando destacar a validade do modelo de decisão proposto em função de algumas características específicas dos sistemas e do modelo de seus componentes. Para garantir a convergência do fluxo de carga harmônico durante o processo de otimização, algumas condições reais típicas de operação dos conversores estáticos ou outras fontes harmônicas não são consideradas. Os dados referentes a custos são de certo modo, fictícios em relação a valores atuais de mercado, porém coerentes sob uma visão de planejamento a médio ou longo prazo. Descrições sucintas sobre as redes utilizadas são apresentadas a seguir e maiores detalhes encontram-se no Anexo C.

6.2 Sistemas Testes

6.2.1 Alimentador Industrial Monofásico – Rede IND01

Trata-se de um sistema radial monofásico tipicamente industrial composto por apenas 10 barras, incluindo a barra da subestação e 9 trechos (Figura 6.1), com percentuais de cargas não-lineares presente em todas as barras de carga, exceto aquela conectada diretamente à subestação.

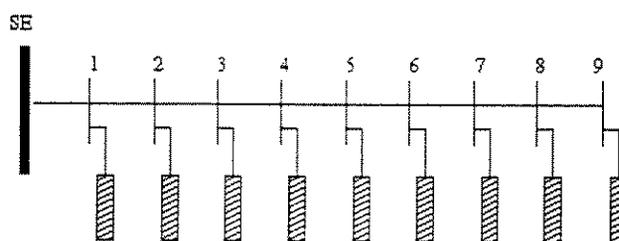


Figura 6.1 -Diagrama unifilar da rede IND01

Para este sistema adota-se as seguintes condições de operação:

- O sistema opera sob um único nível de carga e, portanto, o planejamento da compensação reativa é realizado com apenas capacitores fixos;
- As cargas não-lineares presentes geram apenas correntes harmônicas características de até a 25ª ordem no máximo;
- A tensão de alimentação na subestação é equilibrada e igual a 1,0 p.u. e as cargas presentes (lineares e não-lineares) só possuem componente ativa (fator de potência unitário).

Todos os dados referentes às cargas, impedâncias dos trechos, fontes harmônicas, capacitores padrões disponíveis e respectivos custos são apresentados nas Tabelas 6.1 a 6.4.

Além destes dados, os parâmetros fixos a seguir, complementam as informações necessárias à rotina de otimização dinâmica nebulosa que resultará na solução para o planejamento de reativos:

- Custo unitário anual de perda de pico de demanda : $c_p = \text{US\$ } 168/\text{kW/ano}$;
- Limites mínimo e máximo de tensão por barra: $v_{min} = 0,9$ p.u. e $v_{max} = 1,05$ p.u.;
- Distorção harmônica de tensão máxima admissível : $d_{max} = 4\%$.
- Número máximo de unidades de capacitores padrões por barra:
- Valores Base : 69 kV/100 MVA.

Tabela 6.1 – Dados de carga da rede IND01

Barra	Carga total ativa(kW)	% linear	% não-linear
01	1800,0	100	0,0
02	640,0	44,3	55,7
03	1500,0	81,1	18,9
04	1000,0	7,9	92,1
05	381,0	95,3	4,7
06	780,0	98,1	1,9
07	510,0	61,8	38,2
08	1482,0	95,5	4,5
09	1692,0	96,0	4,0

Tabela 6.2 – Dados de linhas da rede IND01

Linha	R (p.u.)	X (p.u.)
SE - 01	0,0932	0,3121
01 - 02	0,0106	0,4575
02 - 03	0,5643	0,9112
03 - 04	0,7523	0,4612
04 - 05	1,4500	1,3063
05 - 06	0,6845	1,5963
06 - 07	1,5554	0,8832
07 - 08	2,7791	0,8612
08 - 09	2,5054	0,9353

Tabela 6.3 – Perfil das Fontes Harmônicas da rede IND01

Barra	Ordem Harmônica							
	5 ^a	7 ^a	11 ^a	13 ^a	17 ^a	19 ^a	23 ^a	25 ^a
01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
02	9,1	5,3	1,8	1,1	0,7	0,6	0,4	0,3
03	3,1	1,8	0,6	0,4	0,2	0,2	0,1	0,1
04	6,2	3,6	1,3	0,8	0,5	0,4	0,3	0,2
05	17,7	2,9	4,58	5,4	2,9	2,9	2,9	0,0
06	0,0	0,0	9,6	5,8	0,0	0,0	3,6	3,0
07	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
08	0,8	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
09	15,1	8,8	3,0	1,8	1,2	1,0	0,6	0,5

Tabela 6.4 – Custo unitário de capacitores padrões

Potência (kVAr)	150	300	450	600	900	1200
Custo (US\$)	750	975	1140	1320	1650	2040

6.2.2 Rede ITP03/01

O ITP03/01 é um sistema real de médio porte, 11.8 kV, pertencente à Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) na cidade de Itapira, que é constituído por 33 barras (Ver Anexo C).

Supõe-se toda a carga conectada diretamente à rede primária desprezando-se, portanto, os transformadores. Na sua configuração real, este sistema não possui carga geradora de correntes harmônicas. Entretanto, para fins de teste da metodologia proposta, a qual requer a simulação de fluxo de carga harmônico, instalou-se um conversor estático de 6 pulsos na barra 22, cujos dados nominais de operação para fins de fluxo de carga fundamental e harmônico são:

- Potência Nominal do Conversor : 700 kVA (trifásico)
- Ângulo de disparo dos tiristores : 20°
- Ordens das harmônicas geradas: 5^a, 7^a, 11^a, 13^a, 17^a, 19^a, 23^a, 25^a

Para fins de planejamento da compensação reativa em um horizonte mínimo de 1 ano, considera-se os seguintes parâmetros de custo:

- Custo unitário anual de perda de pico de demanda : $c_p = \text{US\$ } 250/\text{kW/ano}$;
- Custo dos capacitores padrões (Tabela 6.5).

As informações que completam o banco de dados necessários para a execução da rotina de otimização do PCRCE são os seguintes:

- Limites de tensão de fase permissíveis: $v_{min} = 0,90 \text{ p.u.}$; $v_{max} = 1,05 \text{ p.u.}$;
- Distorção harmônica máxima admissível por tensão de fase: $d_{max} = 4\%$;

Tabela 6.5 – Custos de capacitores fixos para a rede ITP03/01

Potência (kVAr)	300	600	900	1200	1500	1800	2100	2400
Custo (U\$)	750	975	1140	1320	2070	1650	2394	2040

6.2.3 Rede ITP03/03

O ITP03/03 têm a mesma topologia da rede ITP03/01 com a inclusão de mais duas fontes de harmônicos do tipo conversor de 6 pulsos, nas barras 24 e 26, cujos dados nominais de operação estão resumidos na Tabela 6.7.

Tabela 6.6 – Dados das fontes harmônicas presentes na rede ITP03/03

Barra	Potência nominal 3ϕ (kW)	Ordem das correntes harmônicas geradas	Ângulo de gatilho
22	700	5-7-11-13-17-19-25	20°
24	500	5-7-11-13-17-19-25	15°
28	1200	5-7-11-13-17-19-25	30°

6.3 Análise das Simulações

6.3.1 Alimentador Industrial Monofásico – Rede IND01

Esta rede possui percentuais de cargas não-lineares em todas as suas barras. Para simulação de fluxo de carga na frequência fundamental, cuja solução é o estado inicial para a simulação do fluxo harmônico, considera-se a carga total (parte linear e parte não-linear) modelada como potência constante. O Planejamento da compensação reativa nesta rede é realizada apenas com capacitores fixos e de acordo com a metodologia de otimização proposta foi simulada e analisada para dois casos distintos:

- Caso 1) Restrição de distorção de tensão harmônica considerada;
- Caso 2) Restrição de distorção de tensão harmônica relaxada.

Nos dois casos acima, considera-se para simulação de fluxo harmônico a mesma faixa de frequências ou seja, de 60 a 1500Hz (25ª ordem harmônica); O modelo nebuloso para as entidades que representam o objetivo e as restrições operacionais têm o formato das equações (5.5), (5.6) e (5.7), nas quais atribui-se valores fixos para os parâmetros k_p , k_v e k_h iguais a 50, 10 e 10 respectivamente.

Solução para o Caso 1

Em relação às restrições operacionais e às perdas, o estado inicial desta rede (pré-compensação) apresenta os seguintes valores:

- Perdas de Potência: 302 kW;
- Custo com Perdas: 50602 U\$/ano;
- Perfil de tensões e distorções de tensão harmônicas (Tabela 6.8)

Tabela 6.7 - Estado da Rede IND01 antes da compensação reativa

Barra	01	02	03	04	05	06	07	08	09
Tensão	0,9989	0,9887	0,9567	0,9478	0,8919	0,8886	0,8547	0,8158	0,7998
D _t (%)	1,17	2,20	4,25	5,20	7,62	8,70	10,26	11,81	13,30

Verifica-se pela tabela 6.7 que as barras 5,6,7,8 e 9 apresentam os valores de tensão e de distorção harmônica fora dos limites operacionais preestabelecidos. Assim, estas barras formam o universo de discurso X (subconjunto do universo global U) no qual estará baseada a tomada de decisão em ambiente nebuloso.

A Tabela 6.8 mostra os valores calculados para as funções de pertinência $\mu_{pl}(i)$, $\mu_v(i)$ e $\mu_d(i)$, definidas respectivamente pelas equações (5.5), (5.6) e (5.7) para cada barra $i \in X$, bem como os valores da função de pertinência da variável de decisão indica a melhor alternativa para a instalação do banco de capacitor fixo para fins de redução de custos com perdas de demanda máxima.

