

ANDRÉ MÉFFE

**CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS EM SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO – MODELOS ADEQUÁVEIS
ÀS CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA E À
DISPONIBILIDADE DE INFORMAÇÕES**

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Doutor em Engenharia.

São Paulo
2007

ANDRÉ MÉFFE

**CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS EM SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO – MODELOS ADEQUÁVEIS
ÀS CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA E À
DISPONIBILIDADE DE INFORMAÇÕES**

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Doutor em Engenharia.

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Carlos César Barioni de Oliveira

São Paulo
2007

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 17 de janeiro de 2007.

Assinatura do autor

Assinatura do orientador

Méffe, André

Cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição – Modelos adequáveis às características do sistema e à disponibilidade de informações / A. Méffe. -- ed. rev. -- São Paulo, 2007.

157 p.

Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Distribuição de Energia Elétrica 2. Perdas Técnicas (Cálculo)
I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Aos meus pais,

*Marilena,
pelo amor, dedicação e paciência*

e

*Eloy (in memoriam),
pelos ensinamentos e lições de vida.*

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Carlos César Barioni de Oliveira, meu orientador, pelo apoio e pelas contribuições que foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores Hector Arango e Nelson Kagan pelas valiosas contribuições na etapa de Qualificação desta Tese.

Ao professor Hernan Prieto Schmidt pelas grandes contribuições nos trabalhos envolvendo redes neurais artificiais.

Aos meus amigos e colegas de profissão Marcelo Marquesan, Mauro Augusto da Rosa, Luciano Brasil, Renato Guimarães, Edson Akira e Sunny Jonathan pela colaboração no desenvolvimento de diversas etapas deste trabalho.

Aos meus amigos e colegas de trabalho Alden, Fábio, Guaraldo, Henrique, Mário, Penin e Tania pelas dicas, paciência, apoio e incentivo.

Ao meu irmão Eloy e aos meus familiares que me apoiaram e me incentivaram durante essa etapa da minha vida.

À CAPES pelo apoio financeiro durante o programa de doutorado.

A todos que direta ou indiretamente contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

À Deus por tudo, sem exceção.

SUMÁRIO

Lista de Figuras

Lista de Tabelas

Resumo

Abstract

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. O INÍCIO	1
1.2. NOVAS NECESSIDADES E NOVOS DESAFIOS	2
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1. INTRODUÇÃO.....	5
2.2. METODOLOGIA PARA CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS	5
2.2.1. <i>Representação da Carga por Curvas Típicas</i>	6
2.2.2. <i>Cálculo das Perdas por Segmento</i>	7
2.2.2.1. Medidor de Energia	7
2.2.2.2. Ramal de Ligação	8
2.2.2.3. Rede Secundária	9
2.2.2.4. Transformador de Distribuição.....	10
2.2.2.5. Rede Primária.....	11
2.2.2.6. Subestação de Distribuição.....	12
2.3. REDES DE BAIXA TENSÃO COM CADASTRO INCOMPLETO	13
2.3.1. <i>Cálculo de Perdas Técnicas em Redes de Baixa Tensão</i>	14
2.3.2. <i>Técnicas de Classificação</i>	18
2.4. ADEQUAÇÃO DOS PERÍODOS DE FATURAMENTO AOS PERÍODOS DE MEDIÇÃO	22
2.5. PERDAS TÉCNICAS PROVOCADAS POR ENERGIAS NÃO FATURADAS	25
2.6. CONCLUSÕES	26
3. TÉCNICAS DE CLASSIFICAÇÃO PARA O ESTABELECIMENTO DE PADRÕES DE REDES DE BAIXA TENSÃO	27
3.1. INTRODUÇÃO.....	27
3.2. UTILIZAÇÃO DE REDES TÍPICAS.....	27
3.3. LEVANTAMENTO DE REDES TÍPICAS EM CAMPO	32
3.4. DESCRIÇÃO DAS REDES TÍPICAS POR ATRIBUTOS	33
3.5. TÉCNICAS DE CLASSIFICAÇÃO	34
3.5.1. <i>Rede Neural LVQ2</i>	34
3.5.2. <i>Rede Neural SOM</i>	38
3.5.3. <i>Classificador Hierárquico</i>	46
3.5.4. <i>Exemplos de Aplicação</i>	50
3.5.4.1. Rede Neural SOM.....	53
3.5.4.2. Classificador Hierárquico	56
3.6. CONCLUSÕES	60
4. METODOLOGIA ALTERNATIVA PARA CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS	62
4.1. INTRODUÇÃO.....	62
4.2. A DISTRIBUIÇÃO DA CARGA E O COEFICIENTE DE PERDAS	62
4.2.1. <i>Carga Concentrada e Carga Uniformemente Distribuída</i>	63
4.2.2. <i>Carga Crescente e Carga Decrescente</i>	66
4.2.3. <i>Cálculo do Coeficiente de Perdas</i>	69
4.3. CÁLCULO DE PERDAS.....	78
4.3.1. <i>Definição de Padrões de Redes Típicas</i>	79
4.3.2. <i>Classificação da Rede de Baixa Tensão</i>	80
4.3.3. <i>Agregação das Curvas de Carga dos Consumidores</i>	81

4.3.4.	<i>Cálculo das Perdas</i>	82
4.4.	CÁLCULO DE PERDAS CONSIDERANDO INCERTEZAS.....	82
4.5.	CONCLUSÕES	87
5.	CORREÇÃO DE ENERGIA E DEMANDA UTILIZANDO DADOS DE MEDIÇÕES	88
5.1.	INTRODUÇÃO.....	88
5.2.	A ORIGEM DAS DISCREPÂNCIAS	89
5.2.1.	<i>Blocos de Carga Manobrados</i>	90
5.2.2.	<i>Possíveis Erros de Cadastro</i>	91
5.2.3.	<i>Perdas Não Técnicas</i>	92
5.2.4.	<i>Base de Tempo Diferente dos Consumos Faturados</i>	94
5.3.	CÁLCULO DOS FATORES DE CORREÇÃO	95
5.3.1.	<i>Correção das Cargas MT e das Cargas BT</i>	97
5.3.2.	<i>Correção das Cargas BT Apenas</i>	100
5.4.	CÁLCULO DE PERDAS UTILIZANDO FATORES DE CORREÇÃO	102
5.4.1.	<i>Método Iterativo</i>	102
5.4.2.	<i>Método Determinístico</i>	103
5.5.	ESTIMATIVA DAS PERDAS	104
5.6.	CONCLUSÕES	106
6.	APLICAÇÃO DAS METODOLOGIAS A REDES DE DISTRIBUIÇÃO REAIS E ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS.....	108
6.1.	INTRODUÇÃO.....	108
6.2.	CÁLCULO DE PERDAS EM REDES DE BAIXA TENSÃO	109
6.2.1.	<i>Utilização dos Atributos Reais das Redes de Baixa Tensão</i>	110
6.2.2.	<i>Proposição de Coeficiente de Distribuição da Carga</i>	112
6.2.3.	<i>Formação de Famílias de Redes de Baixa Tensão</i>	115
6.2.4.	<i>Utilização dos Atributos das Famílias</i>	120
6.2.5.	<i>Cálculo de Perdas em Redes BT Conhecidas mas sem o Conhecimento da Localização da Carga</i>	126
6.3.	CÁLCULO DE PERDAS POR SEGMENTO UTILIZANDO DADOS DE MEDIÇÕES	128
6.3.1.	<i>Correção Determinística e Correção Iterativa</i>	129
6.3.2.	<i>Perdas com Correção e sem Correção</i>	132
6.4.	ESTIMATIVA DAS PERDAS	134
6.4.1.	<i>Estimativas Utilizando Taxas de Crescimento</i>	135
6.4.2.	<i>Estimativas Utilizando Dados de Medições</i>	141
6.5.	CONCLUSÕES	142
7.	CONCLUSÕES E TÓPICOS PARA FUTURO DESENVOLVIMENTO	144
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	148
	BIBLIOGRAFIA.....	155

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	– Função pertinência da variável Urbana.....	20
Figura 2.2	– Classificação de uma rede BT.....	21
Figura 2.3	– Ciclo de faturamento de um consumidor	23
Figura 3.1	– Área elementar	29
Figura 3.2.a	– Configuração 1	29
Figura 3.2.b	– Configuração 2	29
Figura 3.2.c	– Configuração 3	30
Figura 3.2.d	– Configuração 4	30
Figura 3.2.e	– Configuração 5	30
Figura 3.3	– Unidade de processamento de uma rede LVQ2.....	34
Figura 3.4	– Unidade de processamento de uma rede SOM	38
Figura 3.5	– Disposição das unidades de processamento em uma rede SOM.....	39
Figura 3.6	– Rede neural SOM com 4 unidades de processamento	42
Figura 3.7	– Classificação hierárquica das redes secundárias	47
Figura 3.8	– Classificação hierárquica das redes secundárias da tabela 3.12.....	49
Figura 4.1	– Rede secundária com carga concentrada.....	63
Figura 4.2	– Rede secundária com carga uniformemente distribuída	64
Figura 4.3	– Carga uniformemente distribuída transformada em carga concentrada	66
Figura 4.4	– Carga distribuída transformada em carga concentrada	68
Figura 4.5	– Exemplo de rede secundária.....	70
Figura 4.6	– Rede da figura 4.5 seccionada no seu eixo de simetria.....	70
Figura 4.7	– Representação gráfica de um número difuso triangular.....	85
Figura 5.1	– Roteiro de leitura de um grupo de consumidores.....	94
Figura 6.1	– Histograma da distribuição dos erros para $\alpha = 0,0$	111
Figura 6.2	– Histograma da distribuição dos erros para $\alpha = 0,095$	114
Figura 6.3	– Histograma da distribuição dos erros dos valores inferiores (Classificador Hierárquico).....	122
Figura 6.4	– Histograma da distribuição dos erros dos valores médios (Classificador Hierárquico)	123
Figura 6.5	– Histograma da distribuição dos erros dos valores superiores (Classificador Hierárquico).....	123

Figura 6.6	– Histograma da distribuição dos erros dos valores inferiores (RNA SOM).....	124
Figura 6.7	– Histograma da distribuição dos erros dos valores médios (RNA SOM)	124
Figura 6.8	– Histograma da distribuição dos erros dos valores superiores (RNA SOM).....	125
Figura 6.9	– Histograma da distribuição dos erros (rede real com distribuição dos consumidores)	128

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	– Variáveis lingüísticas dos atributos de redes BT	19
Tabela 3.1	– Configurações típicas de redes secundárias	31
Tabela 3.2	– Redes de baixa tensão do exemplo de ilustração da RNA SOM	42
Tabela 3.3	– Redes de baixa tensão do exemplo de ilustração – primeira normalização	43
Tabela 3.4	– Redes de baixa tensão do exemplo de ilustração – segunda normalização	43
Tabela 3.5	– Pesos sorteados para a RNA da figura 3.6	43
Tabela 3.6	– Pesos normalizados para a RNA da figura 3.6.....	43
Tabela 3.7	– Distância de cada unidade da RNA à rede secundária 1	44
Tabela 3.8	– Pesos normalizados para a RNA da figura 3.6 após recálculo.....	44
Tabela 3.9	– Distância de cada unidade da RNA à rede secundária 2.....	44
Tabela 3.10	– Pesos normalizados para a RNA da figura 3.6 após término da iteração 1.....	45
Tabela 3.11	– Distância de cada unidade da RNA à rede secundária 5.....	46
Tabela 3.12	– Redes de baixa tensão do exemplo de ilustração de Classificador Hierárquico	49
Tabela 3.13	– Algumas redes secundárias do conjunto de treinamento	51
Tabela 3.14	– Algumas redes secundárias do conjunto de teste	52
Tabela 3.15	– Conjunto de redes que formaram a categoria 20 no treinamento.....	53
Tabela 3.16	– Conjunto de redes classificadas na categoria 20.....	54
Tabela 3.17	– Conjunto de redes classificadas na categoria 24.....	55
Tabela 3.18	– Rede que formou a categoria 24 no treinamento	55
Tabela 3.19	– Conjunto de redes que formaram a categoria 26.....	57
Tabela 3.20	– Conjunto de redes classificadas na categoria 26.....	58
Tabela 3.21	– Conjunto de redes com os mesmos 4 atributos principais das redes da tabela 3.20	58
Tabela 3.22	– Resultado do sorteio para as redes das tabelas 3.20 e 3.21	59
Tabela 3.23	– Conjunto de redes que formaram as categorias 28, 44 e 45.....	60
Tabela 4.1	– Perdas em função da distribuição da carga	68
Tabela 6.1	– Perdas utilizando atributos reais ($\alpha = 0,0$).....	110

Tabela 6.2	– Perdas utilizando atributos reais ($\alpha = 0,050$)	112
Tabela 6.3	– Perdas utilizando atributos reais ($\alpha = 0,075$)	112
Tabela 6.4	– Perdas utilizando atributos reais ($\alpha = 0,090$)	113
Tabela 6.5	– Perdas utilizando atributos reais ($\alpha = 0,095$)	113
Tabela 6.6	– Perdas utilizando atributos reais ($\alpha = 0,100$)	113
Tabela 6.7	– Faixas de valores possíveis para a potência nominal	117
Tabela 6.8	– Valores possíveis para a tensão primária	117
Tabela 6.9	– Valores possíveis para o tipo	117
Tabela 6.10	– Faixas de valores possíveis para o comprimento total	117
Tabela 6.11	– Faixas de valores possíveis para o coeficiente de perdas.....	118
Tabela 6.12	– Algumas famílias formadas com o Classificador Hierárquico	118
Tabela 6.13	– Algumas famílias formadas com a RNA SOM.....	119
Tabela 6.14	– Cálculo fuzzy utilizando o Classificador Hierárquico	121
Tabela 6.15	– Cálculo fuzzy utilizando a RNA SOM	121
Tabela 6.16	– Perdas utilizando rede real com distribuição dos consumidores.....	127
Tabela 6.17	– Perdas de energia com correção determinística e com correção iterativa	130
Tabela 6.18	– Perdas de energia com correção nas cargas BT e nas cargas MT e BT	132
Tabela 6.19	– Perdas de energia sem correção e com correção.....	133
Tabela 6.20	– Perdas não técnicas por SE	134
Tabela 6.21	– Evolução da rede nos três meses distintos	135
Tabela 6.22	– Taxa de crescimento do consumo faturado BT entre as três redes	135
Tabela 6.23	– Taxa de crescimento do consumo faturado MT entre as três redes	135
Tabela 6.24	– Taxa de crescimento do consumo faturado total entre as três redes	136
Tabela 6.25	– Perdas de energia para a rede do mês agosto do ano 1	136
Tabela 6.26	– Perdas de energia para a rede do mês dezembro do ano 1	136
Tabela 6.27	– Perdas de energia para a rede do mês março do ano 2.....	137
Tabela 6.28	– Estimativa para Dez/Ano 1 a partir de Ago/Ano 1 com o método expedito 1	138
Tabela 6.29	– Estimativa para Mar/Ano 2 a partir de Ago/Ano 1 com o método expedito 1	138

Tabela 6.30 – Estimativa para Mar/Ano 2 a partir de Dez/Ano 1 com o método expedito 1	138
Tabela 6.31 – Estimativa para Dez/Ano 1 a partir de Ago/Ano 1 com o método expedito 2	139
Tabela 6.32 – Estimativa para Mar/Ano 2 a partir de Ago/Ano 1 com o método expedito 2	139
Tabela 6.33 – Estimativa para Mar/Ano 2 a partir de Dez/Ano 1 com o método expedito 2	139
Tabela 6.34 – Estimativa para Mar/Ano 2 a partir da rede de Dez/Ano 1 com medições de Mar/Ano 2	141

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo apresentar e discutir alguns modelos para cálculo de perdas técnicas e não técnicas em sistemas de distribuição, considerando diversas alternativas em função da disponibilidade de dados.

A discussão é de fundamental importância, na medida que o setor elétrico passa a enfrentar novos desafios, tais como o cálculo de redes de baixa tensão com cadastro incompleto e o cálculo de perdas não técnicas com sua respectiva parcela de perdas técnicas.

Para o cálculo das perdas em redes de baixa tensão com cadastro incompleto, duas situações são consideradas. Na primeira, a rede é conhecida, porém não se conhece a localização de seus consumidores. Na segunda situação, também a rede é desconhecida. Neste último caso, para superar o problema de ausência de informações, são utilizadas técnicas de classificação para definir um conjunto de padrões de redes típicas e posterior associação de cada rede a um padrão previamente estabelecido. Também são utilizados alguns modelos de distribuição da carga e a consideração de incertezas é contemplada a partir de números difusos.

Para calcular as perdas não técnicas com sua respectiva parcela de perdas técnicas, propõe-se um método para corrigir a energia faturada dos consumidores a partir do conhecimento da energia medida e das perdas técnicas calculadas. Uma extensão desse método ainda permite calcular as perdas de forma rápida e sem grandes esforços computacionais (método expedito), partindo do resultados de um cálculo realizado com um método convencional.

Todos os modelos propostos são aplicados a redes de distribuição reais. Os resultados obtidos são analisados e comparados a valores de referência e é discutida a aplicabilidade dos modelos, bem como suas respectivas faixas de validade.

ABSTRACT

This work aims at presenting and discussing some models for calculating technical and non-technical losses in distribution systems. The proposed methods comprise several possibilities depending on the available data.

This discussion is very important since the electric sector faces new challenges, such as technical loss estimation in low voltage networks with incomplete data. The evaluation of non-technical losses is also herein discussed.

Regarding loss estimation with incomplete data, two conditions are considered. In the first one, the network data is known, but the customers location are unavailable. In the second one, the network data is not completely known as well. In this latter condition, in order to overcome the lack of sufficient data, classification techniques are used to establish a set of typical network patterns and to associate each network to a previously established pattern. Some load distribution models are also used and the uncertainties are considered by the use of fuzzy sets.

In order to estimate the non-technical losses and their related technical losses, a method to adjust the billed energy in all customers is proposed. This is accomplished by using the computed technical losses and the measured energy at the substation site. This method also makes possible the assessment of technical losses in a quick way with a low computational effort (fast method). Such method is accomplished by using the results of a calculation previously performed using the conventional method.

All the proposed methods are applied to real distribution networks. The obtained results are discussed and compared to the results obtained with the conventional method. The applicability of each model is also discussed.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1. O INÍCIO

Em 2001, foi desenvolvida uma metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição [1]. Na época, era comum no setor elétrico realizar o cálculo das perdas técnicas de energia de forma indireta, ou seja, primeiro eram calculadas as perdas de demanda para o instante de ponta do sistema para, em seguida, calcular as perdas de energia com o uso de um fator de perdas estimado a partir do fator de carga. Em tal estimativa do fator de perdas, estava implícita a utilização de um perfil de carga único para todo o sistema de distribuição.

A metodologia desenvolvida em [1] introduziu um novo conceito no setor elétrico para cálculo de perdas técnicas de energia, que consiste na utilização de curvas típicas de carga para representar a carga dos consumidores com posterior cálculo de fluxo de potência trifásico para cada componente do sistema de distribuição em cada instante do dia representado pelas curvas típicas. Assim, tornava-se possível obter as curvas de perdas ao longo do dia para cada componente do sistema e, conseqüentemente, as perdas de energia passavam a ser obtidas de forma mais exata, uma vez que o perfil de carga em cada componente passava a ser conhecido. Dispensava-se assim a utilização de estimativas de fatores de perdas, fatores de coincidência e fatores de desequilíbrio.

Foi provado que a representação da carga por meio de curvas típicas produzia curvas de carga calculadas muito próximas das curvas de carga reais e ficou claro como o método indireto para cálculo de perdas poderia introduzir erros significativos. Em uma comparação com o método proposto, foi mostrado que o método indireto poderia incorrer em pequenos erros para alguns segmentos quando se analisava o resultado global. Porém, ao se investigar as perdas em componentes específicos do sistema, os erros tornavam-se inaceitáveis. A metodologia proposta passou a permitir identificar

não só quais segmentos mais contribuem para as perdas técnicas totais, mas também a participação de cada uma das regiões de uma determinada área de concessão no valor total das perdas.

Com as vantagens mencionadas, a metodologia desenvolvida em [1] passou a ser utilizada cada vez mais pelas concessionárias do Brasil.

1.2. NOVAS NECESSIDADES E NOVOS DESAFIOS

Com o passar do tempo, a crescente importância das perdas no setor elétrico e a aplicação da metodologia desenvolvida em [1] em algumas concessionárias trouxeram novas necessidades e também novos objetivos passaram a ser vislumbrados. Conseqüentemente, novos desafios se colocaram diante dos engenheiros eletricitistas.

O primeiro grande desafio surgiu quando se quis aplicar a metodologia mencionada em uma concessionária que não possuía em sua base de dados o cadastro completo de suas redes de baixa tensão. Com um método baseado na realização de cálculo de fluxo de potência, a existência de um cadastro detalhado da rede é condição necessária para torná-lo aplicável na prática. Tornou-se necessário, então, contornar a ausência do cadastro detalhado para viabilizar o cálculo das perdas nas redes de baixa tensão, buscando-se modelos para representar as redes desconhecidas.

A primeira idéia que surgiu para contornar o problema foi utilizar alguns padrões de redes típicas com configurações topológicas, bitolas de cabos e transformadores padronizados. No entanto, a falta de recursos e a conseqüente falta de investimentos em algumas concessionárias impediram a adoção de padrões construtivos de projeto para as redes de baixa tensão. Um novo caminho teve de ser buscado e, na necessidade de definir padrões de redes típicas, recorreu-se a técnicas de classificação, algumas delas pertencentes à área de Redes Neurais Artificiais (RNAs).

A idéia de utilizar um método alternativo para cálculo de perdas para contornar a ausência de cadastro detalhado também seria de grande utilidade para o órgão regulador

e não somente para as concessionárias com problemas de cadastro. Um método alternativo tem de trabalhar com uma quantidade reduzida de informações. Conseqüentemente, ele pode ser utilizado pelo órgão regulador para fiscalizar as perdas técnicas informadas pelas concessionárias. A fiscalização se torna inviável se o órgão regulador utiliza um método que o obrigue a solicitar grande quantidade de informações às concessionárias.

Também foi identificado um ponto de melhoria quanto ao cálculo das perdas não técnicas. Em se dispendo de medições de energia na saída de cada alimentador, seria possível obter as perdas não técnicas a partir da diferença entre a energia medida e a energia da curva de carga estimada. No entanto, deve-se observar que a circulação de perdas não técnicas na rede também provoca perdas técnicas. Portanto, a diferença de energia entre medição e cálculo não se deve exclusivamente às perdas não técnicas. Além das perdas técnicas provocadas pela existência de fraude na medição de consumidores e furto de energia proveniente de ligações clandestinas, cujas energias não são faturadas e, portanto, não são “vistas” pelo método de cálculo, deve-se considerar que a medição de energia é realizada no período de um mês civil (do dia 1 ao dia 30). Porém, as energias faturadas dos consumidores não se referem ao mesmo período e, além disso, podem se referir a um intervalo de duração diferente de 30 dias, pois cada consumidor possui um roteiro de leitura. Dada a existência de todos esses fatos, surge a pergunta: como obter as verdadeiras perdas não técnicas?

Finalmente, ficou evidente que o método convencional de cálculo de perdas [1] exige grandes esforços computacionais. Na prática, os recursos de informática de uma concessionária são limitados, o que pode, em alguns casos, inviabilizar a realização do cálculo todos os meses. Assim, surgiu a necessidade de viabilizar o cálculo mensal a partir de um processo rápido, simplificado, sem a necessidade de grandes esforços computacionais, mas que ainda tivesse comprometimento com a qualidade dos resultados.

Para tratar todos os aspectos aqui mencionados quanto ao cálculo de perdas em redes de distribuição, este texto foi dividido em sete capítulos.

No capítulo 1, apresenta-se a motivação do trabalho e seus principais objetivos.

O capítulo 2 apresenta uma revisão da literatura, mostrando o estado da arte sobre o cálculo de perdas em redes de distribuição, com especial atenção às redes de baixa tensão com cadastro incompleto, além de outros aspectos relacionados ao tema.

O capítulo 3 apresenta e discute algumas técnicas de classificação, cujos principais objetivos são estabelecer padrões de redes típicas a partir de uma amostra de redes levantadas em campo e classificar cada rede da concessionária em um dos padrões previamente estabelecidos para se proceder ao cálculo das perdas.

No capítulo 4, apresenta-se o conceito do coeficiente de perdas, que é de fundamental importância para o cálculo das perdas utilizando padrões de redes típicas e como calculá-lo. São discutidos os modelos de distribuição da carga, além de se apresentar uma metodologia alternativa para cálculo de perdas em redes de baixa tensão no caso de inexistência de seu cadastro completo. O método apresentado também abre a possibilidade de utilização de números difusos para considerar incertezas nos processos de classificação e de cálculo das perdas.

O capítulo 5 apresenta um método para correção de energia e demanda das cargas a partir da utilização de dados de medição. A aplicação do método tornará possível o cálculo das verdadeiras perdas não técnicas, bem como a parcela de perdas técnicas por elas provocadas. Neste capítulo, ainda é proposto um método expedito para cálculo de perdas.

O capítulo 6 apresenta algumas aplicações reais dos métodos propostos neste trabalho em redes de distribuição reais. O capítulo tem por objetivo consolidar os métodos propostos comparando seus resultados com aqueles obtidos pela metodologia convencional [1], os quais serão utilizados como referência.

Finalmente, o capítulo 7 apresenta as conclusões deste trabalho e alguns tópicos para futuro desenvolvimento.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. INTRODUÇÃO

O objetivo deste capítulo é apresentar o estado da arte sobre o cálculo de perdas técnicas com foco nas novas necessidades que surgiram a partir da aplicação prática da metodologia desenvolvida em [1].

O capítulo faz um breve resumo do método proposto em [1] para, em seguida, discutir como a ausência de um cadastro detalhado das redes de baixa tensão poderia ser superado a partir da utilização de padrões de redes típicas e com o auxílio de técnicas de classificação.

Em seguida, são discutidos os problemas da influência do ciclo de faturamento dos consumidores e a influência da existência de energias não faturadas na metodologia para cálculo das perdas técnicas e uma proposição para contornar tais problemas.

2.2. METODOLOGIA PARA CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS

A metodologia desenvolvida em [1] destina-se ao cálculo detalhado das perdas nos principais segmentos do sistema de distribuição. Para aplicar essa metodologia, são utilizadas informações provenientes de bases de dados onde estão cadastrados os dados das redes primárias, redes secundárias, transformadores de distribuição, subestações de distribuição e também os dados relativos aos consumidores de baixa e média tensão. A metodologia descrita de forma resumida a seguir realiza o cálculo das perdas técnicas nos segmentos:

- Medidor de energia;

- Ramal de ligação;
- Rede secundária;
- Transformador de distribuição;
- Rede primária;
- Subestação de distribuição.

2.2.1. Representação da Carga por Curvas Típicas

Para representar os consumidores de média e baixa tensão, deve-se estabelecer, por meio de medições em campo, uma base de dados contendo as curvas típicas de carga dos consumidores em termos de potência ativa e reativa. Na indisponibilidade da curva típica em termos de potência reativa, pode-se fazer uma estimativa do fator de potência por uso final e em função do horário do dia.

Cada curva de carga típica é composta por uma curva média e por uma curva de desvio padrão apresentando, cada uma, N valores ao longo de um dia (por exemplo, $N = 96$ para intervalos de 15 minutos).

No início da aplicação prática da metodologia, foram utilizadas as curvas de carga típicas levantadas em projeto de pesquisa do CED – Centro de Excelência em Distribuição – [10,11]. Nesse caso, os consumidores residenciais possuíam uma curva típica em função da faixa de consumo e os consumidores comerciais e industriais possuíam uma curva típica em função do tipo de atividade desenvolvida.

Posteriormente, aplicou-se a metodologia em concessionárias que não possuíam curvas típicas de carga de consumidores comerciais e industriais por ramo de atividade. Apesar disso, tais concessionárias haviam realizado extensa campanha de medições para caracterização da carga durante seu processo de revisão tarifária. As curvas de carga obtidas nesse processo passaram a ser utilizadas também na metodologia de cálculo de perdas técnicas.

É importante ressaltar que representar os consumidores industriais e comerciais de baixa tensão por curvas estratificadas por ramo de atividade é uma das várias opções possíveis para representação desses consumidores.

Uma prática que tem se tornado comum entre as concessionárias de energia é a utilização das curvas de carga típicas obtidas no processo de revisão tarifária. Assim, todos os consumidores BT são representados por curvas estratificadas por consumo mensal de energia e todos os consumidores MT são representados por curvas estratificadas por demanda ativa máxima. Em ambos os casos, cada categoria de consumo, formada pela combinação de uma classe de consumo com uma faixa de consumo (por exemplo, consumidor residencial entre 200 e 300 kWh) é composta por um conjunto de curvas típicas, cada uma com uma representatividade ou participação de mercado dentro da categoria.

Ao utilizar as curvas típicas obtidas no processo de revisão tarifária, notou-se que mesmo os consumidores comerciais e industriais sendo estratificados por faixa de consumo, ainda assim o resultado final foi satisfatório, obtendo-se curvas de carga calculadas muito próximas das curvas de carga reais.

2.2.2. Cálculo das Perdas por Segmento

2.2.2.1. Medidor de Energia

As perdas nos medidores de energia são basicamente devido às perdas no ferro das bobinas de potencial e, desta forma podem ser consideradas aproximadamente constantes, pois independem da carga. Geralmente, utiliza-se o valor médio de 1,2 W por bobina no setor elétrico.

Dessa forma, a perda de energia em kWh nos medidores (e_m) é obtida por:

$$e_m = \frac{p_m \cdot N_m \cdot (i_1 + 2i_2 + 3i_3) \cdot T}{1000} \quad (2.1)$$

na qual:

- p_m : perda média por elemento medidor de energia [W];
- N_m : número total de medidores;
- i_1 : percentagem de medidores monofásicos;
- i_2 : percentagem de medidores bifásicos;
- i_3 : percentagem de medidores trifásicos;
- T : intervalo de tempo considerado [h].

2.2.2.2. Ramal de Ligação

Para o cálculo das perdas nos ramaís de ligação, utiliza-se um ramal típico por classe de consumo, com comprimento e resistência ôhmica dos condutores prefixados.

Dessa forma, a perda de energia diária em kWh no ramal de ligação de um consumidor (e_r) é obtida por:

$$e_r = \frac{k \cdot R \cdot L \cdot \Delta t \cdot \sum_{t=1}^{N_t} I_t^2}{1000} \quad (2.2)$$

na qual:

- k : número de condutores do ramal de ligação em que flui corrente;
- R : resistência ôhmica dos condutores [Ω/km];
- L : comprimento médio do ramal [km];
- I_t : corrente no ramal no instante t do dia [A];
- Δt : duração do intervalo da curva de carga [h];
- N_t ; número de instantes do dia.

Em função da modelagem da carga adotada, o condutor neutro apresentará corrente nula para os consumidores bifásicos e trifásicos e, portanto, utiliza-se $k = 2$ para consumidores monofásicos e bifásicos alimentados por transformador na ligação delta

ou monofásica e $k = 3$ para consumidores trifásicos e bifásicos alimentados por transformador na ligação trifásica.

2.2.2.3. Rede Secundária

A partir dos dados dos consumidores, da topologia da rede secundária e dos dados de curvas típicas de carga de consumidores residenciais, comerciais e industriais, são avaliadas as perdas em todos os trechos da rede secundária, por fase, bem como o carregamento dos transformadores.

A metodologia permite a determinação das demandas de cada ponto de carga (poste), em N intervalos de Δt minutos que compõem um dia típico de 24 horas, uma vez que são conhecidas as curvas de carga em kW de todos os consumidores ligados à rede secundária.

Para o cálculo elétrico da rede secundária, parte-se do princípio de que a rede é radial e que cada trecho é representado pelos condutores de fase e de neutro (fases A, B, C e neutro N).

O procedimento de cálculo das correntes nos trechos é realizado dos trechos finais até o transformador. Uma vez determinadas as correntes em todos os trechos (fases e neutro), pode-se então calcular as perdas na rede secundária. Para cada trecho de rede, a perda de energia diária em kWh (e_s) é calculada por:

$$e_s = \frac{1}{1000} \cdot \sum_{t=1}^{N_t} \left(\sum_{i=1}^{N_{cond}} (R_i \cdot I_{i,t}^2) \right) \cdot \Delta t \quad (2.3)$$

na qual:

- R_i : resistência ôhmica do condutor i [W];
- $I_{i,t}$: corrente no condutor i no instante de tempo t [A];
- Δt : duração de cada intervalo da curva de carga diária [h];

- N_{cond} : número de condutores no trecho (incluindo os condutores de fase e o de neutro).

É importante notar que, na expressão acima, são considerados os eventuais desequilíbrios que possam existir na rede secundária, uma vez que se realiza o cálculo elétrico por fase.

2.2.2.4. Transformador de Distribuição

Conforme apresentado no item anterior, o cálculo de corrente nos trechos da rede secundária é realizado dos trechos finais até o transformador, determinando-se então as correntes por fase em cada um de seus terminais.

No entanto, um transformador pode apresentar diferentes tipos de montagens e cada qual deve receber um tratamento específico. Foram considerados os seguintes tipos de montagens para um transformador:

- transformador monofásico;
- transformador trifásico na ligação delta-estrela;
- banco de transformadores monofásicos na ligação delta aberto¹;
- banco de transformadores monofásicos na ligação delta fechado².

Em qualquer um dos casos, calcula-se a perda de demanda em kW em cada instante do dia em cada unidade transformadora ($p_{r,i}$) por

$$p_{r,i} = S \cdot \left[\frac{r}{3} \cdot (i_{A,i}^2 + i_{B,i}^2 + i_{C,i}^2) + p_{Fe} \right] \quad (2.4)$$

na qual:

- S : potência nominal do transformador [kVA];

^{1 2} Ligações utilizadas pela AES Eletropaulo em sua área de concessão.

- r : resistência ou perda no cobre à plena carga do transformador [pu];
- p_{Fe} : perda nominal no ferro do transformador [pu];
- $i_{A,i}, i_{B,i}, i_{C,i}$: correntes no enrolamento secundário do transformador no instante i [pu].

As correntes $i_{A,i}, i_{B,i}, i_{C,i}$ e $i_{N,i}$ são resultados de cálculo a partir das correntes absorvidas pelos consumidores atendidos pelo circuito secundário.

Para cada um dos tipos de montagem descritos anteriormente, pode-se então avaliar a perda de demanda no transformador correspondente para cada instante do dia. Finalmente, sua perda de energia diária em kWh (e_t) é calculada por

$$e_t = \sum_{i=1}^{N_t} p_{t,i} \cdot \Delta t \quad (2.5)$$

na qual:

- $p_{t,i}$: perda de demanda no transformador no instante i do dia [kW];
- Δt : duração do intervalo da curva de carga diária [h].

2.2.2.5. Rede Primária

A metodologia para o cálculo das perdas na rede primária é análoga àquela apresentada para a rede secundária. Ou seja, parte-se do princípio de que a rede é radial, e representa-se a rede trecho a trecho, por meio dos condutores de fase e de neutro (fases A, B, C e neutro N). O cálculo elétrico é feito por meio de fluxo de potência trifásico, com a utilização da metodologia de curvas de carga, com o estabelecimento das correntes em intervalos de 15 minutos.

Para a atribuição da carga às fases da rede primária, são necessários os dados de carregamento dos transformadores de distribuição, dos consumidores primários e da carga de iluminação pública. Para o cálculo do fluxo de potência, é necessário ainda se

dispor dos dados de bancos de capacitores, ou seja, ponto de conexão à rede, potência nominal e período de utilização ao longo do dia.

Assim como na rede secundária, o tipo de abordagem adotada no cálculo da rede primária considera os desequilíbrios de correntes, não havendo necessidade de estimar um fator de desequilíbrio.

2.2.2.6. Subestação de Distribuição

Ao término do cálculo elétrico da rede primária, dispor-se-á da curva de carga diária do alimentador. A composição das curvas de carga de todos os alimentadores resulta na curva de carga dos transformadores da subestação.

Conhecendo-se o transformador em que cada alimentador está ligado, determina-se a curva de carga em termos de potência para cada transformador.

Para cada transformador, conhecendo-se a sua potência nominal, a perda nominal no ferro e a perda nominal no cobre à plena carga, calcula-se a perda de demanda em kW em cada instante do dia de um transformador de SE ($p_{T,i}$) por

$$p_{T,i} = p_{Fe} + p_{Cu,pc} \cdot \left(\frac{S_i}{S} \right)^2 \quad (2.6)$$

na qual:

- S : potência nominal do transformador [MVA];
- S_i : potência aparente trifásica no instante i [MVA];
- p_{Fe} : perda nominal no ferro do transformador [kW];
- $p_{Cu,pc}$: perda nominal à plena carga no cobre do transformador [kW].

e a perda de energia diária em kWh (e_T) é calculada por

$$e_T = \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{N_i} p_{T,i} \quad (2.7)$$

na qual:

- Δt : duração do intervalo da curva de carga [h];
- N_i : número de períodos do dia.

Finalmente, para saber o total de perda de energia na subestação, basta somar as perdas de energia de seus respectivos transformadores.

2.3. REDES DE BAIXA TENSÃO COM CADASTRO INCOMPLETO

Para realizar o cálculo das perdas em redes de baixa tensão conforme descrito no item 2.2.2.3, é evidente a necessidade de uma base de dados com o cadastro completo da rede, com todos os seus trechos e respectivas bitolas de cabos, com todos os seus postes e com a localização de todos os seus consumidores.

Entretanto, a existência de um cadastro detalhado das redes de baixa tensão não é uma regra entre as concessionárias brasileiras. Devido à falta de recursos, algumas concessionárias ainda não possuem um cadastro detalhado de suas redes secundárias, apesar de possuírem um bom cadastro das redes primárias. Outras ainda estão trabalhando no sentido de montar a base de dados de suas redes secundárias.

Enquanto isso, a necessidade de se calcular as perdas neste segmento faz com que se busquem alternativas para contornar o problema de insuficiência de dados. Neste ponto, o conceito de utilização de padrões de redes típicas parece ser o mais adequado.

Geralmente, as concessionárias com cadastro incompleto das redes secundárias possuem algumas informações a respeito de seus transformadores de distribuição, tais como potência, tensão, tipo (monofásico ou trifásico) e os consumidores por ele supridos. A partir dessas informações, é possível associar uma rede típica ao transformador e executar o fluxo de potência nessa rede típica utilizando a carga atendida pelo

transformador. As redes típicas estão sempre associadas com séries padronizadas de potências de transformadores e de bitolas de cabos e possuem sempre um comprimento específico. É comum a utilização das configurações de redes típicas propostas pela CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais – [3]. Tais configurações serão apresentadas com detalhes no capítulo seguinte.

Deve-se observar, porém, que cada concessionária atende regiões geográficas diferentes, cada qual com suas particularidades, e as configurações de redes propostas em [3] podem não ser adequadas a outras regiões. Assim, seria necessário obter, para cada concessionária, um conjunto de padrões de redes típicas.

2.3.1. Cálculo de Perdas Técnicas em Redes de Baixa Tensão

Muitas vezes, o problema de calcular as perdas em redes de baixa tensão não está associado ao seu cadastro incompleto, mas à quantidade de redes a serem calculadas, característica que tem sido objeto de estudo em diversos trabalhos, nos quais buscaram-se alternativas para que o cálculo de fluxo de potência em todas as redes BT da concessionária não fosse obrigatório.

Pérez [12] desenvolveu uma metodologia para cálculo de perdas nas redes BT, nos ramais de ligação e nos medidores de energia. Para calcular as perdas nas redes BT, são realizados fluxos de potência em uma amostra de redes e os resultados obtidos são extrapolados para toda a população de redes BT.

Para determinar a amostra representativa, foi utilizada a técnica de Análise de *Clusters* para identificar grupos de circuitos secundários com as mesmas características. Cada circuito secundário é caracterizado por atributos e a semelhança entre dois circuitos é medida a partir da distância euclidiana entre seus atributos correspondentes.

Para escolher os atributos, foi definido um conjunto inicial de atributos e realizou-se uma análise de correlação para identificar quais atributos possuíam maior independência entre si.

Após definir o conjunto de atributos para caracterizar as redes BT, procede-se à formação de grupos utilizando Análise de *Clusters*. As redes atípicas formam um grupo especial e recebem tratamento separado, sendo calculadas individualmente. Para cada grupo, é estabelecida uma amostra na qual será realizado o fluxo de potência.

Para calcular as perdas na rede BT, o autor utiliza o método indireto. No método indireto, calcula-se a perda de demanda no instante de ponta e estima-se a perda de energia a partir de um fator de perdas estimado a partir do fator de carga conhecido. As demandas dos consumidores são calculadas a partir de suas respectivas energias mensais e das curvas típicas de carga por tarifa. São utilizados ainda fatores de correção para considerar a existência de desequilíbrios e de correntes harmônicas.

A metodologia de Chirino [13] é bastante similar à metodologia apresentada por Pérez. Sua principal preocupação é reduzir a quantidade de redes BT que devem ser calculadas.

A Análise de *Clusters* também é utilizada para formar grupos, porém os atributos das redes a serem agrupadas são normalizados antes da formação de grupos. Ao contrário de Pérez, que estabelece uma amostra para cada grupo, Chirino utiliza a rede mais próxima do centróide do grupo como sua amostra, podendo utilizar as duas ou três redes mais próximas, dependendo das circunstâncias.

Para calcular as perdas, o autor utiliza os métodos direto e indireto, comparando os resultados obtidos. O método direto consiste em calcular as perdas de demanda em diversos patamares do dia e calcular a perda de energia a partir da integração da curva de perda de demanda. As demandas dos consumidores são calculadas a partir de suas respectivas energias mensais e das curvas típicas de carga por tarifa. As curvas típicas estão separadas por dia útil, sábados e domingos e feriados. Chirino também utiliza fatores de correção para considerar a existência de desequilíbrios e de correntes harmônicas, bem como a existência de corrente no neutro.

A extrapolação das perdas calculadas em cada amostra de cada grupo é realizada mantendo-se a perda percentual calculada e utilizando-se a energia faturada de todas as redes que formaram o grupo.

As metodologias apresentadas por Pérez e Chirino possuem o objetivo único de reduzir a quantidade de redes de baixa tensão que devem ser calculadas por fluxo de potência, uma vez que existia o cadastro detalhado em banco de dados nos casos das concessionárias em que as metodologias foram aplicadas. Para isso, foi utilizada a Análise de *Clusters* como técnica para a formação de grupos.

Luna [17] apresentou uma metodologia diferente das anteriores. Em sua metodologia, foi utilizado o modelo de cargas distribuídas, no qual parte-se do pressuposto que as redes de baixa tensão atendem uma área urbana composta de quadras de dimensões padronizadas. Cada ramo da rede atende uma frente de quadra com n consumidores e a carga total atendida por um ramo é obtida a partir da densidade de carga média da região em W/m^2 e da área da quadra atendida pelo ramo. A carga total é dividida igualmente entre os n consumidores atendidos pelo ramo.

Finalmente, a perda de demanda em cada ramo é calculada a partir do conhecimento das correntes no início e no final do ramo e da bitola de cabo utilizado.

A metodologia apresentada por Luna não especifica como se calcula a perda de energia e seu foco está no dimensionamento de redes de baixa tensão e na realização de estudos para reduzir perdas e queda de tensão.

Lasso [18] apresenta uma metodologia para calcular perdas em redes de baixa tensão com cadastro incompleto. O primeiro passo do método é estabelecer uma amostra por região da área de concessão a partir de sorteio aleatório levando-se em conta os erros desejados e a disponibilidade de recursos para o estudo de perdas na empresa, pois as redes BT associadas aos pontos de transformação pertencentes às amostras devem ser levantadas em campo, trabalho que pode levar seis meses, dependendo da quantidade de redes a serem levantadas.

Além de realizar o levantamento em campo das redes BT para posterior cálculo de perdas a partir de fluxo de potência, realiza-se também medição de curva de carga em intervalos de 15 minutos na saída do transformador. Simultaneamente à medição de carga no transformador e ao levantamento dos ramais de ligação, realizam-se medições instantâneas de corrente nos pontos de entrega de cada consumidor. A partir das medições, Lasso procura estabelecer um modelo para determinar a contribuição de cada consumidor no instante de ponta.

De forma semelhante aos demais autores, Lasso calcula as perdas de energia nas redes BT das amostras a partir de programa de fluxo de potência para extrapolar os resultados para todas as redes BT da concessionária.

Entre os autores pesquisados, Lasso foi o único a mencionar o levantamento em campo de redes BT. O objetivo de tal levantamento era obter a topologia de todas as redes BT pertencentes a uma amostra para posterior cálculo das perdas a partir de fluxo de potência. O método apresentado tem o objetivo de calcular as perdas em uma amostra levantada em campo para depois extrapolar os resultados para a população inteira.

A idéia de calcular as perdas em uma amostra representativa de redes BT para depois extrapolar os resultados para toda a população é bastante interessante e pode contornar os problemas de cadastro incompleto ou de recursos limitados das concessionárias, na medida em que o método reduz significativamente a quantidade de redes a serem estudadas.

Outra linha de pesquisa seria procurar estabelecer padrões de redes típicas para representar toda a população de redes BT. Assim, cada rede BT seria associada a um padrão de rede típica e suas perdas seriam calculadas a partir do conhecimento de sua carga total. A vantagem com relação à simples extrapolação realizada pelos autores citados está no fato de que o uso de redes típicas permite obter um valor de perdas para cada rede BT considerando suas características físicas e topológicas. Nesse caso, não se atribui à rede BT um valor percentual de perdas obtido da amostra para calcular sua perda em kWh; atribui-se à rede BT um padrão de rede típica no qual será realizado o cálculo das perdas considerando a carga da rede.

Para estabelecer padrões de redes típicas ou mesmo associar uma rede típica a cada rede BT, seria necessária a utilização de técnicas de classificação, as quais são discutidas a seguir.

2.3.2. *Técnicas de Classificação*

Para auxiliar no processo de obtenção de padrões de redes típicas, bem como de sua posterior utilização no cálculo, vislumbrou-se a utilização de técnicas de classificação neste trabalho. Basicamente, uma técnica de classificação deve ser capaz de analisar um conjunto de indivíduos quaisquer e separá-los em grupos o mais homogêneos possíveis, segundo algumas características desses indivíduos.

As técnicas de classificação estão divididas em dois grandes grupos. Há técnicas baseadas em métodos estatísticos e há técnicas pertencentes à área de inteligência artificial. Um método estatístico bastante conhecido é a Análise de *Clusters*. Já na área de inteligência artificial, pode-se citar as Redes Neurais Artificiais (RNAs).

Um dos principais problemas em alguns variantes da Análise de *Clusters* é a necessidade de se estabelecer a priori a quantidade de grupos que devem ser formados. Para reconhecer padrões de indivíduos semelhantes, seria interessante que a técnica de classificação fosse capaz, por si só, determinar o número ideal de grupos de indivíduos a serem formados.

Entres as Redes Neurais Artificiais (RNAs), há dois modelos que poderiam ser utilizados como técnicas de classificação. Eles são conhecidos como *LVQ2 – Linear Vector Quantization* – e *SOM – Self Organizing Map*. Os dois modelos são capazes de analisar um indivíduo qualquer e classificá-lo em um grupo de acordo com o grau de semelhança observado entre o indivíduo e o grupo candidato. Entretanto, apenas o modelo *SOM* é capaz reconhecer indivíduos semelhantes dentro de um conjunto e separá-los em grupos, pois o *SOM* é um tipo de rede neural de treinamento não supervisionado. Já o *LVQ2* constitui uma rede neural de treinamento supervisionado, o

que significa que é necessário um conjunto de treinamento no qual já são conhecidos os grupos de todos os seus indivíduos. Essa característica do *LVQ2* não é adequada para o que se pretende neste trabalho.

As técnicas de classificação utilizadas neste trabalho, inclusive os dois modelos de RNAs citados, serão apresentados e discutidos em detalhes no próximo capítulo.

O *SOM* é uma rede neural que pode ser usada tanto na identificação ou formação de grupos de indivíduos semelhantes como na classificação de um indivíduo qualquer em um dos grupos previamente formados na fase de treinamento (formação de grupos).

Porém, o seu uso pode ser combinado com conjuntos difusos e variáveis lingüísticas, como foi apresentado por Henriques [21, 22] em uma metodologia para estimar a demanda em alimentadores primários para estimar e localizar as suas respectivas perdas não técnicas. Neste caso, o *SOM* seria utilizado apenas para a formação de grupos, os quais devem ser caracterizados por atributos na forma de variáveis lingüísticas.

O método desenvolvido por Henriques também seria facilmente aplicável no contexto deste trabalho. Para aplicá-lo, o primeiro passo é dividir em grupos as redes BT de um conjunto qualquer utilizando a rede neural *SOM*. As redes BT devem ser descritas por atributos com variáveis lingüísticas. Supondo que os atributos de uma rede BT são: *i*) potência nominal do transformador; *ii*) tipo da área (urbana ou rural) e; *iii*) tipo do transformador (monofásico ou trifásico), a tabela 2.1 a seguir mostra quais as variáveis lingüísticas que cada atributo poderia assumir.

Tabela 2.1 – Variáveis lingüísticas dos atributos de redes BT

Atributo	Variável Lingüística
Potência Nominal	15 kVA
	30 kVA
	45 kVA
Tipo da Área	Urbana
	Rural
Tipo do Transformador	Monofásico
	Trifásico

Supondo que após a formação de grupos com o *SOM* sejam formados 5 grupos (ou *clusters*), o segundo passo é definir uma série de conjuntos difusos para cada variável com suas respectivas pertinências em cada grupo. Por exemplo, a pertinência da variável *Tipo de Área Urbana* poderia ser obtida pelo número de indivíduos com esse tipo de área em cada grupo dividido pelo número total de indivíduos. Assim, associa-se à variável *Urbana* a função de pertinência mostrada na figura 2.1.

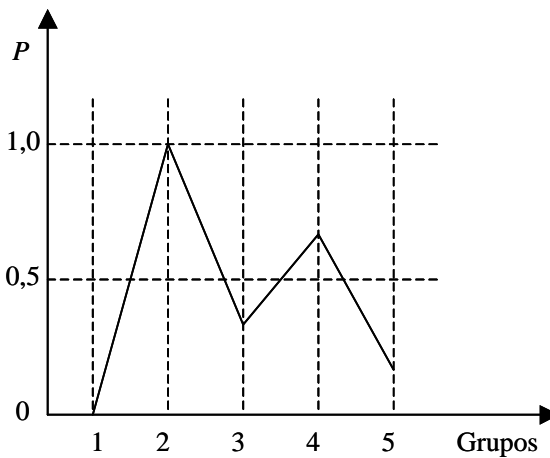


Figura 2.1 – Função pertinência da variável Urbana

Observando a figura 2.1, fica claro que nenhum indivíduo do grupo 1 possui a variável *Tipo de Área Urbana* e todos os indivíduos do grupo 2 possuem *Tipo de Área Urbana*. Os demais grupos possuem indivíduos com os dois tipos de área em diferentes proporções.

Uma vez estabelecidas as funções pertinência para cada variável lingüística, é possível realizar a classificação de uma rede BT qualquer. Por exemplo, para classificar uma rede BT localizada em área urbana, cujo transformador possui potência nominal igual a 30 kVA e é trifásico, deve-se determinar primeiro a função pertinência agregada dessas três variáveis. A agregação é realizada utilizando a expressão (2.8).

$$P_{ag} = \min(P_{30kVA}, P_{Urbana}, P_{Trifásico}) \quad (2.8)$$

na qual:

➤ P_{ag} : é a função pertinência agregada;

- P_{30kVA} : é a função pertinência da variável 30 kVA;
- P_{Urbana} : é a função pertinência da variável Urbana;
- $P_{Trifásico}$: é a função pertinência da variável Trifásico.

Após determinar a função pertinência agregada, a obtenção do grupo ao qual pertence a rede BT é fácil: é o grupo que apresenta o maior valor de pertinência na função pertinência agregada. Esse processo é mais bem ilustrado na figura 2.2.

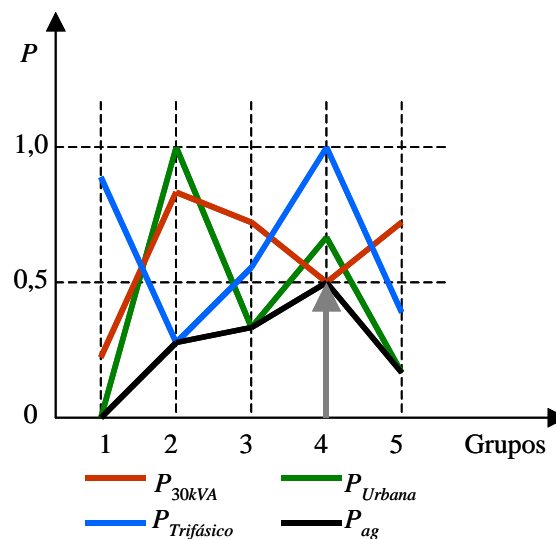


Figura 2.2 – Classificação de uma rede BT

Conforme ilustra a figura 2.2, a rede BT do exemplo citado foi atribuída ao grupo 4.

Nota-se que a metodologia tem potencial para utilização em diversas áreas e poderia ser utilizada também para determinar os padrões típicos de redes BT, desde que entre seus atributos descritores não estejam variáveis contínuas, como por exemplo, o comprimento total de rede. A utilização de tais variáveis no presente trabalho ainda merece mais estudos, pois como elas não assumem valores discretos, as funções pertinência deveriam ser obtidas para faixas de valores e a melhor estratégia para obter tais faixas deve ser analisada com cuidado.

2.4. ADEQUAÇÃO DOS PERÍODOS DE FATURAMENTO AOS PERÍODOS DE MEDIÇÃO

Um dos principais insumos para o cálculo das perdas técnicas nas redes de distribuição é o consumo faturado dos consumidores. Geralmente, o consumo faturado armazenado na base de faturamento das concessionárias refere-se ao período de um mês.

Para faturar a energia consumida por seus consumidores, as concessionárias utilizam roteiros de leitura. Em cada roteiro de leitura existe uma lista de consumidores cujos medidores devem ser lidos em um determinado dia do mês. Como consequência da utilização dos roteiros de leitura, tem-se que um grupo de consumidores terão suas energias faturadas em um dia diferente de outro grupo pertencente a outro roteiro de leitura, pois à cada roteiro de leitura estão associados um dia provável de leitura, o que significa que, além do roteiro possuir um período de tempo que não se encaixa em um mês civil, ele também pode se referir a um período de tempo diferente de 30 dias. Além disso, de acordo com a legislação brasileira, pode haver casos em que o consumo faturado pode ser diferente do consumo efetivamente medido.

Ao se calcular as perdas técnicas em base mensal, grandes variações podem ser observadas de um mês para outro. Além dos fatores mencionados anteriormente, outros fatores como a sazonalidade do consumo contribuem para tais variações, principalmente em meses de maior variação no consumo em virtude de grandes mudanças climáticas ou mesmo mudanças nas atividades econômicas associadas a determinadas regiões.

Outro problema que decorre dos roteiros de leitura reside no fato de as concessionárias realizarem medições de carga em seus alimentadores primários ou transformadores de subestação referentes a um mês civil. Ao utilizar a energia medida em um alimentador para um dado mês, o consumo faturado de seus consumidores e suas respectivas perdas técnicas com o intuito de se calcular as perdas não técnicas, valores negativos podem ser obtidos, uma vez que cada energia utilizada no balanço do alimentador se refere a um período de tempo diferente.

Uma das soluções para o problema seria medir a energia de todos os consumidores sempre dentro de um mês civil. Porém, tal prática implicaria em grandes mudanças no

sistema de faturamento, além de apresentar restrições operacionais e/ou financeiras, pois seria inviável realizar leituras de todos consumidores de forma a obter a energia efetivamente consumida dentro de um mês civil. Assim, deve-se buscar outras alternativas para solucionar o problema apresentado.

Com o objetivo de compatibilizar o consumo faturado com a medição de carga, Frainer [14] desenvolveu uma metodologia para gerar novos valores de consumo faturado baseado na utilização das curvas típicas de carga.

O primeiro passo da metodologia consiste em segmentar o faturamento do consumidor, conforme ilustra a figura 2.3, na qual se apresenta a linha do tempo para um consumidor qualquer.

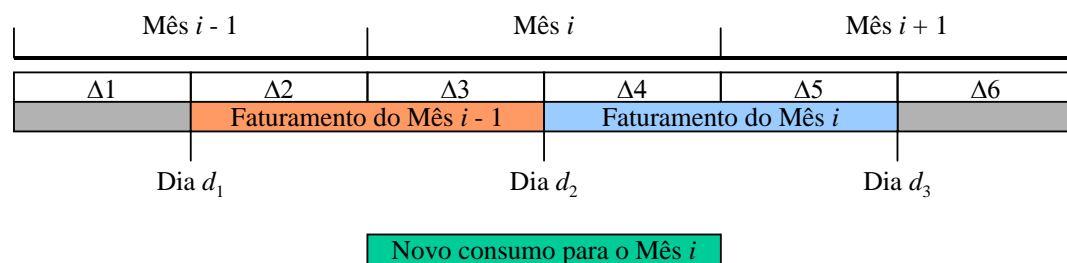


Figura 2.3 – Ciclo de faturamento de um consumidor

Na linha do tempo apresentada, destacam-se dois consumos faturados: o primeiro referente ao mês $i - 1$ e o segundo referente ao mês i . Fica claro, pela figura, que cada faturamento está associado a uma energia consumida em dois meses civis e também que, cada mês civil é composto por dois faturamentos. Cada faturamento é quebrado em segmentos, identificados por $\Delta 1$ a $\Delta 6$ na figura. Como os dias das leituras para efeito de faturamento são conhecidos, é fácil determinar quantos dias compõem cada segmento. Para obter a energia efetivamente consumida durante o mês i , basta somar as energias parciais referentes aos segmentos $\Delta 3$ e $\Delta 4$.

Uma das formas para obter as energias parciais é através do consumo médio diário, obtido a partir do consumo faturado e seu respectivo período de apuração. Porém, segundo Frainer, tal solução ainda não é a mais adequada, uma vez que a média de

consumo diário varia durante os fins de semana e cada segmento Δ possui quantidade diferente de dias de fins de semana. A sazonalidade do consumo também pode influir significativamente no consumo médio diário.

Para calcular o consumo médio diário, Frainer propõe a utilização de curvas típicas de carga com ponderações de consumo para sábados, domingos e feriados. A partir do conhecimento dessas curvas típicas, é possível calcular o consumo médio diário para o dia útil e, conseqüentemente, as energias correspondentes a cada segmento de faturamento. A aplicação da metodologia em um caso real produziu resultados satisfatórios, na medida em que trouxe aderência entre a medição de carga e o novo índice de perdas técnicas, eliminando a variação injustificável das perdas técnicas calculadas em dois meses consecutivos.

Montaña [16] propõe a utilização do consumo médio diário, determinado a partir do consumo faturado no mês $i - 1$, para obter o consumo real do mês i (veja figura 2.3). A idéia principal é extrapolar o consumo médio diário para todos os dias do mês i e obter uma estimativa de consumo para o mês i . Porém, Montaña destaca que quando há grandes variações na energia consumida de um mês para outro, tal método pode introduzir erros consideráveis. Uma alternativa possível é utilizar também o faturamento do mês i para obter um consumo médio diário para o segundo segmento do mês i . Combinando-se este consumo médio diário com o anterior, seria possível obter um consumo real mais preciso. Porém, neste cálculo, há a necessidade de se conhecer o faturamento do mês posterior.

Montaña ainda propõe a utilização da energia comprada em cada mês civil para estimar o consumo faturado do respectivo mês. Na primeira alternativa, supõe-se que a relação entre as compras médias diárias de dois meses consecutivos é mantida nos faturamentos médios diários desses meses, de modo que o conhecimento do faturamento do mês posterior passaria a ser dispensável. Na segunda alternativa, supõe-se que o faturamento é proporcional à compra realizada no mesmo período. Assim, o consumo faturado de um mês civil seria obtido a partir da energia comprada no mesmo mês e da relação entre o último consumo faturado e a energia comprada no mesmo período.

Nesta seção, nota-se que a tendência para obter o consumo faturado de um mês civil é a utilização do consumo médio diário, calculado a partir dos dados de faturamento. O cálculo ainda pode ser refinado se forem conhecidos os dados de medição (ou energia comprada) ou ainda a variação do consumo de energia em dias não úteis com relação ao consumo de dias úteis.

2.5. PERDAS TÉCNICAS PROVOCADAS POR ENERGIAS NÃO FATURADAS

Resolvido o problema das diferentes bases de tempo associadas a cada roteiro de leitura, obtém-se um valor de perdas técnicas mais preciso. Somando-se as perdas técnicas à energia faturada, obtém-se um valor de energia que está aquém da energia medida. A diferença observada agora refere-se às perdas não técnicas.

As perdas não técnicas podem ocorrer devido a erros de faturamento, erros de medição, fraude na medição, furto de energia ou ainda erros de cadastro. Resumindo, as perdas não técnicas são provocadas por energias que não foram faturadas e, portanto, não foram consideradas durante o processo de cálculo de perdas.

Geralmente, a diferença observada entre cálculo e medição é atribuída integralmente às perdas não técnicas. Porém, deve-se considerar que as energias não faturadas circularam pela rede e também produziram perdas técnicas. Portanto, a diferença observada refere-se à soma de perdas não técnicas com as perdas técnicas provocadas por energias não faturadas, desde que não tenham ocorrido manobras de cargas no período considerado. Em capítulo posterior, a diferença entre cálculo e medição e suas causas, tais como manobras de cargas, serão abordadas com mais detalhes.

Suriyamongkol [9] mostrou como a presença de energias não faturadas podem aumentar as perdas técnicas em mais de 20% apesar de a energia não faturada representar um acréscimo na carga da ordem de 8%. A análise realizada restringiu-se a um caso teste composto de duas linhas de transmissão alimentando duas barras de carga no qual foi acrescentada uma pequena carga na barra final a fim de representar as energias não faturadas. Apesar de mostrar tal influência que as energias não faturadas exercem sobre

as perdas técnicas, Suriyamongkol não propõe nenhum método para separar as duas parcelas de perdas que compõem as perdas não técnicas.

2.6. CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou um breve resumo da metodologia para cálculo de perdas desenvolvido em trabalho anterior [1] e discutiu as implicações da ausência de um cadastro detalhado para o cálculo das perdas nas redes de baixa tensão.

Foi mostrado que algumas concessionárias utilizam o conceito de padrões de redes típicas para superar o problema de cadastro incompleto. Porém, há a necessidade de cada concessionária observar as particularidades de suas redes e das regiões por ela atendidas de forma a estabelecer o seu próprio conjunto de padrões de redes típicas.

Para auxiliar este processo, vislumbrou-se a utilização de técnicas de classificação. No próximo capítulo, algumas técnicas pesquisadas e posteriormente utilizadas neste trabalho são apresentadas e discutidas em detalhes.

Também foi discutido como os diferentes ciclos de faturamento dos consumidores podem influir no cálculo das perdas técnicas e foram apresentadas algumas técnicas para corrigir o consumo faturado, principal insumo de uma metodologia para cálculo de perdas.

Finalmente, foi mostrado como a existência de energias não faturadas devido a furto e fraude na medição por parte dos consumidores podem influenciar os resultados de perdas técnicas e como o setor elétrico carece de métodos para tratar esse problema, uma vez que apenas um único autor cita o problema sem, contudo, propor um método para tratá-lo. Em capítulo posterior será apresentado o método desenvolvido neste trabalho para considerar as energias não faturadas no cálculo das perdas técnicas.

CAPÍTULO 3

TÉCNICAS DE CLASSIFICAÇÃO PARA O ESTABELECIMENTO DE PADRÕES DE REDES DE BAIXA TENSÃO

3.1. INTRODUÇÃO

Antes de apresentar a metodologia para cálculo alternativo de perdas em redes secundárias, apresentam-se as técnicas que serão utilizadas para atingir tal objetivo.

A metodologia alternativa deve ser utilizada quando a concessionária em questão não possui um banco de dados detalhado contendo todos os dados topológicos referentes às redes secundárias, o que inviabiliza a utilização da metodologia desenvolvida em [1], que está baseada na realização de fluxo de potência.

Para essa metodologia, a modelagem da rede é um ponto fundamental. Por isso, são discutidos a utilização de redes típicas, a obtenção de redes típicas para uma concessionária qualquer, bem como seu tratamento com o auxílio de técnicas de classificação. Também são apresentadas as técnicas de classificação estudadas neste trabalho com alguns exemplos de aplicação em um pequeno conjunto de redes secundárias.

3.2. UTILIZAÇÃO DE REDES TÍPICAS

Em 1979, a CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais – desenvolveu um modelo para a otimização do dimensionamento de redes aéreas de distribuição de baixa tensão [3]. A grande inovação do modelo de planejamento desenvolvido pela CEMIG consistia na introdução do conceito de área elementar composta por um conjunto de

quadras de dimensões físicas bem definidas, na qual é estabelecido um conjunto de configurações possíveis de redes secundárias.

Posteriormente, o conceito de área elementar foi utilizado em outros trabalhos, tais como o estudo de padronização de tensões secundárias [4] que culminou com a publicação da Portaria 987 do DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – “*Padronização de Tensões Secundárias de Utilização*” de 1985.

Em 1988, Kagan [2] utilizou o conceito de área elementar no desenvolvimento de modelos para o planejamento de redes de distribuição de baixa tensão baseado em técnica de programação dinâmica para melhor escolher a política de evolução de trocas de transformadores e redes secundárias.

Finalmente em 2002, por meio de trabalho conjunto entre a ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – e o Enerq – Centro de Estudos em Regulamentação e Qualidade de Energia –, foi desenvolvido um modelo de planejamento agregado de investimentos em redes de baixa tensão. Em países em desenvolvimento como o Brasil, a expansão das redes secundárias é um processo complexo que envolve a dinâmica urbana de novas construções e demolições, além da mudança de hábitos de consumo. Assim, foi especificado um método para representação da carga e da rede para considerar essas particularidades. O método desenvolvido pela ABRADEE / Enerq também utiliza o conceito de área elementar.

A área elementar corresponde a uma área retangular composta por quadras e ruas atendidas por redes secundárias. A figura 3.1 a seguir ilustra uma área elementar composta por 24 quadras de 100 m de frente cada uma, constituindo uma área total de 0,24 km² (600 m x 400 m) e 4.800 m lineares de rua.

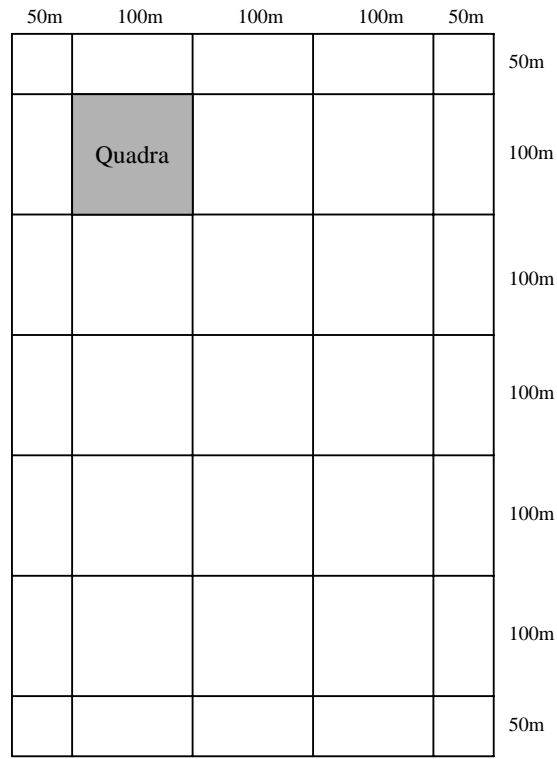


Figura 3.1 – Área elementar

Para o suprimento dessa área elementar, são dispostas redes secundárias com diferentes configurações típicas, como ilustrado nas figuras 3.2.

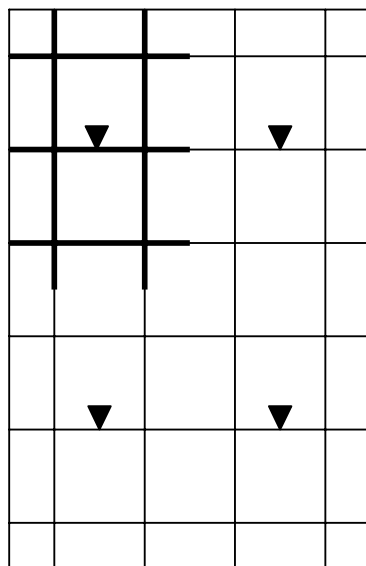


Figura 3.2.a – Configuração 1

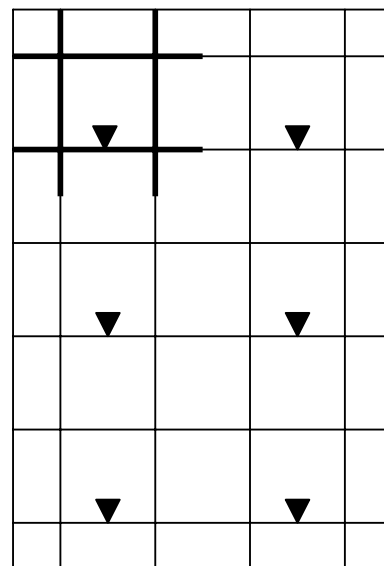


Figura 3.2.b – Configuração 2

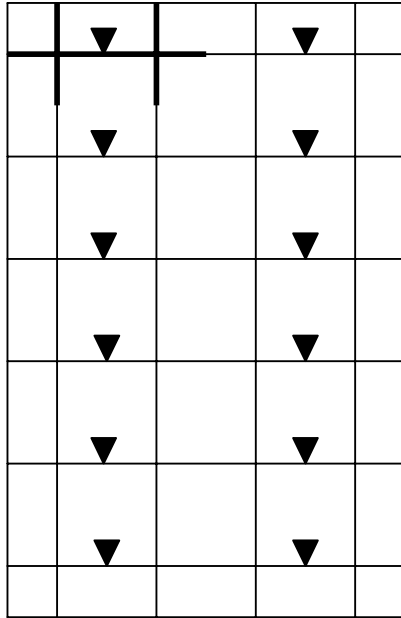


Figura 3.2.c – Configuração 3

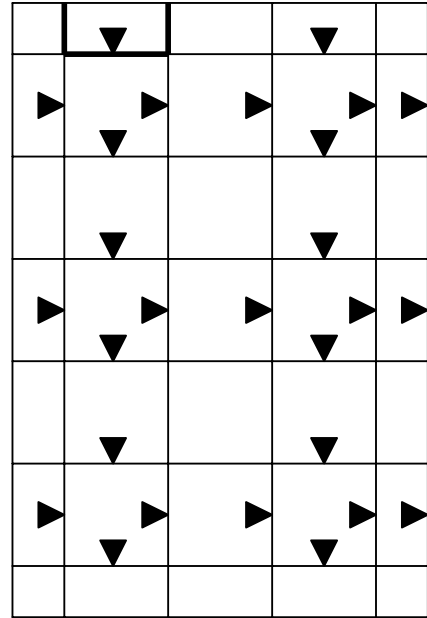


Figura 3.2.d – Configuração 4

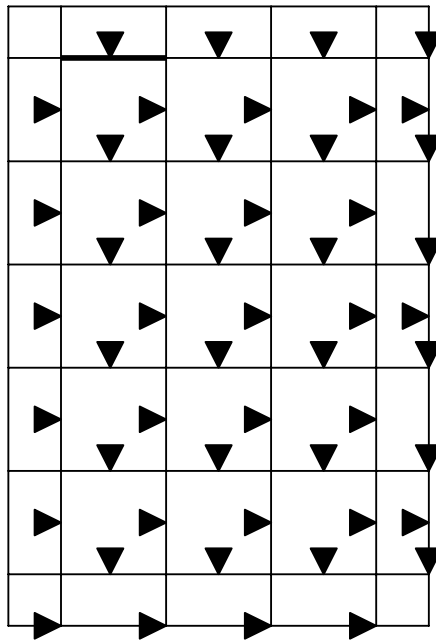


Figura 3.2.e – Configuração 5

As características de cada configuração podem ser resumidas na tabela 3.1 a seguir.

Tabela 3.1 – Configurações típicas de redes secundárias

Configuração Típica	Número de Trafos/Circuitos	Atendimento (Frentes de Quadra)	Comprimento/Circuito [m]
1	4	24	1200 m/circuito
2	6	16	800 m/circuito
3	12	8	400 m/circuito
4	24	4	200 m/circuito
5	48	2	100 m/circuito

Além da disposição das redes secundárias típicas na área elementar, ainda é necessário estabelecer uma série padronizada de cabos e uma série padronizada de transformadores. Normalmente, atribui-se um cabo de bitola maior para os primeiros vãos da rede típica, correspondentes aos vãos mais próximos do transformador, e um cabo de bitola menor para os demais vãos. Considerando que a carga está uniformemente distribuída, é possível calcular, a partir de um fluxo de potência, o coeficiente de queda de tensão e o coeficiente de perdas para cada rede típica, na condição de carregamento linear de 1 kVA/m.

Em estudos de planejamento de investimentos, a principal preocupação é obter o montante de investimentos necessários para atingir um determinado nível de qualidade. Em tais estudos, o horizonte de análise é sempre de longo prazo, de forma que simplificações nos modelos de representação da rede e da carga são necessárias. Porém, como há muitas incertezas e o horizonte de análise é de longo prazo, os diferentes comportamentos observados entre as redes secundárias tendem a se compensar, resultando em níveis de investimento bem aceitáveis.

No entanto, a utilização de redes típicas em uma área elementar no problema específico do cálculo de perdas técnicas em redes de baixa tensão é uma abordagem que é aplicável somente em distribuidoras que possuem um padrão rigoroso para o projeto de redes secundárias.

3.3. LEVANTAMENTO DE REDES TÍPICAS EM CAMPO

Quando as distribuidoras de energia não possuem um padrão rigoroso para o projeto de redes secundárias, observa-se que nem sempre suas redes se enquadram em redes típicas como aquelas apresentadas no item anterior. Em algumas concessionárias, a falta de recursos financeiros impediu a adoção de padrões de projeto e, conseqüentemente, com o passar do tempo e com o crescimento da carga, as redes secundárias cresceram de forma não planejada, adquirindo características topológicas diferentes das redes típicas propostas por [5].

Para contornar essas dificuldades, este trabalho propõe um levantamento de redes típicas para as concessionárias que não possuem padrões de projeto. Tal levantamento consiste em definir uma amostra de redes secundárias para levantamento em campo com respectiva obtenção de seus atributos.