Tabela 6.8 - Valores das funções de pertinência para as barras da Rede IND01

Função de Pertinência	Barra (i)				
	5	6	7	8	9
$\mu_{pl}(i)$	0,77	0,59	0,71	0,22	0,18
$\mu_v(i)$	0,95	0,86	0,48	0,24	0,16
$\mu_d(i)$	0,66	0,79	0,001	0,39	0,38
$\mu_D(i)$	0,66	0,59	0,001	0,22	0,16

De acordo com os valores da variável de decisão $\mu_D(i)$, a barra 7, cujo valor correspondente é mínimo, é selecionada como a solução para o problema da localização do primeiro capacitor fixo a ser instalado. A partir desta solução, o *MVL* é aplicado na busca da melhor capacidade a ser alocada nesta barra de forma a satisfazer os critérios de mínimo custo e de atendimento às restrições operacionais. A melhor solução encontrada equívale a uma capacidade de 1200 kVAr nesta barra.

A Figura 6.2 ilustra graficamente a evolução da solução obtida pelo *MVL* em função da solução obtida pelo modelo nebuloso.

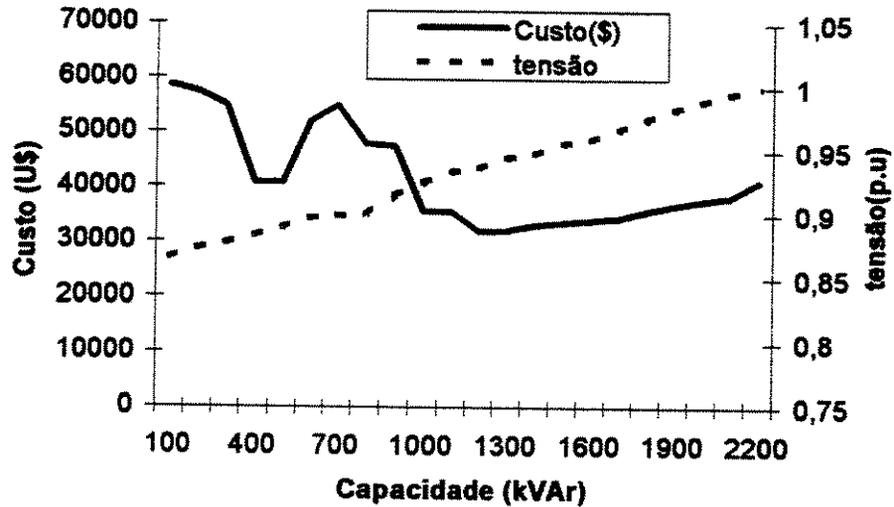


Figura 6.2 - Evolução do MVL para o capacitor instalado na barra 7 da Rede IND01

Após a instalação do capacitor de 1200 kVAr na barra 7, o perfil de tensão na rede continua comprometido e processo de inclusão de nova fonte de potência reativa continua.

O modelo nebuloso adotado indica a *barra 9* como nova localização para instalação de capacitor fixo. Para esta localização, o *MVL* converge para uma capacidade de 600 kVAr que é suficiente para colocar os perfis de tensão e distorção harmônica de tensão dentro dos limites preestabelecidos a um custo global inferior àquele correspondente ao estado original (pré-compensação).

A Tabela 6.9 mostra os novos perfis de tensão e de distorção harmônica após a solução ótima.

Tabela 6.9 - Estado da Rede IND01 após a solução do *PCRCE*

Barra	01	02	03	04	05	06	07	08	09
Tensão	0,9999	0,9989	0,9891	0,9810	0,9699	0,9644	0,9513	0,9301	0,9124
D_t (%)	0,18	0,32	0,73	0,97	1,88	2,40	3,33	3,58	3,88

Como se pode observar na Tabela 6.9, o perfil de tensão melhora significativamente em relação ao estado original e a máxima distorção harmônica obtida (*barra 9*), está abaixo do limite máximo permissível.

Solução para o Caso 2

Se a restrição para os desvios de distorção harmônica de tensão não é incluída dentro do processo de otimização, ou seja, se esta é relaxada, a solução obtida indica para a instalação de 3 bancos capacitores fixos de capacidades 600 kVAr, 150 kVAr e 1050 kVAr nas barras 7, 8 e 9 respectivamente. Para esta solução, os perfis de tensão e distorção harmônica estão resumidos na Tabela 6.10.

Tabela 6.10 - Estado da Rede IND01 após a solução do PCRCE com restrição de distorção harmônica relaxada

Barra	01	02	03	04	05	06	07	08	09
Tensão	0,9999	0,9989	0,9891	0,9780	0,9679	0,9578	0,9498	0,9220	0,9077
D_t (%)	0,21	0,40	0,78	1,10	1,95	2,64	3,61	4,15	5,30

Uma análise comparativa entre as soluções obtidas para estes dois casos é mostrada na Tabela 6.11.

Tabela 6.11– Análise comparativa da solução do PCRCE na rede IND01

	Solução pelo Modelo de Decisão Nebuloso	
	$d_{max} \leq 4\%$	$d_{max} \rightarrow \infty$
F^* (U\$/ano)	48636	45284
Q_{cf}^* (7)(kVAr)	1200	600
Q_{cf}^* (8)(kVAr)	-	150
Q_{cf}^* (9)(kVAr)	600	1050
P_p (kW)	269,5	256,6
$\min V$ (p.u.)	0,9124	0,9077
$\max d$ (%)	3,88	5,3

Da Tabela 6.12, pode concluir a capacidade total em capacitores nos dois casos é a mesma, porém distribuída de forma diferente. Embora a redução das perdas seja maior na situação de restrição relaxada, o fator de distorção na barra 9 ultrapassa o limite máximo permissível em decorrência do surgimento do fenômeno da ressonância paralela. Desta forma, para esta rede em particular, é possível fazer a compensação reativa através de capacitores em derivação sem comprometer as restrições de operação, porém a alternativa mais econômica é extremamente dependente do controle sobre a restrição de distorção harmônica.

Deve notar também que embora as cargas tenham fator de potência unitário, as perdas resultantes após a compensação reativa diminuem. Isto se explica pelo fato de que a parcela das perdas totais referente às frequências harmônicas podem apresentar valores negativos ou positivos em função da capacidade instalada, contribuindo assim para que as perdas totais (fundamental + harmônicas) diminuam ou cresçam com a capacidade instalada.

6.3.2 Rede ITP03/01

Esta rede possui uma única fonte harmônica (conversor retificador de 6 pulsos) instalada na barra 22. Para simulação de fluxo de carga na frequência fundamental, esta carga é modelada como do tipo PQ constante, no qual as partes ativa e reativa são calculadas em função de suas características nominais. O Planejamento da compensação reativa nesta rede é realizado através de capacitores fixos. De acordo com a metodologia de otimização proposta foi simulada e analisada para os dois casos enumerados a seguir:

- Caso 1 - Efeito pelicular e capacitância das linhas desprezados e carga equilibrada.
- Caso 2 - Efeito pelicular e capacitância das linhas desprezados e considerando que haja desequilíbrio de carga entre as fases.

Em todos estes casos estudados, considerou-se para simulação de fluxo harmônico a mesma faixa de frequências ou seja, de 60 a 1500Hz (25^a ordem harmônica).

O modelo nebuloso para as entidades que representam o objetivo e as restrições operacionais têm o formato das equações (5.5), (5.6) e (5.7), com diferentes valores para os parâmetros k_p , k_v e k_h de forma a avaliar a influência do grau de aspiração do planejador sobre a decisão final.

Solução para o Caso 1 (caso base)

No estágio pré-compensação, têm-se um nível de perdas globais igual a 207,84 kW o que proporciona um custo anual com perdas igual a U\$ 51960. A figura 6.3 ilustra os perfis de tensão e de distorção harmônica de tensão para algumas barras desta rede neste estágio.

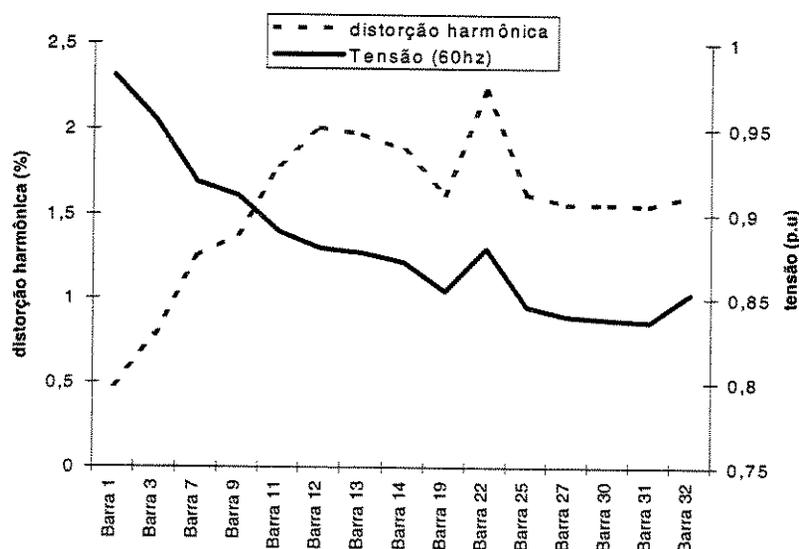


Figura 6.3 - Perfis de tensão e de distorção harmônica de tensão da fase *a* no estágio pré-compensação da Rede ITP03/01.

Como se pode observar na Figura 6.3, esta rede apresenta algumas barras com tensões abaixo do limite mínimo permissível (0,90 p.u.), enquanto que o perfil de distorção harmônica de tensão está abaixo do limite máximo permissível por fase (4%). Assim, tendo por base os índices das barras que violam as restrições operacionais, define-se o universo de discurso X no qual será aplicado o modelo nebuloso proposto, através da determinação das funções de pertinência para perdas, tensões e distorções harmônicas para estas barras. Na primeira fase do processo de otimização pelo modelo nebuloso, o universo de discurso X contém as barras (11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,22,23,24,25, 26,27,28,29,30,31 e 32).

De acordo com as preferências do planejador em relação aos critérios de mínimas perdas e atendimento às restrições operacionais, o modelo de decisão nebuloso indica, nesta fase do processo, como solução, a barra 11, na qual deverá ser instalado um total de 2400 kVAr (8 unidades de 300 kVAr) para proporcionar mínimo custo com perdas e manter as restrições dentro limites pré-fixados. A tabela 6.12 mostra a evolução do método das variações locais diante da solução obtida pelo método nebuloso.

Tabela 6.12 - Evolução do MVL na primeira fase da compensação da Rede ITP03/01- Caso 1

Nº de unidades padrões	Perdas de potência (kW)	min. tensão por fase (p.u.)	max. distorção harmônica por fase (%)	Custo (US\$)
1	199,1	0,8961	10,53	49837
2	119,7	0,9003	4,80	49890
3	198,3	0,9044	3,41	49687
4	191,6	0,9085	5,24	48037
5	211,8	0,9126	4,89	53154
6	197,7	0,9166	2,31	49589
7	196,0	0,9206	1,54	49264
8	192,3	0,9246	1,06	48272

O perfil de tensões resultante da solução nesta primeira fase do processo de compensação reativa (capacitor de 2400 kVAr na barra 11) indica que há violações de tensão em outras barras. Portanto, inicia-se uma nova etapa do processo na busca de outro ponto para instalação de capacitores. O universo de discurso no qual são calculadas as funções de pertinência do modelo nebuloso passa a ser constituído pelas barras (20,24,25,26,27,28,29,30,31 e 32). A solução do modelo nebuloso neste caso indica a barra 24 como próxima localização ($\mu_D(24) = 0,136512$).

Em função desta solução e da solução obtida na fase anterior, o método das variações locais produz valores decrescentes para a função objetivo, em decorrência da diminuição das perdas para cada unidade adicionada à barra 24. A tabela 6.13 mostra a evolução do MVL que indica o total a ser instalado nesta barra. Os resultados mostram que com pelo menos 900 kVAr nesta, a economia líquida com a minimização das perdas fica em torno de US\$ 6440/ano, para um total de US\$ 3200/ano investidos em capacitores.

Tabela 6.13 - Evolução do MVL na última fase da compensação da Rede ITP03/01
Caso 1

Nº de unidades padrões	Perdas de potência (kW)	min. tensão por fase (p.u.)	max. distorção harmônica de tensão por fase (%)	Custo (U\$)
1	189,3	0,9040	0,85	47393
2	185,4	0,9098	0,83	46454
3	180,8	0,9155	0,87	45318
4	175,3	0,9211	0,95	43966
5	169,9	0,9267	1,10	42697
6	164,0	0,9323	0,62	41152
7	157,0	0,9378	0,49	39492
8	148,5	0,9433	0,44	37324

Este caso mostra que diante da topologia resultante (cargas e capacitores), das ordens e níveis de harmônicos gerados pelo tipo de carga não-linear, permite que a compensação reativa seja feita com somente capacitores-shunt, sem a necessidade da presença de filtros harmônicos.

Solução para o Caso 2

Para a simulação da condição de desequilíbrio da carga, foram adotadas variações de 20% e 10% nas cargas das fases *b* e *c* respectivamente referidos aos valores da fase *a*, em todas as barras que contém cargas. Nesta situação o nível de perdas de potência no estágio pré-compensação equivale a 440 kW, perfazendo um custo anual de U\$110000/ano.

De acordo com os perfis de tensões fundamentais e de distorções harmônicas, o universo de discurso no qual se baseia a busca da localização ótima através do modelo nebuloso contém um maior número de barras em relação àquele definido pelo caso base.

Através da metodologia de solução pelo modelo nebuloso e método das variações locais chega-se à seguinte configuração: 2400 kVAr na barra 11 e 1200 kVAr na barra 16, o que proporciona um custo global de U\$ 105913. A economia líquida neste caso resulta em U\$ 3884 /ano com investimento de U\$3360 em capacitores.

A solução indicada pelo modelo nebuloso nos dois casos simulados resultou do fato de que o critério de perdas é tido como fator determinante na tomada de decisão sob o universo de discurso definido. Isto porque nos dois casos, os níveis de distorções harmônicas de tensão estão abaixo do limite máximo permitido, fazendo com que os valores das funções de pertinência associadas às distorções harmônicas estejam praticamente em seus valores máximos. Assim, a decisão a ser tomada sobre a melhor localização é estabelecida entre os níveis de tensão fundamental e perdas nos ramos, prevalecendo este último.

Uma situação relevante para a solução do modelo nebuloso nesta rede ocorre quando se aumenta o nível de correntes harmônicas através do aumento potência do conversor. Considerando os mesmos dados do caso-base, incluindo os valores dos parâmetros k_p , k_v e k_h , e uma alteração do valor da potência do conversor de 700 kVA para 2.400 kVA, o modelo indica a barra 22 (onde está instalado o conversor) como solução para a localização na primeira fase da compensação, pois neste caso os valores da função de pertinência associada as distorções harmônicas barra são muito inferiores em relação àqueles associados as perdas e tensões.

Desta forma, na medida em que se adicionam unidades de capacitores padrões nesta barra, há uma lógica tendência violação do limite de distorção harmônica nesta barra e em barras vizinhas, devido ao surgimento de ressonâncias. Neste caso, a não ser que se opte por um superdimensionamento da capacidade total a ser instalada, há a necessidade da instalação de filtros de harmônicos que auxiliem a compensação reativa.

Este tipo de situação pode ser contornado pelo modelo de decisão de duas formas:

- as barras nas quais estão instaladas as fontes de harmônicos não participam do conjunto das barras candidatas à alocação, definidas pelo universo de discurso X ;
- através do controle do parâmetro k_h na função de pertinência associada à restrição de distorção harmônica.

6.3.3 Rede ITP03/03

O objetivo da simulação desta rede foi observar a performance do modelo de otimização proposto em um caso de rede com múltiplas fontes harmônicas. Assim como no caso da Rede ITP03/01, esta rede foi simulada nas mesmas condições de carga e faixa de frequências harmônicas. Na situação de carga equilibrada nas três fases, esta rede apresenta um nível de perdas globais igual a 283,41 kW, no estágio pré-compensação, o que proporciona um custo anual com perdas igual a US\$ 70852. A figura 6.4 ilustra os perfis de tensão e de distorção harmônica de tensão para algumas barras desta rede neste estágio.

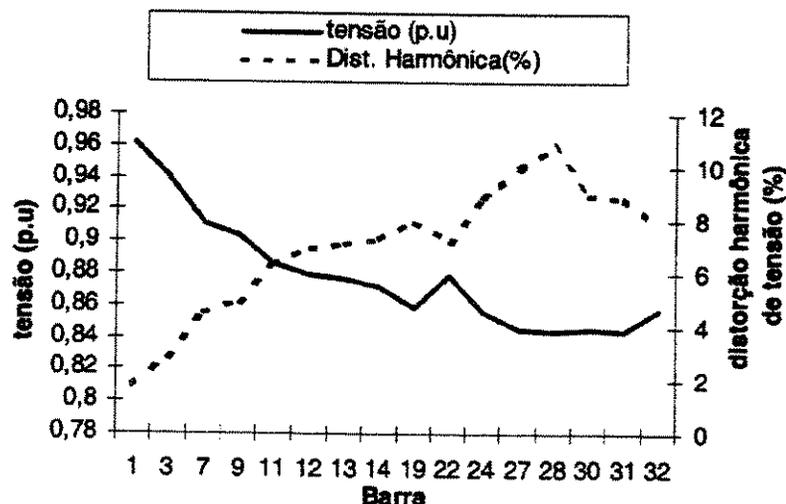


Figura 6.4 -Perfis de tensão e de distorção harmônica de tensão da fase *a* no estágio pré-compensação da Rede ITP03/03

Observa-se que o perfil de distorção harmônica nesta rede é bastante elevado em relação ao nível máximo permitido (4%). Considerando os valores para os parâmetros k_p , k_v e k_h do modelo nebuloso iguais a 100, 100 e 10 respectivamente, a solução converge para a barra 11 na primeira fase da compensação e para a barra 16 na fase posterior. As capacidades a serem instaladas nestas barras obtida pelo método das variações locais deverão ser de 2400 kVAr (limite máximo permitido por fase em cada barra) e 900 kVAr (no mínimo) respectivamente. As Tabelas 6.14 e 6.15 mostram como evolui o método das variações locais nas duas fases da compensação reativa para este caso.

Tabela 6.14 - Evolução do MVL na primeira fase da compensação da Rede ITP03/03
Carga equilibrada

Nº de unidades padrões	Perdas de potência (kW)	min. tensão por fase (p.u.)	max. distorção harmônica de tensão por fase(%)	Custo (US\$)
1	158,37	0,8907	20,82	39668
2	267,20	0,8450	13,53	66901
3	314,76	0,8991	9,89	78805
4	161,51	0,9032	14,30	40509
5	337,58	0,9074	12,62	84602
6	306,65	0,9114	6,50	76827
7	279,96	0,9155	4,29	69991
8	267,80	0,9195	3,12	67152

Tabela 6.15 - Evolução do MVL na última fase da compensação da Rede ITP03/03
Carga equilibrada

Nº de unidades padrões	Perdas de potência (kW)	min. tensão por fase (p.u.)	max. distorção harmônica de tensão por fase(%)	Custo (US\$)
1	251,56	0,9036	5,91	62965
2	244,76	0,9089	4,01	61287
3	232,23	0,9141	3,08	58173
4	237,86	0,9192	2,24	59597
5	255,88	0,9243	2,16	56679
6	222,27	0,9294	1,37	55734
7	213,62	0,9344	0,77	53644
8	203,31	0,9394	0,69	51033

A configuração resultante para este caso, proporciona uma economia global de US\$12705/ano com um investimento mínimo em capacitores da ordem de US\$ 3200 /ano.

Para a simulação de situações de desequilíbrio de carga entre fases, foram aplicadas variações percentuais nas cargas das fases *b* e *c*, em relação à carga da fase *a*, para todas as barras da rede. A Tabela 6.16 mostra as soluções obtidas para duas situações de desequilíbrio.