Do levantamento em campo, pode ser obtido um elevado número de redes, dependendo do tamanho da amostra definida e da existência ou não de padrões de projeto na concessionária. Além disso, também é possível encontrar redes com características similares dentro da amostra levantada. Por isso, deve-se utilizar técnicas de classificação para agrupar as redes da amostra em famílias ou categorias de redes semelhantes. As famílias formadas nesse processo constituem as redes típicas procuradas. Elas serão descritas por atributos, tais como potência nominal do transformador, tensão primária do transformador, comprimento total da rede, bitola e material do cabo utilizado, entre outros.

Com a obtenção das famílias ou categorias ou padrões de redes secundárias, a concessionária estará apta para aplicar a metodologia alternativa para cálculo de perdas, a qual também necessita de uma técnica de classificação para associar cada rede secundária que se deseja calcular com um dos padrões predefinidos.

3.4. DESCRIÇÃO DAS REDES TÍPICAS POR ATRIBUTOS

Para que as redes secundárias levantadas em campo possam ser agrupadas com a utilização de técnicas de classificação para obtenção dos padrões de redes secundárias, é necessário que essas redes sejam descritas por atributos, tais como potência nominal do transformador e comprimento total de rede secundária.

Entre várias informações que poderiam servir de atributos, buscou-se a escolha de atributos básicos e existentes em bases de dados de qualquer concessionária, bem como atributos obtidos a partir do levantamento em campo. Ao escolher os atributos para descrever uma rede secundária, foram escolhidos aqueles que, além de caracterizar as redes também pudessem explicar a variabilidade das perdas. Por exemplo, o atributo comprimento total de rede secundária é um atributo que influi diretamente nas perdas da rede. Já o atributo tensão primária do transformador não explica a variabilidade das perdas na rede BT associada, porém é utilizado para caracterizar as redes BT e definir os padrões típicos.

Ao descrever as redes secundárias por atributos, basicamente busca-se uma relação entre os atributos existentes no banco de dados e os atributos obtidos do levantamento em campo. Geralmente, os atributos existentes no banco de dados são aqueles que caracterizam a rede BT e os atributos obtidos do levantamento em campo são aqueles que explicam a variabilidade das perdas. Tomando-se, por exemplo, as configurações típicas de rede apresentadas no item 3.2, tal relação fica evidente. Para cada configuração de rede com uma determinada potência nominal de transformador, foram associados um comprimento total de rede e um par de bitolas de cabo (uma para os dois primeiros vãos e outra para os demais vãos da rede).

Utilizando técnicas de classificação, além de as redes BT levantadas em campo e descritas por atributos serem agrupadas, também é possível determinar uma relação entre os atributos existentes no banco de dados da empresa e os atributos obtidos do levantamento em campo.

3.5. TÉCNICAS DE CLASSIFICAÇÃO

Atualmente, várias técnicas de classificação são utilizadas para as mais diversas finalidades. No presente trabalho, foram estudadas três técnicas em particular, duas das quais pertencentes à área de Redes Neurais Artificiais (RNAs). Durante o estudo, também foi verificada a viabilidade de aplicação de cada técnica para determinar padrões de rede BT, bem como classificar uma rede BT qualquer em um dos padrões predefinidos. As técnicas estudadas neste trabalho são:

- Rede Neural LVQ2 (*Linear Vector Quantization*);
- Rede Neural SOM (*Self Organizing Map*);
- Classificador Hierárquico.

Nos próximos itens cada um dos modelos será apresentado em detalhe, bem como serão apresentados exemplos ilustrativos do seu funcionamento. É importante destacar que os modelos LVQ2 e SOM foram desenvolvidos no campo de Redes Neurais Artificiais, pertencente às áreas da Inteligência Artificial e Ciência da Computação.

3.5.1. Rede Neural LVQ2

O classificador LVQ2 [6] é constituído por um conjunto (ou rede) de *unidades de processamento*. A figura 3.3 apresenta a estrutura de uma unidade.

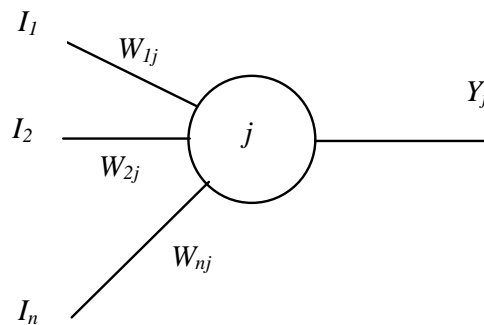


Figura 3.3 – Unidade de processamento de uma rede LVQ2

A unidade genérica j da figura 3.3 possui n entradas (I_1, I_2, \dots, I_n), uma saída (Y_j) e um *identificador de categoria*. Além disso, a cada entrada está associado um *peso* ($W_{1j}, W_{2j}, \dots, W_{nj}$). O conceito de entradas, pesos, saída e identificador de categoria é apresentado a seguir.

Cada entrada I_i representa um valor particular para o i -ésimo atributo de classificação (total de n atributos). Portanto, o vetor de entrada I definido por

$$I = [I_1 \ I_2 \ \dots \ I_n] \quad (3.1)$$

representa o elemento a ser classificado. Por exemplo, a primeira entrada pode conter o valor da potência nominal (kVA) do transformador da rede BT a ser classificada, a segunda entrada pode conter o carregamento percentual da rede, e assim por diante.

Cada unidade de processamento como a da figura 3.3 representa uma categoria de classificação. Os atributos da categoria estão contidos no vetor de pesos W_j da mesma:

$$W_j = [W_{1j} \ W_{2j} \ \dots \ W_{nj}] . \quad (3.2)$$

O valor a ser atribuído aos pesos resulta do *treinamento* da rede. O treinamento é simplesmente o algoritmo que permite ajustar automaticamente o valor dos pesos de acordo com um conjunto de dados previamente disponível, e será apresentado mais adiante. O identificador da categoria é um rótulo, definido manualmente pelo usuário do modelo, que apenas atribui um nome à categoria representada pela unidade j .

Finalmente, a saída Y_j da unidade j é a distância euclidiana entre o vetor de entrada aplicado à unidade j e o seu vetor de pesos W_j :

$$Y_j = \sqrt{\sum_{i=1}^n (I_i - W_{ij})^2} . \quad (3.3)$$

Note-se que no caso de $n = 2$ (dois atributos de classificação), a expressão acima se reduz ao cálculo da distância entre dois pontos pelo Teorema de Pitágoras.

Uma rede LVQ2 é composta de m unidades como a da Figura 3.3. Isto significa que a rede será capaz de formar automaticamente até m categorias (cada unidade representa uma categoria). Quando um vetor de entrada é aplicado a uma rede LVQ2, todas as unidades recebem as mesmas entradas, e aquela unidade que fornecer a menor distância euclidiana é denominada *unidade vencedora*. Diz-se então que a categoria do vetor de entrada é a própria categoria representada pela unidade vencedora. A menor distância euclidiana pode ser vista como o critério de semelhança entre um vetor e uma categoria.

Uma rede LVQ2 pode operar em dois modos: *treinamento* e *processamento*. No modo de treinamento os pesos são inicializados com valores arbitrários, significando que nesse momento não há nenhuma categoria estabelecida (há várias estratégias disponíveis para inicialização dos pesos [6]). Em seguida, um conjunto de treinamento é apresentado à rede. Tal conjunto é constituído por um número suficiente de vetores de entrada e suas correspondentes categorias de classificação. Os vetores de entrada são apresentados seqüencialmente e, para cada um, são calculadas as m distâncias euclidianas.

Para um determinado vetor de entrada determina-se a unidade vencedora (a que forneceu a menor distância euclidiana, ou seja, o vetor de pesos mais próximo do vetor de entrada) e determina-se ainda a *segunda vencedora* (a unidade que forneceu a segunda distância euclidiana, quando as distâncias são ordenadas em ordem crescente). Então, os pesos da unidade vencedora e da segunda vencedora são modificados de acordo com as condições e regras apresentadas a seguir.

Se a categoria da unidade vencedora (dada pelo identificador de categoria da mesma) é **diferente** da categoria do vetor de entrada e, ainda, a categoria da segunda vencedora é **igual** à categoria do vetor de entrada, então procede-se à seguinte atualização de pesos:

$$W'_{ij} = W_{ij} - \alpha(I_i - W_{ij})$$

$$W'_{ik} = W_{ik} + \alpha(I_i - W_{ik}),$$
(3.4)

nas quais:

- j : indica a unidade vencedora;
- k : indica a segunda vencedora;
- i : = 1, 2, ..., n (índice dos atributos);
- W_{ij} : é valor antigo do peso ij ;
- W'_{ij} : é o novo valor do peso ij ;
- α : é o coeficiente de aprendizado.

A primeira equação acima mostra que, caso a categoria da unidade vencedora (j) seja diferente da categoria do vetor de entrada, o vetor de pesos W_j é modificado de forma a torná-lo **menos** semelhante ao vetor de entrada. Isto é necessário, pois as categorias de ambos são diferentes (o algoritmo não altera o identificador de categoria das unidades), ou seja, o vetor de entrada e a unidade vencedora são semelhantes quando não deveriam sê-lo. Da mesma forma, a segunda equação mostra que, caso a categoria da segunda vencedora (k) seja igual à categoria do vetor de entrada, o vetor de pesos W_k é modificado de forma a torná-lo **mais** semelhante ao vetor de entrada. Isto é necessário, pois ambos pertencem à mesma categoria. O coeficiente de aprendizado permite ajustar o tamanho das correções aplicadas ao vetor W_j .

O treinamento da rede LVQ2 é iterativo, o que significa que normalmente são executadas repetidas passagens sobre o conjunto de treinamento. O valor do coeficiente de aprendizado α é reduzido ao longo das passagens, fazendo com que o ajuste dos pesos seja cada vez mais fino. Desta forma, o algoritmo de treinamento ajusta as fronteiras entre as categorias de acordo com as informações contidas no conjunto de treinamento. É importante destacar também que o algoritmo de treinamento da rede LVQ2 é do tipo *supervisionado*, pois é necessário conhecer-se a categoria dos vetores de entrada previamente à execução do algoritmo.

Finalmente, no modo de processamento, vetores de entrada (para os quais não se conhece a categoria) são apresentados à rede LVQ2 previamente treinada. Para cada vetor de entrada determina-se a unidade vencedora e atribui-se ao vetor a mesma categoria da unidade vencedora. Nenhum ajuste de pesos é efetuado no modo de processamento.

Na próxima seção, serão apresentados a rede neural SOM e um pequeno exemplo para ilustrar o seu funcionamento, cujo princípio é muito semelhante ao da rede neural LVQ2.

3.5.2. Rede Neural SOM

O classificador SOM [7], [8] é constituído por um conjunto (ou rede) de *unidades de processamento*. O funcionamento de cada unidade é idêntico ao da unidade do classificador LVQ2. A diferença entre ambos classificadores reside unicamente no algoritmo de treinamento, conforme será visto a seguir. A figura 3.4 apresenta a estrutura de uma unidade do classificador SOM.

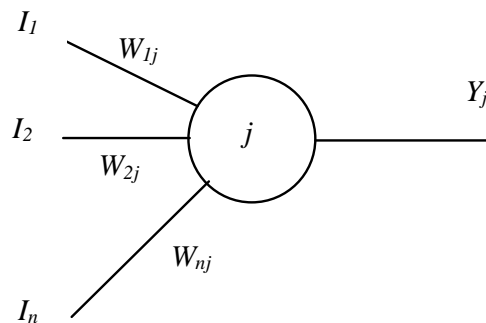


Figura 3.4 – Unidade de processamento de uma rede SOM

Os vetores de entrada (I) e de pesos associados à unidade j (W_j) são dados por, respectivamente:

$$I = [I_1 \ I_2 \ \dots \ I_n] \quad (3.5)$$

e

$$W_j = [W_{1j} \ W_{2j} \ \dots \ W_{nj}] . \quad (3.6)$$

Ainda da mesma forma que na rede LVQ2, a saída Y_j da unidade j é a distância euclidiana entre o vetor de entrada aplicado à unidade j e o seu vetor de pesos W_j :

$$Y_j = \sqrt{\sum_{i=1}^n (I_i - W_{ij})^2} . \quad (3.7)$$

Uma rede SOM é composta de m unidades como a da figura 3.9. Isto significa que a rede será capaz de formar automaticamente até m categorias (cada unidade representa uma categoria). Quando um vetor de entrada é aplicado a uma rede SOM, todas as unidades recebem as mesmas entradas, e aquela unidade que fornecer a menor distância euclidiana é a *unidade vencedora*. Diz-se então que a categoria do vetor de entrada é a própria categoria representada pela unidade vencedora. Neste classificador, a menor distância euclidiana constitui também o critério de semelhança entre um vetor e uma categoria.

Normalmente, as unidades de processamento de uma rede SOM são posicionadas em uma grade retangular com a linhas e b colunas ($a \cdot b = m$), conforme mostra a figura 3.5.

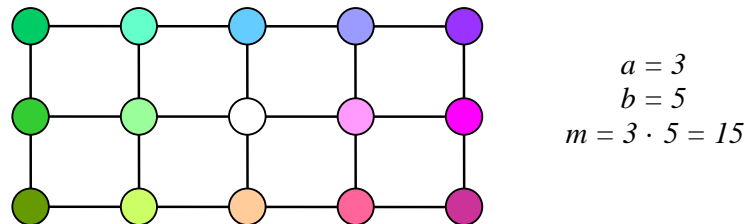


Figura 3.5 – Disposição das unidades de processamento em uma rede SOM

Esta disposição serve apenas para definir a vizinhança de cada unidade, como será visto a seguir. As entradas de cada unidade não foram indicadas na figura 3.5; elas poderiam estar, por exemplo, embaixo do plano da figura. Da mesma forma, as saídas de cada unidade não aparecem na figura 3.5; elas poderiam estar, por exemplo, acima do plano da figura.

Uma rede SOM pode operar em dois modos: *treinamento* e *processamento*. No modo de treinamento os pesos são inicializados com valores arbitrários, significando que nesse momento não há nenhuma categoria estabelecida (há várias estratégias disponíveis para inicialização dos pesos [7], [8]). Em seguida, um conjunto de treinamento é apresentado à rede. Tal conjunto é constituído por um número suficiente de vetores de entrada. Ao contrário da rede LVQ2, no treinamento da rede SOM os vetores de treinamento **não** possuem uma categoria de classificação conhecida a priori. O algoritmo de treinamento da rede SOM executa as seguintes funções:

- descobrir os vetores semelhantes e agrupá-los em categorias;
- associar uma unidade de processamento a cada categoria formada;
- modificar os pesos de cada categoria em função dos vetores de treinamento a ela associados.

Uma vez completado o treinamento, cada unidade (ou categoria) recebe um rótulo que identifica a categoria. A atribuição deste rótulo pode ser manual (o usuário fornece) ou automática (o modelo gera automaticamente).

O algoritmo de treinamento da rede SOM é do tipo *não-supervisionado*, justamente porque a categoria dos vetores de treinamento não é fornecida a priori. O classificador apenas agrupa vetores semelhantes e modifica os pesos das unidades para que, posteriormente no modo de processamento, vetores de entrada a serem classificados sejam comparados aos vetores de pesos das categorias já formadas.

Durante o treinamento, para cada vetor de entrada determina-se a distância euclidiana dele a todas as unidades de processamento da rede, determinando-se a unidade mais próxima do vetor (unidade vencedora). Em seguida, atualizam-se os pesos da unidade vencedora e também de suas vizinhas mais próximas, utilizando-se a seguinte expressão:

$$W'_{ik} = W_{ik} + \alpha(I_i - W_{ik}), \quad (3.8)$$

na qual o significado dos símbolos é exatamente o mesmo do algoritmo de treinamento da rede LVQ2.

É fácil verificar que a expressão acima torna o vetor de pesos da unidade vencedora (e o de suas vizinhas mais próximas) mais semelhante ao vetor de entrada. No algoritmo de treinamento da rede SOM o conceito de vizinhança é de fundamental importância. Sendo o treinamento iterativo, nas primeiras iterações a vizinhança de cada unidade é “grande”, no sentido que muitas vizinhas são atualizadas junto com a unidade vencedora (podendo até incluir todas as demais unidades da rede). Conforme o treinamento é executado, a vizinhança de cada unidade é progressivamente reduzida, de forma a incluir, no fim, umas poucas (ou até mesmo nenhuma) unidades vizinhas. Esta característica do algoritmo de treinamento da rede SOM foi inspirada na especialização encontrada nos neurônios cerebrais humanos. Nestes seres observa-se uma especialização de células nervosas de acordo com o tipo de percepção (auditiva, visual, etc.) e, ainda, observa-se uma organização espacial dentro da mesma percepção (por exemplo, as células responsáveis pela audição estão ordenadas em função da frequência de sua resposta). O algoritmo de treinamento do SOM procura então fazer com que as unidades vizinhas representem categorias semelhantes.

Há várias estratégias disponíveis para a definição da vizinhança de cada unidade e sua evolução no tempo. No modelo implementado no presente trabalho calcula-se, após a definição do número de linhas e colunas da rede, a distância de cada unidade às demais unidades da rede, e para cada unidade, a distância às unidades vizinhas foram armazenadas em ordem crescente. O usuário fixa ainda o número de unidades vizinhas mais próximas a serem consideradas na primeira iteração e o número de unidades vizinhas mais próximas na última iteração. Em cada iteração, o número de unidades vizinhas mais próximas a serem consideradas é calculado através de fator multiplicativo constante aplicado ao número de unidades vizinhas mais próximas utilizado na iteração anterior, e respeitando-se os valores fixados pelo usuário na primeira e na última iteração.

Finalmente, no modo de processamento, vetores de entrada (para os quais não se conhece a categoria) são apresentados à rede SOM previamente treinada. Para cada

vetor de entrada determina-se a unidade vencedora e atribui-se ao vetor a mesma categoria da unidade vencedora. Nenhum ajuste de pesos é efetuado no modo de processamento.

Com o objetivo de ilustrar o funcionamento da rede neural, será apresentado a seguir um pequeno exemplo de aplicação envolvendo uma rede neural com apenas quatro unidades de processamento, conforme ilustrado na figura 3.6.

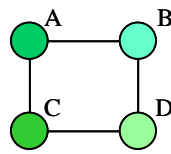


Figura 3.6 – Rede neural SOM com 4 unidades de processamento

Também serão consideradas no presente exemplo as redes de baixa tensão apresentadas na tabela 3.2, caracterizadas por três atributos: *potência nominal* do transformador, *tensão primária* do transformador e *tipo* do transformador (monofásico – 1 – ou trifásico – 3). As redes secundárias 1 a 4 serão utilizadas no treinamento e a rede secundária 5 será utilizada na classificação com a RNA treinada.

Tabela 3.2 – Redes de baixa tensão do exemplo de ilustração da RNA SOM

Rede	Potência Nominal [kVA]	Tensão Primária [kV]	Tipo
1	30	13,8	3
2	30	23,1	3
3	45	13,8	3
4	45	13,8	3
5	30	23,1	3

Na utilização da rede neural, tanto os vetores de pesos da equação (3.6) quanto os vetores de entrada da equação (3.5) (redes BT da tabela 3.2) devem estar normalizados.

Os vetores de entrada são normalizados em duas etapas. Primeiro todos os atributos são mapeados no intervalo [-1; 1]. Em seguida, os vetores de entrada resultantes devem ser normalizados de forma a possuírem comprimento unitário. Isso é feito dividindo-se cada

valor (atributo) do vetor de entrada pela norma desse mesmo vetor de entrada. As tabelas 3.3 e 3.4 mostram as duas etapas de normalização dos vetores de entrada.

Tabela 3.3 – Redes de baixa tensão do exemplo de ilustração – primeira normalização

Rede	Potência Nominal	Tensão Primária	Tipo
1	0	-1	0
2	-1	1	0
3	1	-1	0
4	1	-1	0
5	0	1	1

Tabela 3.4 – Redes de baixa tensão do exemplo de ilustração – segunda normalização

Rede	Potência Nominal	Tensão Primária	Tipo
1	0,000	-1,000	0,000
2	-0,707	0,707	0,000
3	0,707	-0,707	0,000
4	0,707	-0,707	0,000
5	0,000	0,707	0,707

Após normalizar os vetores de entrada, deve-se iniciar aleatoriamente os pesos de cada unidade da RNA, devendo-se sortear valores no intervalo [-1; 1]. Após o sorteio, os vetores de pesos também devem ser normalizados de forma a possuírem comprimento unitário. As tabelas 3.5 e 3.6 mostram as etapas de sorteio e de normalização dos pesos, respectivamente.

Tabela 3.5 – Pesos sorteados para a RNA da figura 3.6

Unidade	Peso da Potência Nominal	Peso da Tensão Primária	Peso do Tipo
A	-0,262	-0,605	0,203
B	-0,066	0,270	-0,734
C	0,978	0,891	-0,441
D	-0,313	-0,498	0,729

Tabela 3.6 – Pesos normalizados para a RNA da figura 3.6

Unidade	Peso da Potência Nominal	Peso da Tensão Primária	Peso do Tipo
A	-0,380	-0,877	0,295
B	-0,084	0,343	-0,935
C	0,701	0,639	-0,316
D	-0,334	-0,532	0,778

Após iniciar os pesos, dá-se início ao treinamento da rede neural. A seguir, será ilustrada a primeira iteração do treinamento, na qual será considerado um número de

vizinhos inicial igual a 4 e um coeficiente de aprendizado α igual a 0,5. Utilizando-se a expressão (3.7), calcula-se a distância euclidiana do primeiro vetor de entrada à cada unidade de processamento da rede. A tabela 3.7 apresenta a distância de cada unidade da RNA à rede secundária 1.

Tabela 3.7 – Distância de cada unidade da RNA à rede secundária 1

Unidade	Distância
A	0,496
B	1,639
C	1,810
D	0,987

Observa-se, a partir da tabela 3.7, que a unidade A é a vencedora, ou seja, é a unidade mais semelhante da rede secundária 1. Utilizando-se a expressão (3.8), os pesos da unidade vencedora da tabela 3.6 devem ser recalculados e, como nesta fase inicial o número de vizinhas é igual a 4, todas as unidades da RNA da figura 3.6 devem ter seus pesos recalculados. Após o recálculo, os pesos devem ser novamente normalizados. A tabela 3.8 apresenta os novos pesos normalizados.

Tabela 3.8 – Pesos normalizados para a RNA da figura 3.6 após recálculo

Unidade	Peso da Potência Nominal	Peso da Tensão Primária	Peso do Tipo
A	-0,196	-0,969	0,152
B	-0,073	-0,573	-0,816
C	0,825	-0,425	-0,372
D	-0,191	-0,875	0,444

Continuando com o treinamento, agora deve-se apresentar o segundo vetor de entrada à RNA, a rede secundária 2. A tabela 3.9 apresenta a distância de cada unidade da RNA à rede secundária 2.

Tabela 3.9 – Distância de cada unidade da RNA à rede secundária 2

Unidade	Distância
A	1,759
B	1,645
C	1,941
D	1,723

Agora, a unidade B é a vencedora. Novamente, os pesos devem ser recalculados pela expressão (3.8) e, em seguida, normalizados. Apresentando-se a rede secundária 3 à RNA, a unidade vencedora é a unidade C. Após novo recálculo dos pesos, apresenta-se a rede secundária 4 à RNA e a unidade vencedora também é a unidade C. Após a apresentação da rede secundária 4 à RNA, os pesos das unidades de processamento são novamente recalculados e assim, termina-se a primeira iteração do treinamento. Outras iterações devem ser realizadas e, a cada bloco de iterações que é terminado, deve-se reduzir o número de unidades vizinhas e o coeficiente de aprendizado.

Se o treinamento da RNA da figura 3.6 fosse terminado já na primeira iteração, a rede secundária 1 estaria na categoria A; a rede secundária 2, na categoria B, e as redes secundárias 3 e 4, na categoria C. A categoria D permaneceria vazia. Nota-se que as duas redes BT idênticas foram colocadas na mesma categoria. A tabela 3.10 apresenta os vetores de pesos normalizados após o término da primeira iteração do treinamento da RNA.

Tabela 3.10 – Pesos normalizados para a RNA da figura 3.6 após término da iteração 1

Unidade	Peso da Potência Nominal	Peso da Tensão Primária	Peso do Tipo
A	0,271	-0,958	0,090
B	0,426	-0,784	-0,452
C	0,823	-0,448	-0,349
D	0,306	-0,917	0,255

No modo de classificação, a operação da RNA é bem mais simples. Tomando-se a rede secundária 5, calcula-se a sua distância à cada unidade da RNA treinada. Considerando que o treinamento terminou na primeira iteração, os vetores de pesos finais da RNA são aqueles apresentados na tabela 3.10. Portanto, ao calcular a distância euclidiana da rede secundária 5 à cada unidade da RNA utilizando-se a expressão (3.8), serão utilizados os pesos da tabela 3.10. A tabela 3.11 apresenta as distâncias de cada unidade da RNA à rede secundária 5.

A partir da tabela 3.11, nota-se que a unidade vencedora é a unidade D e, portanto, essa é a categoria da rede secundária 5.

Tabela 3.11 – Distância de cada unidade da RNA à rede secundária 5

Unidade	Distância
A	1,797
B	1,936
C	1,768
D	1,714

Deve-se salientar que o exemplo apresentado é apenas uma ilustração para entender melhor o funcionamento da rede neural nos seus dois modos de operação: treinamento e classificação. Para que uma rede neural seja bem treinada, é necessário que se apresente a ela uma quantidade significativa de redes secundárias. Além disso, para que a formação de categorias realizada durante o treinamento dê bons resultados, é necessário que a RNA possua um número maior de unidades.

Em seção posterior, será apresentado um exemplo de aplicação mais detalhado, com redes secundárias reais e em maior quantidade, considerando um número maior de atributos e de unidades de processamento para a RNA.

3.5.3. Classificador Hierárquico

O Classificador Hierárquico realiza a separação das redes de acordo os valores assumidos por cada atributo, separando redes que apresentam o mesmo valor para cada atributo em uma mesma categoria.

Assim, as redes que apresentam valor 1, valor 2, ..., valor n para o atributo 1 são separadas em n categorias diferentes. Em seguida, analisa-se cada categoria formada anteriormente segundo o atributo 2, ou seja, as redes que se separaram em categorias de acordo com os valores do atributo 1 agora são separadas de acordo os valores do atributo 2. A figura 3.7 ilustra melhor o processo.

As categorias de redes secundárias são obtidas após realizar a separação das redes utilizando todos os atributos disponíveis.

Em outras palavras, esta técnica funciona como um filtro de banco de dados, porém de uma maneira mais inteligente. O Classificador Hierárquico permite analisar cada atributo da rede de duas formas diferentes.

Em uma primeira opção, indica-se o número de faixas de valores possíveis para o atributo e o classificador determina faixas de igual tamanho e que abrangem os valores mínimo e máximo do atributo. Durante a formação de famílias, cada rede é classificada em uma ou outra faixa de valores conforme o valor assumido por seu atributo.

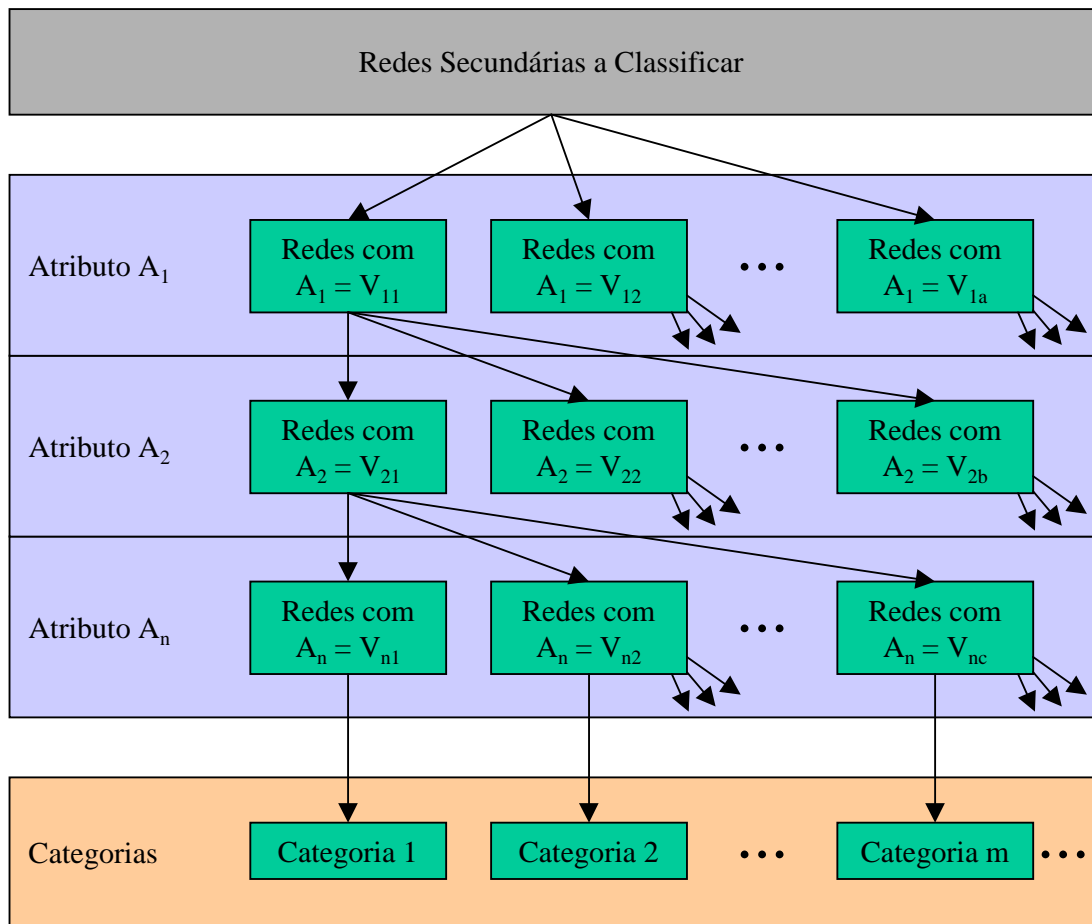


Figura 3.7 – Classificação hierárquica das redes secundárias

No entanto, nem sempre é uma boa estratégia criar faixas de igual tamanho. Assim, o Classificador Hierárquico permite que os limites das faixas de valores sejam especificados, no caso de atributos com variação contínua, ou que os próprios valores possíveis para o atributo sejam especificados, no caso de variação discreta. Dessa

forma, pode-se utilizar o conhecimento prévio que se tem das redes para especificar faixas de valores possíveis, reduzindo assim o número de famílias, bem como melhorando a homogeneidade de cada família obtida ao término do processo.

Para a utilização deste classificador, algumas condições devem ser observadas. Este tipo de classificação é adequado somente quando o número de atributos a serem analisados é pequeno. Outra condição que deve ser atendida é que os atributos devem assumir valores numéricos e que a quantidade de faixas de valores que ele pode assumir não deve ser muito grande. À medida que se aumenta o número de atributos e o número de faixas de valores que eles podem assumir, o número máximo de categorias ou famílias que podem ser formadas aumenta bastante. A figura 3.16 apresentada ilustra uma classificação de redes secundárias segundo n atributos, sendo que cada atributo pode assumir m valores. Dessa forma, nota-se que o número máximo de categorias é m^n . Por exemplo, em caso de redes representadas por 6 atributos, considerando uma média de 7 faixas para cada atributo, poderão ser formadas até $7^6 = 117.649$ famílias.

É importante notar que nem sempre serão formadas m^n famílias, pois algumas combinações de atributos podem não ocorrer. Por exemplo, suponha que se deseja agrupar um certa quantidade de redes secundárias segundo 2 atributos: tensão primária dos transformadores que as suprem (13,8 kV ou 23,1 kV) e tipo da área de localização de tais redes (urbana ou rural). Neste caso, tem-se 2 valores possíveis para cada atributo, o que leva a um número máximo de famílias igual a 4. Isso não significa que 4 famílias serão criadas, pois pode acontecer de não existir uma rede secundária cuja tensão primária do transformador é 13,8 kV e cujo tipo de área seja rural. Seriam formadas, então, 3 famílias de redes.

Com o objetivo de ilustrar o funcionamento do Classificador Hierárquico, será apresentado a seguir um pequeno exemplo de aplicação envolvendo apenas 6 redes secundárias, apresentadas na tabela 3.12, que são caracterizadas por três atributos: *potência nominal* do transformador, *tensão primária* do transformador e *tipo* do transformador (monofásico – 1 – ou trifásico – 3).

Tabela 3.12 – Redes de baixa tensão do exemplo de ilustração de Classificador Hierárquico

Rede	Potência Nominal [kVA]	Tensão Primária [kV]	Tipo
1	30	13,8	3
2	30	23,1	3
3	45	13,8	3
4	45	13,8	3
5	15	13,8	3
6	15	13,8	1

O funcionamento do Classificador Hierárquico é bem simples. No presente exemplo, a formação de categorias se dá em 3 passos, pois são 3 os atributos utilizados. No primeiro passo, as redes secundárias são separadas segundo os valores assumidos por sua *potência nominal*. No segundo passo, analisa-se a *tensão primária* e uma nova separação é realizada. A formação de categorias termina após a realização do terceiro passo, no qual o atributo *tipo* é analisado. A figura 3.8 a seguir ilustra melhor esse processo. Para o atributo *potência nominal*, foi especificada a possibilidade de assumir 3 valores; para a *tensão primária*, 2 valores e; para o *tipo*, 2 valores.

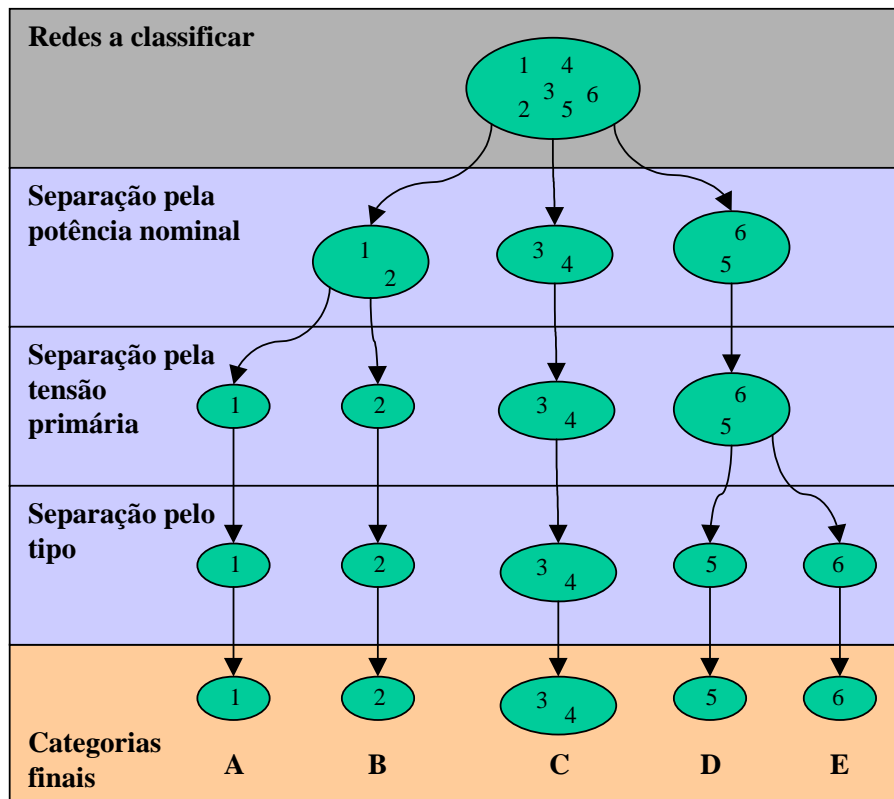


Figura 3.8 – Classificação hierárquica das redes secundárias da tabela 3.12

Após realizar a formação de categorias, é possível utilizar o Classificador Hierárquico no modo de classificação. Para classificar uma rede qualquer em uma das categorias formadas no processo de formação de categorias ilustrado na figura 3.8, basta procurar a categoria cujos atributos combinam com os atributos da rede. Se não for possível encontrar uma categoria, a classificação não é possível com todos os atributos considerados e deve-se recorrer a estratégias de descarte de atributos e a técnicas de sorteio. Em outras palavras, deve-se voltar nos passos anteriores no processo de separação de redes e procurar quais categorias intermediárias combinam com a rede que se deseja classificar. A cada passo que se volta, descarta-se um atributo. Em se encontrando mais de uma categoria que combine com a rede que se deseja classificar, recorre-se a técnicas de sorteio para determinar a categoria da rede.

Deve-se salientar que o exemplo apresentado é apenas uma ilustração para entender melhor o funcionamento do Classificador Hierárquico. Para que o Classificador Hierárquico dê bons resultados, é necessário que se apresente a ele uma quantidade significativa de redes secundárias.

Na próxima seção, será apresentado um exemplo de aplicação mais detalhado, com redes reais e em maior quantidade, considerando um número maior de atributos e de valores possíveis.

3.5.4. Exemplos de Aplicação

Com o objetivo de explorar um pouco mais as técnicas de classificação apresentadas neste capítulo, duas das três técnicas de classificação desenvolvidas foram aplicadas a um conjunto de 305 redes secundárias descritas pelos atributos: *tipo* do transformador (1 para monofásico, 2 para bifásico ou 3 para trifásico), *potência nominal* do transformador [kVA], *tensão primária* do transformador [kV], *tipo da área* atendida pela rede (1 para urbana ou 2 para rural), *comprimento* total de rede [m] e *coeficiente de perdas* [kW/(kVA/m)²], cuja forma de cálculo será detalhada no próximo capítulo. Tais redes foram divididas em dois conjuntos: conjunto de treinamento (200 redes) e

conjunto de teste (105 redes). As tabelas 3.13 e 3.14 apresentam algumas redes de cada um dos conjuntos mencionados.