Tabela 6.16 - Solução do PCRCE para a Rede ITP03/03 - condição de carga desequilibrada

Variação percentual entre as potências das fases			Solução do PCRCE barra /capacidade (kVAr)	Investimento em capacitores (\$)	Custo Global (U\$)
A	B	C	5 / 2400	5400	114752
S_a	$-20\%S_a$	$-30\% S_a$	11 / 2400		
			14 / 2400		
			17 / 1200		
A	B	C	11 / 2400	4335	129835
S_a	$-10\%S_a$	$-20\% S_a$	14 / 1200		
			15 / 600		

Os resultados indicam que em situações de desequilíbrio das cargas, há uma tendência em maiores investimentos com capacitores, o qual é tanto maior quanto maior for o grau de desequilíbrio entre as fases. Ressalte-se aqui que para dois casos de desequilíbrio simulados, a configuração para instalação dos capacitores não compromete o nível de distorção harmônica de tensão permitido (total e individual por barra).

Capítulo 7

Conclusões

A presença de cargas com características não-lineares nas redes elétricas atuais é marcante diante do crescente avanço tecnológico que demandam os processos industriais e serviços prestados aos consumidores de energia elétrica.

Em contrapartida, os problemas operacionais decorrentes da presença de tais tipos de cargas são constantes na medida em que há necessidade de operá-las em conjunto com outros equipamentos essenciais à manutenção ou melhoria da performance do sistema, como é o caso dos capacitores-snunt.

Apresentamos neste trabalho uma metodologia alternativa para subsidiar a tomada de decisão dos planejadores diante do problema da alocação ótima e dimensionamento de fontes de potência reativa em redes de distribuição radiais na presença de cargas geradoras de harmônicos. O objetivo da metodologia proposta é a incorporação de uma estrutura de preferências do planejador em um adequado processo de tomada de decisão no âmbito do planejamento da compensação reativa, que está baseada na teoria dos conjuntos nebulosos (*fuzzy sets*), permitindo um tratamento matemático das incertezas inerentes ao raciocínio humano.

A utilização de uma ferramenta de resolução do modelo trifásico do sistema diante da presença de fontes geradoras de harmônicas, conferindo um caráter mais realista à solução obtida, permite estabelecer o universo de discurso do problema (espaço de alternativas) sobre o qual são estabelecidas as preferências do planejador diante dos objetivos e restrições envolvidos que o auxiliarão no processo de tomada de decisão.

O processo de tomada de decisão para as localizações das fontes de potência reativa, baseado em conjuntos nebulosos faz uso da propriedade de similaridade entre objetivos e restrições, ou seja, exercem papéis idênticos na formulação, o que permite um tratamento simplificado do procedimento de decisão em termos da confluência dos critérios envolvidos. A forma adotada para as funções de pertinência que descrevem os objetivos e restrições nebulosas é fator decisivo na ordenação das alternativas que levam à solução ótima.

Respeitadas a propriedade de convexidade forte para os conjuntos nebulosos definidos para os objetivos e restrições do problema, a confluência entre eles também será um conjunto fortemente convexo (*conjunto nebuloso decisão*) o que garante que a alternativa ótima em relação a este conjunto de acordo com o critério de satisfação do planejador, no caso, o critério de *máximo*, é única. Assim, para cada conjunto de barras que pertencem ao universo das alternativas, existe somente uma que satisfaz os critérios de otimalidade e restrições de segurança.

Aplicamos os argumentos expostos anteriormente em conjunto com o método das variações locais ao problema da localização e dimensionamento de capacitores-shunt em redes de distribuição radiais considerando a presença de fontes harmônicas. Obteve-se, através de diferentes casos de modelo da rede elétrica e dos conjuntos nebulosos, as configurações (pontos de instalação e capacidades) e os respectivos custos globais que atendessem à satisfação máxima do planejador.

Os resultados apresentados mostram que diante da idéia de representação das incertezas ou imprecisões inerentes ao raciocínio humano, o método de otimização proposto pode alternadamente servir de subsídio para a tomada de decisão no âmbito do planejamento de reativos em redes que apresentam distorções harmônicas.

É claro que diante do nível de complexidade de uma formulação mais robusta do problema em questão, que inclua outras características mais realistas, haverá sempre a necessidade de interagir com os planejadores para que se tenha uma reavaliação crítica dos resultados, incluindo a possibilidade de redefinição dos modelos utilizados para as fontes harmônicas, principalmente, e para a forma dos conjuntos nebulosos que representam os critérios de otimização envolvidos. Em ambiente acadêmico, contudo, podemos concluir que a avaliação obtida pela metodologia é, por hipótese, satisfatória.

Os diferentes casos utilizados nas simulações das redes utilizadas serviram, em parte para destacar a importância das condições de carregamento e do modelo de alguns componentes da rede (inclusão das capacitâncias das linhas e efeito pelicular) na solução de fluxo de carga do sistema a partir da qual se estabelece a base do modelo nebuloso. Assim, considerando as mesmas expectativas do planejador face aos objetivos e restrições, a solução para as localizações e capacidades para cada caso reflete basicamente a resposta da impedância do sistema à variação da frequência. Este fato reforça a idéia de que os problemas decorrentes da instalação de capacitores em redes que contenham fontes de harmônicos, destacando principalmente a ressonância paralela, façam com que sejam aprimorados cada vez mais os modelos de sistema utilizados em estudos de planejamento de reativos.

Além das condições do modelo da rede, verificou-se que a forma subjetiva de como são definidas as funções nebulosas que representam os objetivos e restrições, através dos parâmetros k_p , k_v e k_d , também influem na solução mais econômica.

Ficou constatado em um dos casos simulados (*Rede INDOI*), que diante da presença de cargas geradoras de harmônicos, o planejamento da compensação reativa deverá considerar os limites de distorção harmônica preestabelecidos e na medida em que é exercida um controle mais rígido sobre estes limites, a solução para a configuração obtida pode não ser a mais econômica pois há uma tendência de superdimensionar a capacidade de alguns capacitores. Neste caso particular, ficou evidenciado que o planejador poderá optar por outras estratégias de solução que julgue mais econômica, como é o caso da utilização de filtros para a correção de fator de potência.

Referindo-se à convergência do processo, em nenhum caso simulado foi verificado algum problema para alcançá-la. Embora a rotina que soluciona as capacidades ótimas através do método das variações locais seja extremamente dependente da quantidade e tamanho das capacidades padrões disponíveis e da solução fornecida pelo modelo nebuloso, a convergência é sempre atingida em um curto tempo de execução.

Isto se deve principalmente à agilidade do método de busca da solução ótima para as localizações que se dá através do simples cálculo das funções de pertinência para as perdas, tensões e distorções harmônicas, estabelecidas a priori, ao contrário do que é feito no método determinístico descrito no capítulo 2, através do cálculo de índices de sensibilidade que requerem um grande número de operações matriciais.

Enfim, desenvolveu-se uma alternativa para o problema da compensação reativa em redes de distribuição no qual as preferências do planejador são modeladas matematicamente, que apontam para resultados otimistas em relação aos estudos desta natureza. Dentro do contexto de modelo que foi adotado, os resultados contribuem positivamente para que as implementações realizadas sejam aperfeiçoadas de forma a transformar a programação utilizada mais robusta. Como sugestões para futuros trabalhos na mesma linha da metodologia proposta pode-se citar:

- A inclusão de mais um conjunto de restrições ao problema, tais como limites de distorções harmônicas de corrente;
- A utilização de funções de pertinência que represente os objetivos e restrições baseada em métodos mais consistentes e pouco empíricos de forma a traduzir com mais fidelidade as incertezas inerentes ao processo;
- Introdução de modelos mais detalhados para as fontes geradoras de harmônicos e os demais componentes da rede elétrica, requisito fundamental em qualquer análise harmônica.
- Possibilitar a alocação e dimensionamento de filtros de harmônicos em conjunto com os capacitores-shunt.

Referências Bibliográficas

- [1] ARRILAGA, G.J., BRADLEY, D. A and BODGER, P.S. *Power System Harmonics*. A Wiley Interscience publication, New Delhi, 1985.
- [2] ABERDEEN UNIVERSITY/BRITISH PETROLEUM – Research Group. The Advantages of Running Offshore Platform Electrical Power Systems at Higher frequencies, Aberdeen, Scotland, 1985.
- [3] BAGHZOUZ, Y. Effects of Nonlinear loads on Optimal Capacitor Placement in Radial Feeders. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 6, n.1, pp. 245-251, May 1991.
- [4] BAGHZOUZ, Y. and ERTEM, S. Shunt Capacitor Sizing for Radial Distribution Feeders with Distorted Substation Voltages. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v.5, n.2, pp. 650-656, 1990.
- [5] BARAN, M.E and WU, F.F. Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Systems. *IEEE Transactions Power Delivery*, vol. 4, n.1, pp. 725-734, 1989
- [6] BARAN, M.E and WU, F.F. Optimal Sizing of Capacitors Placed on a Radial Distribution System. *IEEE Transactions Power Delivery*, vol. 4, n.1, pp. 735-743, 1989.
- [7] CIGRÉ Working Group 36-05. Harmonics, Characteristics Parameters, Methods of Study, Estimates of Existing values in the Network, *Electra*, n° 77, July, 1979.
- [8] CHEN, C.S., WU, J.S and YEN, I.H. Harmonic Analysis of Distribution Systems. *Electric Power Systems Research*, n.17, pp. 171-177, May 1989.
- [9] CHIANG, H.D. *et al.* Optimal Capacitor Placement in Distribution Systems-Part I: A New Formulation and the Overall Problem. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v.5, n.2, pp.634-642, 1990.
- [10] CALOVIC, M., SARIC, A. , DJUKANOVIC, M. Dynamic Programming based Multi-Stage Optimization of Shunt Capacitors in Radial Distribution Systems. *Arch. Electrical Engineering*, v.79, n.6, pp.479-488, 1996.
- [11] CALOVIC, M., SARIC, A. , DJUKANOVIC, M. Fuzzy Optimization of Capacitors in Distribution Systems. *IEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution*, v.144, n.5, pp.415-422, September 1997.
- [12] CHIN, H.C. Optimal Shunt Capacitor Allocation by Fuzzy Dynamic Programming. *Electric Power Systems Research*, v.35, pp.133-139, April 1995.

- [13] CHEN, C.S., HSU, C.T and YAN, Y.H. Optimal Distribution Feeder Capacitor Placement Considering Mutual Coupling Effect of Conductors. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v.10, n.2, pp. 987-994, April 1995.
- [14] CHIANG, H.D. *et al.* Optimal Capacitor Placement, Replacement and Control in Large-Scale Unbalanced Distribution Systems: System Solution Algorithms and Numerical Studies. *Proceedings of the IEEE Transactions on Power Systems*, v.10, n.1, pp.363-369, February 1995.
- [15] CHIANG, H.D. *et al.* Optimal Capacitor Placement, Replacement and Control in Large-Scale Unbalanced Distribution Systems: Part I: System Modeling and A New Formulation. *Proceedings of the IEEE Transactions on Power Systems*, v.10, n.1, pp.173-179, 1994.
- [16] CHIANG, H.D. *et al.* Optimal Capacitor Placement, Replacement and Control in Large-Scale Unbalanced Distribution Systems: Part II: Solution Algorithm and Numerical Results. *Proceedings of the IEEE Transactions on Power Systems*, v.10, n.1, pp.180-186, 1994.
- [17] CHEN, C.S. and YAN, Y.H. Optimal Capacitor Placement for Systems with Nonlinear Loads. *Inst. J. Electrical Power Energy Systems*, v.14, pp. 387-392, 1992.
- [18] EL-HAWARY, M.E. Electric Power Applications of Fuzzy Systems, *Dalhousie University*, 500pp., Hardcover, 1998.
- [19] EL-KIB, A.A *et al.* Placement of Fixed and/or Non-Simultaneously Switched Capacitors on Unbalanced Three-Phase Feeders Involving Laterals. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 104, November 1985.
- [20] ERTEM, S and TUDOR, J. R. Optimal shunt capacitor allocation by nonlinear programming. *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. PWRD-2, n.4, pp. 1310-1316, October 1987.
- [21] GRAINGER, J.J and LEE, S.H Optimum Size and Location of Shunt Capacitors for Reduction in Loss on Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, n.3, pp. 1105-1118, March 1981.
- [22] GRAINGER, J.J and LEE, S.H Capacity Release by Shunt Capacitor Placement on Distribution Feeders: A new Voltage Dependent Model. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 101, pp.1236-1244, May 1982.
- [23] GRAINGER, J.J, EL-KIB, A. and LEE, S.H. Optimal Design and Control Scheme for Continuous Capacitive Compensation of Distribution Feeders. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 102, October 1983.
- [24] GRAINGER, J.J., CIVANLAR, S and LEE, S.H. Optimal Capacitor Placement on Three-Phase Primary Feeders: Load on Feeder Unbalanced Effects. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 102, October 1983.

- [25] GRAINGER, J.J and CIVANLAR, S. Optimal Voltage Dependent Continuous-Time Control of Reactive Power on Primary Distribution Feeders. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 103, pp.2714-2723, September 1983.
- [26] GRAINGER, J.J and CIVANLAR, S. Volt/Var. Control on Distribution Systems with Lateral Branches Using Switched Capacitors and Voltage Regulators, part I: The Overall Problem. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-104, n.11, pp. 3278-3283, November 1985.
- [27] GRAINGER, J.J and CIVANLAR, S. Volt/Var. Control on Distribution Systems with Lateral Branches Using Switched Capacitors and Voltage Regulators, part II: The Solution Method. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-104, n.11, pp. 3284-3290, November 1985.
- [28] GRAINGER, J.J and CIVANLAR, S. Volt/Var. Control on Distribution Systems with Lateral Branches Using Switched Capacitors and Voltage Regulators, part III: The Numerical Results. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-104, n.11, pp. 3291-3297, November 1985.
- [29] GONZALEZ, D.A and MCCALL, J.C. Design of Filters to Reduce Harmonic Distortion in Industrial Power Systems. IEEE Transactions Industry Applications, v.23, n.3, pp.504-511, 1987.
- [30] GARCIA, F.R. **Estudos de Fluxo Harmônico: Modelagens, Processo Iterativo e Análise de Sensibilidade**. Uberlândia, Brasil: Universidade Federal de Uberlândia, Maio 1992. (Tese de Mestrado)
- [31] HSU, C.T., YAN, Y.H. and CHEN, C.S. Design of Reactive Power Compensation for Distribution Systems with Harmonic Distortion. Journal of the Chinese Institute of Engineers, v.17, n.3, 1994.
- [32] HUANG, Y.C *et al.* Solving the Capacitor Placement Problem in a Radial Distribution System Using Tabu Search Approach. IEEE Transactions on Power Systems, v.11, n.4, pp.1868-1873, November 1996.
- [33] HASKEW, T.A, RAY, J. and HORN, B. Harmonic Filter Design and Installation: a Case Study with Resonance. Electric Power Systems Research, v.40, pp.121-125, 1997.
- [34] JAHN, H.H. and KAUFERLE, J. Measuring and Evaluating Current Fluctuations of Arc Furnaces. IEE Conf. Publ. v.110, pp. 105-109, 1974.
- [35] KICKERT, W.J.M. Fuzzy theories on decision-making: A Critical Review – in *Frontiers in Systems Research: Implication for the social sciences*, v.3, Netherlands, 1978.
- [36] KAPLAN, M. Optimization of Number, Location, Size, Control Type and Control Setting of Shunt Capacitors on Radial Distribution Feeders. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 103, September 1983.

- [37] KACPRZYK, J. and ESOGUGBUE, A.O. Fuzzy dynamic programming: Main developments and applications. *Fuzzy Sets and Systems*, v.81, pp.31-45, 1996.
- [38] KERSTING, W.H and PHILLIPS, W.H. Distribution Feeder Line Models. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v.31, n° 4, July/August, 1995.
- [39] LEE,S.H and GRAINGER, J.J. Optimum Placement of Fixed and Switched Capacitors on Primary Distribution Feeders. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 101, January 1981.
- [40] LU, F.C. and HSU, Y.Y. Fuzzy Dynamic Programming Approach to Reactive Power/Voltage Control in a Distribution Substation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n.2, pp. 681-688, May 1997.
- [41] LU, CHANG F. and HSU, Y.Y. Fuzzy Dynamic Programming Approach to Reactive Power/Voltage Control in a Distribution Substation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.12, n.2, pp. 681-688, May 1997.
- [42] LEMIEUX,G. Power System Harmonic Resonance-A Documented Case. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v.26, n° 3, May/June, 1990.
- [43] M. PONNAVAIKO and PRAKASA, K.S. Optimal Choice of Fixed and Switched Shunt Capacitors on Radial Distributions by Method of Local Variations. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 102, pp.1607-1615 June 1983.
- [44] MCGRANAGHAN, M.F. Distribution Feeder Harmonic Study Methodology. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, n.12, pp. 3663-3671, 1984.
- [45] MCGRANAGHAN, M.F *et al.* Digital Simulation of Distribution System Frequency-Response Characteristics. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-100, n° 3, pp. 1362-1369, March 1981.
- [46] MAKHRAM, E.B and GIRGIS, A. A Generalized Computer Technique for the Development of the Three-Phase Impedance Matrix for Unbalanced Power Systems, *Electric Power Systems Research*, n. 15, pp. 41-50, Feb. 1988.
- [47] MAKRAM, E.B, LUKE, D., and ADAMS, W.P. A New Technique for Optimal size and Location of Capacitor banks in presence of harmonics and distortion. *Electric Power Systems Research*, v.34, pp.149-156, February 1995.
- [48] MAKRAM, E.B and VARANDAN, S. A Generalized Load Modeling Technique using Actual Recorded Data and its use in a Harmonic Load Flow Program. *Electric Power Systems Research*, v.27, pp.203-208, 1993.
- [49] MAHMOUD, A.A and SHULTZ, R.D. A Method for Analyzing Harmonic Distribution in A.C Power Systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v.PAS-101, n° 6, pp. 1815-1823, June, 1982.

- [50] PEDRYCZ, W. and GOMIDE, F. An Introduction to Fuzzy Sets: Analysis and Design. MIT Press, Cambridge, 1998.
- [51] PILEGGI, D.J., CHANDRA, N.H and EMANUEL, A . E. Prediction of harmonics voltages in distribution systems, *IEEE Transactions on Power Apparatus Systems*, vol. PAS-100, n .3, pp. 1307-1315, 1981.
- [52] PIRES, F.A.C. **Uma Contribuição ao Estudo de Harmônicas em Sistemas de Potência.** Campinas, Brasil: Faculdade de Engenharia Elétrica(UNICAMP), Fevereiro, 1991. (Tese de Doutorado).
- [53] PIRES, F.A.C e DE OLIVEIRA, J.C. Equivalentes de Sistemas para Estudos de Penetrações Harmônicas. VIII SNPTEE, Grupo IV, 1986.
- [54] PEREIRA, M.A, C.A F. MURARI, C.A. F and CASTRO JR, C.A. A fast on-line three phase power flow for radial distribution systems”, *Proceedings of the Seventh Annual Conference of Power & Energy Society IEE Japan*, Session I-E, pp. 53-58, August 1996.
- [55] RIBEIRO, P.F. Tutorial on Harmonics Modeling and Simulation., Chapter 3, *IEEE PES Winter Meeting*, Tampa, February, 1998.
- [56] RIBEIRO, P.F. **Investigations of Harmonics in Transmission Systems.** PhD Thesis, The Victoria University of Manchester, July, 1975.
- [57] RICE, D.E. A Detailed Analysis of Six-Pulse Converter Harmonic Currents. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v.30, n^o. 2, March/April 1994.
- [58] SALAMA, M.M.A *et al.* Control of Reactive Power in Distribution Systems with an End-Load and Varying Load Condition. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, n.4, pp. 941-947, April 1985.
- [59] SNYDER, W.L. , POWELL, H.D and RAYBURN, J.C. Dynamic Programming approach to unit commitment. *IEEE Transactions PWRs*, v.2, pp. 339-350, 1987.
- [60] SU, C. and HSU, Y. Fuzzy Dynamic Programming: An Application to Unit Commitment. *IEEE Transaction Power Systems*, vol. 6, n.3, pp. 1231-1237, 1991.
- [61] SUNDHARARAJAN, S. and PAHWA, A . Optimal Selection of Capacitors for Radial Distribution Systems Using a Genetic Algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.9, n.3, pp.1499-1507, August 1994.
- [62] SARIC, A.T., CALOVIC, M.S. and DJUKANOVIC, M.B. Fuzzy Optimization of Capacitors in Distribution Systems. *IEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution*, v.144, n.5, pp.415-422, September 1997.
- [63] SALAMA, M.M.A, CHIS, M. and JAYRAM, S. Capacitor Placement in Distribution Systems using Heuristic Search Strategies. *IEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution*, v.144, n.3, pp.225-230, May 1997.