Tabela 3.13 – Algumas redes secundárias do conjunto de treinamento

Identificador	Tipo	Potência [kVA]	Tensão [kV]	Coefficiente de Perdas [kW/(kVA/m ²)]	Tipo da Área	Comprimento [m]
36	3	75	13,8	14,30	1	512,2
37	3	45	13,8	14,38	1	483,5
38	3	75	13,8	0,88	1	119,9
39	3	45	13,8	28,58	1	460,4
40	3	45	13,8	80,66	1	562,1
41	3	45	13,8	0,29	1	104,2
42	3	45	13,8	2,06	1	182,4
43	2	15	13,8	15,35	2	346,3
44	2	15	13,8	34,46	2	488,3
45	3	75	13,8	5,49	1	378,4
46	3	45	13,8	26,94	1	756,7
47	3	75	13,8	28,16	1	609,9
48	3	45	13,8	104,48	2	877,9
49	3	15	13,8	125,46	2	1.143,2
60	3	30	13,8	161,08	1	848,3
61	3	75	13,8	20,05	1	559,8
62	2	15	13,8	13,76	2	234,6
63	2	5	13,8	67,95	2	425,5
64	3	45	13,8	0,79	1	171,5
65	3	30	13,8	0,83	1	137,2
66	3	75	13,8	13,25	1	531,3
67	3	75	13,8	0,33	1	153,1
68	2	15	13,8	28,87	2	458,1
69	3	30	23,1	0,09	2	50,4
80	3	150	13,8	84,69	1	961,2
81	3	45	13,8	145,87	1	980,7
82	3	30	13,8	0,87	1	136,3
83	3	75	13,8	76,14	1	902,2
84	3	75	13,8	5,37	1	275,1
85	3	75	13,8	0,03	1	38,8
86	3	75	13,8	0,70	1	151,3
87	3	75	13,8	214,51	1	1.550,6
88	3	75	13,8	10,49	1	552,5
89	3	112,5	13,8	65,23	1	754,7
95	3	45	23,1	7,10	1	511,5
96	3	75	13,8	100,67	1	1.146,1
97	3	75	13,8	27,02	1	671,9
98	3	75	13,8	74,09	1	755,9
99	3	75	13,8	47,88	1	825,5
100	3	75	13,8	27,33	1	679,6
101	3	75	13,8	11,90	1	393,9
102	3	45	13,8	120,18	1	989,5
103	3	30	13,8	1,24	1	173,5
104	3	30	13,8	6,75	1	253,5
105	3	15	13,8	34,64	1	658,3
106	3	75	13,8	61,50	1	628,8
107	3	45	13,8	35,13	1	620,3
108	3	75	13,8	152,09	1	1.193,0
109	2	15	13,8	381,35	2	1.210,6
110	3	75	13,8	0,00	1	13,8
111	3	112,5	13,8	6,20	1	260,3
112	3	45	13,8	3,19	1	256,3
113	3	75	13,8	13,82	1	425,4
114	3	45	13,8	16,61	1	419,3
115	3	75	13,8	32,95	1	654,7
116	3	75	13,8	2,30	1	124,3
117	3	45	13,8	20,45	1	576,4
118	3	30	13,8	29,98	1	584,2

119	3	30	13,8	5,44	1	284,4
120	3	45	13,8	1,23	1	173,4
121	3	75	13,8	11,60	1	446,1
122	3	112,5	13,8	56,98	1	879,0
123	3	75	13,8	15,64	1	536,7
124	3	20	23,1	88,35	1	739,6
125	3	45	23,1	111,81	1	1.217,3
135	3	5	23,1	1,06	1	161,0
136	3	75	13,8	20,59	1	641,7
137	3	45	13,8	171,42	1	978,1
138	3	45	13,8	18,33	1	695,2
139	3	45	13,8	35,50	1	748,9
160	3	150	13,8	5,99	1	411,5
161	2	10	13,8	0,00	2	0,0
162	3	45	13,8	1,07	2	113,0
163	3	30	13,8	220,16	2	1.028,3
164	3	100	13,8	94,72	2	1.058,3
165	3	45	13,8	680,37	2	1.744,0
166	3	75	13,8	35,35	1	631,3
167	3	45	13,8	0,62	1	142,9
168	3	75	13,8	53,55	1	713,6
169	3	75	13,8	0,35	1	148,5
170	3	112,5	13,8	0,00	1	12,1
171	3	75	13,8	37,64	1	685,1
172	3	75	13,8	139,97	1	918,1
173	3	75	13,8	278,37	1	1.070,8

Tabela 3.14 – Algumas redes secundárias do conjunto de teste

Identificador	Tipo	Potência [kVA]	Tensão [kV]	Coefficiente de Perdas [kW/(kVA/m ²)]	Tipo da Área	Comprimento [m]
212	3	75	13,8	0,03	1	56,8
213	3	112,5	13,8	109,60	1	976,3
214	3	45	13,8	8,95	1	379,3
215	3	150	23,1	0,76	1	214,0
216	3	45	23,1	24,27	1	498,7
217	3	30	23,1	4,56	1	254,6
218	2	25	13,8	38,78	1	210,1
219	3	225	13,8	0,45	1	149,7
220	3	112,5	13,8	19,01	1	591,3
221	3	75	13,8	10,68	1	496,6
222	3	75	13,8	14,42	1	585,9
223	3	45	13,8	140,61	1	810,9
224	3	75	13,8	11,16	1	564,5
225	3	45	23,1	11,06	1	303,4
226	2	10	23,1	238,42	2	774,3
227	3	75	23,1	475,78	2	1.311,0
228	2	25	23,1	66,26	2	672,2
229	1	5	23,1	2,47	2	151,7
230	2	10	23,1	2.096,11	2	1.825,2
231	2	5	23,1	585,23	2	819,3
232	3	30	23,1	6.815,55	2	3.201,1
233	3	30	23,1	611,81	2	814,7
234	3	30	13,8	7,82	1	318,0
235	3	75	13,8	1,20	1	144,4
236	3	75	13,8	162,76	1	1.097,0
237	3	45	13,8	6,55	1	295,0
238	3	75	13,8	30,30	1	553,2
239	3	112,5	13,8	65,73	1	975,7
240	3	75	13,8	12,72	1	396,5
241	3	45	13,8	2,52	1	243,8
242	3	45	13,8	0,09	1	78,5
243	3	75	13,8	13,81	1	434,9
244	3	225	13,8	35,85	1	684,2
245	3	112,5	13,8	2,59	1	207,8
246	3	75	13,8	14,90	1	407,9

A rede neural LVQ2 não foi utilizada por se tratar de uma rede neural com treinamento supervisionado, conforme já mencionado anteriormente. Tal fato tem uma implicação que inviabiliza o uso do LVQ2 na prática, pois ele requer um conjunto de treinamento com todos os indivíduos já classificados. Porém, as categorias de cada rede do conjunto de treinamento apresentado na tabela 3.13 ainda não são conhecidas. Assim, foram aplicados apenas a rede neural SOM e o Classificador Hierárquico e os resultados obtidos com cada uma dessas técnicas são apresentados a seguir.

3.5.4.1. Rede Neural SOM

A rede neural SOM deve ser utilizada em duas etapas: treinamento e classificação.

Na etapa de treinamento, foi definida uma rede neural com 20 linhas e 20 colunas, devendo ser realizado um número de 200 iterações para cada sessão de treinamento, sendo que o número de unidades vizinhas inicial é 25 com uma taxa de aprendizado inicial de 0,5. O número de unidades vizinhas final é 1 com uma taxa de aprendizado final de 0,3.

Nessas condições, as 200 redes do conjunto de treinamento foram agrupadas em 152 categorias (de um total de 400 categorias possíveis). Tal resultado mostra que o conjunto de treinamento possui grande diversidade. A tabela 3.15 a seguir mostra as redes que formaram a categoria 20, que apresenta uma representatividade de 2,5% (5 redes). Nota-se que a categoria formada é bastante homogênea.

Tabela 3.15 – Conjunto de redes que formaram a categoria 20 no treinamento

Identificador	Tipo	Potência [kVA]	Tensão [kV]	Coefficiente de Perdas [kW/(kVA/m ²)]	Tipo da Área	Comprimento [m]
36	3	75	13,8	14,30	1	512,2
61	3	75	13,8	20,05	1	559,7
66	3	75	13,8	13,25	1	531,3
88	3	75	13,8	10,49	1	552,4
123	3	75	13,8	15,63	1	536,7

Na etapa de treinamento, as 152 categorias obtidas são os padrões de redes secundárias procurados. A partir dessa definição, será possível classificar uma rede secundária qualquer em um dos 152 padrões predefinidos.

Posteriormente, na etapa de classificação, as 105 redes do conjunto de teste foram apresentadas à rede neural SOM treinada. A tabela 3.16 apresenta as redes do conjunto de teste que foram classificadas na categoria 20.

Tabela 3.16 – Conjunto de redes classificadas na categoria 20

Identificador	Tipo	Potência [kVA]	Tensão [kV]	Coefficiente de Perdas [kW/(kVA/m ²)]	Tipo da Área	Comprimento [m]
221	3	75	13,8	10,68	1	496,6
222	3	75	13,8	14,42	1	585,9
224	3	75	13,8	11,16	1	564,5
238	3	75	13,8	30,30	1	553,2

Do conjunto de teste, 4 redes foram classificadas na categoria 20. Nota-se que a classificação realizada foi muito boa e manteve a homogeneidade da categoria 20.

No entanto, deve-se ressaltar que o treinamento da rede SOM é sensível a diversos parâmetros. Portanto, deve-se buscar o melhor ajuste desses parâmetros de forma a obter um bom treinamento da rede e, conseqüentemente, uma classificação adequada.

No treinamento e na classificação, todos os atributos são normalizados e possuem o mesmo peso. Uma idéia que merece ser destacada e melhor estudada é como poderiam ser utilizados fatores de ponderação durante o treinamento e a classificação de modo a tornar possível especificar uma ordem de importância nos atributos para a rede SOM, ou seja, estabelecer diferentes pesos para cada atributo. Assim, seria possível dar maior importância a atributos como a potência nominal. Como conseqüência, o cálculo da distância euclidiana de um indivíduo a uma unidade da rede neural poderia ser alterado e outra unidade da rede (categoria) ficaria mais próxima da rede que se deseja classificar.

No exemplo apresentado, a classificação foi feita com o mesmo número de atributos que foi utilizado no treinamento. Na prática, o conjunto de treinamento será obtido a partir

de um levantamento em campo, conforme já mencionado anteriormente. Já a classificação será realizada para qualquer rede presente no banco de dados da concessionária. Nessas condições, não será possível realizar a classificação com o mesmo número de atributos que foi utilizado no treinamento, pois os atributos *comprimento* e *coeficiente de perdas* são obtidos do levantamento em campo e não estão presentes no banco de dados. Além disso, o objetivo da classificação é exatamente obter o coeficiente de perdas e o comprimento total de uma rede qualquer presente no banco de dados a partir de seus atributos conhecidos.

Assim, foi realizada uma nova classificação do conjunto de teste, utilizando apenas 4 atributos: potência nominal, tensão primária, tipo da área e tipo do transformador, que são os atributos disponíveis para todas as redes no cadastro da concessionária. Nessas condições, nenhuma rede foi classificada na categoria 20 e as redes da tabela 3.16 foram classificadas na categoria 24, juntamente com outras 6 redes, totalizando um total de 10 redes na categoria. A tabela 3.17 apresenta o conjunto de redes da categoria 24, destacando as redes da tabela 3.16.

Com o intuito de permitir uma comparação melhor, a tabela 3.18 apresenta a única rede que formou a categoria 24 durante o treinamento.

Tabela 3.17 – Conjunto de redes classificadas na categoria 24

Identificador	Tipo	Potência [kVA]	Tensão [kV]	Coeficiente de Perdas [kW/(kVA/m ²)]	Tipo da Área	Comprimento [m]
212	3	75	13,8	0,03	1	56,8
221	3	75	13,8	10,68	1	496,6
222	3	75	13,8	14,42	1	585,9
224	3	75	13,8	11,16	1	564,5
235	3	75	13,8	1,19	1	144,4
236	3	75	13,8	162,76	1	1.097,0
238	3	75	13,8	30,30	1	553,2
240	3	75	13,8	12,72	1	396,5
243	3	75	13,8	13,80	1	434,9
246	3	75	13,8	14,90	1	407,9

Tabela 3.18 – Rede que formou a categoria 24 no treinamento

Identificador	Tipo	Potência [kVA]	Tensão [kV]	Coeficiente de Perdas [kW/(kVA/m ²)]	Tipo da Área	Comprimento [m]
116	3	75	13,8	2,30	1	124,3

Nota-se que a classificação foi bem executada nos 4 atributos utilizados. Porém, a classificação das redes quanto aos atributos *coeficiente de perdas* e *comprimento* ficou prejudicada e redes com características diferentes segundo esses atributos foram classificadas na mesma categoria.

Diante desses resultados, fica a pergunta: já que as categorias 20 e 24 possuem os mesmos valores para os 4 atributos principais, por que na classificação com 4 atributos as redes em questão foram classificadas na categoria 24 ao invés de o serem na categoria 20? A resposta para essa pergunta é simples. Após o treinamento, a rede neural SOM obtém os vetores de pesos para cada uma de suas unidades. Os vetores de pesos são os atributos de cada unidade, com a diferença de que eles estão normalizados. Tomando-se os pesos (atributos) normalizados das unidades referentes às categorias 20 e 24, certamente eles são diferentes. Porém, apesar da diferença, ao “desnormalizá-los”, os pesos de ambas as categorias são mapeados nos mesmos atributos *tipo*, *potência*, *tensão* e *tipo da área*. Explicando com outras palavras, as categorias 20 e 24 são fisicamente iguais segundo os 4 atributos mencionados, mas seus vetores de pesos possuem pequenas diferenças e essas diferenças são suficientes para tornar a categoria 24 mais semelhante das redes em questão quando são utilizados apenas os 4 atributos principais na classificação.

Outro aspecto interessante da rede neural SOM é que uma categoria que não possuía indivíduos após o treinamento pode passar a possuí-los após a classificação. Após o treinamento, mesmo que uma determinada unidade da rede neural não possua indivíduos associados (do conjunto de treinamento), deve-se lembrar que o seu vetor de pesos foi ajustado devido ao conceito de vizinhança existente no SOM. Posteriormente na etapa de classificação, é perfeitamente possível que categorias que não apresentavam indivíduos após o treinamento passem a apresentá-los.

3.5.4.2. Classificador Hierárquico

Assim como a rede neural SOM, o Classificador Hierárquico deve ser utilizado em duas etapas: formação de categorias ou famílias e classificação.

Conhecendo-se a priori a faixa de variação de cada atributo no conjunto de treinamento, foi especificado apenas o número de faixas de valores possíveis para cada um deles. Assim, para o atributo *tipo* do transformador foi especificado um número de 3 faixas; para *potência nominal*, 5 faixas; para *tensão primária*, 2 faixas; para *tipo da área*, 2 faixas; para *comprimento*, 5 faixas; e para *coeficiente de perdas*, 10 faixas. Utilizando-se o Classificador Hierárquico, as 200 redes secundárias foram agrupadas em 67 famílias (de um total de 3.000 possíveis). A tabela 3.19 a seguir mostra as redes que formaram a categoria 26, que apresenta uma representatividade de 8,50% (17 redes). Nota-se que a categoria formada é bastante homogênea.

Na etapa de formação de famílias, as 67 categorias obtidas são os padrões de redes secundárias procurados. A partir dessa definição, será possível classificar uma rede secundária qualquer em um dos 67 padrões predefinidos.

Após formar famílias ou categorias com o Classificador Hierárquico, é possível realizar a classificação de uma rede qualquer. Na etapa de classificação, as 105 redes do conjunto de teste foram apresentadas ao Classificador Hierárquico. Na categoria 26, foram classificadas 4 redes, conforme mostrado na tabela 3.20.

Tabela 3.19 – Conjunto de redes que formaram a categoria 26

Identificador	Tipo	Potência [kVA]	Tensão [kV]	Coeficiente de Perdas [kW/(kVA/m ²)]	Tipo da Área	Comprimento [m]
36	3	75	13,8	14,30	1	512,2
47	3	75	13,8	28,16	1	609,9
61	3	75	13,8	20,05	1	559,8
66	3	75	13,8	13,25	1	531,3
88	3	75	13,8	10,49	1	552,5
97	3	75	13,8	27,02	1	671,9
98	3	75	13,8	74,09	1	755,9
99	3	75	13,8	47,88	1	825,5
100	3	75	13,8	27,33	1	679,6
106	3	75	13,8	61,50	1	628,8
115	3	75	13,8	32,95	1	654,7
121	3	75	13,8	11,60	1	446,1
123	3	75	13,8	15,64	1	536,7
136	3	75	13,8	20,59	1	641,7
166	3	75	13,8	35,35	1	631,3
168	3	75	13,8	53,55	1	713,6
171	3	75	13,8	37,64	1	685,1

Tabela 3.20 – Conjunto de redes classificadas na categoria 26

Identificador	Tipo	Potência [kVA]	Tensão [kV]	Coefficiente de Perdas [kW/(kVA/m ²)]	Tipo da Área	Comprimento [m]
221	3	75	13,8	10,68	1	496,64
222	3	75	13,8	14,42	1	585,9
224	3	75	13,8	11,16	1	564,5
238	3	75	13,8	30,30	1	553,2

Nota-se que a classificação foi muito boa e manteve a homogeneidade da categoria. Porém, a categoria 26 é um pouco menos homogênea quando se comparam os resultados do Classificador Hierárquico com aqueles obtidos com a rede neural SOM, o que já era esperado, uma vez que o SOM formou 152 categorias na etapa de treinamento e o Classificador Hierárquico formou apenas 67 categorias durante a formação de famílias. É possível obter categorias mais homogêneas com o Classificador Hierárquico. Para isso, basta alterar os parâmetros utilizados na formação de famílias de modo a especificar faixas de valores possíveis mais estreitas para cada atributo. Deve-se observar, no entanto, que o número de categorias possíveis aumenta bastante, conforme já mencionado no item 3.5.3.

Também foi realizada uma classificação com o Classificador Hierárquico utilizando apenas os 4 atributos principais. A tabela 3.21 mostra as demais redes que possuem os 4 atributos principais iguais às redes apresentadas na tabela 3.20.

Tabela 3.21 – Conjunto de redes com os mesmos 4 atributos principais das redes da tabela 3.20

Identificador	Tipo	Potência [kVA]	Tensão [kV]	Coefficiente de Perdas [kW/(kVA/m ²)]	Tipo da Área	Comprimento [m]
212	3	75	13,8	0,03	1	56,8
235	3	75	13,8	1,20	1	144,4
236	3	75	13,8	162,76	1	1.097,0
240	3	75	13,8	12,72	1	396,5
243	3	75	13,8	13,81	1	434,9
246	3	75	13,8	14,90	1	407,9

Entre as redes da tabela 3.21, encontram-se redes com comprimentos menores e maiores, os quais fariam com que o Classificador Hierárquico classificasse tais redes em outras categorias, caso esse atributo fosse utilizado na classificação. No entanto, como

se deseja classificar as redes do conjunto de teste segundo os 4 atributos principais, tal atributo não pode ser considerado.

Além da categoria 26, com representatividade de 8,50%, outras categorias possuem os mesmos atributos principais: as categorias 28 (5,50%), 44 (2,50%) e 45 (0,50%). Nessas condições, o Classificador Hierárquico recorre a técnicas de sorteios para classificar cada rede secundária. Os sorteios são realizados utilizando-se o método da roleta, respeitando-se as representatividades das 4 categorias mencionadas. No método da roleta, categorias com maior representatividade têm maiores probabilidades de serem sorteadas para a rede que se deseja classificar.

Após executar o método da roleta para classificar as redes das tabelas 3.20 e 3.21 entre as categorias 26, 28, 44 e 45, foram obtidos os resultados mostrados na tabela 3.22.

A fim de permitir uma análise melhor, a tabela 3.23 mostra as redes que formaram as categorias 28, 44 e 45 durante a etapa inicial de formação de famílias.

Tabela 3.22 – Resultado do sorteio para as redes das tabelas 3.20 e 3.21

Categoria	Identificador	Tipo	Potência [kVA]	Tensão [kV]	Coefficiente de Perdas [kW/(kVA/m ²)]	Tipo da Área	Comprimento [m]
26	221	3	75	13,8	10,68	1	496,64
	222	3	75	13,8	14,42	1	585,9
	238	3	75	13,8	30,30	1	553,2
	212	3	75	13,8	0,03	1	56,8
	236	3	75	13,8	162,76	1	1.097,0
	240	3	75	13,8	12,72	1	396,5
	243	3	75	13,8	13,81	1	434,9
	246	3	75	13,8	14,90	1	407,9
28	235	3	75	13,8	1,20	1	144,4
44	224	3	75	13,8	11,16	1	564,5

Assim como na rede neural SOM, pode-se observar como a utilização de um número menor de atributos pode influir nos resultados da classificação. No caso do Classificador Hierárquico, a utilização de sorteios pode resultar em classificação inadequada para algumas redes e, conseqüentemente, produzir valores de perdas não adequados nessas redes. Porém, ao aplicar a técnica de classificação em um número maior de redes, a tendência é ocorrer a compensação dos erros introduzidos pelo sorteio,

o que levará a um resultado global de perdas nas redes secundárias mais próximo da realidade.

Tabela 3.23 – Conjunto de redes que formaram as categorias 28, 44 e 45

Categoria	Identificador	Tipo	Potência [kVA]	Tensão [kV]	Coefficiente de Perdas [kW/(kVA/m ²)]	Tipo da Área	Comprimento [m]
28	38	3	75	13,8	0,88	1	119,9
	45	3	75	13,8	5,49	1	378,4
	67	3	75	13,8	0,33	1	153,1
	84	3	75	13,8	5,37	1	275,1
	85	3	75	13,8	0,03	1	38,8
	86	3	75	13,8	0,70	1	151,3
	101	3	75	13,8	11,90	1	393,9
	110	3	75	13,8	0,00	1	13,8
	113	3	75	13,8	13,82	1	425,4
	116	3	75	13,8	2,30	1	124,3
	169	3	75	13,8	0,35	1	148,5
44	83	3	75	13,8	76,14	1	902,2
	96	3	75	13,8	100,67	1	1146,1
	108	3	75	13,8	152,09	1	1193,0
	172	3	75	13,8	139,97	1	918,1
	173	3	75	13,8	278,37	1	1.070,8
45	87	3	75	13,8	214,51	1	1.550,6

3.6. CONCLUSÕES

Durante o desenvolvimento deste trabalho, as três técnicas de classificação foram aplicadas a diversos casos reais. Em um primeiro momento, o modelo de RNA LVQ2 foi totalmente descartado por constituir-se de uma rede neural com treinamento supervisionado, ou seja, para que seu treinamento pudesse ser realizado, seria necessário um conjunto de treinamento (um conjunto de redes secundárias) no qual a família de cada indivíduo deveria ser previamente conhecido. Tal característica resultou em uma solução inadequada, pois a partir do conhecimento de um determinado número de redes secundárias levantadas em campo, desejava-se exatamente identificar quais redes eram semelhantes entre si para que os padrões de redes pudessem ser estabelecidos.

O modelo de RNA SOM e o Classificador Hierárquico se mostraram adequados para esta tarefa. No entanto, é importante ressaltar que não é possível dizer que um é melhor que o outro. A RNA SOM pode apresentar resultados melhores que o Classificador

Hierárquico para um determinado caso e o Classificador Hierárquico pode se mostrar mais adequado que a RNA SOM em outro caso. O desempenho de cada técnica dependerá de cada concessionária, das características e da disponibilidade de informações de suas redes, dos atributos escolhidos para caracterizar as redes e dos parâmetros de ajuste utilizados em cada técnica.

No capítulo a seguir, descreve-se o procedimento para cálculo das perdas em redes de baixa tensão com a utilização das técnicas de classificação e a definição de padrões de redes secundárias.

CAPÍTULO 4

METODOLOGIA ALTERNATIVA PARA CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS

4.1. INTRODUÇÃO

Uma vez estabelecidas as redes típicas a partir da utilização de uma das técnicas de classificação descritas no capítulo anterior, é possível proceder ao cálculo de perdas nas redes de baixa tensão utilizando uma metodologia alternativa quando não são conhecidas suas topologias.

As técnicas de classificação são novamente utilizadas, porém agora para classificar uma rede secundária qualquer em um dos padrões predefinidos.

Antes de propor a metodologia alternativa para cálculo de perdas nas redes de baixa tensão, este capítulo apresenta o coeficiente de perdas, que é de fundamental importância para o cálculo, bem como sua forma de obtenção e utilização.

No cálculo do coeficiente de perdas, a distribuição da carga é uma variável muito importante e serão considerados três modelos de distribuição da carga: carga uniformemente distribuída, carga crescente e carga decrescente.

Ao final do capítulo, após a apresentação da metodologia alternativa para cálculo de perdas, apresenta-se uma extensão do método para considerar incertezas.

4.2. A DISTRIBUIÇÃO DA CARGA E O COEFICIENTE DE PERDAS

O coeficiente de perdas é um dado muito importante na metodologia alternativa para cálculo de perdas técnicas que será apresentada adiante. Assim, é necessário obter tal

coeficiente antes de aplicar a metodologia mencionada. O coeficiente de perdas permitirá o cálculo das perdas em uma rede secundária considerando que sua carga assume um determinado tipo de distribuição (uniforme, crescente ou decrescente).

No entanto, para facilitar o cálculo do coeficiente de perdas, utiliza-se um modelo equivalente com carga concentrada e que será função da distribuição da carga.

4.2.1. Carga Concentrada e Carga Uniformemente Distribuída

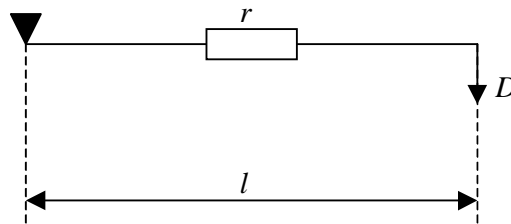


Figura 4.1 – Rede secundária com carga concentrada

Na rede trifásica simétrica da figura 4.1, que alimenta uma carga concentrada trifásica equilibrada D (VA) em sua extremidade, a perda é calculada por

$$\begin{aligned}
 p &= 3 \cdot r \cdot l \cdot I^2 \\
 S &= \sqrt{3} \cdot V \cdot I \Rightarrow I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{D}{\sqrt{3} \cdot V} \\
 \therefore p &= 3 \cdot r \cdot l \left(\frac{D}{\sqrt{3} \cdot V} \right)^2 \\
 \therefore p &= \frac{r \cdot l}{V^2} \cdot D^2
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

na qual:

- p : perda de demanda na rede [W];
- r : resistência dos condutores da rede [Ω/m];
- l : comprimento da rede [m];
- I : corrente devido à carga D [A];

➤ V : tensão de linha da rede [V].

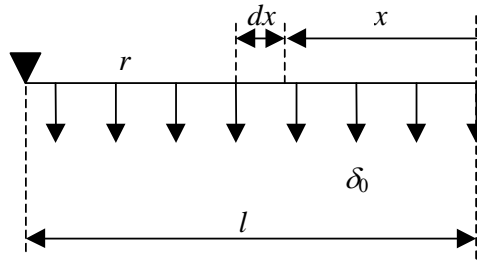


Figura 4.2 – Rede secundária com carga uniformemente distribuída

Se a carga D for distribuída uniformemente ao longo da rede, conforme mostra a figura 4.2, qualquer comprimento dx da rede terá a mesma carga própria D_{dx} , ou seja, qualquer comprimento dx da rede atenderá a mesma carga D_{dx} .

Define-se o carregamento linear δ_0 (VA/m) da rede por

$$\delta_0 = \frac{D}{l} \quad (4.2)$$

ou seja, o carregamento linear é dado pela carga dividida pelo comprimento de rede que atende a referida carga.

Assim, a carga D_{dx} atendida por um comprimento dx qualquer da rede é calculada por

$$D_{dx} = \delta_0 \cdot dx \quad (4.3)$$

uma vez que a carga é uniformemente distribuída e qualquer comprimento dx da rede possui o mesmo carregamento linear δ_0 .

Para calcular a demanda passante em qualquer ponto da rede, a uma distância x a partir de sua extremidade, basta integrar (4.3). Assim, tem-se:

$$\int_0^x D_{dx} = \int_0^x \delta_0 \cdot dx \Rightarrow D_x = \delta_0 \cdot x \quad (4.4)$$

Se a integral resultante em (4.4) for aplicada de 0 até o comprimento l da rede, obtém-se a equação (4.2), como era de se esperar, já que a carga é uniformemente distribuída.

Finalmente, as perdas na rede são calculadas por

$$\begin{aligned}
 p_{dx} &= 3 \cdot r \cdot dx \cdot I_x^2 \\
 I_x &= \frac{D_x}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{\delta_0 \cdot x}{\sqrt{3} \cdot V} \\
 \therefore p_{dx} &= 3 \cdot r \cdot dx \cdot \left(\frac{\delta_0 \cdot x}{\sqrt{3} \cdot V} \right)^2 \\
 \int_0^l p_{dx} &= \int_0^l 3 \cdot r \cdot dx \cdot \left(\frac{\delta_0 \cdot x}{\sqrt{3} \cdot V} \right)^2 \\
 p &= \int_0^l r \cdot dx \cdot \frac{\delta_0^2 \cdot x^2}{V^2} = \frac{r \cdot \delta_0^2}{V^2} \int_0^l x^2 \cdot dx = \frac{r \cdot \delta_0^2}{V^2} \cdot \frac{x^3}{3} \Big|_0^l = \frac{r \cdot \delta_0^2}{V^2} \cdot \frac{l^3}{3} = \frac{r \cdot l}{3 \cdot V^2} \cdot \delta_0^2 \cdot l^2 \\
 \therefore p &= \frac{r \cdot l}{3 \cdot V^2} \cdot D^2
 \end{aligned} \tag{4.5}$$

na qual:

- p_{dx} : perda de demanda em uma fração da rede de comprimento dx [W];
- dx : fração da rede de comprimento dx [m];
- I_x : corrente nos condutores da rede a uma distância x da extremidade [A];
- D_x : demanda passante a uma distância x da extremidade [VA].

Comparando-se (4.1) e (4.5), fica claro que a rede com carga uniformemente distribuída produz perdas três vezes menores com relação às perdas produzidas pela rede com carga concentrada.

A fim de tornar o cálculo do coeficiente de perdas mais fácil, a carga uniformemente distribuída será substituída por duas cargas concentradas nas extremidades da rede de tal forma que as perdas não sejam alteradas. Sendo D_C a demanda da carga no modelo de carga concentrada e substituindo D_C em (4.1) e igualando as expressões (4.1) e (4.5), é

fácil concluir que, para que as duas redes tenham as mesmas perdas utilizando os dois modelos de carga, é necessário que

$$D_c = \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot D \quad (4.6)$$

e a carga distribuída pode ser substituída por um valor concentrado equivalente, conforme mostrado na figura 4.3.

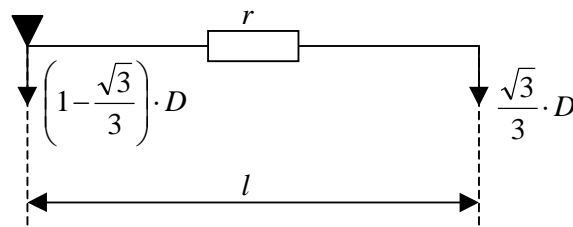


Figura 4.3 – Carga uniformemente distribuída transformada em carga concentrada

É fácil notar que a rede da figura 4.3 é idêntica à rede da figura 4.1. Ambas possuem o mesmo comprimento, a mesma resistência por unidade de comprimento e atendem a mesma carga D . A diferença é que a rede da figura 4.3 produz a mesma perda que a rede da figura 4.2, na qual a carga é uniformemente distribuída.

4.2.2. Carga Crescente e Carga Decrescente

Considere agora que a carga distribuída da rede da figura 4.2 assuma uma distribuição diferente da uniforme, podendo ser crescente ou decrescente e que o carregamento linear nessas condições seja dado por

$$\delta_x = \delta_0 \cdot x^\alpha \quad (4.7)$$

na qual δ_x é o carregamento linear em ponto a uma distância x a partir da extremidade final da rede, α é o coeficiente de distribuição da carga e δ_0 é o carregamento linear médio da rede.

Agora, a carga D_{dx} atendida por um comprimento dx qualquer da rede é calculada por

$$D_{dx} = \delta_x \cdot dx = \delta_0 \cdot x^\alpha \cdot dx \quad (4.8)$$

Para calcular a demanda passante em qualquer ponto da rede, basta integrar (4.8).

Assim, tem-se:

$$\int_0^x D_{dx} = \int_0^x \delta_0 \cdot x^\alpha \cdot dx \Rightarrow D_x = \delta_0 \cdot \frac{x^{\alpha+1}}{\alpha+1} \quad (4.9)$$

A expressão (4.9) deve possuir valores resultantes positivos, pois cargas com valores negativos não possuem significado físico neste contexto. Assim, deve-se observar que α deve ser maior que -1 .

Aplicando-se a integral resultante em (4.9) de 0 até o comprimento l da rede, obtém-se (4.10), que permite o cálculo do carregamento linear médio δ_0 .

$$\delta_0 = D \cdot \frac{\alpha+1}{l^{\alpha+1}} \quad (4.10)$$

Finalmente, é possível obter a expressão (4.11), que é equivalente à expressão (4.5) e que permite o cálculo das perdas em uma rede com carga distribuída cuja função de distribuição da carga é dada por (4.7).

$$p = \frac{r \cdot l}{(2 \cdot \alpha + 3) \cdot V^2} \cdot D^2 \quad (4.11)$$

Também é possível obter um modelo equivalente de carga concentrada para qualquer valor de α . Basta igualar as expressões (4.11) e (4.1), obtendo-se

$$D_c = \frac{\sqrt{2 \cdot \alpha + 3}}{2 \cdot \alpha + 3} \cdot D \quad (4.12)$$

e a carga distribuída pode ser substituída por um valor concentrado equivalente, conforme mostrado na figura 4.4.

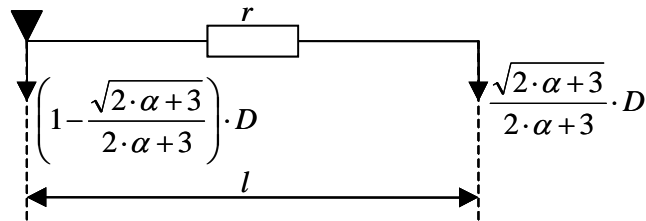


Figura 4.4 – Carga distribuída transformada em carga concentrada

A título de ilustração, pode-se obter uma distribuição crescente e uma distribuição decrescente para a carga com $\alpha = -0,5$ e $\alpha = 1,0$, respectivamente. Substituindo os valores de α em (4.11) e comparando-se as novas expressões com a expressão (4.1), pode-se verificar como as perdas são influenciadas pela distribuição da carga. A tabela 4.1 a seguir mostra os valores de perdas na rede da figura 4.4 para alguns valores de α em função das perdas obtidas com o modelo de carga concentrada.

Tabela 4.1 – Perdas em função da distribuição da carga

Tipo de Distribuição	α	Perda de demanda [%]
Concentrada	-	100,0
Crescente	-0,5	50,0
Uniforme	0,0	33,3
Decrescente	1,0	20,0
Decrescente	1,5	16,7

Fica evidente como a distribuição da carga influi significativamente nas perdas. A distribuição da carga é de fundamental importância para que as perdas calculadas utilizando os padrões de redes típicas fiquem próximas da realidade e o seu conhecimento pode ser obtido a partir do levantamento em campo mencionado no capítulo anterior.

4.2.3. Cálculo do Coeficiente de Perdas

No desenvolvimento do modelo de cálculo de perdas, optou-se por utilizar o modelo de carga uniformemente distribuída para representação da carga por se tratar de um modelo mais verossímil que o modelo de carga concentrada.

Na realidade, as redes secundárias apresentam uma distribuição de cargas que não é uniforme, pois as cargas estão localizadas nos postes e, portanto, concentradas nos postes. Analisando um trecho de rede individual, ele se comporta como a rede da figura 4.1, ou seja, apresenta uma carga concentrada. Porém, ao analisar a rede secundária como um todo, as cargas estão distribuídas ao longo de seus postes, conferindo um caráter de distribuição mais uniforme que concentrada.

É importante notar que a distribuição da carga é um fator que tem uma influência muito forte no resultado das perdas de uma determinada rede. Como foi mostrado na seção anterior, as perdas na rede com modelo de carga uniformemente distribuída são 1/3 das perdas na mesma rede, porém considerando a carga concentrada. Em capítulo posterior, a metodologia alternativa será aplicada a algumas redes secundárias reais e os resultados de perdas obtidos serão comparados com aqueles obtidos com a metodologia convencional [1] (fluxo de potência), a qual considera a localização exata das cargas. A partir dessa comparação, será possível determinar o coeficiente α de distribuição da carga.

Dadas as dificuldades que a adoção do modelo de carga distribuída impõe a qualquer cálculo que se deseja realizar por envolver cálculos de integrais, utiliza-se o modelo equivalente com carga concentrada que mantém as características físicas da rede, variando apenas a distribuição da carga (seu valor total é mantido) para que as perdas sejam as mesmas que as obtidas na rede com carga distribuída.