- [64] SIQUEIRA FILHO, J.B. **Bancos de Capacitores na Presença de Harmônicos**. Itajubá, Brasil: Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1995. (Tese de Mestrado)
- [65] TANAKA, K. An Introduction to Fuzzy Logic for Practical Applications. Kanazawa University, Kanazawa, Japan, 1996.
- [66] VAN den BOSCH, P.P.J. and HONDERD, G. A Solution of the Unit Commitment Problem via Decomposition and Dynamic Programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus Systems*, v.PAS-104, pp. 1684-1690, 1985.
- [67] ZADEH, L.A. . Fuzzy Sets. *Information e Control*, v.8, pp. 338-353, Academic Press, New York, 1965.
- [68] ZIMMERMANN, H.J. Fuzzy Sets, Decision Making, and Expert Systems. International Series in Management Science/Operations Research, University of Houston, U.S.A, 1986.
- [69] WU, Z.Q. and LO, K.L. Optimal choice of fixed and switched capacitors in radial distributors with distorted substation voltage. *IEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution*, v.142, n.1, pp.24-28, January 1995.

Anexo A

Ressonância Paralela em Redes com Cargas Especiais

Conforme descrito no capítulo 2, a instalação de capacitores em redes que contêm cargas especiais, para fins de compensação reativa, pode se tornar em um sério problema para a operação do sistema, em decorrência dos problemas causados pelo fenômeno da ressonância paralela. Para entender analiticamente os efeitos da presença de capacitores em instalações com fontes de harmônicos, tomemos por base o circuito da Figura A.1.

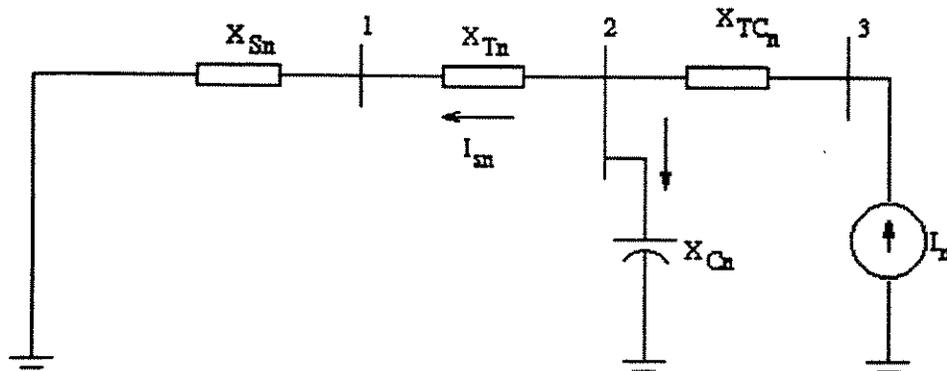


Figura A.1 – Diagrama de impedâncias de uma rede elétrica com fonte de harmônicos e capacitor-shunt.

Desprezando as reatâncias dos transformadores, a impedância equivalente deste sistema, vista da barra 2, é dada por:

$$Z_{2n} = \frac{(jX_{Sn}) * (jX_{Cn})}{jX_{Sn} - jX_{Cn}} \quad (\text{A.1})$$

onde

$$X_{Sn} = n * X_{S1} \quad (\text{A.2})$$

$$X_{Cn} = X_{C1}/n \quad (\text{A.3})$$

X_{Sn} : reatância indutiva do sistema para uma ordem harmônica n ;

X_{Cn} : reatância capacitiva do banco de capacitores para a ordem harmônica n .

X_{S1} : reatância indutiva do sistema na frequência fundamental;

X_{C1} : reatância capacitiva do banco de capacitores na frequência fundamental.

A ressonância paralela ocorre quando $X_{Sn} = X_{Cn}$. Portanto, igualando as equações (A.2) e (A.3), chega-se a :

$$X_{C1} = n_s^2 * X_{S1} \quad (\text{A.4})$$

onde n_s é ordem do harmônico que provocará a ressonância.

Substituindo (A.4) em (A.1), chega-se a uma equação que expressa a impedância equivalente vista do ponto de instalação do capacitor em função da ordem da frequência de ressonância dada por (A.5).

$$Z_{2n} = jX_{S1} * \left(\frac{n * n_s^2}{n_s^2 - n} \right) \quad (\text{A.5})$$

Aplicando a Lei de Divisor de Corrente ao circuito da Figura A.1 e fazendo uso das equações (A.3)-(A.5), chega-se a expressão da corrente do capacitor em função da corrente gerada pela fonte de harmônicos para um harmônico de ordem n , I_n , e da ordem da frequência de ressonância n_s .

$$I_{Cn} = I_n * \left(\frac{n^2}{n^2 - n_s^2} \right) \quad (\text{A.6})$$

Adotando como 1.0 p.u. a corrente fornecida pela fonte de harmônicos, pode-se avaliar a corrente através do capacitor para todas as frequências harmônicas geradas na rede. A Figura A.2 ilustra tal corrente para diversos valores de n_s . Nesta figura, observa-se claramente que a medida que n se aproxima de n_s (ordem da frequência de ressonância), os valores de corrente através do capacitor se tornam cada vez mais elevados.

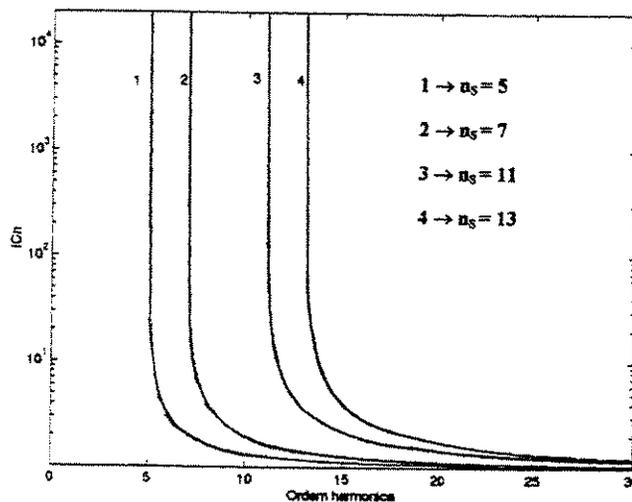


Figura A.2 – Curva característica da corrente através do banco de capacitores

Pela equação A.4, caso o valor de n_s seja igual a 5, então a potência do banco de capacitores que está instalado é 25 vezes menor que a potência de curto-circuito na barra onde está instalado ($S_{cc} = 1/X_{S1}$). Sendo assim, caso seja gerada uma corrente de 5ª harmônica ($n = 5$), então, pela equação A.6, conclui-se que a corrente através do capacitor tenderá ao infinito, devido o banco de capacitores entrar em ressonância com o sistema.

Consequentemente, a tensão que surgirá nos terminais do capacitor, dada pela equação (A.7), também tenderá ao infinito.

$$V_{2n} = Z_{2n} * I_{Cn} \quad (\text{A.7})$$

Portanto, pode-se concluir que, problemas de ressonância paralela e, portanto, sobretensões, podem ocorrer devido a instalação de bancos de capacitores em sistemas onde fontes geradoras de harmônicos (ou cargas especiais) estão presentes.

Anexo B

O Método Iterativo de Correção de Tensão (MICT)

O MICT (Método Iterativo de Correção de Tensão) é um método clássico específico para a solução de fluxo de carga em redes de distribuição com topologia radial. Trata-se de um método cuja convergência é suficientemente rápida para aplicações em tempo real devido a uma conveniente representação do banco de dados e a não utilização de operações matriciais.

Banco Dados da Topologia da Rede

O formato do banco de dados é de fundamental importância para o bom desempenho do método. Assume-se que um determinado nó tenha no máximo seqüências a nós posteriores. Se a rede não apresenta esta característica padrão, sua topologia deve ser adaptada.

A numeração segue da subestação(nó 0) e a linha seguinte é numerada com o número do nó onde ela incide, como por exemplo, a linha (3) incide no nó (3).

A topologia da rede é descrita basicamente por cinco tipos de informações ou indicadores: 'Nó no.', 'Noah-1', 'Noah-2', 'Noah-3', 'Noah-4'.