Na rede da figura 4.5 abaixo, **cada trecho** possui a mesma resistência por unidade de comprimento r (Ω/m), o mesmo comprimento l (m) e atendem uma mesma carga própria D (VA). Conseqüentemente, cada trecho também tem o mesmo carregamento linear δ_0 (VA/m).

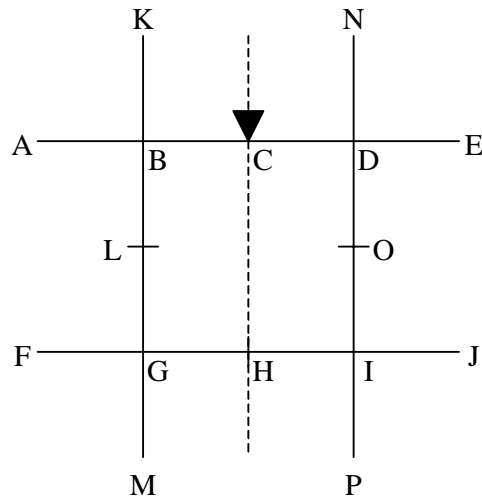


Figura 4.5 – Exemplo de rede secundária

Como a rede é simétrica, tendo seu eixo de simetria passando pelos pontos C e H (linha tracejada), utiliza-se apenas um de seus lados para se trabalhar com uma rede radial e, como a carga é uniformemente distribuída, os resultados obtidos em um lado da rede também o serão de igual forma no outro lado da rede. Trabalha-se então com a rede da figura 4.6 abaixo.

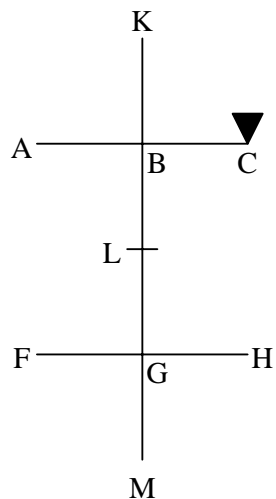


Figura 4.6 – Rede da figura 4.5 seccionada no seu eixo de simetria

Como a rede da figura 4.6 possui carga uniformemente distribuída, calcula-se a carga concentrada equivalente para cada trecho de rede conforme já explicado anteriormente.

Assim sendo, cada trecho da rede da figura 4.6 terá, em seu nó terminal, uma carga de $\frac{\sqrt{3}}{3} \cdot D$. Da mesma forma, cada nó inicial terá uma carga de $\left(1 - \frac{\sqrt{3}}{3}\right) \cdot D$.

Analisando o trecho GM, nota-se que seu nó M tem uma carga de $\frac{\sqrt{3}}{3} \cdot D$ e seu nó G possui uma carga de $\left(1 - \frac{\sqrt{3}}{3}\right) \cdot D$. Então, é apenas a carga $\frac{\sqrt{3}}{3} \cdot D$ que irá fluir pelo trecho GM produzindo perda. Dessa forma, a perda em W no trecho GM é calculada por

$$\begin{aligned}
 P_{GM} &= 3 \cdot r \cdot l \cdot I_{GM}^2 \\
 I_{GM} &= \frac{S_{GM}}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot D \cdot \frac{1}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{D}{3 \cdot V} \\
 \therefore P_{GM} &= 3 \cdot r \cdot l \cdot \left(\frac{D}{3 \cdot V}\right)^2 = 3 \cdot r \cdot l \cdot \frac{D^2}{9 \cdot V^2} \\
 \delta_0 &= \frac{D}{l} \Rightarrow D = \delta_0 \cdot l \\
 \therefore P_{GM} &= \frac{r \cdot l}{3 \cdot V^2} \cdot l^2 \cdot \delta_0^2 \\
 \therefore P_{GM} &= \frac{r \cdot l^3}{3 \cdot V^2} \cdot \delta_0^2
 \end{aligned} \tag{4.13}$$

O mesmo acontece nos trechos GF, GH, BA e BK.

Analisando o trecho LG, nota-se que, além de sua carga própria D , ele ainda agrega a carga de 3 trechos a jusante: os trechos GF, GM e GH, de forma que no nó terminal do trecho LG, o nó G, existe não só a carga própria de $\frac{\sqrt{3}}{3} \cdot D$ como também a carga D de cada um dos trechos a ele ligados.

Assim, a carga que flui pelo trecho LG é $\left(3 + \frac{\sqrt{3}}{3}\right) \cdot D$ e a perda em W nesse trecho é calculada por

$$\begin{aligned}
p_{LG} &= 3 \cdot r \cdot l \cdot I_{LG}^2 \\
I_{LG} &= \frac{S_{LG}}{\sqrt{3} \cdot V} = \left(3 + \frac{\sqrt{3}}{3}\right) \cdot D \cdot \frac{1}{\sqrt{3} \cdot V} \cdot \frac{\sqrt{3}}{3} = \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{D}{V} \cdot \left(3 + \frac{\sqrt{3}}{3}\right) \\
\therefore p_{LG} &= 3 \cdot r \cdot l \cdot \left[\frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{D}{V} \cdot \left(3 + \frac{\sqrt{3}}{3}\right)\right]^2 = 3 \cdot r \cdot l \cdot \frac{3}{9} \cdot \frac{D^2}{V^2} \cdot \left(3 + \frac{\sqrt{3}}{3}\right)^2 \quad (4.14) \\
p_{LG} &= \frac{r \cdot l}{V^2} \cdot \left(3 + \frac{\sqrt{3}}{3}\right)^2 \cdot D^2 = \frac{r \cdot l}{V^2} \cdot \left(3 + \frac{\sqrt{3}}{3}\right)^2 \cdot l^2 \cdot \delta_0^2 \\
\therefore p_{LG} &= \frac{r \cdot l^3}{V^2} \cdot \left(3 + \frac{\sqrt{3}}{3}\right)^2 \cdot \delta_0^2
\end{aligned}$$

Analisando o trecho BL, nota-se que, além de sua carga própria D , ele ainda agrega a carga de 4 trechos a jusante: os trechos GF, GM, GH e LG, de forma que no nó terminal do trecho BL, o nó L, existe não só a carga própria de $\frac{\sqrt{3}}{3} \cdot D$ como também a carga D de cada um dos trechos a ele ligados.

Assim, a carga que flui pelo trecho BL é $\left(4 + \frac{\sqrt{3}}{3}\right) \cdot D$ e a perda em W nesse trecho é calculada por

$$\begin{aligned}
p_{BL} &= 3 \cdot r \cdot l \cdot I_{BL}^2 \\
I_{BL} &= \frac{S_{BL}}{\sqrt{3} \cdot V} = \left(4 + \frac{\sqrt{3}}{3}\right) \cdot D \cdot \frac{1}{\sqrt{3} \cdot V} \cdot \frac{\sqrt{3}}{3} = \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{D}{V} \cdot \left(4 + \frac{\sqrt{3}}{3}\right) \\
\therefore p_{BL} &= 3 \cdot r \cdot l \cdot \left[\frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{D}{V} \cdot \left(4 + \frac{\sqrt{3}}{3}\right)\right]^2 = 3 \cdot r \cdot l \cdot \frac{3}{9} \cdot \frac{D^2}{V^2} \cdot \left(4 + \frac{\sqrt{3}}{3}\right)^2 \quad (4.15) \\
p_{BL} &= \frac{r \cdot l}{V^2} \cdot \left(4 + \frac{\sqrt{3}}{3}\right)^2 \cdot D^2 = \frac{r \cdot l}{V^2} \cdot \left(4 + \frac{\sqrt{3}}{3}\right)^2 \cdot l^2 \cdot \delta_0^2 \\
\therefore p_{BL} &= \frac{r \cdot l^3}{V^2} \cdot \left(4 + \frac{\sqrt{3}}{3}\right)^2 \cdot \delta_0^2
\end{aligned}$$

Generalizando, como o trecho CB possui 7 trechos a jusante conectados a ele, a perda em W nesse trecho é calculada por

$$p_{CB} = \frac{r \cdot l^3}{V^2} \cdot \left(7 + \frac{\sqrt{3}}{3}\right)^2 \cdot \delta_0^2 \quad (4.16)$$

Nota-se que as perdas de cada trecho estão sempre expressas em função do carregamento linear médio, de forma que pode-se usar a forma geral

$$p_{ij} = K_{ij} \cdot \delta_0^2 \quad (4.17)$$

para calcular a perda p_{ij} em um trecho ij qualquer, na qual:

- p_{ij} : perda de demanda no trecho ij da rede secundária [kW];
- K_{ij} : coeficiente de perdas do trecho ij da rede secundária [m²/kVA];
- δ_0 : carregamento linear da rede secundária [kVA/m].

Como cada trecho possui o mesmo carregamento linear médio δ_0 , pode-se somar o coeficiente de perdas de cada trecho para se obter o coeficiente de perdas da rede. A unidade do coeficiente de perdas também pode ser kW/(kVA/m)². Tal unidade deixa claro que o coeficiente de perdas fornece a perda em kW por unidade de carregamento linear ao quadrado.

A partir do exemplo mostrado acima, pode-se determinar uma forma geral para calcular o coeficiente de perdas K_{ij} de um trecho ij qualquer, dada por:

$$K_{ij} = \frac{r_{ij} \cdot l_{ij}^3}{3 \cdot V^2} \cdot \lambda_{ij} \quad (4.18)$$

na qual:

- K_{ij} : coeficiente de perdas do trecho ij da rede secundária [m²/kVA];
- r_{ij} : resistência por unidade de comprimento do trecho ij da rede secundária [Ω/km];
- l_{ij} : comprimento do trecho ij da rede secundária [km];
- V : tensão de linha da rede secundária [V];

➤ α : coeficiente de distribuição da carga, sendo $\alpha > -1,0$;

e $\lambda_{ij} = 1$ para trechos sem outros trechos conectados a jusante. Para trechos que possuem outros trechos conectados a jusante, deve-se calcular λ_{ij} por

$$\lambda_{ij} = \frac{(3 \cdot n + \sqrt{3})^2}{3} \quad (4.19)$$

na qual n é o número de trechos a jusante do trecho ij para o qual se deseja calcular o coeficiente de perdas.

É importante lembrar que esta forma geral de calcular o coeficiente de perdas considera que todos os trechos da rede possuem o mesmo comprimento. Conseqüentemente, como todos os trechos também possuem o mesmo carregamento linear, todos atendem a mesma carga própria. As expressões (4.17) a (4.19) são válidas apenas nessas condições.

No caso das redes secundárias levantadas em campo, cada trecho possui um comprimento diferente. Assim, ao aplicar tal método, cada trecho ficaria com um carregamento linear diferente, o que impossibilitaria obter o coeficiente da rede a partir da soma dos coeficientes de seus trechos. Para aplicar tal método a essas redes secundárias, cujos trechos possuem comprimentos variados, deve-se calcular antes o comprimento médio por trecho, dividindo-se o comprimento total da rede pelo número de trechos que ela apresenta. O coeficiente de perdas calculado dessa forma é uma aproximação muito boa do coeficiente de perdas real, já que os comprimentos de cada trecho de rede não variam muito, permanecendo quase sempre em valores da mesma ordem de grandeza.

Outro fato que deve ser considerado é que a expressão (4.19) é uma forma aproximada de se obter a carga de um trecho que possui trechos a jusante, pois como as perdas são quadráticas, a carga dos trechos a jusante não pode ser somada com a carga própria concentrada equivalente de um trecho para obter sua carga total concentrada equivalente.

É possível ainda generalizar as expressões (4.17) a (4.19) com o intuito de calcular o coeficiente de perdas utilizando os comprimentos reais de cada trecho ao invés do comprimento médio por trecho. Além disso, é possível tornar essas expressões mais genéricas ainda, a fim de permitir o cálculo do coeficiente de perdas para qualquer distribuição de carga (uniforme, crescente ou decrescente).

Para obter uma forma genérica para calcular o coeficiente de perdas de uma rede considerando qualquer distribuição de carga e qualquer comprimento por trecho, é necessário antes obter a demanda própria de cada trecho, ou seja, a demanda das cargas conectadas a cada trecho de rede. A expressão (4.20) a seguir permite obter a demanda própria de um trecho ij qualquer em função de seu comprimento próprio e do comprimento de rede a montante (distância de seu nó inicial até a fonte).

$$D_{ij} = \frac{\delta_0}{\alpha + 1} \cdot \left[(l_{Mij} + l_{Pij})^{\alpha+1} - l_{Mij}^{\alpha+1} \right] \quad (4.20)$$

na qual:

- D_{ij} : demanda própria do trecho ij da rede secundária [VA];
- δ_0 : carregamento linear médio da rede secundária [VA/m ^{$\alpha+1$}];
- α : coeficiente de distribuição da carga;
- l_{Mij} : comprimento de rede a montante do trecho ij (distância até a fonte) [m];
- l_{Pij} : comprimento próprio do trecho ij da rede secundária [m];
- ij : índice do trecho (1, 2, 3, ..., N_T).

A expressão (4.20) é obtida quando a integral (4.9) é aplicada de l_{Mij} até $(l_{Mij} + l_{Pij})$. Deve-se atentar que valores positivos de α significam carga crescente e valores entre -1 e 0 significam carga decrescente, diferente do que foi apresentado na tabela 4.1. Isso se deve ao fato de que na elaboração de tal tabela a distância foi medida a partir do fim da rede. Agora, a distância é medida a partir da fonte e, por isso, ocorreu a inversão. De qualquer forma, valores positivos de α fazem com que a carga aumente na medida em que nos afastamos de uma referência e valores entre -1 e 0 fazem com que a carga

diminua. Isso fica claro na expressão (4.20). Quanto mais afastado da fonte (referência), maior é o valor do comprimento a montante e, portanto, a carga será maior para $\alpha > 0$ e menor para $-1 < \alpha < 0$.

O somatório das demandas próprias de todos os trechos da rede deve ser igual à carga total por ela atendida. Para que isso aconteça, o carregamento linear médio deve ser calculado por

$$\delta_0 = \frac{D \cdot (\alpha + 1)}{\sum_{ij=1}^{N_T} [l_{Mij} + l_{Pij}]^{\alpha+1} - l_{Mij}^{\alpha+1}} \quad (4.21)$$

na qual:

- D : demanda total atendida pela rede secundária [VA];
- N_T : número de trechos da rede secundária.

Analisando um trecho ij qualquer, além de sua demanda própria, ele deve atender a demanda própria de todos os trechos a ele conectados, ou seja, a demanda de todos os trechos a jusante. Considerando ainda o modelo de carga concentrada equivalente, a demanda passante em um trecho ij qualquer é calculada por

$$D_{pass,ij} = \left(1 - \frac{\sqrt{2 \cdot \alpha + 3}}{2 \cdot \alpha + 3}\right) \cdot D_{ij} + D_{jus,ij} \quad (4.22)$$

na qual:

- $D_{pass,ij}$: demanda passante no trecho ij [VA];
- $D_{jus,ij}$: somatório das demandas próprias dos trechos a jusante do trecho ij [VA].

Notar que a demanda própria que provoca perda no trecho ij é $\left(1 - \frac{\sqrt{2 \cdot \alpha + 3}}{2 \cdot \alpha + 3}\right) \cdot D_{ij}$ ao

invés de $\frac{\sqrt{2 \cdot \alpha + 3}}{2 \cdot \alpha + 3} \cdot D_{ij}$, pois conforme já citado, nesta generalização a distância é

medida a partir da fonte, ao passo que na figura 4.4, a qual exhibe o modelo de carga concentrada equivalente em função da distribuição da carga, a distância é medida a partir do fim da rede.

Substituindo (4.20) em (4.22) e explicitando o somatório representado por $D_{jus,ij}$, obtém-se a expressão (4.23).

$$D_{pass,ij} = \frac{\delta_0}{(\alpha + 1)} \cdot \left\{ \left(1 - \frac{\sqrt{2 \cdot \alpha + 3}}{2 \cdot \alpha + 3} \right) \cdot [(l_{Mij} + l_{Pij})^{\alpha+1} - l_{Mij}^{\alpha+1}] + \sum_{\substack{pq=1 \\ pq \in \Omega_{jus,ij}}}^{N_T} [(l_{Mpq} + l_{Ppq})^{\alpha+1} - l_{Mpq}^{\alpha+1}] \right\} \quad (4.23)$$

na qual:

- pq : índice do trecho (1, 2, 3, ..., N_T);
- $\Omega_{jus,ij}$: conjunto de trechos a jusante do trecho ij .

Finalmente, a perda no trecho ij é calculada por

$$\begin{aligned} p_{ij} &= 3 \cdot r \cdot l_{Pij} \cdot I_{ij}^2 \\ I_{ij} &= \frac{D_{pass,ij}}{\sqrt{3} \cdot V} \cdot \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{3}} = \frac{\sqrt{3} \cdot D_{pass,ij}}{3 \cdot V} \\ \therefore p_{ij} &= 3 \cdot r \cdot l_{Pij} \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot D_{pass,ij}}{3 \cdot V} \right)^2 = 3 \cdot r \cdot l_{Pij} \cdot \frac{3 \cdot D_{pass,ij}^2}{9 \cdot V^2} \quad (4.24) \\ p_{ij} &= \frac{r \cdot l_{Pij}}{V^2} \cdot D_{pass,ij}^2 \end{aligned}$$

Substituindo (4.23) em (4.24) e isolando-se o carregamento linear médio, obtém-se a forma geral para cálculo do coeficiente de perdas em um trecho ij qualquer, dada pela expressão (4.25).

$$K_{ij} = \frac{r \cdot l_{Pij}}{V^2 \cdot (\alpha + 1)^2} \cdot \left\{ \left(1 - \frac{\sqrt{2 \cdot \alpha + 3}}{2 \cdot \alpha + 3} \right) \cdot [(l_{Mij} + l_{Pij})^{\alpha+1} - l_{Mij}^{\alpha+1}] + \sum_{\substack{pq=1 \\ pq \in \Omega_{jus,ij}}}^{N_T} [(l_{Mpq} + l_{Ppq})^{\alpha+1} - l_{Mpq}^{\alpha+1}] \right\}^2 \quad (4.25)$$

Nota-se que a expressão (4.25) permite calcular o coeficiente de perdas de um trecho qualquer de rede conhecendo-se apenas seu comprimento e cabo, a distribuição da carga, os comprimentos dos trechos de rede a jusante e a montante do trecho considerado, a tensão de linha e a topologia da rede.

Finalmente, o coeficiente de perdas de uma rede qualquer é calculado a partir do somatório dos coeficientes de perdas de cada um de seus trechos, calculados por (4.25).

A grande vantagem de se utilizar o coeficiente de perdas como um dos atributos para descrever uma rede de baixa tensão está no fato de que o coeficiente contém informações a respeito da bitola e do material do cabo utilizado em cada trecho da rede e também da topologia da rede. A partir da demonstração feita nesta seção, fica claro que redes de mesmo comprimento e mesmo cabo podem ter coeficientes de perdas diferentes de acordo com suas topologias.

4.3. CÁLCULO DE PERDAS

A metodologia alternativa para cálculo de perdas em redes de baixa tensão utilizando modelos de redes típicas que será descrita nesta seção possui um pré-requisito básico: deve-se utilizar o comprimento total de rede e o coeficiente de perdas como atributos. Assim, é necessário que os padrões de redes típicas sejam descritos obrigatoriamente por esses dois atributos.

O cálculo das perdas em uma rede secundária qualquer é realizado de acordo com as seguintes etapas:

1. Definição dos padrões de redes típicas, utilizando a técnica de classificação escolhida.
2. Classificação da rede em um dos padrões de redes predefinidos, utilizando a técnica de classificação escolhida.
3. Agregação das curvas de carga dos consumidores (dados de faturamento) no transformador de distribuição.

4. Cálculo das perdas na rede, utilizando o coeficiente de perdas, o comprimento total e a curva de carga agregada no transformador de distribuição.

A Etapa 1 é realizada uma única vez e as Etapas 2 a 4 são realizadas todas as vezes que o cálculo das perdas for executado. A seguir, cada etapa será descrita mais detalhadamente.

4.3.1. Definição de Padrões de Redes Típicas

Após realizar levantamento em campo de várias redes secundárias em quantidade suficiente para se ter uma amostra com validade estatística, deve-se escolher, entre os dados levantados para cada rede, quais serão os atributos que irão caracterizar as redes levantadas e, posteriormente, as famílias ou padrões de redes típicas.

Como já foi mencionado, o comprimento total de rede e o coeficiente de perdas são atributos obrigatórios e são facilmente obtidos ou calculados a partir dos dados levantados em campo.

Após compor a amostra de redes levantadas em campo caracterizadas por atributos, deve-se optar por uma técnica de classificação para formar famílias de redes secundárias, ou seja, identificar entre as redes da amostra aquelas que possuem características semelhantes e escolher um representante para o grupo formado. Ao utilizar a técnica de classificação na amostra, serão obtidas as famílias de redes típicas, também caracterizadas por atributos. Como as famílias são compostas por um conjunto de mais de uma rede real, o representante de cada família deve ser a média das redes que a compõem. Em outras palavras, para obter o valor de um atributo do representante da família, deve-se calcular a média desse atributo a partir das redes reais que deram origem à família.

Ao final do processo, cada família terá um representante com um comprimento total de rede médio e um coeficiente de perdas médio (atributos obrigatórios) obtidos a partir dos comprimentos totais de rede e dos coeficientes de perdas das redes que a formaram.

Também deverão ser calculados os valores médios dos demais atributos escolhidos para caracterizar as redes reais e os representantes das famílias.

O processo de formação de famílias ou definição de padrões de redes típicas deverá ser realizado uma única vez. Os padrões obtidos deverão ser armazenados em um banco de dados para posterior utilização em cada vez que se desejar calcular as perdas. Novos levantamentos em campo e novas formações de famílias deverão ser conduzidos apenas quando novos padrões construtivos de redes secundárias passarem a ser utilizados na empresa.

4.3.2. Classificação da Rede de Baixa Tensão

Quando se deseja calcular as perdas em uma rede secundária qualquer, o primeiro passo a ser seguido é classificar a rede em uma das famílias predefinidas utilizando uma técnica de classificação. Como essa rede não teve seus dados levantados em campo, não são conhecidos seu coeficiente de perdas e seu comprimento total. A classificação serve exatamente para determinar esses dois atributos da rede. Para isso, utiliza-se a técnica de classificação para comparar uma rede qualquer com os padrões de redes típicas predefinidos.

Vale lembrar que não se conhece a topologia da rede a ser classificada e, portanto, apenas os atributos escolhidos a partir da base de dados são utilizados nesta etapa de classificação. O comprimento total de rede e o coeficiente de perdas são conhecidos apenas nos padrões de redes típicas.

Ao utilizar uma técnica de classificação para atribuir uma das famílias predefinidas à rede em cálculo, pode ser encontrada mais de uma família que combine com a rede segundo os atributos disponíveis no banco de dados da empresa. Em se encontrando mais de uma família candidata para a rede, realiza-se um sorteio na proporção das representatividades das famílias candidatas, ou seja, famílias com maior representatividade têm maiores chances de serem sorteadas.

Tal sorteio nem sempre será necessário. Ao definir os padrões de redes típicas, procura-se estabelecer uma relação entre os atributos presentes no banco de dados da empresa, tais como a potência nominal do transformador e os atributos obtidos do levantamento em campo, como o comprimento total de rede. Assim como nos estudos realizados pela CEMIG [3], à cada configuração de rede típica com um comprimento total definido foi atribuída uma potência nominal de transformador que alimenta a rede. Entretanto, é possível que redes de mesmo comprimento possam ser alimentadas por transformadores de potências diferentes. Isso pode acontecer quando a concessionária não possui padrões de projeto para as redes secundárias. Nesse caso, surge um impasse, pois mais de uma família se encaixa à rede a ser classificada e o sorteio é um recurso que deve ser utilizado para resolver tal impasse.

Ao atribuir uma família à rede em cálculo, também são atribuídos à rede o coeficiente de perdas e comprimento total do representante da família. Agora que são conhecidos tais atributos da rede, o cálculo de suas perdas torna-se bem simples, como será visto nos itens a seguir.

4.3.3. Agregação das Curvas de Carga dos Consumidores

Geralmente, a partir dos dados de faturamento da concessionária, é possível obter os consumidores alimentados por um determinado transformador e seus respectivos consumos mensais. Conhecendo-se os consumidores alimentados por essa rede, levanta-se a curva de carga no transformador de distribuição a partir do conhecimento das curvas típicas dos consumidores e de seus respectivos consumos e categorias de consumo [1].

Em seguida, pode-se realizar o cálculo das perdas utilizando a curva de carga calculada a partir dos dados de faturamento, o comprimento total de rede e o coeficiente de perdas obtidos a partir da classificação.

4.3.4. Cálculo das Perdas

Conhecendo-se o comprimento total da rede, o seu coeficiente de perdas e a curva de carga agregada no transformador (kVA) nos vários instantes do dia, levanta-se a curva de perdas na rede a partir do cálculo da perda de demanda em cada instante do dia. Para isso, calcula-se primeiro o carregamento linear médio da rede por

$$\delta_{0,t} = |S_t| \cdot \frac{\alpha + 1}{l^{\alpha+1}} \quad (4.26)$$

na qual:

- $\delta_{0,t}$: carregamento linear médio da rede secundária no instante t [kVA/m];
- S_t : carregamento do transformador no instante t [kVA];
- l : comprimento total da rede secundária [m];
- α : coeficiente de distribuição da carga.

Em seguida, a perda de demanda em cada instante do dia é calculada por

$$p_t = K \cdot \delta_{0,t}^2 \quad (4.27)$$

na qual:

- p_t : perda de demanda da rede secundária no instante t [kW];
- K : coeficiente de perdas da rede secundária [m²/kVA].

Após obter a curva de perda de demanda, o seu valor máximo corresponde à perda de demanda e a perda de energia é obtida a partir de sua integração.

4.4. CÁLCULO DE PERDAS CONSIDERANDO INCERTEZAS

Como já foi mencionado anteriormente, a distribuição da carga na rede é um fator que influencia muito as perdas. Assim, ao adotar o modelo de carga distribuída com um determinado coeficiente de distribuição, pode-se incorrer em grandes erros, de modo

que seria interessante considerar incertezas durante o cálculo de perdas. Além disso, o próprio processo de classificação da rede pode introduzir erros caso a rede não seja classificada corretamente em um dos padrões predefinidos, acarretando no uso de valores inadequados para o coeficiente de perdas e para o comprimento total.

Uma abordagem possível para tratar as incertezas e, conseqüentemente, obter uma faixa de valores possíveis para as perdas em uma determinada rede com um certo grau de confiança consiste em realizar um cálculo probabilístico de acordo com o método de Monte Carlo. No cálculo probabilístico, ao invés de realizar apenas um cálculo de perdas para a rede, devem ser realizados algumas centenas de cálculos. Em cada cálculo, as variáveis que introduzem as incertezas devem ser alteradas. Para isso, realiza-se um sorteio a partir do valor conhecido da variável e da sua função de distribuição de probabilidade [27].

No caso deste trabalho, considerando que as variáveis que introduzem incertezas são o comprimento da rede e o seu coeficiente de perdas, a cada cálculo (ensaio), devem ser sorteados novos valores de comprimento e de coeficiente de perdas a partir dos valores originais obtidos na etapa de classificação. O objetivo do cálculo probabilístico é introduzir variações em alguns dados de entrada e verificar o seu impacto nos dados de saída, ou seja, nas perdas. A partir da amostra de redes levantadas em campo, também é possível obter a função de distribuição de probabilidade do coeficiente de perdas e do comprimento da rede. Conseqüentemente, também é conhecida a função de distribuição de probabilidade acumulada. Com o auxílio dessa função sorteia-se um número e calculam-se os novos valores de coeficiente de perdas e comprimento para o número sorteado. Com esses novos valores, realiza-se novo cálculo de perdas. O processo deve ser repetido algumas centenas de vezes para que se possa levantar a função de distribuição de probabilidade das perdas, a partir da qual será possível estabelecer uma faixa de valores possíveis para as perdas com um determinado grau de confiança.

O problema do cálculo probabilístico é que há a necessidade de realizar algumas centenas de cálculos para cada rede que se deseja obter as perdas. No entanto, como o cálculo das perdas em uma concessionária requer grandes esforços computacionais, a utilização do cálculo probabilístico onera demasiadamente o tempo de processamento.

Tal ônus é claro, pois ao invés de se realizar apenas um cálculo por rede BT, devem ser realizados centenas de cálculos. Portanto, a adoção desta abordagem para tratar as incertezas seria muito custosa na prática.

Uma outra abordagem para tratar as incertezas consiste na utilização de números difusos, no chamado cálculo *fuzzy* ou cálculo possibilístico. Dessa forma, as centenas de cálculos realizados na abordagem probabilística são substituídas por algumas unidades de cálculos.

Atualmente, a teoria de conjuntos difusos está bastante difundida e é utilizada em muitas aplicações. O capítulo 2 deste trabalho mostrou uma aplicação muito interessante de conjuntos difusos em processos de classificação semelhantes aos descritos neste trabalho.

Neste trabalho, as incertezas serão consideradas a partir da utilização de números difusos triangulares. Dado um número N qualquer, seu número difuso equivalente triangular será

$$\tilde{N} = (N_i; N_m; N_s) \quad (4.28)$$

na qual:

- \tilde{N} : número difuso triangular;
- N_i : valor inferior de \tilde{N} ;
- N_m : valor médio de \tilde{N} ;
- N_s : valor superior de \tilde{N} .

A figura 4.7 mostra uma representação gráfica do número difuso \tilde{N} , na qual o eixo N é o eixo dos valores do número difuso \tilde{N} e o eixo P é o eixo das pertinências. Para valores menores ou iguais a N_i e para valores maiores ou iguais a N_s , há uma pertinência ou possibilidade de ocorrência igual a zero. Valores entre N_i e N_s possuem pertinência ou possibilidade de ocorrência entre 0 e 1,0. Finalmente, o valor N_m possui uma pertinência igual a 1,0.

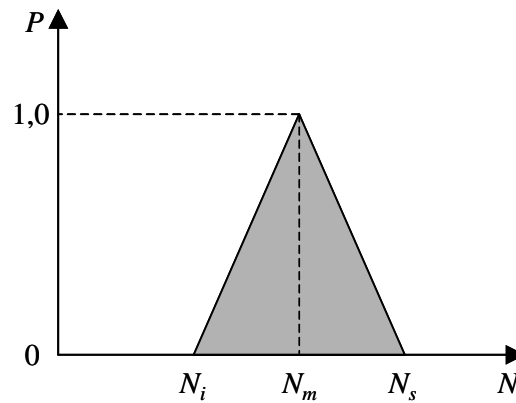


Figura 4.7 – Representação gráfica de um número difuso triangular

A partir da utilização de números difusos, o método de cálculo descrito em 4.3.4 foi incrementado para considerar incertezas em alguns dados de entrada. Tendo-se como referência o cálculo convencional de perdas [1], a metodologia alternativa introduz incertezas em dois parâmetros de entrada: o coeficiente de perdas e o comprimento total de rede, que passam a ser números difusos triangulares dados por

$$\tilde{K} = (K_i; K_m; K_s) \text{ e} \quad (4.29)$$

$$\tilde{l} = (l_i; l_m; l_s). \quad (4.30)$$

Para determinar os valores inferiores e superiores de (4.29) e (4.30), é necessária a utilização de um critério para que as incertezas desses parâmetros sejam representadas adequadamente. Uma das estratégias possíveis para obter tais valores consiste em calculá-los a partir de uma porcentagem do valor médio. Por exemplo, seria possível obter os valores inferiores e superiores considerando-se um desvio de 20% em torno do valor médio, ou seja, os números difusos do coeficiente de perdas e do comprimento seriam obtidos por $\tilde{K} = (0,8 \cdot K_m; K_m; 1,2 \cdot K_m)$ e $\tilde{l} = (0,8 \cdot l_m; l_m; 1,2 \cdot l_m)$, respectivamente.

Considerando que tais parâmetros são obtidos durante o processo de formação de famílias, no qual é escolhido um representante para cada família com coeficiente de perdas e comprimento total médios obtidos a partir das redes que a formaram, outra

alternativa seria a utilização dos valores mínimo e máximo do comprimento e do coeficiente de perdas dentro de cada categoria, ou seja, após a formação de famílias, seriam determinadas as redes com os maiores valores para o coeficiente de perdas e para o comprimento, bem como as redes com os menores valores dos referidos atributos. Os coeficientes de perdas e os comprimentos das redes encontradas seriam utilizados como valores inferiores e superiores para os números difusos do coeficiente de perdas e do comprimento do representante da família. Entretanto, a utilização do mínimo e do máximo valor de cada atributo em uma família pode levar a valores inferiores e superiores dos números difusos que não representam bem a família, caso ela contenha redes atípicas, o que é perfeitamente possível em se tratando de um conjunto de redes BT com alta diversidade.

Conhecendo-se as redes que compõem cada família, também é possível obter os desvios padrão do coeficiente de perdas e do comprimento total do representante de cada família. A utilização dos desvios padrão é outra estratégia possível para determinar os valores inferiores e superiores do comprimento e do coeficiente de perdas e é a estratégia que será utilizada neste trabalho. A vantagem desta estratégia está no fato de se utilizar os desvios obtidos em cada família, que são os desvios reais, sem a necessidade de estimativas que podem superestimar ou subestimar os erros reais dentro de cada família, tais como o uso da porcentagem fixa da média ou dos valores mínimo e máximo, conforme citado anteriormente. Com esta estratégia, é possível representar adequadamente o erro introduzido pelo representante de cada família no cálculo das perdas. É importante ressaltar que o desvio padrão é apenas um valor de referência para modelar os valores inferiores e superiores dos números difusos. A metodologia proposta não contempla a definição de uma amostra estatisticamente representativa das redes para a obtenção dos valores do coeficiente de perdas e do comprimento e, portanto, os valores disponíveis não permitem a utilização de uma abordagem probabilística para o problema em análise.

Após determinar os valores inferiores e superiores de (4.29) e (4.30), introduzindo as incertezas no coeficiente de perdas e no comprimento total, as expressões (4.26) e (4.27) são substituídas por (4.31) e (4.32), respectivamente.

$$\tilde{\delta}_{0,t} = |S_t| \cdot \frac{\alpha + 1}{\tilde{l}^{\alpha+1}} \quad (4.31)$$

$$\tilde{p}_t = \tilde{K} \cdot \tilde{\delta}_{0,t}^2 \quad (4.32)$$

Conhecendo-se as operações aritméticas entre números difusos, calcula-se o valor de perdas com seus respectivos valores mínimo e máximo. Vale lembrar que não foi utilizado um número difuso para o carregamento, pois a metodologia alternativa não introduz nenhuma incerteza com relação à metodologia convencional.

4.5. CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou uma metodologia alternativa para o cálculo das perdas em redes de baixa tensão utilizando padrões de redes típicas e técnicas de classificação. As incertezas foram consideradas a partir da utilização de números difusos. Tal método deve ser aplicado quando a concessionária em questão não possui um cadastro detalhado das redes secundárias, ou seja, quando não são conhecidos as topologias das redes e a localização exata de seus consumidores.

É importante ressaltar que o método proposto necessita de diversos parâmetros que devem ser ajustados a partir de um estudo específico para cada caso, pois cada concessionária possui uma realidade e os ajustes que foram obtidos para uma podem não ser adequados para outra.

Em capítulo posterior, este trabalho apresenta um exemplo de aplicação da metodologia alternativa proposta, contemplando o estudo para ajuste dos parâmetros do modelo e apresentando os resultados obtidos, comparando-os com os resultados obtidos com a metodologia convencional desenvolvida em [1].

CAPÍTULO 5

CORREÇÃO DE ENERGIA E DEMANDA UTILIZANDO DADOS DE MEDIÇÕES

5.1. INTRODUÇÃO

Tanto a metodologia para cálculo de perdas desenvolvida em [1] quanto a metodologia proposta neste trabalho para o cálculo de perdas em redes de baixa tensão nas quais não são conhecidas suas topologias e a localização exata dos consumidores possuem, como resultado de cálculo, as curvas de carga estimadas nos transformadores de distribuição e nos alimentadores primários.

Também foi mostrado em [1] que a curva de carga estimada em um transformador de distribuição estava muito próxima da curva de carga medida, considerada como curva de carga real, o que provou a eficiência das curvas típicas de carga na representação da carga. Posteriormente, foi possível averiguar se as curvas de carga estimadas em alguns alimentadores primários estavam próximas ou não de suas respectivas curvas de carga medidas.

Na grande maioria dos casos, observou-se que as curvas de carga estimadas possuíam perfis muito semelhantes aos perfis das curvas de carga medidas, porém com alguma discrepância nas energias a elas associadas.

Este capítulo discute a origem de tais discrepâncias e propõe um método para corrigir a energia e a demanda máxima das curvas de carga estimadas, utilizando os dados de medições disponíveis.

5.2. A ORIGEM DAS DISCREPÂNCIAS

A metodologia para cálculo de perdas utilizando curvas típicas de carga [1] permite obter, como resultado de cálculo, as curvas de carga estimadas nos transformadores de distribuição e nos alimentadores primários. Com a aplicação da metodologia em algumas concessionárias que possuem telemedição nos alimentadores, foi possível comparar facilmente a curva de carga estimada e a curva de carga medida em vários alimentadores.

Para realizar a comparação, foram escolhidos alguns meses e, uma vez disponíveis as curvas de carga em todos os dias de cada mês, foi calculada uma curva de carga média para cada mês. A curva de carga média obtida da medição foi então utilizada para comparar com a curva de carga estimada.

Durante a comparação, foram observadas as seguintes situações:

- curvas estimada e medida com perfis semelhantes e energias próximas;
- curvas estimada e medida com perfis semelhantes e energias diferentes;
- curvas estimada e medida com perfis diferentes.

A partir dessa constatação, iniciou-se uma busca pela origem das discrepâncias observadas, que residem em quatro fatores:

- possíveis erros de cadastro;
- perdas não técnicas;
- base de tempo diferente dos consumos faturados;
- blocos de carga manobrados.

Um fato que merece destaque é que nos cálculos realizados para efeito de comparação com as medições, não foram utilizadas curvas típicas de carga de dias úteis, sábados e domingos e feriados. As curvas típicas utilizadas foram obtidas a partir da média das curvas de carga medidas em vários consumidores. No cálculo da curva média, foram utilizados todos os dias em que houve medição, não havendo tratamento adicional em

função do dia da semana. Como as perdas são calculadas sempre em base mensal, considerou-se que a representação da carga por essas curvas típicas era a mais adequada.

Nos itens a seguir será discutido como cada um dos quatro fatores mencionados anteriormente podem contribuir para as discrepâncias entre cálculo e medição.

5.2.1. Blocos de Carga Manobrados

Quando a discrepância observada entre as curvas de carga medida e estimada for muito grande, tanto em termos de energia, como em termos de perfil de consumo, é possível que blocos de carga tenha sido manobrados temporariamente ou permanentemente.

Geralmente, a manobra de blocos de carga é um recurso utilizado para minimizar contingências em situações de emergência que necessitam de manutenção corretiva na rede ou mesmo em situações de desligamento programado. O objetivo é minimizar o número de consumidores não atendidos, transferindo blocos de carga para outros alimentadores, podendo ocorrer sobrecarga dos alimentadores que receberam os blocos de carga, situação aceitável quando a sobrecarga está dentro de certos limites preestabelecidos de magnitude e tempo de duração. Nessa situação, a manobra é temporária. Porém, seus efeitos podem ser grandes na média da curva de carga medida em um determinado mês nos alimentadores afetados. A base de dados não “enxerga” essa manobra, de forma que a melhor estratégia é eliminar as medições dos dias em que houve manobra ao calcular a média da curva de carga medida.

A manobra também pode representar um recurso para resolver problemas de queda de tensão e carregamento em uma região e, nesse caso, torna-se permanente. A base de dados passa a “enxergar” a nova configuração dos alimentadores afetados, porém isso ocorre algum tempo depois. Se a efetivação da manobra na base de dados ocorrer no mesmo mês em que foi realizada em campo, a melhor estratégia para eliminar a discrepância é eliminar as medições dos dias não manobrados ao calcular a média da curva de carga medida. Caso contrário, ou seja, caso a manobra seja efetivada na base

de dados em mês posterior ao que foi realizada em campo, a melhor estratégia é eliminar as medições dos dias manobrados no mês em que a manobra foi realizada em campo e eliminar as medições dos dias não manobrados no mês seguinte, ou seja, o mês em que a manobra foi efetivada na base de dados. Nesta última situação, é importante observar que dois meses são afetados pela manobra e certamente as discrepâncias se manifestarão. De forma geral, os erros ficam restritos às redes envolvidas nos períodos correspondentes e, portanto, não afetam significativamente os índices gerais de perdas do segmento se observados em base de tempo anual.

5.2.2. Possíveis Erros de Cadastro

Sem dúvidas, a existência de erros de cadastro é o fator que possui a maior parcela de contribuição nas discrepâncias entre curvas de carga estimada e medida. O volume de informação requerida para o cálculo das perdas é muito grande, de modo que a existência de erros de cadastro pode comprometer o resultado do cálculo.

No caso de curvas estimada e medida com perfis diferentes, o simples fato de alguns consumidores estarem cadastrados em classes de consumo erradas faz com que o perfil da curva de carga estimada se altere. Por exemplo, o cadastro da empresa aponta que alguns consumidores são comerciais ou industriais, mas na realidade eles são residenciais. Ao atribuir uma curva de carga a um consumidor, é a informação presente na base de dados que é utilizada, ao passo que os dados de medição registram a situação real. Dependendo do montante de consumo faturado envolvido e da quantidade de consumidores envolvidos, a utilização de uma curva de carga típica inadequada pode gerar uma alteração significativa no perfil da curva de carga estimada, fazendo com que ele se distancie do perfil da curva de carga medida.

Considerando que não existe o erro de cadastro acima, o único fator que pode explicar a discrepância entre os perfis das curvas de carga estimada e medida é a obtenção de curvas típicas de carga sem validade estatística, ou seja, as curvas típicas obtidas não representam adequadamente o perfil de consumo dos consumidores atendidos pela

concessionária. Nesse caso, deve-se proceder a um novo processo de obtenção das curvas típicas.

No caso de curvas de carga estimada e medida possuírem o mesmo perfil, mas resultando em energias diferentes, também deve ser verificada a qualidade da informação existente no banco de dados. Supondo que o consumo faturado está sempre correto, o tipo de erro de cadastro que explica tal discrepância é a não associação de todos os consumidores a seus respectivos transformadores ou mesmo a associação incorreta. Por exemplo, um transformador pode atender 100 consumidores BT e todos eles estão cadastrados no banco de dados. Porém, se 10 consumidores não possuírem a informação do transformador a que está conectado ou seu ponto de conexão na rede BT, eles serão desconsiderados e, portanto, suas cargas também, resultando em uma curva de carga estimada abaixo da realidade para o transformador e, conseqüentemente, para o alimentador que o supre. É possível também que esses 10 consumidores possuam a informação do transformador a que estão conectados ou seus pontos de conexão na rede BT. Porém, se essas informações estiverem erradas, a carga desses consumidores será colocada em outro transformador. Novamente, a magnitude da discrepância depende da quantidade de consumidores envolvidos e do montante de consumo faturado envolvido.

É importante observar que, no sentido de obter um resultado de perdas confiável ou mesmo resultados confiáveis em quaisquer processos que venham a utilizar a base de dados da empresa, a qualidade dos dados armazenados é de vital importância. Por isso, cada concessionária deve manter uma política constante de manutenção da qualidade dos dados, uma vez que eles estão em constante alteração.

5.2.3. Perdas Não Técnicas

Mesmo que todos os erros de cadastro sejam eliminados, ainda é possível que as discrepâncias continuem. Nesse caso, o primeiro ponto a ser observado é a existência de consumidores clandestinos conectados à rede ou mesmo consumidores que fraudam a medição.

Tanto os consumidores clandestinos que furtam energia quanto os consumidores que fraudam a medição, consomem um montante de energia que não é faturada. Como esse montante de energia não é faturada, ela também não é “vista” pelo método de cálculo, que utiliza exatamente os consumos faturados. Assim, em um primeiro momento, a diferença entre a energia da curva medida e a energia da curva estimada poderia ser atribuída integralmente às perdas não técnicas. No entanto, a circulação da energia não faturada na rede também provoca perdas técnicas e a diferença observada é a soma das perdas não técnicas (energia não faturada) com as perdas técnicas devido à circulação de energia não faturada (perdas não técnicas).

No caso dos consumidores clandestinos, além de provocarem uma diferença entre a energia estimada e a energia medida, ainda podem provocar diferenças entre os perfis das curvas medida e estimada. Isso se deve ao fato de esses consumidores não serem “vistos” pelo método, pois não estão cadastrados no banco de dados da empresa. Se o somatório de consumidores clandestinos possuir um perfil de consumo diferente do perfil estimado, a curva de carga estimada pode apresentar um perfil muito diferente do perfil da curva de carga medida (a medição “enxerga” os consumidores clandestinos), dependendo da quantidade de consumidores clandestinos, de seus consumos e também de seus perfis de consumo. Geralmente, os consumidores clandestinos aparecem em grande quantidade e agrupados em regiões que foram ocupadas de forma irregular. Devido às características dessas ocupações e à forma como são feitas as ligações na rede da concessionária, esse grupo de consumidores pode combinar um esquema de rodízio para a utilização de seus equipamentos elétricos, levando a um perfil de consumo diferente daquele observado em consumidores regularizados da mesma classe de consumo.

A parcela de discrepância provocada pela existência de perdas não técnicas na rede (energia não faturada) pode ser eliminada pela utilização do método de correção de energia e demanda descrito neste capítulo.

5.2.4. Base de Tempo Diferente dos Consumos Faturados

Quando se compara uma curva de carga medida com uma curva de carga estimada, é importante notar que o consumo faturado de cada consumidor está em uma base de tempo diferente, ou seja, cada consumo faturado possui uma duração e um início da medição diferente dos demais. A figura 5.1 ilustra melhor o problema.

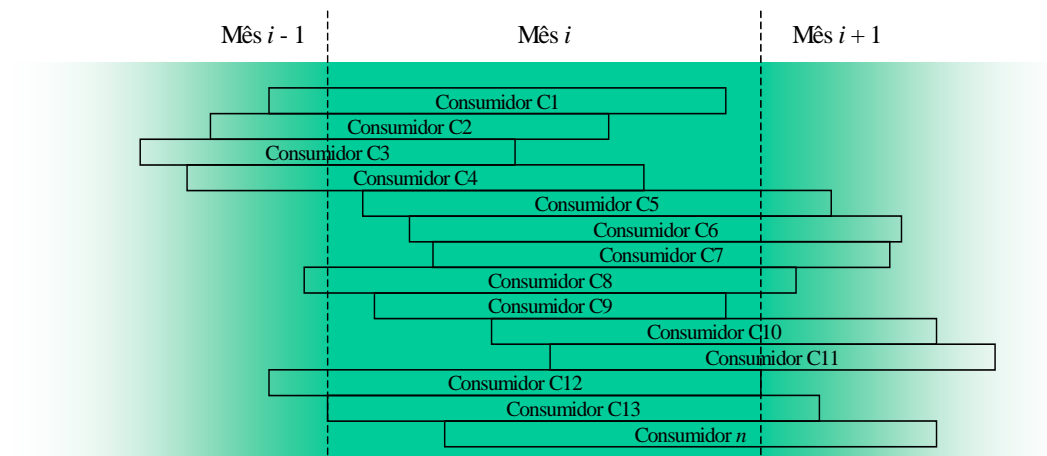


Figura 5.1 – Roteiro de leitura de um grupo de consumidores

A figura 5.1 apresentada mostra um ciclo hipotético de faturamento de alguns consumidores (roteiro de leitura). O primeiro ponto que deve ser observado é que o ciclo de cada consumidor se inicia em um dia do mês diferente dos demais. O outro ponto é que cada ciclo de faturamento possui uma duração que pode ser diferente de 30 dias. Além disso, dependendo do dia do mês i em que se realiza o cálculo das perdas, alguns consumidores apresentam na base de dados seus consumos faturados no mês i e outros ainda apresentam os consumos faturados no mês $i - 1$. O ciclo de faturamento de cada consumidor está baseado no roteiro de leitura estabelecido pela concessionária, que é uma prática necessária, pois seria inviável a leitura dos medidores dos consumidores simultaneamente ao final de cada mês, tarefa que é executada pelos leituristas, já que não é automatizada. Com o avanço da tecnologia em comunicações, futuramente será possível realizar leituras praticamente simultâneas em todos os consumidores a cada início de mês ou em qualquer outro dia desejado. As leituras realizadas poderão ser transmitidas pela própria rede de distribuição ou por transmissão de dados via comunicação celular e poderão ser realizadas diversas vezes ao longo do mês. A

tendência é que, no futuro, o problema das diferentes bases de tempo dos consumos faturados deixe de existir.

Ao coletar os dados de medição, é comum utilizar um mês civil completo (do dia 1 ao dia 30) para calcular a curva de carga medida média. Conseqüentemente, torna-se complexo comparar energias medida e estimada, pois esta última é um somatório de energias nas mais variadas bases de tempo.

Além do problema do ciclo de faturamento, a sazonalidade do consumo também contribui para a discrepância entre energia medida e estimada, principalmente em meses de maior variação no consumo em virtude de grandes mudanças climáticas ou mesmo mudanças nas atividades econômicas associadas a determinadas regiões. Não raro, são obtidos valores de perdas mensais bastante diferentes dos obtidos no mês precedente.

O método para correção de energia e demanda descrito neste capítulo também elimina a discrepância originada pelas diferentes bases de tempo dos consumos faturados.

5.3. CÁLCULO DOS FATORES DE CORREÇÃO

Com o intuito de eliminar as discrepâncias entre as curvas de carga estimada e medida, deve-se calcular fatores de correção que devem ser aplicados às cargas dos alimentadores de tal forma que a nova curva de carga estimada resulte em uma energia igual à energia da curva de carga medida. Vale lembrar que o fator de correção não tem o objetivo de corrigir o perfil da curva de carga estimada, pois o objetivo é obter um novo valor de perdas de tal forma que, no início de cada alimentador, a soma das energias das cargas mais as energias das perdas nos diversos segmentos seja igual à energia da curva de carga medida. O cálculo do fator de correção para energia já é suficiente para que se possa calcular as perdas não técnicas e as perdas técnicas devido a energias não faturadas.

Entretanto, o fator de correção também pode ser calculado em termos de demanda. Nesse caso, o objetivo dele é corrigir as cargas de tal forma que a nova demanda

estimada para um instante qualquer somada às perdas de demanda nos diversos segmentos resulte na demanda medida no mesmo instante. O fator de correção para demanda pode ser calculado para qualquer instante do dia. Geralmente, realiza-se a correção apenas para o instante de ponta para obter as perdas de demanda corrigidas, de forma análoga ao que é feito para as perdas de energia. É possível também calcular o fator de correção para todos os instantes do dia representado pelas curvas típicas de carga. Tal abordagem corrige não apenas a energia da curva de carga estimada como também seu perfil, tornando desnecessário o cálculo do fator de correção para energia. Porém, deve-se lembrar que a correção para todos os instantes do dia pode onerar demasiadamente o processo de cálculo, principalmente quando se utiliza o método de correção iterativa, como será visto mais adiante. A título de exemplo, no caso da utilização de curvas típicas de carga de 96 pontos (intervalos de 15 minutos), seria necessário calcular 96 fatores de correção para demanda caso o objetivo fosse corrigir o perfil da curva de carga estimada. Tal cálculo pode ser substituído pelo cálculo de dois fatores de correção: um para energia e outro para a demanda máxima. O fator de correção para energia corrige apenas a energia da curva de carga estimada, mantendo seu perfil. Na prática, observa-se que a correção apenas da energia já basta, pois na maioria dos casos, a curva de carga estimada possui perfil semelhante ao da curva medida.

A partir da aplicação dos fatores de correção, será possível calcular as perdas não técnicas em cada alimentador, bem como obter a parcela de perdas técnicas devido à existência das perdas não técnicas, ou seja, energias não faturadas fluindo pela rede. Ao final do cálculo com correção, as perdas não técnicas obtidas contemplam as parcelas de energia que foram furtadas e/ou não registradas por fraude e/ou erro de medição nos consumidores e as perdas técnicas contemplam as perdas ocorridas devido à circulação de energias faturadas e não faturadas pela rede.

Considerando que as cargas dos alimentadores são os consumidores de média tensão, conectados diretamente à rede MT, e os transformadores de distribuição que alimentam consumidores de baixa tensão, serão considerados dois equacionamentos para a obtenção dos fatores de correção:

- correção das cargas MT e cargas BT;
- correção das cargas BT apenas.

Na realidade, seria interessante que a diferença entre a energia medida e a energia calculada fosse distribuída de forma não proporcional aos consumos faturados de consumidores MT e BT ou apenas dos consumidores BT. Na prática, observa-se que a maior concentração de furto de energia e fraude na medição está localizada na rede BT, mas ainda assim, há uma pequena parcela de consumidores MT fraudadores. Porém, distribuir a diferença entre medição e cálculo de forma não proporcional aos consumos faturados de consumidores MT e BT possui uma solução analítica complexa e merece um estudo mais detalhado.

Os equacionamentos que serão apresentados nos itens seguintes são válidos tanto para energia como para demanda.

5.3.1. Correção das Cargas MT e das Cargas BT

Nesta primeira forma de cálculo dos fatores de correção, considera-se que a diferença de energia (ou demanda em um dado instante) entre as curvas de carga estimada e medida deve ser distribuída igualmente entre os consumidores MT e BT, ou seja, os dois tipos de consumidores participam de forma proporcional às suas energias (ou demandas) na discrepância observada em um dado alimentador. Nesta situação, cargas MT e BT são corrigidas.

A energia estimada em um alimentador é dada por

$$E_{est} = E_{MT} + E_{BT} + E_{pvar} + E_{pfixas} \quad (5.1)$$

na qual

- E_{est} : energia estimada na saída do alimentador [kWh];
- E_{MT} : energia faturada nos consumidores de média tensão [kWh];
- E_{BT} : energia faturada nos consumidores de baixa tensão [kWh];

- E_{pvar} : energia das perdas variáveis (dependentes da carga) [kWh];
- E_{pfixas} : energia das perdas fixas (independentes da carga) [kWh];

sendo que a energia das perdas variáveis E_{pvar} é obtida por

$$E_{pvar} = e_{rl} + e_{rs} + e_{id,Cu} + e_{rp} \quad (5.2)$$

na qual:

- e_{rl} : perda de energia nos ramais de ligação [kWh];
- e_{rs} : perda de energia nas redes secundárias [kWh];
- $e_{id,Cu}$: perda de energia no cobre dos transformadores de distribuição [kWh];
- e_{rp} : perda de energia nas redes primárias [kWh];

e a energia das perdas fixas E_{pfixas} é obtida por

$$E_{pfixas} = e_{me} + e_{id,Fe} \quad (5.3)$$

na qual:

- e_{me} : perda de energia nos medidores de energia [kWh];
- $e_{id,Fe}$: perda de energia no ferro dos transformadores de distribuição [kWh].

De forma análoga, a demanda estimada em um alimentador é dada por

$$D_{est} = D_{MT} + D_{BT} + D_{pvar} + D_{pfixas} \quad (5.4)$$

na qual

- D_{est} : demanda estimada na saída do alimentador em um dado instante [kW];
- D_{MT} : demanda dos consumidores de média tensão em um dado instante [kW];
- D_{BT} : demanda dos consumidores de baixa tensão em um dado instante [kW];
- D_{pvar} : demanda das perdas variáveis (dependentes da carga) em um dado instante [kW];

- D_{pfixas} : demanda das perdas fixas (independentes da carga) em um dado instante [kW];

sendo que a demanda das perdas variáveis D_{pvar} é obtida por

$$D_{pvar} = d_{rl} + d_{rs} + d_{id,Cu} + d_{rp} \quad (5.5)$$

na qual:

- d_{rl} : perda de demanda nos ramais de ligação em um dado instante [kW];
- d_{rs} : perda de demanda nas redes secundárias em um dado instante [kW];
- $d_{id,Cu}$: perda de demanda no cobre dos transformadores de distribuição em um dado instante [kW];
- d_{rp} : perda de demanda nas redes primárias em um dado instante [kW];

e a demanda das perdas fixas D_{pfixas} é obtida por

$$D_{pfixas} = d_{me} + d_{id,Fe} \quad (5.6)$$

na qual:

- d_{me} : perda de demanda nos medidores de energia em um dado instante [kW];
- $d_{id,Fe}$: perda de demanda no ferro dos transformadores de distribuição em um dado instante [kW].

Para calcular o fator de correção k_e para energia, deve-se igualar energia medida E_{med} e energia estimada E_{est} , multiplicando-se as energias faturadas das cargas pelo fator de correção ainda desconhecido. Como se sabe, a perda de demanda é proporcional ao quadrado da demanda aparente. Portanto, a perda de energia também é proporcional ao quadrado da energia. Assim, os termos de (5.1) são corrigidos de forma que a energia estimada se iguale à energia medida, o que resulta em (5.7).

$$E_{med} = k_e \cdot E_{MT} + k_e \cdot E_{BT} + k_e^2 \cdot E_{pvar} + E_{pfixas} \quad (5.7)$$

Deve-se atentar que apenas as perdas variáveis são afetadas por k_e^2 , pois as perdas fixas independem da carga. Resolvendo (5.7), que é uma equação do segundo grau, obtém-se a expressão (5.8) para calcular o fator de correção para energia, que é a raiz positiva da equação.

$$k_e = \frac{-(E_{MT} + E_{BT}) + \sqrt{(E_{MT} + E_{BT})^2 - 4 \cdot E_{pvar} \cdot (E_{pfixas} - E_{med})}}{2 \cdot E_{pvar}} \quad (5.8)$$

De forma análoga, para calcular o fator de correção k_s para demanda, deve-se igualar demanda medida D_{med} e demanda estimada D_{est} em um dado instante, multiplicando-se as demandas das cargas pelo fator de correção ainda desconhecido. Assim, os termos de (5.4) são corrigidos de forma que a demanda estimada se iguale à demanda medida, o que resulta em (5.9).

$$D_{med} = k_d \cdot D_{MT} + k_d \cdot D_{BT} + k_d^2 \cdot D_{pvar} + D_{pfixas} \quad (5.9)$$

Mais uma vez, apenas as perdas variáveis são afetadas por k_d^2 , pois as perdas fixas independem da carga. Resolvendo (5.9), que é uma equação do segundo grau, obtém-se a expressão (5.10) para calcular o fator de correção para demanda, que é a raiz positiva da equação.

$$k_d = \frac{-(D_{MT} + D_{BT}) + \sqrt{(D_{MT} + D_{BT})^2 - 4 \cdot D_{pvar} \cdot (D_{pfixas} - D_{med})}}{2 \cdot D_{pvar}} \quad (5.10)$$

5.3.2. Correção das Cargas BT Apenas

Nesta segunda forma de cálculo dos fatores de correção, considera-se que a diferença de energia (ou demanda em um dado instante) entre as curvas de carga estimada e medida deve ser distribuída apenas entre os consumidores BT, ou seja, apenas os consumidores

BT participam de forma proporcional às suas energias (ou demandas) na discrepância observada em um dado alimentador. Nesta situação, apenas as cargas BT são corrigidas, mantendo-se as cargas MT com seus valores originais.

Assim, para igualar energia estimada e energia medida, não se corrige a energia faturada dos consumidores MT ao corrigir a energia estimada dada por (5.1), obtendo-se uma nova expressão para calcular o fator de correção para energia, dada por (5.11).

$$E_{med} = E_{MT} + k_e \cdot E_{BT} + k_e^2 \cdot E_{pvar} + E_{pfixas} \quad (5.11)$$

A solução para a equação do segundo grau dada por (5.11) é obtida por (5.12).

$$k_e = \frac{-E_{BT} + \sqrt{E_{BT}^2 - 4 \cdot E_{pvar} \cdot (E_{pfixas} - E_{med} + E_{MT})}}{2 \cdot E_{pvar}} \quad (5.12)$$

De forma análoga, para igualar demanda estimada e demanda medida, não se corrige a demanda dos consumidores MT ao corrigir a demanda estimada dada por (5.4), obtendo-se uma nova expressão para calcular o fator de correção para demanda, dada por (5.13).

$$D_{med} = D_{MT} + k_d \cdot D_{BT} + k_d^2 \cdot D_{pvar} + D_{pfixas} \quad (5.13)$$

A solução para a equação do segundo grau dada por (5.13) é obtida por (5.14).

$$k_d = \frac{-D_{BT} + \sqrt{D_{BT}^2 - 4 \cdot D_{pvar} \cdot (D_{pfixas} - D_{med} + D_{MT})}}{2 \cdot D_{pvar}} \quad (5.14)$$

As expressões (5.10) e (5.14) permitem calcular o fator de correção para demanda ativa. De forma análoga, é possível obter expressões para cálculo de um fator de correção para demanda reativa ou mesmo para demanda aparente.

5.4. CÁLCULO DE PERDAS UTILIZANDO FATORES DE CORREÇÃO

Após o cálculo dos fatores de correção por (5.8) e (5.10) ou (5.12) e (5.14), deve-se aplicá-lo às energias faturadas das cargas para obter o novo valor das perdas técnicas. Também será possível calcular a parcela das perdas técnicas devido à existência de furto e fraude na rede, bem como calcular as perdas não técnicas.

Para recalculer as perdas, pode-se recorrer a duas abordagens diferentes: o método iterativo e o método determinístico. Os dois métodos serão detalhados a seguir.

5.4.1. Método Iterativo

O método iterativo é bem simples e consiste em multiplicar as energias faturadas de todos os consumidores pelo fator de correção calculado por (5.8) e (5.10) ou (5.12) e (5.14). Deve-se atentar para o fato de que deverão ser corrigidas as energias faturadas apenas dos consumidores envolvidos na correção e no cálculo do fator de correção, conforme explicado em 5.3.

Após corrigir as energias faturadas dos consumidores envolvidos na correção, procede-se a um novo cálculo de fluxo de potência no alimentador para calcular seu novo valor de perdas técnicas. Dependendo do modelo de carga utilizado (corrente constante, potência constante, impedância constante ou qualquer combinação entre eles) e da eventual migração de consumidores de uma curva de carga típica para outra em função de suas energias corrigidas, a nova energia estimada para o alimentador ainda pode ser ligeiramente diferente da energia medida. Nesse caso, o processo de cálculo do fator de correção com posterior cálculo de fluxo de potência deve ser repetido até o processo convergir. A cada iteração, utilizam-se as energias faturadas corrigidas na iteração anterior. Assim, o processo terá convergido quando não houver mais variação no fator de correção calculado entre duas iterações sucessivas dentro de uma margem de tolerância preestabelecida.

Como o cálculo de perdas é um processo razoavelmente demorado, utilizar o método iterativo para recálculo das perdas pode onerar ainda mais o desempenho do método. Além disso, como qualquer método iterativo, pode-se cair em regiões de não convergência, o que impedirá a obtenção do novo valor de perdas técnicas.

5.4.2. Método Determinístico

A grande vantagem do método determinístico reside no fato de não necessitar cálculos de fluxo de potência adicionais, o que torna o recálculo das perdas bem mais rápido se comparado com o método iterativo.

Ao realizar o primeiro cálculo de fluxo de potência e das perdas, deve-se montar um diagrama do fluxo de energia através do sistema de distribuição, contemplando energias faturadas, energias de perdas em cada segmento e energias a montante de cada segmento (energias entregues à cada segmento).

Após calcular o fator de correção por (5.8) e (5.10) ou (5.12) e (5.14), volta-se ao diagrama do fluxo de energia para corrigir as perdas de energia e as energias a montante. Inicia-se pelo consumidor BT, caminhando-se no sentido do segmento SE. Em cada segmento do diagrama, multiplicam-se as cargas por k_e e as perdas variáveis por k_e^2 . Em seguida, calcula-se a nova energia a montante do segmento em função de sua nova carga, de suas novas perdas e de sua energia a jusante e caminha-se para o próximo segmento a montante, devendo o processo ser repetido até se chegar à subestação de distribuição.

Em capítulo posterior, os métodos iterativo e determinístico serão comparados, confrontando-se o desempenho e a precisão obtida com o método determinístico tomando-se os resultados do método iterativo por referência.

5.5. ESTIMATIVA DAS PERDAS

O conceito introduzido na utilização dos fatores de correção para corrigir energia e demanda das cargas a partir do método determinístico também pode ser utilizado para fazer uma estimativa das perdas.

A metodologia para cálculo de perdas desenvolvida em [1] exige grandes esforços computacionais e, na prática, torna-se difícil para uma concessionária executá-lo uma vez por mês, pois os recursos de informática são limitados. Assim, seria de grande utilidade um método expedito para calcular as perdas de forma rápida e sem exigir grandes esforços computacionais.

Para atingir tal objetivo, é necessário antes executar um cálculo de perdas com a metodologia convencional [1]. Com este cálculo, obtém-se uma “fotografia” da rede, congelando em um dado mês a sua topologia e a energia faturada de suas cargas e suas respectivas perdas. Para realizar a estimativa das perdas a partir do cálculo inicial, assume-se que, com o passar do tempo, apenas as energias faturadas se alteram, permanecendo inalterada a topologia da rede, o que na prática pode ser assumido como verdadeiro, pois as redes de distribuição sofrem alterações muito pequenas de um mês para outro ou sequer sofrem alterações. É a energia faturada das cargas que podem variar significativamente de um mês para outro.

A partir do cálculo inicial com a metodologia convencional, as perdas percentuais em cada segmento são obtidas por

$$e_1 \% = \frac{e_1}{E_1 + e_1} \cdot 100 \quad (5.15)$$

na qual:

- $e_1\%$: perda de energia percentual em um segmento na condição inicial [%];
- e_1 : perda de energia no segmento na condição inicial [kWh];
- E_1 : energia a jusante do segmento na condição inicial [kWh].

Como já explicado anteriormente, se a energia faturada for multiplicada por k , a perda de energia em kWh deve ser multiplicada por k^2 . Assim, para obter as perdas em uma nova condição de carga (energia faturada) com a mesma rede da condição inicial a partir de uma taxa de crescimento de carga t_c , tem-se

$$e_2 \% = \frac{e_2}{E_2 + e_2} \cdot 100 = \frac{e_1 \cdot t_c^2}{E_1 \cdot t_c + e_1 \cdot t_c^2} \cdot 100 = t_c \cdot \frac{e_1}{E_1 + e_1 \cdot t_c} \quad (5.16)$$

na qual:

- $e_2\%$: perda de energia percentual em um segmento na nova condição de carga [%];
- e_2 : perda de energia no segmento na nova condição de carga [kWh];
- E_2 : energia a jusante do segmento na nova condição de carga [kWh];
- t_c : taxa de crescimento da carga (deve ser maior que 1,0 no caso de carga em crescimento).

Como $e_1 \cdot t_c \ll E_1$, a expressão (5.16) pode ser aproximada por

$$e_2 \% \cong t_c \cdot \frac{e_1}{E_1} = t_c \cdot e_1 \% \quad (5.17)$$

Deve-se atentar para o fato de que (5.17) é aplicável somente às perdas variáveis, que dependem da carga. No caso de transformadores, apenas as perdas no cobre são variáveis. As perdas fixas, compostas pelas perdas no ferro de transformadores e medidores de energia não são afetadas pelo crescimento da carga. Conhecendo-se os resultados do cálculo inicial de perdas e a variação da energia faturada, pode-se obter uma taxa de crescimento equivalente e aplicar (5.17) para obter as perdas em todos os segmentos do sistema de distribuição em uma nova condição de carga. Utilizando (5.17), a taxa de crescimento é aplicada diretamente sobre as perdas percentuais calculadas na condição inicial de carga. Também é possível aplicar a taxa de crescimento ao quadrado às perdas em kWh, recalculando as energias a montante de cada segmento para posterior cálculo da perda percentual como é feito no método determinístico de correção apresentado em 5.4.2.

O cálculo expedito de perdas pode ser utilizado com o intuito de calcular as perdas da concessionária todo mês sem a necessidade de utilizar a metodologia convencional [1], que passaria a ser utilizada em intervalos maiores a fim de atualizar a “fotografia” da rede feita inicialmente, refletindo assim sua nova situação topológica. A partir do cálculo inicial de perdas, as perdas no mês seguinte podem ser estimadas com o uso da taxa de crescimento mencionada, determinada pela variação do consumo faturado entre o mês de referência e o mês que se deseja realizar a estimativa. Além do crescimento vertical, a taxa de crescimento determinada dessa forma contempla eventuais crescimentos horizontais da rede. Na metodologia adotada, considera-se as duas parcelas de crescimento (taxa de crescimento vertical t_V e taxa de crescimento horizontal t_H) de forma agregada, sem considerar explicitamente as expansões da rede que irão “aparecer” na próxima “fotografia” do sistema. Um possível aprimoramento do modelo seria considerar a aplicação da taxa de crescimento agregada na rede existente e incluir uma parcela adicional referente à taxa de crescimento horizontal com um acréscimo de rede estimado (acrécimo de comprimento de rede resultando em um acréscimo de resistência). O intervalo a ser utilizado para obtenção de novas “fotografias” da rede pode ser de alguns meses e depende da dinâmica da rede de cada concessionária. Em regiões saturadas, nas quais a rede parou de crescer, o intervalo entre cálculos com a metodologia convencional pode ser maior. Já regiões em crescimento devem ter intervalo menor entre cálculos.

Além de permitir o acompanhamento das perdas mês a mês, o cálculo expedito também pode ser utilizado para fazer estimativa de perdas futuras considerando a rede atual. Para isso, bastaria utilizar a taxa de crescimento projetada no horizonte desejado.

5.6. CONCLUSÕES

Este capítulo mostrou que a metodologia convencional para cálculo de perdas [1] estima curvas de carga que podem apresentar discrepâncias grandes em relação às curvas de carga medidas. Foram discutidas as origens dessas discrepâncias e foi apresentado um método para corrigir os resultados obtidos.

O método proposto consiste no cálculo de fatores de correção, a partir do conhecimento de dados de medição, que devem multiplicar os valores das cargas de tal modo que a grandeza estimada (energia ou demanda) se iguale à grandeza medida.

Além de eliminar as discrepâncias observadas, o cálculo de perdas com correção permite calcular as perdas não técnicas em cada alimentador, bem como a parcela de perdas técnicas ocorridas devido à existência de consumidores clandestinos (furto) ou consumidores que fraudam a medição de energia.

Finalmente, uma extensão muito útil do conceito introduzido no cálculo dos fatores de correção é o método expedito para cálculo de perdas, o qual permite obter uma estimativa das perdas de uma forma rápida e sem a necessidade de grandes esforços computacionais, utilizando um cálculo inicial de perdas obtido com a metodologia convencional [1] em um dado mês e o valor atual da energia faturada das cargas. Nessas condições, o método expedito também permite obter estimativas das perdas futuras a partir do conhecimento da taxa de crescimento da carga.

CAPÍTULO 6

APLICAÇÃO DAS METODOLOGIAS A REDES DE DISTRIBUIÇÃO REAIS E ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS

6.1. INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta algumas aplicações das metodologias desenvolvidas neste trabalho a redes de distribuição reais, analisando os resultados obtidos e verificando a aderência dos métodos empregados. Para isso, foi utilizado um conjunto de redes de distribuição das quais era disponível uma base cadastral completa, com todos os dados topológicos das redes de média e baixa tensão, tornando possível o cálculo de fluxo de potência, cujos resultados serviram de referência.

A primeira aplicação a ser apresentada está relacionada ao cálculo de perdas em redes de baixa tensão. O modelo de cálculo de perdas em redes BT proposto no capítulo 4 foi aplicado a um conjunto de redes BT. A partir das informações disponíveis, foi possível realizar o cálculo com o comprimento e o coeficiente de perdas reais de cada rede BT, o que permitiu aferir o modelo utilizado tendo-se como referência os resultados obtidos a partir de um cálculo de fluxo de potência convencional. Comparando-se os resultados, foi possível propor uma faixa de valores adequados para o coeficiente de distribuição da carga. Em seguida, as técnicas de classificação apresentadas no capítulo 3 foram aplicadas em conjunto com o modelo de cálculo por atributos a fim de aferir o processo inteiro de cálculo de perdas com a metodologia alternativa, iniciando com a definição da amostra para “levantamento em campo” e terminando com o cálculo *fuzzy*.

A segunda aplicação mostra a utilização dos dados de medições para corrigir as perdas calculadas em todos os segmentos com a conseqüente determinação das perdas não técnicas. É feita uma comparação entre as perdas técnicas calculadas com correção e

sem correção. Os métodos de correção determinístico e iterativo são comparados, tanto em resultados como em desempenho.

Finalmente, a terceira aplicação mostra os resultados obtidos quando o conceito introduzido na utilização de fatores de correção para corrigir a energia das cargas é utilizado para realizar uma estimativa das perdas técnicas. A partir da disponibilidade de dados de redes históricas, os cálculos reais foram comparados com as estimativas.

6.2. CÁLCULO DE PERDAS EM REDES DE BAIXA TENSÃO

Os capítulos 3 e 4 deste trabalho apresentaram como o problema da falta de base de dados completa poderia ser contornado para que o cálculo de perdas técnicas nas redes de baixa tensão pudesse ser realizado. Basicamente, as redes BT devem ser caracterizadas por atributos, que são utilizados pelo modelo de cálculo. Como os dados topológicos das redes BT não são conhecidos, há necessidade de se definir uma amostra para levantamento em campo para que, utilizando as técnicas de classificação apresentadas, seja possível estabelecer um conjunto de padrões de redes típicas. Dessa forma, é possível inferir alguns atributos não conhecidos às demais redes BT não participantes da amostra, também utilizando as técnicas de classificação.

Entre tantas etapas é fundamental o conhecimento do erro introduzido em cada uma delas, de forma que o erro global do processo de cálculo como um todo seja o menor possível.

Os itens a seguir apresentam os resultados obtidos com a metodologia alternativa de cálculo de perdas em redes BT proposta neste trabalho. Primeiro avalia-se o modelo de cálculo, o qual considerou carregamento uniformemente distribuído nas redes BT para, em seguida, propor uma faixa de valores possíveis para o coeficiente de distribuição da carga. Posteriormente, as técnicas de classificação são utilizadas na formação de famílias e no cálculo das perdas e os resultados obtidos são apresentados e discutidos.

Para aplicar a metodologia alternativa, foi selecionado um conjunto de redes de distribuição reais composto por 30 subestações de distribuição, 283 circuitos primários e 14.698 redes de baixa tensão com cadastro completo.