Na Figura B.1 tem-se uma parte da topologia de um sistema de distribuição típico para ilustrar o banco de dados da Tabela B.1

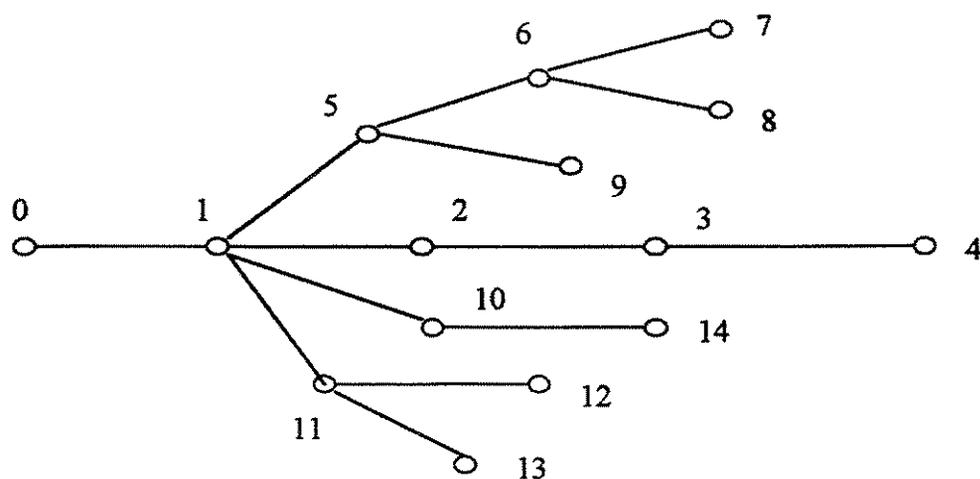


Figura B.1 – Topologia de uma rede de distribuição típica

Tabela B.1 – Banco de dados para simulação da rede da Figura B.1: Formato MICT

Barra	Noah1	Noah2	Noah3	Noah4
01	02	05	10	11
02	03	-	-	-
03	04	-	-	-
04	-	-	-	-
05	06	09	-	-
06	07	08	-	-
07	-	-	-	-
08	-	-	-	-
09	-	-	-	-
10	14	-	-	-
11	12	13	-	-
12	-	-	-	-
13	-	-	-	-
14	-	-	-	-

Algoritmo do MICT para Redes Trifásicas

Inicialmente ignoram-se as perdas por fase na transmissão e assume-se que todas cargas trifásicas subsequentes a um nó (incluindo os transformadores) ficam concentradas neste nó. Com isto, a tensão de cada fase é determinada iterativamente em função das tensões de fase anteriores, das correntes e das perdas por fase. O cálculo das tensões e a determinação das perdas é feita para todos os nós e linhas trifásicas da rede. Após o término da primeira iteração, todas as perdas por fase na transmissão serão conhecidas e então, na próxima iteração, o acúmulo de cargas deverá ter a componente das perdas, ou seja: “*Carga acumulada na fase ϕ na iteração presente = Carga acumulada na fase ϕ da iteração anterior + Perdas da fase ϕ na iteração presente*”. O processamento utilizado para o cálculo da carga acumulada em cada barra segue o algoritmo ilustrado na Figura B.2. onde:

N_b = Numero de barras

$SP_i^{(A)}$ = Vetor que armazena a carga da fase *A* subsequente ao nó *i*.

$SP_i^{(B)}$ = Vetor que armazena a carga da fase *B* subsequente ao nó *i*.

$SP_i^{(C)}$ = Vetor que armazena a carga da fase *C* subsequente ao nó *i*.

$SL_i^{(A)}$ = Perda de potência na fase *A* da linha que incide no nó *i*.

$SL_i^{(B)}$ = Perda de potência na fase *B* da linha que incide no nó *i*.

$SL_i^{(C)}$ = Perda de potência na fase *C* da linha que incide no nó *i*.

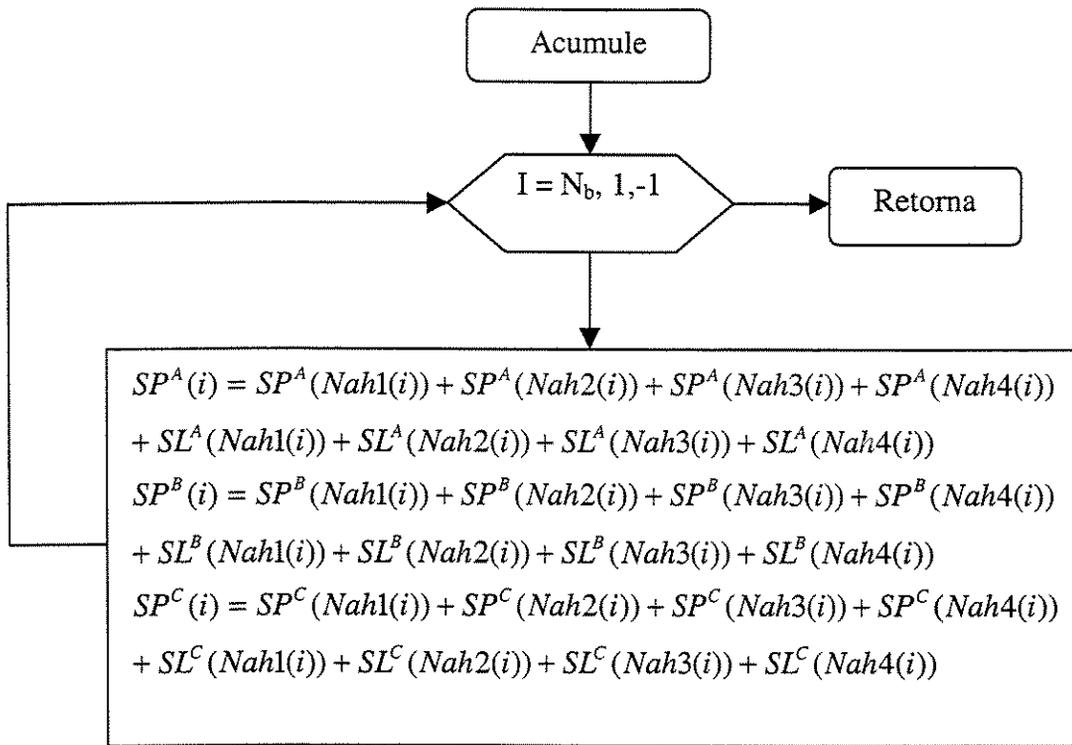


Figura B.2 – Processo para o cálculo da carga acumulada por fase

Com o armazenamento dos dados conforme o formato MICT e de posse dos valores de carga acumulada por fase em cada barra, o algoritmo básico para o cálculo das tensões e correntes de fase e perdas totais é o seguinte:

1. Inicializa o contador de iterações ($it = 0$); Adota-se valor nulo para as perdas de fase $SPerd_i^{(A)}$, $SPerd_i^{(B)}$ e $SPerd_i^{(C)}$, $i = 1, 2, \dots, Nb$;
2. Toma-se a barra 1 ($i = 1$);
3. Assume-se $V_i^A = V_{(i-1)}^A$; $V_i^B = V_{(i-1)}^B$ e $V_i^C = V_{(i-1)}^C$, ou seja, a tensão do nó atual é igual a tensão do nó antecessor.
4. Calcula-se as cargas acumuladas por fase de cada nó, de acordo com o procedimento indicado na Figura B.2.
5. Calculam-se as correntes por fase da linha que incide no nó i através do conjunto das Equações B.1.

$$I_i^A(it) = \left(\frac{ST_i^A}{V_i^A}\right)^* ; I_i^B(it) = \left(\frac{ST_i^B}{V_i^B}\right)^* ; I_i^C(it) = \left(\frac{ST_i^C}{V_i^C}\right)^* \quad (B.1)$$

6. Em função das correntes de fase e das Matrizes Impedâncias das linhas, calcula-se as quedas de tensão por fase, através da equação matricial (B.2).

$$[dV_i(it)]^{ABC} = [Z_{ABC}]^* [I_i(it)]^{ABC} \quad (B.2)$$

sendo $[dV_i(it)]^{ABC} = [dV_i^A \quad dV_i^B \quad dV_i^C]^T$ e $[I_i(it)]^{ABC} = [I_i^A \quad I_i^B \quad I_i^C]^T$

7. $it = it + 1$;

8. Recalcula-se as correntes de fase nas linha que incide no nó i , através do conjunto de equações (B.3)

$$I_i^A(it) = \left(\frac{ST_i^A}{V_i^A - dV_i^A} \right)^*; \quad I_i^B(it) = \left(\frac{ST_i^B}{V_i^B - dV_i^B} \right)^*; \quad I_i^C(it) = \left(\frac{ST_i^C}{V_i^C - dV_i^C} \right)^* \quad (B.3)$$

9. Teste de tolerância da carga

$$\text{Se } |I_i^A(it-1) - I_i^A(it)| > \varepsilon_i$$

$$\text{ou } |I_i^B(it-1) - I_i^B(it)| > \varepsilon_i$$

$$\text{ou } |I_i^C(it-1) - I_i^C(it)| > \varepsilon_i$$

retorna-se ao passo 6; Caso contrário, o próximo passo é executado;

10. Atualização das tensões de fase:

$$V_i^A(it) = V_i^A(it-1) - dV_i^A(it)$$

$$V_i^B(it) = V_i^B(it-1) - dV_i^B(it)$$

$$V_i^C(it) = V_i^C(it-1) - dV_i^C(it)$$

(B.4)

11. Calcula-se as perdas por fase na linha incidente ao nó i , através de (B.5);

$$[SL_i]^{ABC} = \left([dV_i]^{ABC} \right)^{\dagger} * [I_i]^{ABC} \quad (B.5)$$

12. Se i não corresponde o último nó da rede, toma-se o próximo nó, ou seja faz-se $i = i + 1$ e retorna-se ao passo 3; Caso contrário, executa-se o próximo passo;

13. Teste de tolerância para as perdas – Compara-se os valores de perdas calculadas em (B.5) entre duas iterações sucessivas e armazena-se a maior variação(em módulo) por fase de cada linha. Se $\Delta SL_i^{max} > \varepsilon_p$, o processo não convergiu. Faz-se $i = i + 1$ e retorna-se ao passo 4. Caso contrário, o processo convergiu e imprime-se a solução.

Anexo C

Dados dos Sistemas de Distribuição Trifásicos

Neste anexo são apresentados os dados, bem como o diagrama das redes de distribuição trifásicas que serviram de testes neste trabalho, com o objetivo de viabilizar o entendimento de algumas simulações suprir outros pesquisadores que necessitem de dados dessa natureza.