6.2.1. Utilização dos Atributos Reais das Redes de Baixa Tensão

Na metodologia alternativa de cálculo de perdas em redes de baixa tensão, o objetivo principal das técnicas de classificação é obter dois atributos obrigatórios e necessários ao modelo de cálculo, geralmente desconhecidos quando a base de dados é incompleta: o comprimento total e o coeficiente de perdas.

Com o objetivo de separar o erro introduzido pela classificação do erro introduzido pelo modelo de cálculo, foi utilizado o conjunto de 14.698 redes BT cujos dados topológicos eram conhecidos. Assim, foi possível determinar, para cada rede BT, o seu comprimento total e o seu coeficiente de perdas. Para determinar o coeficiente de perdas, foi utilizada a expressão (4.25). Utilizando os atributos reais das redes BT, foi possível determinar o erro introduzido pelo modelo de cálculo.

A tabela 6.1 mostra as perdas calculadas em todas as redes BT utilizando seus atributos reais, além dos erros observados, tomando-se por referência as perdas calculas por fluxo de potência convencional.

Tabela 6.1 – Perdas utilizando atributos reais ($\alpha = 0,0$)

Variável	Método Alternativo	Fluxo de Potência	Erro [%]
Perda de Energia [kWh]	1.363.245,85	3.199.039,25	-57,39
Energia a Montante [kWh]	183.717.103,58	185.736.476,28	-1,09
Perda de Energia [%]	0,74	1,72	-56,98

Nota-se que o erro introduzido pelo modelo de cálculo é grande apenas nas perdas de energia. No caso da energia a montante das redes BT, ainda há um pequeno erro, pois tal energia agrega as perdas ocorridas na rede BT e, como a energia a montante é bem superior à perda de energia, a variação percentual observada foi bem menor.

Tomando-se os erros individuais observados em cada uma das redes BT, foi possível montar um histograma do erro, apresentando a frequência de ocorrência e a frequência acumulada em cada faixa de erro. A figura 6.1 exibe o histograma dos erros obtidos no cálculo.

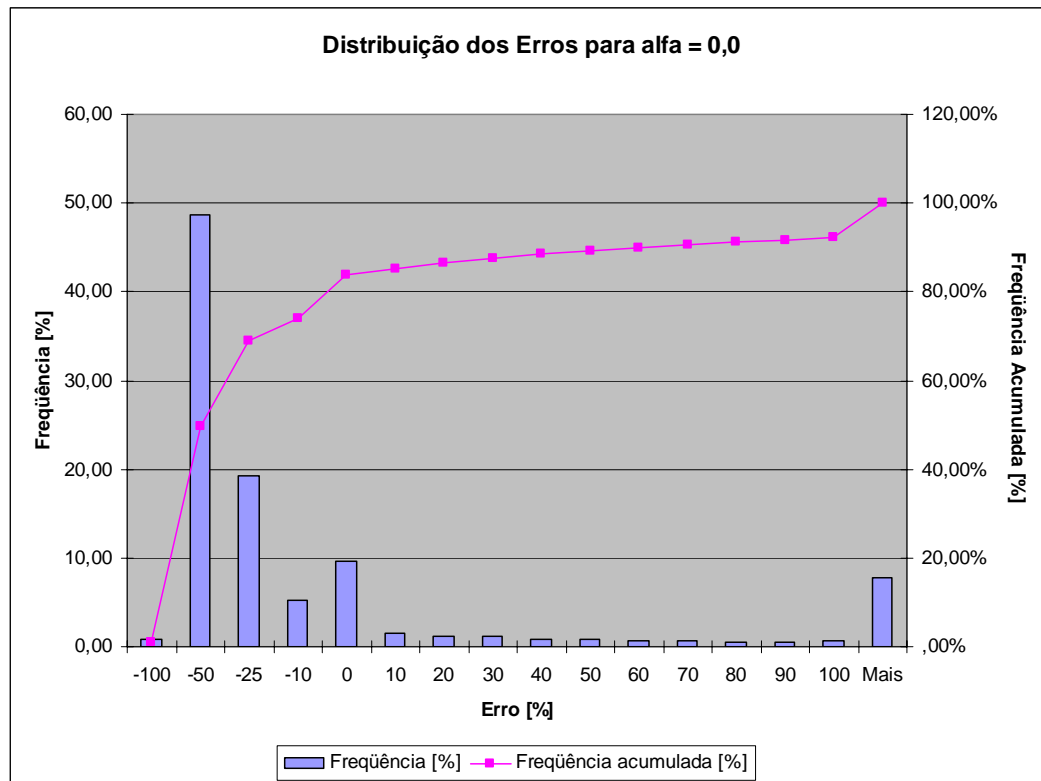


Figura 6.1 – Histograma da distribuição dos erros para $\alpha = 0,0$

Analisando o histograma, observa-se que apenas 11% das redes BT apresentaram erros entre -10% e 10%. Os 89% restantes apresentam erros menores que -10% e maiores que 10%. Isso mostra que cada rede BT possui uma distribuição de carga diferente das demais.

No cálculo realizado, foram utilizados os coeficientes de perdas reais de cada rede BT considerando carregamento uniformemente distribuído. Os resultados obtidos apresentados na tabela 6.1 sugerem que a distribuição de carga utilizada não é a mais adequada no presente estudo. Deve-se lembrar que, de acordo com a expressão (4.25), o coeficiente de distribuição da carga influi no coeficiente de perdas e, conseqüentemente,

nas perdas. No item a seguir, será mostrado como o coeficiente de distribuição da carga pode influenciar nas perdas de energia calculadas com a metodologia alternativa. Também será proposto um novo coeficiente de distribuição da carga de forma a minimizar os erros observados.

6.2.2. Proposição de Coeficiente de Distribuição da Carga

Conforme já foi explicado no capítulo 4, a distribuição da carga é um fator que causa grande impacto no cálculo das perdas. Nos resultados apresentados no item 6.2.1, foi considerado que a carga estava uniformemente distribuída no cálculo realizado, ou seja, foi utilizado um coeficiente de distribuição da carga $\alpha = 0$.

Diante dos grandes erros observados, é bem provável que a distribuição real da carga nas redes de baixa tensão não seja uniforme. Assim, foram realizados outros cálculos com a metodologia alternativa variando-se o coeficiente de distribuição da carga. As tabelas 6.2 a 6.6 mostram os resultados obtidos com cinco valores diferentes para o coeficiente de distribuição da carga. Como as perdas calculadas com carregamento uniforme ficaram inferiores às perdas calculadas por fluxo de potência, os cinco valores utilizados para o coeficiente de distribuição da carga representaram o modelo de carga crescente, que produz perdas maiores que a carga uniformemente distribuída.

Tabela 6.2 – Perdas utilizando atributos reais ($\alpha = 0,050$)

Variável	Método Alternativo	Fluxo de Potência	Erro [%]
Perda de Energia [kWh]	2.134.489,33	3.199.039,25	-33,28
Energia a Montante [kWh]	184.565.471,44	185.736.476,28	-0,63
Perda de Energia [%]	1,16	1,72	-32,56

Tabela 6.3 – Perdas utilizando atributos reais ($\alpha = 0,075$)

Variável	Método Alternativo	Fluxo de Potência	Erro [%]
Perda de Energia [kWh]	2.682.672,01	3.199.039,25	-16,14
Energia a Montante [kWh]	185.168.472,34	185.736.476,28	-0,31
Perda de Energia [%]	1,45	1,72	-15,70

Tabela 6.4 – Perdas utilizando atributos reais ($\alpha = 0,090$)

Variável	Método Alternativo	Fluxo de Potência	Erro [%]
Perda de Energia [kWh]	3.081.102,88	3.199.039,25	-3,69
Energia a Montante [kWh]	185.606.746,29	185.736.476,28	-0,07
Perda de Energia [%]	1,66	1,72	-3,49

Tabela 6.5 – Perdas utilizando atributos reais ($\alpha = 0,095$)

Variável	Método Alternativo	Fluxo de Potência	Erro [%]
Perda de Energia [kWh]	3.227.344,14	3.199.039,25	0,88
Energia a Montante [kWh]	185.767.611,68	185.736.476,28	0,02
Perda de Energia [%]	1,74	1,72	1,16

Tabela 6.6 – Perdas utilizando atributos reais ($\alpha = 0,100$)

Variável	Método Alternativo	Fluxo de Potência	Erro [%]
Perda de Energia [kWh]	3.380.882,11	3.199.039,25	5,68
Energia a Montante [kWh]	185.936.503,46	185.736.476,28	0,11
Perda de Energia [%]	1,82	1,72	5,81

A partir dos resultados mostrados nas tabelas 6.2 a 6.6, é fácil notar como as perdas são sensíveis à distribuição da carga. Os menores erros foram obtidos ao utilizar $\alpha = 0,095$, o que mostra que a hipótese inicial de que a carga é uniformemente distribuída é parcialmente válida. O coeficiente de distribuição da carga igual a 0,095 confere uma distribuição crescente, porém ainda próxima da distribuição uniforme.

Considerando o coeficiente de distribuição da carga igual a 0,095, o erro das perdas calculadas com a metodologia alternativa ficou em torno de 1,0 %, tomando-se como referência as perdas obtidas por cálculo de fluxo de potência. No entanto, o baixo erro observado refere-se às perdas de todo o universo de redes BT calculadas. Tomando-se os erros individuais observados em cada uma das redes BT, foi possível montar um histograma do erro, apresentando a frequência de ocorrência e a frequência acumulada em cada faixa de erro. A figura 6.2 exibe o histograma dos erros obtidos para $\alpha = 0,095$.

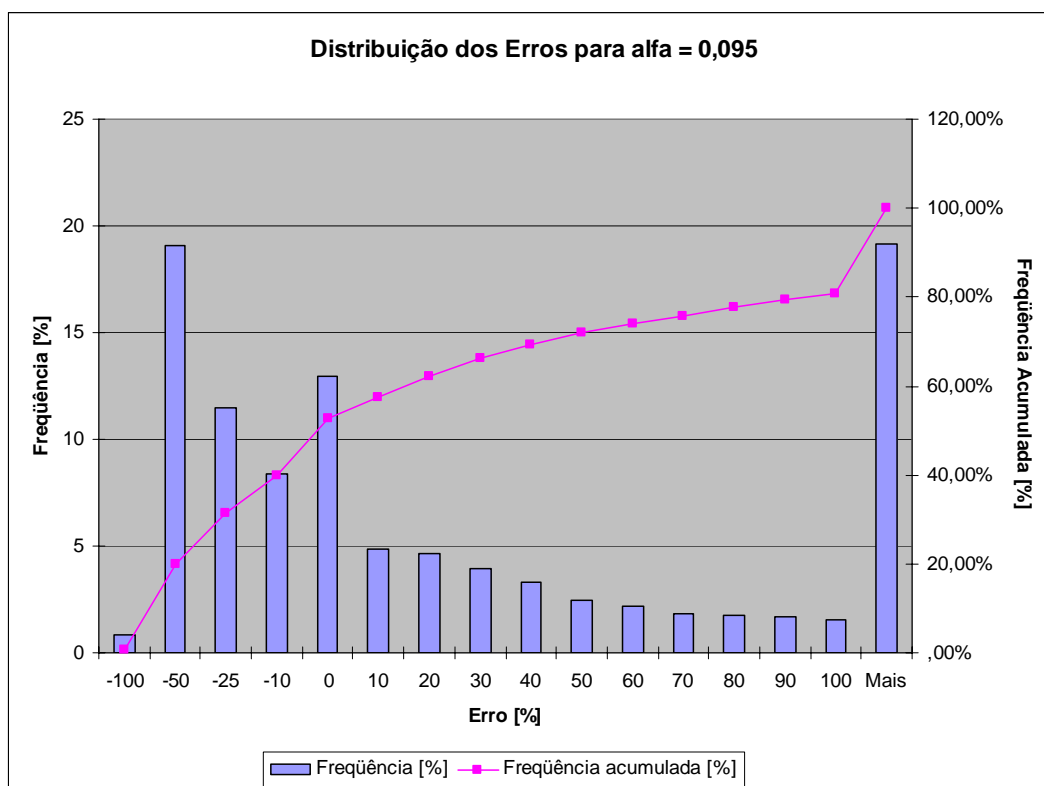


Figura 6.2 – Histograma da distribuição dos erros para $\alpha = 0,095$

A partir do gráfico exibido na figura 6.2, nota-se que cerca de 18% das redes BT apresentam erros variando de -10% a 10% , indicando que o índice de acerto aumentou com relação ao cálculo com $\alpha = 0,0$. Os 82% das redes restantes apresentam erros menores que -10% e maiores que 10% . Isso mostra que cada rede BT possui uma distribuição de carga diferente das demais. Porém, existe uma distribuição de carga que, quando utilizada, produz perdas muito próximas das perdas calculadas por fluxo de potência quando se considera o universo inteiro de redes BT. Assim, deve-se atentar para o fato de que as perdas individuais de cada rede BT obtidas com a metodologia alternativa podem estar distantes da realidade. No entanto, é possível obter uma boa aproximação para as perdas globais no segmento Rede BT com a metodologia alternativa.

Outra conclusão importante desta seção é que para as redes de distribuição aqui estudadas, o melhor coeficiente de distribuição da carga situa-se entre $0,090$ e $0,100$, sendo que os menores erros foram obtidos com $\alpha = 0,095$. É importante ressaltar que o

valor proposto para o coeficiente de distribuição da carga é válido para as redes estudadas nesta aplicação e podem não ser válidas para outras redes de distribuição. Cada sistema de distribuição necessita de um estudo para que se possa determinar a melhor distribuição da carga, pois cada concessionária tem suas particularidades em sua área de concessão.

6.2.3. Formação de Famílias de Redes de Baixa Tensão

A seção anterior apresentou o erro introduzido pelo modelo de cálculo utilizado na metodologia alternativa para cálculo de perdas em redes BT. Para avaliar tal erro, foram determinados o comprimento total e o coeficiente de perdas para cada rede BT, os quais foram utilizados pelo modelo de cálculo.

No entanto, em uma situação real de base de dados incompleta, é possível que não haja dados suficientes para determinar os dois atributos necessários ao modelo de cálculo. Para contornar tal carência de dados, é necessário estabelecer um conjunto de padrões de redes típicas para os quais são determinados o comprimento total e o coeficiente de perdas.

O primeiro passo para atingir tal objetivo é definir uma amostra de redes BT para levantamento de seus dados topológicos em campo. Utilizando as redes selecionadas para este estudo, identificaram-se quais atributos presentes na base de dados poderiam ser utilizados para caracterizar as redes BT. Foram escolhidos três atributos: *potência nominal* do transformador de distribuição [kVA], *tensão primária* do transformador [kV] e *tipo* do transformador (monofásico, trifásico ou delta, no caso de estações transformadoras – ETs – com mais de uma unidade transformadora).

A população de 14.698 redes BT foi separada em grupos, sendo formado um grupo para cada combinação dos três atributos mencionados. Dentro de cada grupo, foi realizado um sorteio aleatório de um número de redes BT igual a 10% do tamanho do grupo. A divisão em grupos foi realizada para que os grupos com menor número de indivíduos garantissem suas representatividades durante o sorteio da amostra. Como o sorteio é

aleatório, a probabilidade de se sortear um indivíduo de um grupo pequeno é menor e pequenos grupos poderiam ficar de fora da amostra. Com essas considerações, foi definida uma amostra de 1.500 redes BT, na qual foram especificadas quais redes da população inicial deveriam ser levantadas em campo para posterior determinação do comprimento total e do coeficiente de perdas.

A utilização de uma amostra de tamanho igual a 10% da população é apenas para exemplificar como deve ser conduzido o processo de levantamento em campo, formação e utilização das famílias de redes BT. A rigor, é necessário que se faça um estudo estatístico para calcular o tamanho da amostra para que a população seja bem representada, considerando-se um determinado erro amostral. Como tal estudo foge do escopo deste trabalho, foi utilizada uma amostra de 10% da população.

Com a amostra definida, deve-se ir a campo levantar os dados topológicos de cada uma de suas redes BT. Com os dados vindos do campo, é possível determinar o comprimento total e o coeficiente de perdas para cada rede BT. Esses dois novos atributos vão se juntar aos três estabelecidos anteriormente para que se possa iniciar o processo de formação de famílias.

Uma primeira formação de famílias foi realizada com o Classificador Hierárquico. A partir do conhecimento prévio que se tinha das redes BT da amostra, foram especificadas as faixas de valores possíveis para cada atributo. Tais faixas foram utilizadas pelo Classificador Hierárquico para que as redes BT da amostra fossem separadas em famílias de acordo com a semelhança entre si. As tabelas 6.7 a 6.11 mostram as faixas de valores possíveis que cada atributo de variação contínua poderia assumir e também os valores possíveis que cada atributo de variação discreta poderia assumir na formação de famílias. Foram consideradas 59 faixas para *potência nominal*, 3 valores para *tensão primária*, 5 valores para *tipo*, 11 faixas para *comprimento total* e 13 faixas para o *coeficiente de perdas*, levando a um número de 126.555 famílias possíveis.

Tabela 6.7 – Faixas de valores possíveis para a potência nominal

Potência Nominal [kVA]		
[5,0; 7,5[[62,5; 65,0[[197,5; 200,0[
[7,5; 10,0[[65,0; 75,0[[200,0; 225,0[
[10,0; 12,5[[75,0; 80,0[[225,0; 237,5[
[12,5; 15,0[[80,0; 82,5[[237,5; 250,0[
[15,0; 17,5[[82,5; 85,0[[250,0; 275,0[
[17,5; 20,0[[85,0; 87,5[[275,0; 300,0[
[20,0; 25,0[[87,5; 90,0[[300,0; 325,0[
[25,0; 30,0[[90,0; 100,0[[325,0; 350,0[
[30,0; 32,5[[100,0; 105,0[[350,0; 400,0[
[32,5; 35,0[[105,0; 110,0[[400,0; 412,5[
[35,0; 37,5[[110,0; 112,5[[412,5; 450,0[
[37,5; 40,0[[112,5; 115,0[[450,0; 500,0[
[40,0; 45,0[[115,0; 122,5[[500,0; 525,0[
[45,0; 47,5[[122,5; 125,0[[525,0; 600,0[
[47,5; 50,0[[125,0; 137,5[[600,0; 750,0[
[50,0; 52,5[[137,5; 150,0[[750,0; 1.000[
[52,5; 55,0[[150,0; 160,0[[1.000; 1.125[
[55,0; 57,5[[160,0; 162,5[[1.125; 2.000[
[57,5; 60,0[[162,5; 175,0[[2.000; 2.500[
[60,0; 62,5[[175,0; 197,5[

Tabela 6.8 – Valores possíveis para a tensão primária

Tensão Primária [kV]
13,2
3,2
20,0

Tabela 6.9 – Valores possíveis para o tipo

Tipo
0 – Monofásico
1 – Bifásico
2 – Trifásico
3 – Delta Aberto
4 – Delta Fechado

Tabela 6.10 – Faixas de valores possíveis para o comprimento total

Comprimento Total [m]	
[0,0; 5,0[[400,0; 800,0[
[5,0; 10,0[[800,0; 1.200[
[10,0; 50,0[[1.200; 1.600[
[50,0; 100,0[[1.600; 2.000[
[100,0; 200,0[[2.000; 3.000[
[200,0; 400,0[

Tabela 6.11 – Faixas de valores possíveis para o coeficiente de perdas

Coeficiente de Perdas [kW/(kVA/m) ²]	
[0,0; 0,1[[500,0; 2.000[
[0,1; 0,5[[2.000; 4.000[
[0,5; 1,0[[4.000; 8.000[
[1,0; 5,0[[8.000; 12.000[
[5,0; 10,0[[12.000; 16.000[
[10,0; 100,0[[16.000; 22.000[
[100,0; 500,0[

Especificadas as faixas de variação para cada atributo considerado, o Classificador Hierárquico formou 506 famílias. Algumas dessas famílias são apresentadas na tabela 6.12. Para caracterizar cada família formada, foram calculadas as médias de cada um de seus atributos considerando as redes que a formaram. Também foram calculados os desvios do comprimento total e do coeficiente de perdas para posterior uso no cálculo *fuzzy*.

Tabela 6.12 – Algumas famílias formadas com o Classificador Hierárquico

Família	Potência [kVA]	Tensão [kV]	Tipo	Comprimento [m]	Desvio do Comprimento [%]	Coeficiente de Perdas [kW/(kVA/m) ²]	Desvio do Coeficiente de Perdas [%]	Representatividade [%]
1	10,0	13,2	0	896,6	10,37	965,35	34,06	0,33
2	10,0	13,2	0	600,1	11,00	771,48	44,88	0,60
3	10,0	13,2	0	489,3	14,49	278,61	32,61	1,27
4	10,0	13,2	0	262,1	17,22	74,90	33,49	0,53
5	10,0	13,2	0	337,5	11,84	195,34	55,26	0,53
6	10,0	13,2	0	150,6	11,66	29,71	40,98	0,60
7	10,0	13,2	0	30,0	18,44	0,24	37,85	0,07
8	10,0	13,2	0	1,0	141,42	0,00	141,42	0,13
9	10,0	13,2	0	93,0	18,44	2,93	37,85	0,07
10	10,0	13,2	0	1.094,0	4,13	2.668,52	12,50	0,20
11	10,0	13,2	0	16,0	18,44	0,01	37,85	0,07
12	7,5	13,2	0	225,0	15,03	68,30	23,64	0,20
13	7,5	13,2	0	164,4	15,16	41,74	46,72	0,33
14	7,5	13,2	0	320,7	26,76	327,60	62,16	0,20
15	7,5	13,2	0	1.112,0	18,44	4.058,97	37,85	0,07
16	7,5	13,2	0	679,4	9,58	1.118,01	32,06	0,33
17	7,5	13,2	0	554,7	9,58	331,86	13,21	0,20
18	7,5	13,2	0	871,0	18,44	1.395,27	37,85	0,07
19	75,0	13,2	3	69,6	12,02	0,29	33,14	0,53
20	75,0	13,2	3	186,0	8,36	19,07	2,17	0,13

A partir de uma análise das famílias formadas, nota-se que a população é bastante heterogênea, pois além do alto número de famílias formadas, ainda existem famílias nas quais o comprimento total e o coeficiente de perdas possuem desvio padrão elevado. No

entanto, os desvios altos ficaram restritos às redes BT de baixo comprimento (até 5 metros). Para o comprimento total, foi obtido um desvio percentual médio de 18,44% e para o coeficiente de perdas, o desvio percentual médio foi 37,85%.

A segunda formação de famílias foi realizada com a Rede Neural Artificial SOM. Foi utilizada uma RNA com 30 linhas e 30 colunas, totalizando 900 famílias possíveis. Na etapa de treinamento da RNA, a taxa de aprendizado inicial foi 0,5 e a taxa de aprendizado final foi 0,3. O número de vizinhas inicial foi 100 e o número de vizinhas final foi 5. Os pesos foram iniciados de forma aleatória e as 1.500 redes da amostra foram apresentadas à RNA para o seu treinamento. Ao final do treinamento, foram formadas 482 famílias. Algumas dessas famílias são apresentadas na tabela 6.13. Para caracterizar cada família formada, foram calculadas as médias de cada um de seus atributos considerando as redes que a formaram. Também foram calculados os desvios do comprimento total e do coeficiente de perdas para posterior uso no cálculo *fuzzy*.

Tabela 6.13 – Algumas famílias formadas com a RNA SOM

Família	Potência [kVA]	Tensão [kV]	Tipo	Comprimento [m]	Desvio do Comprimento [%]	Coefficiente de Perdas [kW/(kVA/m) ²]	Desvio do Coeficiente de Perdas [%]	Representatividade [%]
331	30,0	13,2	0	821,5	2,67	1.260,73	25,52	0,13
332	32,5	13,2	0	852,5	3,57	1.049,10	30,12	0,13
333	12,5	13,2	0	836,5	1,78	746,68	3,35	0,13
334	58,3	13,2	0	828,7	2,27	606,12	45,35	0,20
335	100,0	13,2	0	733,5	6,84	153,18	5,52	0,13
337	50,0	13,2	1	368,0	12,65	10,60	54,75	0,07
343	15,0	13,2	3	921,5	3,61	1.952,32	23,52	0,13
344	11,3	13,2	3	985,5	0,36	1.417,51	33,41	0,13
345	18,8	13,2	3	1.016,0	0,97	1.953,44	3,08	0,13
347	50,0	3,2	3	101,0	12,65	0,60	54,75	0,07
350	75,0	3,2	2	5,0	12,65	0,00	54,75	0,07
353	150,0	3,2	2	2,0	12,65	0,00	0,00	0,33
359	25,0	3,2	3	1.617,0	12,65	1.681,95	54,75	0,07
361	18,8	13,2	0	732,5	3,42	1.414,63	16,10	0,27
362	50,0	13,2	0	786,5	0,27	1.074,08	7,73	0,13
363	50,0	13,2	0	771,6	3,40	546,35	33,40	0,33
364	25,0	13,2	0	714,0	3,76	326,16	10,78	0,13
365	83,3	13,2	0	647,3	2,31	102,42	23,79	0,20
366	100,0	13,2	0	562,3	6,88	99,55	72,74	0,20
368	100,0	13,2	0	438,0	4,20	17,69	35,62	0,13

Assim como no Classificador Hierárquico, a RNA SOM também formou um elevado número de famílias, também existindo famílias nas quais o comprimento total e o

coeficiente de perdas possuem desvio padrão elevado. No entanto, os desvios altos também ficaram restritos às redes BT de baixo comprimento (até 5 metros). Para o comprimento total, foi obtido um desvio percentual médio de 12,65% e para o coeficiente de perdas, o desvio percentual médio foi 54,75%. De acordo com os desvios médios, é fácil notar que a RNA SOM formou famílias mais homogêneas que o Classificador Hierárquico quanto ao comprimento total. Porém, quanto ao coeficiente de perdas, as famílias obtidas com a RNA SOM ficaram menos homogêneas.

Uma vez terminada a etapa de formação de famílias, está terminado o estabelecimento de padrões de redes típicas de baixa tensão. As famílias (padrões) formadas devem ser armazenadas em um banco de dados de forma que possam ser utilizadas toda vez que se desejar realizar um cálculo de perdas.

Na seção a seguir, as famílias obtidas com o Classificador Hierárquico e com a RNA SOM são utilizadas para calcular as perdas nas redes de distribuição selecionadas para este estudo.

6.2.4. Utilização dos Atributos das Famílias

Após estabelecer os padrões de redes típicas de baixa tensão, é possível realizar o cálculo das perdas em redes BT com cadastro incompleto com a metodologia alternativa proposta neste trabalho. Para isso, é necessário que cada rede BT a ser calculada seja classificada em uma das famílias previamente formadas. Com a classificação, o comprimento total e o coeficiente de perdas da família atribuída à rede BT são também atribuídos à rede. Agora, com os dois atributos conhecidos da rede e com a curva de carga calculada a partir dos consumos faturados dos consumidores e das curvas típicas de carga [1], o cálculo de perdas na rede BT é facilmente realizado.

O cálculo *fuzzy* é utilizado para modelar as incertezas associadas à representação das redes BT por atributos e ao processo de classificação para obtenção do comprimento total e do coeficiente de perdas.

Como foi visto no item anterior, para cada família formada, além dos valores médios do comprimento e do coeficiente de perdas, também são conhecidos os seus respectivos desvios. No caso de famílias que foram formadas por apenas uma única rede, foi adotado o desvio percentual médio observado nas demais famílias.

Assim, para determinar os valores inferior e superior dos números difusos do comprimento e do coeficiente de perdas, foram utilizados os respectivos desvios multiplicados por 1,65, ou seja, o número difuso foi obtido por $(\mu - 1,65 \cdot \sigma; \mu; \mu + 1,65 \cdot \sigma)$, sendo μ a média e σ o desvio padrão. Tal valor foi escolhido apenas por referência à distribuição normal, pois existe uma probabilidade de apenas 5% de uma variável com distribuição normal apresentar um valor fora da faixa especificada anteriormente.

As tabelas 6.14 e 6.15 mostram as perdas calculadas em todas as redes BT utilizando o Classificador Hierárquico e a RNA SOM como técnicas de classificação, respectivamente, além das famílias por elas formadas. As tabelas também mostram os erros observados, tomando-se por referência as perdas calculas por fluxo de potência convencional.

Tabela 6.14 – Cálculo fuzzy utilizando o Classificador Hierárquico

Variável	Método Alternativo			Fluxo de Potência	Erro [%]		
	Mínimo	Médio	Máximo		Mínimo	Médio	Máximo
Perda de Energia [kWh]	344.254,21	1.534.928,85	5.394.444,56	3.199.039,25	-89,24	-52,02	68,63
Energia a Montante [kWh]	182.596.212,77	183.905.954,84	188.151.422,11	185.736.476,28	-1,69	-0,99	1,30
Perda de Energia [%]	0,19	0,83	2,87	1,72	-88,95	-51,74	66,86

Tabela 6.15 – Cálculo fuzzy utilizando a RNA SOM

Variável	Método Alternativo			Fluxo de Potência	Erro [%]		
	Mínimo	Médio	Máximo		Mínimo	Médio	Máximo
Perda de Energia [kWh]	762.887,97	2.284.572,25	5.119.119,44	3.199.039,25	-76,15	-28,59	60,02
Energia a Montante [kWh]	183.056.709,92	184.730.562,59	187.848.564,59	185.736.476,28	-1,44	-0,54	1,14
Perda de Energia [%]	0,42	1,24	2,73	1,72	-75,58	-27,91	58,72

Comparando-se os resultados obtidos com os cálculos *fuzzy* realizados utilizando as duas técnicas de classificação, nota-se que o valor real da perda de energia calculado por fluxo de potência ficou situado entre os valores inferior e superior do número difuso

da perda calculada com a metodologia alternativa. Analisando o valor médio da perda, nota-se que a utilização da RNA SOM produziu um resultado mais próximo do real, atingindo um erro inferior a 30%.

É importante lembrar que tais resultados foram obtidos utilizando-se carregamento uniformemente distribuído, ou seja, coeficiente de distribuição da carga igual a zero.

De forma análoga ao que foi realizado no item 6.2.2, os erros individuais observados em cada uma das redes BT foram calculados para montar um histograma da distribuição dos erros, apresentando a frequência de ocorrência e a frequência acumulada em cada faixa de erro. Tal histograma foi montado para os valores inferior, médio e superior de cada um dos dois cálculos *fuzzy* realizados e são mostrados nas figuras 6.3 a 6.8.

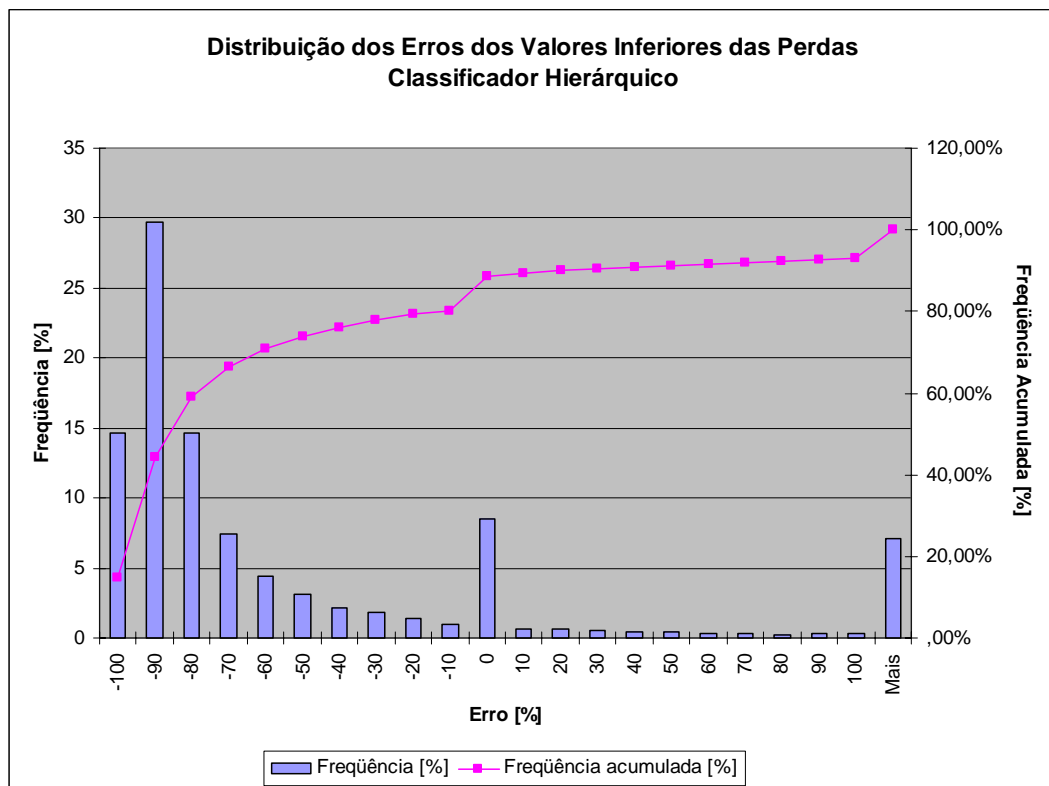


Figura 6.3 – Histograma da distribuição dos erros dos valores inferiores (Classificador Hierárquico)

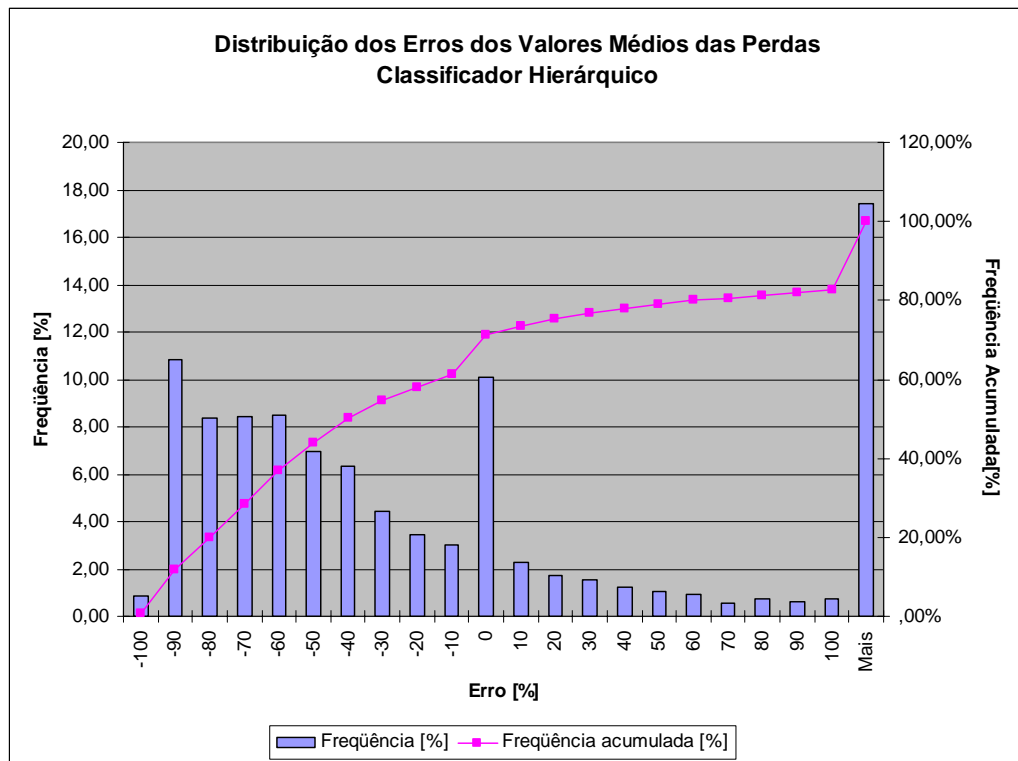


Figura 6.4 – Histograma da distribuição dos erros dos valores médios (Classificador Hierárquico)

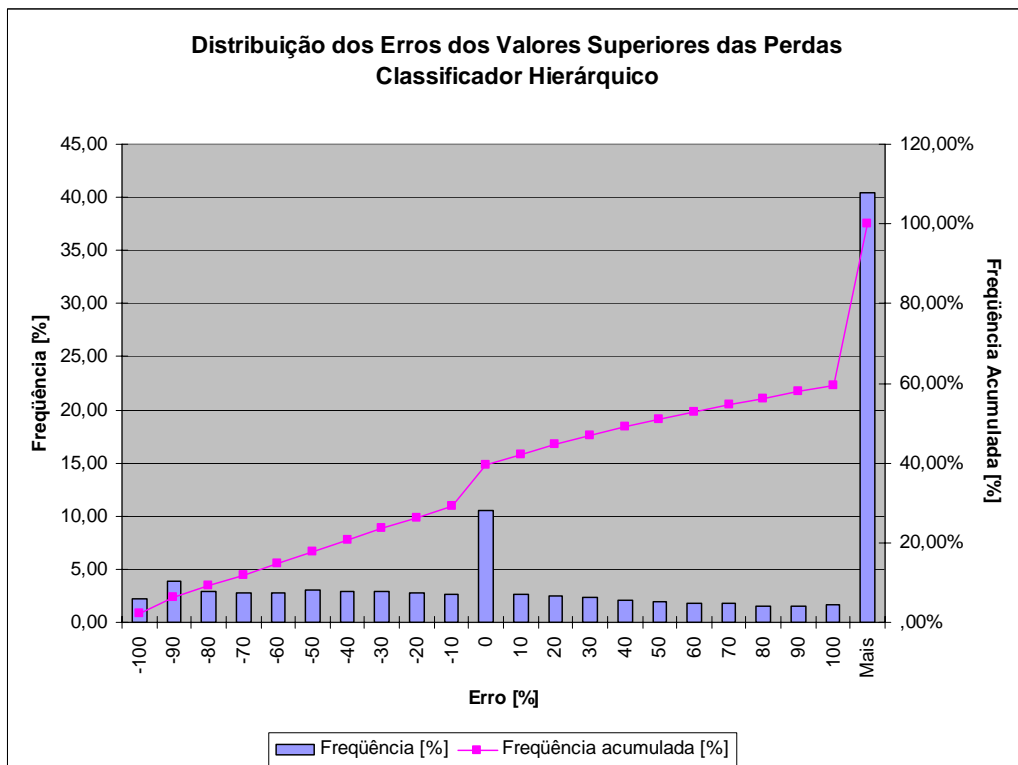


Figura 6.5 – Histograma da distribuição dos erros dos valores superiores (Classificador Hierárquico)