C.1 Configurações

A disposição dos condutores sobre as estruturas das linhas que formam os sistemas testados obedecem a um dos esquemas ilustrados na Figura C.1

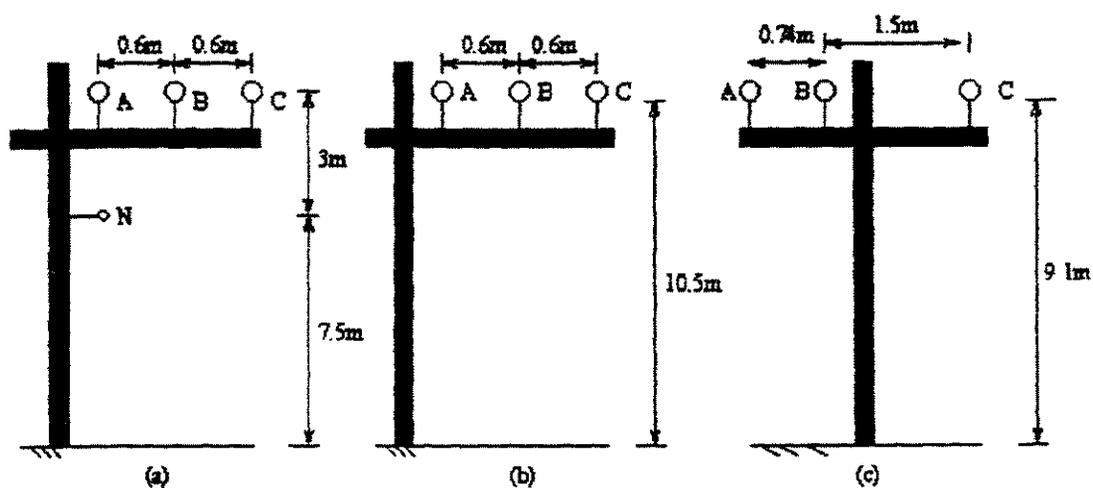


Figura C.1 – Tipos de estruturas das linhas dos sistemas testados

Os tipos de condutores fase e neutro sobre tais estruturas estão classificados através de códigos de acordo com os dados da Tabela C.1

Tabela C.1 – Classificação das Estruturas indicadas na Figura C.1

Código	Condutor Fase		Condutor Neutro	
	Tipo	Bitola	Tipo	Bitola
1	CAA	336,40	CU	#10
2	CAA	336,40	CU	1/0
3	CAA	1/0	CAA	#2

C.2 Sistemas

ITP03/01

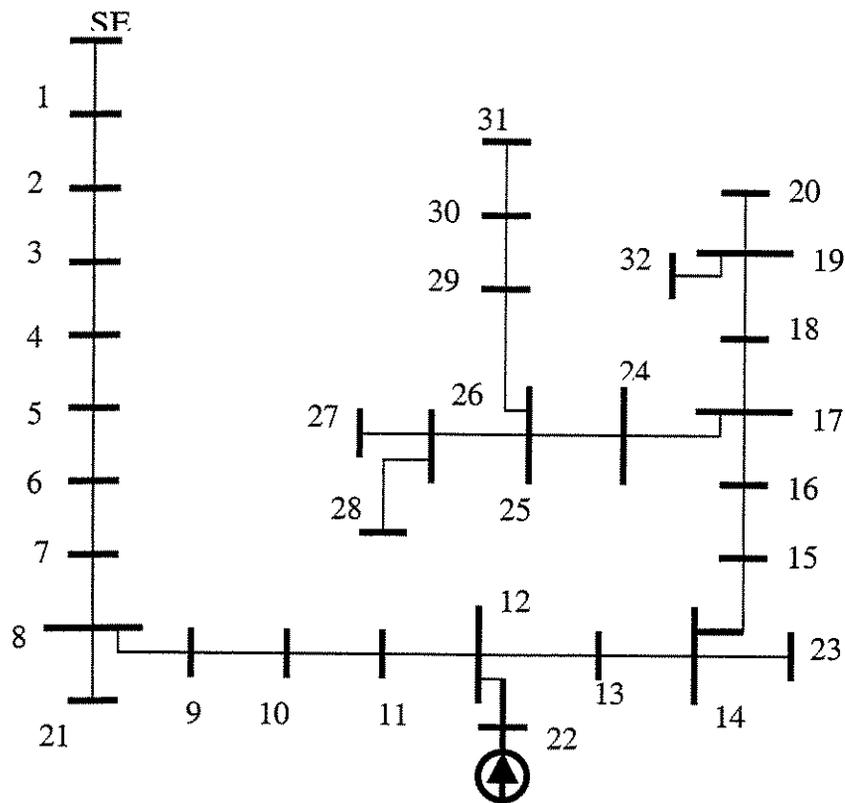


Figura C.2 – Diagrama Unifilar da Rede ITP03/01

Neste sistema as linhas têm a configuração da Figura C.1(a), sendo os dados das linhas (tipos de condutores e comprimentos) apresentados na Tabela C.2. Os dados de carga por fase estão resumidos na Tabela C.3.

Tabela C.2 – Dados de linha do Sistema ITP03/01

Nó Inicial	Nó Final	Código	Comprimento (m)
01	02	01	550
02	03	01	260
03	04	01	270
04	05	01	510
05	06	01	160
06	07	01	220
07	08	01	150
08	09	01	140
09	10	01	190
10	11	01	660
11	12	01	410
12	13	01	190
13	14	01	250
14	15	01	260
15	16	01	225
16	17	01	210
17	18	01	550
18	19	01	350
19	20	02	680
08	21	01	270
12	22	01	250
14	23	01	230
17	24	03	310
24	25	03	300
25	26	03	520
26	27	03	200
26	28	03	510
25	29	03	660
29	30	03	480
30	31	03	850
19	32	03	560
SE	01	01	1380

Tabela C.3 – Dados de barra do Sistema ITP03/01

Barra	Sa(kW)	Sb(kW)	Sc(kW)	f.p	% Mot/f.p	FS/FQ
01	500	500	500	0,85		
02	320	320	320	0,85		
03	123	123	123	0,80		
04	198	198	198	0,80		
05	225	225	225	0,80		
06	310	310	310	0,80		
07	620	620	620	0,80		
08	400	400	400	0,75		
09	200	200	200	0,80		
10	400	400	400	0,85		
11	300	300	300	0,80	50/0,80	8,0/8,0
12	200	200	200	0,80		
13	500	500	500	0,70	40/0,80	8,0/8,0
14	350	350	350	0,80		
15		290	290	0,85		
16	600	600	600	0,80	60/0,80	8,0/8,0
17	300	300	300	0,85	60/0,85	8,0/6,0
18	200	200	200	0,80		
19	220	220	220	0,80		
20	400	400	400	0,80	40/0,80	8,0/8,0
21	300	300	300	0,85	20/0,80	8,0/8,0
22	-	-	-	-		
23	320	320	320	0,85		
24	200	200	200	0,80		
25	320	320	320	0,80		
26	500	500	500	0,80		
27	324	324	324	0,75		
28	195	195	195	0,80	80/0,8	8,0/8,0
29	300	300	300	0,75		
30	320	320	320	0,80	50/0,80	8,0/8,0
31	200	200	200	0,85	30/0,85	7,0/7,0
32	320	320	320	0,85	30/0,85	7,0/7,0

F.S - Fator de Serviço

F.Q - Fator de Qualidade

f.p - Fator de potência

% Mot - percentual de motores de indução

ITP03/03

Este sistema possui a mesma topologia do sistema ITP03/01, porém com um nível de carga global um pouco superior. São adicionadas a esta rede outras duas fontes de harmônicos nas barras 24 e 28 cujas características de operação para fins de simulação de fluxo de carga harmônico pelo método adotado estão indicadas na Tabela 6.7 do capítulo 6. A Figura C.3 ilustra a localização das fontes harmônicas no sistema ITP03/03.

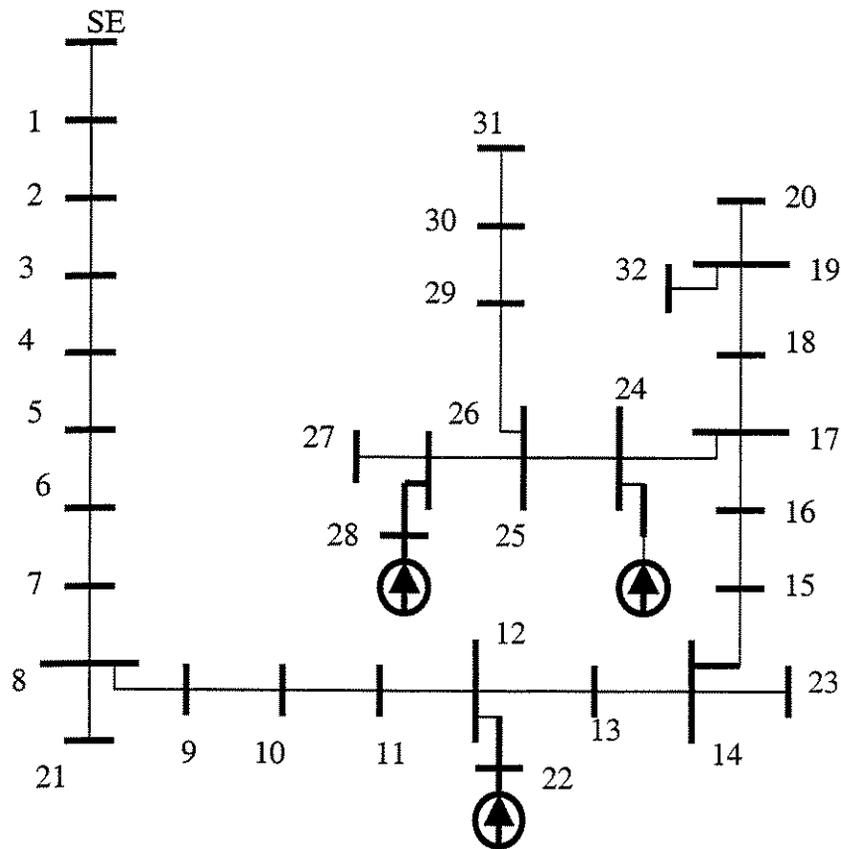


Figura C.3 – Diagrama unifilar do Sistema ITP03/03