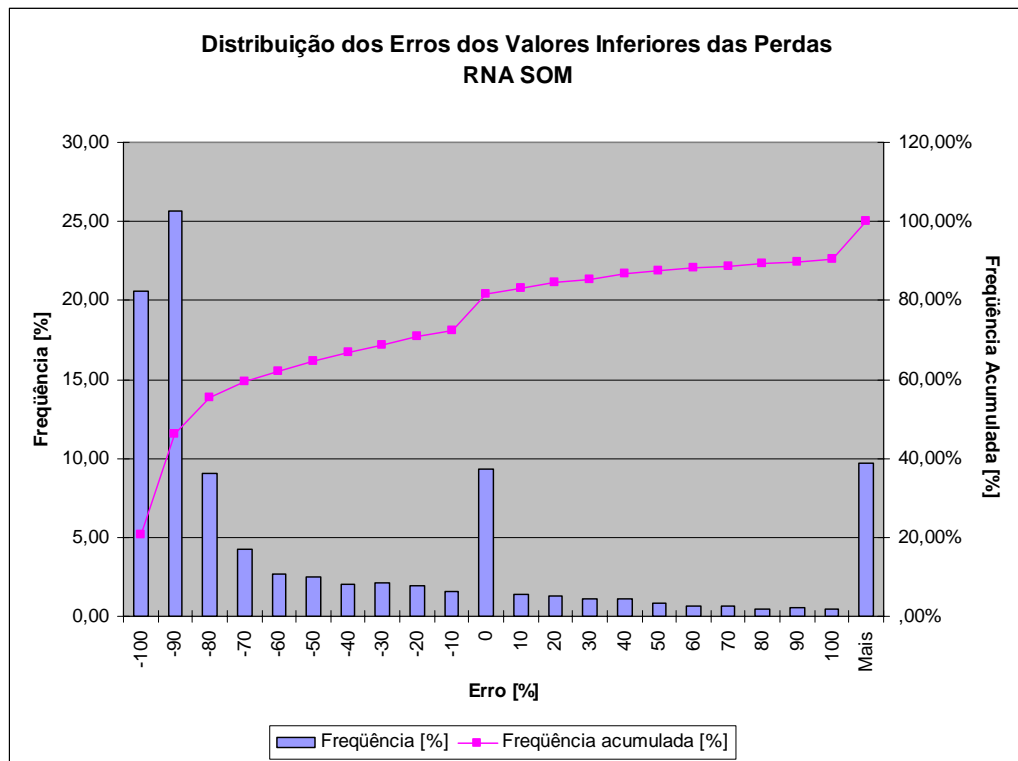


Figura 6.6 – Histograma da distribuição dos erros dos valores inferiores (RNA SOM)

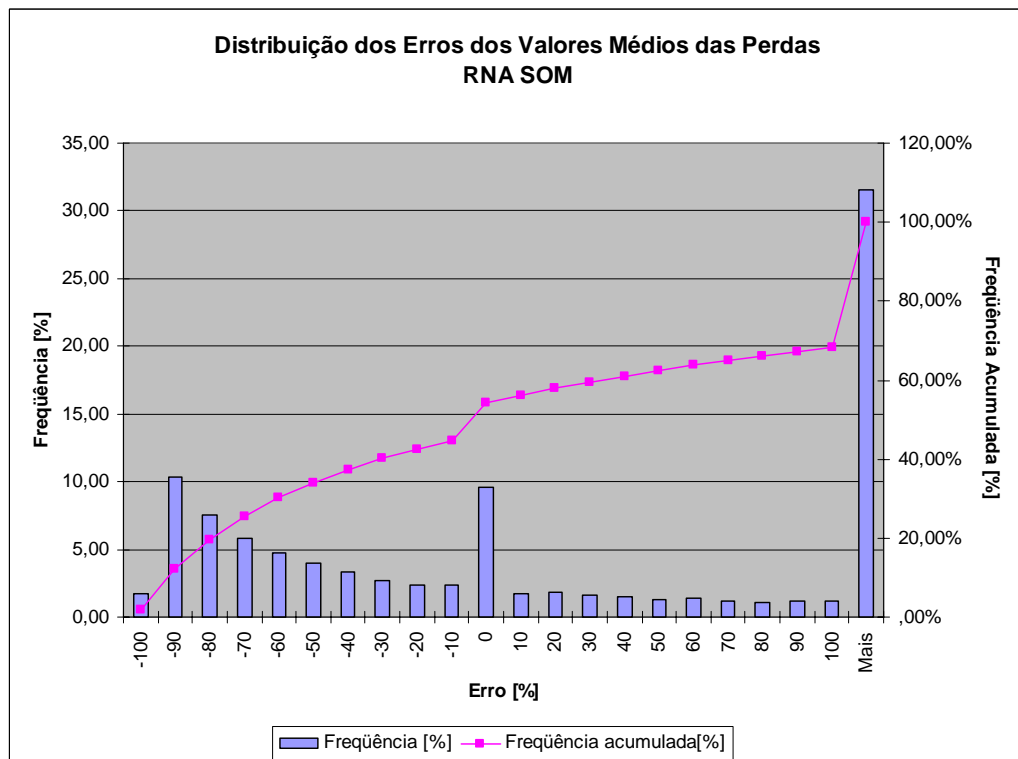


Figura 6.7 – Histograma da distribuição dos erros dos valores médios (RNA SOM)

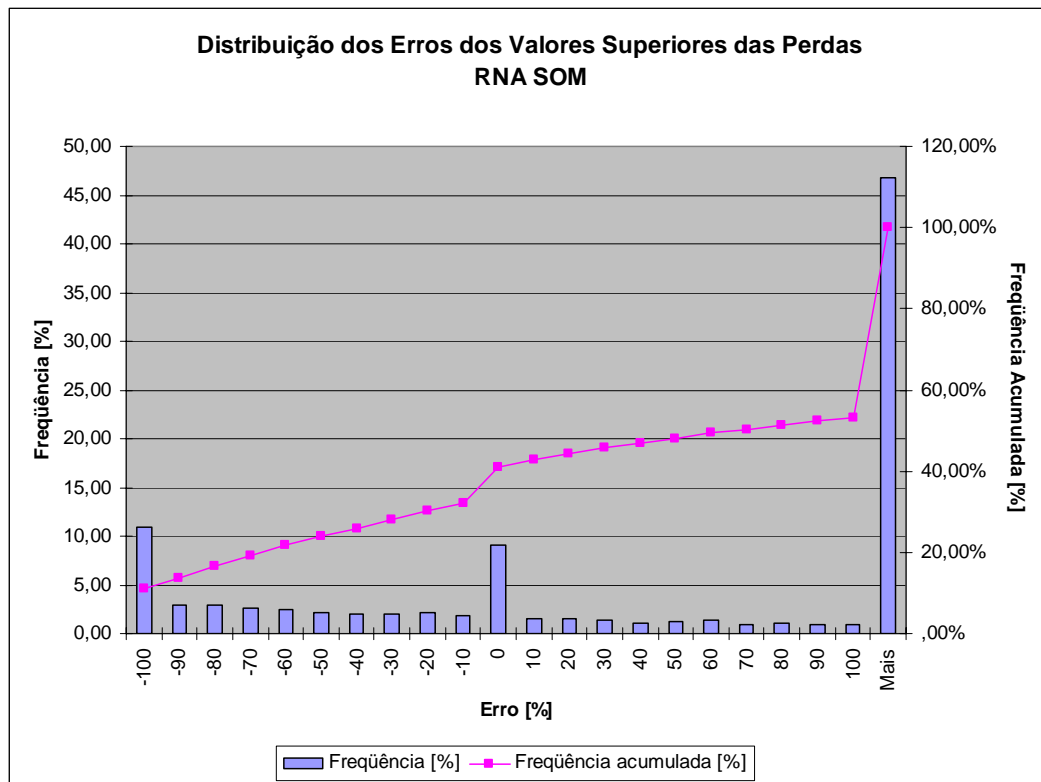


Figura 6.8 – Histograma da distribuição dos erros dos valores superiores (RNA SOM)

Analisando os histogramas, nota-se que no caso dos valores inferiores das perdas, cerca de 11% das redes BT apresentaram erro positivo no cálculo com o Classificador Hierárquico e, no caso do cálculo com a RNA SOM, esse percentual foi 18%. Isso significa que em 11% das redes BT calculadas com o Classificador Hierárquico, o valor inferior da perda ficou maior que o valor calculado pelo fluxo de potência. No caso da RNA SOM, 18% das redes BT ficaram o valor inferior da perda acima do valor real.

Analisando os valores superiores das perdas, cerca de 30% das redes BT ficaram com erro negativo no caso do Classificador Hierárquico, ou seja, 30% das redes BT ficaram com o valor superior da perda abaixo do valor calculado pelo fluxo de potência. De forma análoga, no caso da RNA SOM, cerca de 34% das redes BT apresentaram valor superior da perda inferior ao valor real.

Tanto no Classificador Hierárquico como na RNA SOM, nota-se uma porcentagem maior de redes BT cujo valor real das perdas não foi englobado pelo número difuso das

perdas quando se analisam os valores superiores. Isso já era esperado, uma vez que o valor médio calculado ficou abaixo do valor real, dando uma indicação de que os números difusos das perdas estão deslocados no sentido de produzir perdas menores que as reais. Como já foi comentado anteriormente, o carregamento uniformemente distribuído foi o responsável por tal fato e a utilização de um carregamento levemente crescente diminuiria os erros observados nos valores médios. A porcentagem de valores superiores com erros negativos também diminuiria. No entanto, haveria um aumento da porcentagem de valores inferiores com erros positivos, o que sugere que devem ser utilizados desvios maiores na modelagem das incertezas quando se deseja um maior índice de acerto nas perdas difusas individuais quando comparadas às perdas reais também individuais.

Analisando os valores médios das perdas, nota-se que 12% das redes BT apresentam erros variando de -10% a 10% no caso do Classificador Hierárquico. No caso da RNA SOM, 11% das redes BT apresentaram erros na referida faixa. Em termos de distribuição dos erros, as duas técnicas de classificação produziram resultados semelhantes. Porém, foi a RNA SOM que produziu valores médios de perdas mais próximos da realidade.

6.2.5. Cálculo de Perdas em Redes BT Conhecidas mas sem o Conhecimento da Localização da Carga

Há casos de cadastro incompleto das redes BT no qual são conhecidos os dados topológicos de todas as redes BT, porém a localização da carga, ou seja, dos consumidores é desconhecida, sendo conhecida apenas a carga total atendida por cada rede BT.

Nesta situação, não há necessidade de representar as redes BT por padrões de redes. O único problema a ser resolvido é como distribuir os consumidores ao longo da rede conhecida para se proceder ao cálculo de suas perdas.

Neste estudo, ao invés de calcular as perdas utilizando o modelo de cálculo descrito no capítulo 4 utilizando o comprimento total e o coeficiente de perdas de cada rede BT, que podem ser facilmente obtidos a partir das informações disponíveis no cadastro, os consumidores atendidos pela rede foram simplesmente distribuídos ao longo de seus postes e procedeu-se ao cálculo de fluxo de potência em seguida.

Na distribuição realizada, cada consumidor é colocado em um poste, iniciando-se pelos postes finais da rede e terminando no poste inicial (o poste do transformador). Caso ainda restem consumidores para definir a localização, o processo se inicia novamente pelos postes finais até que todos os consumidores sejam distribuídos.

As perdas calculadas dessa forma são apresentadas na tabela 6.16. A tabela também mostra os erros observados, tomando-se por referência as perdas calculas por fluxo de potência convencional.

De forma análoga ao que foi realizado nos itens anteriores, os erros individuais observados em cada uma das redes BT foram calculados para montar um histograma da distribuição dos erros, apresentando a frequência de ocorrência e a frequência acumulada em cada faixa de erro. Tal histograma é apresentado na figura 6.9.

Analisando o histograma, observa-se que 45% das redes BT apresentam erro variando de -10% a 10%, o que mostra que a simples distribuição dos consumidores ao longo da rede conhecida produz resultados mais satisfatórios que o cálculo com o modelo proposto. A diferença é que neste caso, há uma tendência das perdas resultantes ficarem maiores que as perdas reais

Tabela 6.16 – Perdas utilizando rede real com distribuição dos consumidores

Variável	Método Alternativo	Fluxo de Potência	Erro [%]
Perda de Energia [kWh]	3.696.027,10	3.199.039,25	15,54
Energia a Montante [kWh]	186.283.162,96	185.736.476,28	0,29
Perda de Energia [%]	1,98	1,72	15,12

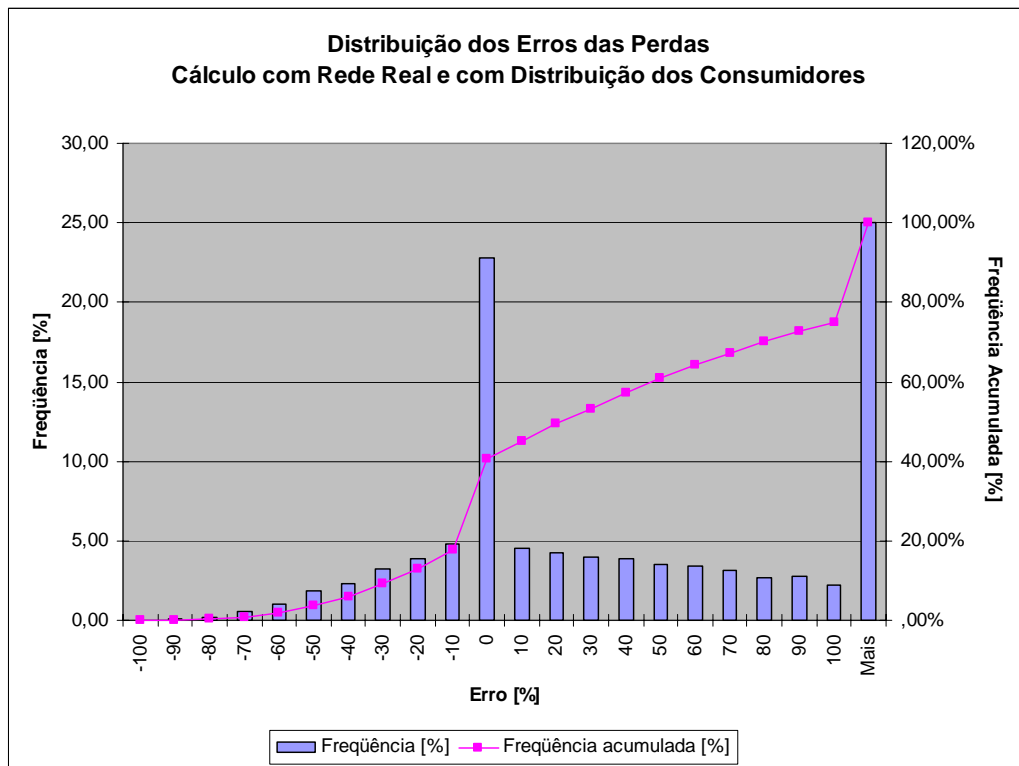


Figura 6.9 – Histograma da distribuição dos erros (rede real com distribuição dos consumidores)

6.3. CÁLCULO DE PERDAS POR SEGMENTO UTILIZANDO DADOS DE MEDIÇÕES

O capítulo 5 deste trabalho apresentou como os dados de medições podem ser utilizados no cálculo das perdas em todos os segmentos do sistema de distribuição de forma a eliminar as discrepâncias observadas entre a energia medida e a energia da curva de carga estimada com a metodologia de cálculo de perdas [1]. Foram citadas cinco causas para explicar as discrepâncias observadas: possíveis erros de cadastro, diferentes bases de tempo dos consumos faturados dos consumidores, perdas não técnicas e existência de blocos de carga manobrados no período considerado.

Para eliminar tais discrepâncias, foi proposta a utilização de um fator de correção a ser aplicado nas cargas, sendo possível recorrer a dois métodos para aplicar tal fator de correção às cargas: o determinístico e o iterativo.

A seguir, apresenta-se um estudo realizado com redes de distribuição reais, comparando-se as perdas calculadas sem correção com as perdas calculadas com correção determinística e iterativa. Foi selecionado um conjunto de redes composto por 8 subestações de distribuição, 83 circuitos primários e 6.243 redes de baixa tensão com cadastro completo. Para o conjunto selecionado, são conhecidas as medições no barramento de média tensão (secundário) dos transformadores de SE.

Ao realizar um cálculo com correção de energia, os consumos faturados, na grande maioria dos casos, são corrigidos para valores maiores a fim de repartir a energia não faturada entre os consumidores que são faturados pela empresa. Nesse caso, é a própria existência de energia não faturada que leva a uma correção no sentido de aumentar a carga da rede.

Também é possível ocorrer o inverso, ou seja, os consumos faturados são corrigidos para valores menores. Tal situação ocorreria em regiões com baixo índice de furto e/ou fraude na qual a curva de carga estimada resultou em uma energia acima da energia da curva de carga medida, o que pode acontecer dependendo dos roteiros de leitura utilizados nos consumidores da região considerada e da existência ou não de blocos de carga manobrados no período considerado.

No estudo apresentado, tomou-se o cuidado de escolher um conjunto de redes sem histórico de manobras. Além disso, considerou-se que os consumos faturados dos consumidores já foram corrigidos e que, portanto, o problema das bases de tempo diferentes já foi resolvido. Dessa forma, as discrepâncias observadas entre as curvas de carga medida e calculada se devem unicamente a erros de cadastro e a perdas não técnicas.

6.3.1. Correção Determinística e Correção Iterativa

Para realizar a correção das perdas de energia calculadas com a metodologia convencional [1], este trabalho propôs um método de correção determinístico, o qual aplica o fator de correção às cargas e às perdas variáveis. Com o intuito de aferir o

método, foi realizado um cálculo de perdas utilizando o método de correção iterativo, o qual aplica o fator de correção somente às cargas. Nesse caso, as novas perdas são obtidas a partir de um novo cálculo de fluxo de potência. O processo de cálculo do fator de correção e cálculo de fluxo de potência deve ser repetido até que se atinja a convergência.

A tabela 6.17 mostra as perdas calculadas com os métodos determinístico e iterativo, apresentando também os erros do método determinístico com relação ao iterativo. Em ambos os métodos, o fator de correção calculado foi aplicado às cargas MT e BT.

Tabela 6.17 – Perdas de energia com correção determinística e com correção iterativa

Segmento	Perda de Energia Correção Iterativa		Perda de Energia Correção Determinística		Erro	
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]	[%] ¹	[%] ²
Subestação de Distribuição	1.189.313,88	0,75	1.208.268,21	0,77	1,59	2,67
Rede Primária	1.771.840,93	1,13	1.859.674,44	1,19	4,96	5,31
Transformador de Distribuição	2.498.212,78	2,48	2.571.956,99	2,55	2,95	2,82
Rede Secundária	1.361.872,24	1,39	1.563.717,50	1,59	14,82	14,39
Ramal de Ligação	381.714,87	0,40	381.670,78	0,40	-0,01	0,00
Medidor de Energia	253.261,72	0,26	253.261,72	0,26	0,00	0,00
Perdas Diversas	745.621,64	0,47	783.854,96	0,50	5,13	5,11
Total de Perdas Técnicas	8.201.838,06	5,20	8.622.404,60	5,47	5,13	5,11

¹ Erro da perda de energia em kWh

² Erro da perda de energia em %

Assumindo que o valor real das perdas é aquele obtido com a correção iterativa, observa-se que na maioria dos segmentos o erro ficou inferior a 5%. Apenas na rede secundária o erro chegou a quase 15%.

Na correção determinística, o fator de correção calculado é aplicado diretamente sobre as perdas previamente calculadas. Já na correção iterativa, o fator de correção é aplicado somente às cargas, procedendo-se a novo cálculo de fluxo de potência para obter as novas perdas. Quando isso é feito, alguns consumidores podem mudar de curva típica de carga, pois seus consumos faturados são alterados pelo fator de correção. Por exemplo, um consumidor residencial cujo consumo faturado é 180 kWh e tem seu consumo corrigido para 360 kWh, passa a ser associado a uma curva típica na faixa de 200 a 400 kWh quando, inicialmente, era associado a uma curva típica na faixa de 100 a 200 kWh. Com isso, altera-se o perfil de carga de alguns consumidores e,

conseqüentemente, altera-se o perfil da curva de perda da rede BT, o que produz uma perda de energia diferente da calculada na correção determinística, cujo conceito está fundamentado na manutenção do perfil da curva de perda. A alteração do perfil de carga de alguns consumidores é menos sentida na rede primária. Como esse segmento agrega um maior número de consumidores, os erros tendem a se compensar.

Apesar do erro da ordem de 15% nas perdas calculadas com correção determinística na rede secundária, o erro nas perdas total ficou na ordem de 5%, o mesmo ocorrendo com as perdas diversas, já que elas são calculadas por um percentual do total de perdas técnicas calculadas nos demais segmentos. Considerando todas as incertezas no processo de cálculo de perdas com a metodologia convencional [1], principalmente no aspecto da representação da carga, o erro de 5% obtido com o método determinístico é relativamente baixo.

As diferenças observadas entre as perdas calculadas com o método determinístico e as perdas calculadas com o método iterativo não devem constituir o único fator para escolher um método ou outro. Outro fator que deve ser considerado nessa escolha é o tempo de processamento. Nas redes selecionadas para este estudo, o método determinístico levou 40 minutos e 57 segundos para ser concluído, ao passo que o método iterativo levou 2 horas, 52 minutos e 32 segundos, um tempo 4 vezes maior. Realizando uma extrapolação, em uma concessionária com 100 SEs, seria necessário cerca de 8,5 horas para o método determinístico e cerca de 36 horas para o método iterativo. Certamente, o método iterativo seria de difícil aplicação prática.

Também foi realizado um cálculo com correção determinística no qual o fator de correção foi aplicado somente às cargas BT. Os resultados são apresentados na tabela 6.18 juntamente com os resultados obtidos quando o fator de correção foi aplicado às cargas MT e BT (resultados da correção determinística apresentados na tabela 6.17).

Analisando os resultados obtidos, observa-se que a correção apenas das cargas BT produz um aumento significativo nas perdas de todos os segmentos, com exceção dos medidores de energia. A razão para tal aumento é que quando se efetua a correção apenas nas cargas BT, o mesmo montante de energia (diferença entre energia medida e

energia calculada) é repartida apenas nos consumidores BT, ou seja, em um número menor de consumidores. Com isso, as cargas BT sofrem um aumento maior que no caso da correção nas cargas MT e BT. Além das cargas BT se tornarem maiores, a concentração de carga aumentou. Esses dois fatores juntos provocam um aumento considerável nas perdas técnicas em kWh, embora as perdas percentuais em alguns segmentos possam diminuir, como é o caso dos transformadores de distribuição. As perdas globais (perdas técnicas e perdas não técnicas) sofreram um ligeiro aumento, já que a medição utilizada se encontra no barramento MT dos transformadores de SE, ou seja, a medição não registra as perdas nesses transformadores. Se as perdas globais forem calculadas desconsiderando as SEs e suas respectivas perdas diversas (10% no presente caso), os valores obtidos para os dois tipos de correção serão iguais, como era de se esperar.

Tabela 6.18 – Perdas de energia com correção nas cargas BT e nas cargas MT e BT

Segmento	Perda de Energia		Perda de Energia	
	Correção nas Cargas BT	Correção nas Cargas MT e BT	Correção nas Cargas MT e BT	Correção nas Cargas MT e BT
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
Subestação de Distribuição	1.451.125,92	0,92	1.208.268,21	0,77
Rede Primária	2.303.183,69	1,47	1.859.674,44	1,19
Transformador de Distribuição	2.783.456,11	2,52	2.571.956,99	2,55
Rede Secundária	1.898.749,73	1,77	1.563.717,50	1,59
Ramal de Ligação	473.230,04	0,45	381.670,78	0,40
Medidor de Energia	253.261,72	0,24	253.261,72	0,26
Perdas Diversas	916.300,72	0,58	783.854,96	0,50
Total de Perdas Técnicas	10.079.307,93	6,38	8.622.404,60	5,47
Perdas Não Técnicas	35.768.016,61	22,65	36.957.776,46	23,44

6.3.2. Perdas com Correção e sem Correção

Tomando-se por referência as perdas calculadas com correção determinística, tais resultados foram comparados àqueles obtidos com o cálculo sem correção. Os resultados de perdas calculadas sem correção e com correção determinística são mostrados na tabela 6.19. No cálculo com correção, o fator de correção calculado foi aplicado às cargas MT e BT.

Tabela 6.19 – Perdas de energia sem correção e com correção

Segmento	Perda de Energia Cálculo sem Correção		Perda de Energia Cálculo com Correção	
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
Subestação de Distribuição	886.416,56	0,75	1.208.268,21	0,77
Rede Primária	926.523,29	0,79	1.859.674,44	1,19
Transformador de Distribuição	1.867.897,58	2,59	2.571.956,99	2,55
Rede Secundária	793.703,35	1,13	1.563.717,50	1,59
Ramal de Ligação	219.445,15	0,32	381.670,78	0,40
Medidor de Energia	253.261,72	0,37	253.261,72	0,26
Perdas Diversas	494.724,77	0,42	783.854,96	0,50
Total de Perdas Técnicas	5.441.972,42	4,63	8.622.404,60	5,47
Perdas Não Técnicas	-	-	36.957.776,46	23,44

No caso do medidor de energia, como sua perda independe da carga, sua perda percentual diminuiu porque a perda em kWh é a mesma, porém a base de cálculo aumentou. A base de cálculo da perda percentual, no caso do medidor, é o consumo faturado dos consumidores BT mais as perdas nos próprios medidores acrescidas das perdas diversas no segmento, ou seja, é a sua energia a montante. Como ao realizar a correção o consumo faturado aumenta, a base de cálculo também aumenta e, portanto, a perda percentual diminui.

No caso do ramal de ligação, da rede secundária e da rede primária, ocorreu um aumento das perdas percentuais, o já que era esperado, pois a correção da energia aumentou as cargas e, conseqüentemente, as perdas. Nesses segmentos, as perdas são compostas apenas da parcela variável com a carga, diferente dos transformadores de distribuição e transformadores de SEs.

No transformador de distribuição o movimento foi inverso, ou seja, as perdas percentuais diminuíram. Tal situação pode ocorrer dependendo do nível de carregamento dos transformadores. Em transformadores com baixo carregamento, as perdas percentuais são elevadas e diminuem ao aumentar o carregamento. Isso acontece porque as perdas nos transformadores são compostas de duas parcelas: uma variável com a carga (perda no cobre) e outra que não depende da carga (perda no ferro), que é chamada de perda fixa. No caso das SEs, as perdas percentuais aumentaram ligeiramente, o que mostra que os transformadores de SEs estão trabalhando em uma

faixa de carregamento na qual um aumento na carga produz um aumento na perda percentual.

Finalmente, nota-se que o resultado global de perdas sofreu um aumento ao realizar a correção de energia. Como já foi explicado anteriormente, tal diferença se deve à circulação de energias não faturadas pela rede, além de possíveis erros de cadastro. Além disso, as perdas não técnicas puderam ser calculadas, sendo possível determiná-las para cada SE. A tabela 6.20 mostra as perdas não técnicas calculadas para cada uma das 8 SEs do conjunto de redes selecionadas para este estudo. A partir de tal resultado, a concessionária tem uma indicação muito boa de quais regiões podem conter um maior índice de furto e/ou fraude, tornando possível o direcionamento de ações no seu combate.

Tabela 6.20 – Perdas não técnicas por SE

Subestação de Distribuição	Perdas Não Técnicas [%]
2	8,18
9	30,50
27	44,38
31	24,18
33	12,43
34	17,96
43	7,58
45	24,35

6.4. ESTIMATIVA DAS PERDAS

O último estudo a ser apresentado neste capítulo realiza uma estimativa das perdas técnicas utilizando o método expedito descrito no capítulo 5, o qual utiliza a taxa de crescimento da carga para calcular as novas perdas a partir das perdas atuais.

Quando se opta por calcular as perdas com correção a partir dos dados de medições, também é possível realizar uma estimativa das perdas a partir de um novo cálculo de perdas no qual se utiliza uma rede passada com medições atuais.

O estudo de estimativa de perdas que será apresentado foi realizado no mesmo conjunto de redes de distribuição utilizado na seção 6.3. A diferença é que o conjunto de redes

mencionado foi obtido para três meses distintos, a saber: mês agosto do ano 1, mês dezembro do ano 1 e mês março do ano 2. Assim, do primeiro mês para o segundo mês estuda-se uma estimativa para 4 meses no futuro, do segundo mês para o terceiro mês, 3 meses e do primeiro mês para o terceiro mês, 7 meses.

6.4.1. Estimativas Utilizando Taxas de Crescimento

A partir dos três conjuntos de redes referentes a três meses distintos, foi possível determinar as taxas de crescimento dos consumos faturados de consumidores MT e consumidores BT. A tabela 6.21 apresenta a quantidade e o consumo faturado de consumidores MT e BT das redes selecionadas para estudo e as tabelas 6.22 a 6.24 apresentam as taxas de crescimento entre as três redes para o consumo faturado BT, MT e total, respectivamente. Infelizmente, pode-se notar problemas significativos de cadastro, mas mesmo assim aplicou-se a metodologia proposta para analisar sua robustez na obtenção de resultados.

Tabela 6.21 – Evolução da rede nos três meses distintos

Variável	Rede Ago/Ano 1	Rede Dez/Ano 1	Rede Mar/Ano 2
Quantidade de consumidores BT	275.876	252.844	252.951
Consumo faturado BT [kWh]	63.072.775	62.785.170	63.680.181
Quantidade de consumidores MT	827	607	548
Consumo faturado MT [kWh]	37.219.348	45.150.518	43.446.406

Tabela 6.22 – Taxa de crescimento do consumo faturado BT entre as três redes

Rede/ Mês Origem	Rede/Mês Destino	
	Rede Dez/Ano 1	Rede Mar/Ano 2
Rede Ago/Ano 1	-0,5%	1,0%
Rede Dez/Ano 1	-	1,4%

Tabela 6.23 – Taxa de crescimento do consumo faturado MT entre as três redes

Rede/ Mês Origem	Rede/Mês Destino	
	Rede Dez/Ano 1	Rede Mar/Ano 2
Rede Ago/Ano 1	21,3%	16,7
Rede Dez/Ano 1	-	-3,8%

Tabela 6.24 – Taxa de crescimento do consumo faturado total entre as três redes

Rede/ Mês Origem	Rede/Mês Destino	
	Rede Dez/Ano 1	Rede Mar/Ano 2
Rede Ago/Ano 1	7,6%	6,8%
Rede Dez/Ano 1	-	-0,7%

A fim de aferir o método expedito, foram calculadas as perdas nas redes referentes aos três meses e os resultados obtidos são apresentados nas tabelas 6.25 a 6.27.

Tabela 6.25 – Perdas de energia para a rede do mês agosto do ano 1

Segmento	Perda de Energia Rede Ago/Ano 1	
	[kWh]	[%]
Subestação de Distribuição	837.168,69	0,76
Rede Primária	743.663,57	0,68
Transformador de Distribuição	1.923.991,51	2,68
Rede Secundária	844.643,81	1,21
Ramal de Ligação	193.494,55	0,28
Medidor de Energia	254.106,70	0,37
Perdas Diversas	480.595,81	0,43
Total de Perdas Técnicas	5.277.664,64	4,76

Tabela 6.26 – Perdas de energia para a rede do mês dezembro do ano 1

Segmento	Perda de Energia Rede Dez/Ano 1	
	[kWh]	[%]
Subestação de Distribuição	888.576,64	0,75
Rede Primária	937.144,57	0,80
Transformador de Distribuição	1.865.276,36	2,62
Rede Secundária	791196,22	1,14
Ramal de Ligação	230466,82	0,34
Medidor de Energia	253.169,28	0,37
Perdas Diversas	497.266,36	0,42
Total de Perdas Técnicas	5.463.096,25	4,62

Tabela 6.27 – Perdas de energia para a rede do mês março do ano 2

Segmento	Perda de Energia Rede Mar/Ano 2	
	[kWh]	[%]
Subestação de Distribuição	886.416,56	0,75
Rede Primária	926.523,29	0,79
Transformador de Distribuição	1.867.897,58	2,59
Rede Secundária	793.703,35	1,13
Ramal de Ligação	219.445,15	0,32
Medidor de Energia	253.261,72	0,37
Perdas Diversas	495.408,14	0,42
Total de Perdas Técnicas	5.442.655,79	4,63

O método expedito foi aplicado nos resultados obtidos de perdas para a rede de agosto do ano 1, na tentativa de estimar as perdas para dezembro do ano 1 e março do ano 2. Também foi aplicado nos resultados obtidos de perdas para a rede de dezembro do ano 1, na tentativa de estimar as perdas para março do ano 2. Para isso, foram utilizadas as taxas de crescimento da carga. Para os segmentos transformador de distribuição, rede secundária, ramal de ligação e medidor de energia, foi aplicada a taxa de crescimento observada nos consumidores BT, uma vez que as perdas nesses segmentos dependem apenas dessa carga. Para os segmentos rede primária e subestação de distribuição, foi aplicada a taxa de crescimento global, uma vez que as perdas nesses segmentos dependem não só da carga BT como também da carga MT. Pelo mesmo motivo, também foi utilizada a taxa de crescimento global para as perdas diversas e para as perdas totais. No caso dos segmentos subestação de distribuição e transformador de distribuição, ainda foi necessário separar as perdas no cobre das perdas no ferro, uma vez que as últimas não dependem da carga. Após decompor a perda percentual no segmento em perda no cobre e perda no ferro, aplica-se a taxa de crescimento na perda no cobre que, em seguida, é somada à perda no ferro para obter a nova perda percentual no segmento.

As perdas percentuais obtidas com o método expedito e seus respectivos erros são apresentadas nas tabelas 6.28 a 6.30.

Também é possível aplicar o método expedito diretamente nas perdas em kWh (apenas nas parcelas variáveis com a carga) utilizando a taxa de crescimento como o fator de correção é utilizado na correção das perdas, ou seja, utiliza-se a taxa de crescimento ao

quadrado para estimar as novas perdas em kWh. Em seguida, pode-se recalculas as novas energias a montante de cada segmento para obter as novas perdas percentuais. Os resultados obtidos com este segundo cálculo são apresentados nas tabelas 6.31 a 6.33.

Tabela 6.28 – Estimativa para Dez/Ano 1 a partir de Ago/Ano 1 com o método expedito 1

Segmento	Perda de Energia [%]	Erro [%]
Subestação de Distribuição	0,79	4,74
Rede Primária	0,73	-8,52
Transformador de Distribuição	2,67	2,08
Rede Secundária	1,20	5,66
Ramal de Ligação	0,28	-18,02
Medidor de Energia	0,37	0,00
Perdas Diversas	0,46	10,18
Total de Perdas Técnicas	5,13	11,12

Tabela 6.29 – Estimativa para Mar/Ano 2 a partir de Ago/Ano 1 com o método expedito 1

Segmento	Perda de Energia [%]	Erro [%]
Subestação de Distribuição	0,78	4,31
Rede Primária	0,73	-8,06
Transformador de Distribuição	2,68	3,60
Rede Secundária	1,22	8,11
Ramal de Ligação	0,28	-11,66
Medidor de Energia	0,37	0,00
Perdas Diversas	0,46	9,36
Total de Perdas Técnicas	5,10	9,81

Tabela 6.30 – Estimativa para Mar/Ano 2 a partir de Dez/Ano 1 com o método expedito 1

Segmento	Perda de Energia [%]	Erro [%]
Subestação de Distribuição	0,75	-0,32
Rede Primária	0,79	0,51
Transformador de Distribuição	2,63	1,50
Rede Secundária	1,16	2,32
Ramal de Ligação	0,34	7,76
Medidor de Energia	0,37	0,00
Perdas Diversas	0,42	-0,75
Total de Perdas Técnicas	4,59	-1,18

Tabela 6.31 – Estimativa para Dez/Ano 1 a partir de Ago/Ano 1 com o método expedito 2

Segmento	Perda de Energia [kWh]	Erro [%]	Perda de Energia [%]	Erro [%]
Subestação de Distribuição	906.634,99	2,03	0,76	1,90
Rede Primária	861.336,77	-8,09	0,73	-8,47
Transformador de Distribuição	1.919.915,83	2,93	2,68	2,43
Rede Secundária	836.958,40	5,78	1,21	5,75
Ramal de Ligação	191.733,95	-16,81	0,28	-17,68
Medidor de Energia	254.106,70	0,37	0,37	0,56
Perdas Diversas	497.068,66	-0,04	0,42	-0,24
Total de Perdas Técnicas	5.467.755,31	-0,04	4,61	-0,24

Tabela 6.32 – Estimativa para Mar/Ano 2 a partir de Ago/Ano 1 com o método expedito 2

Segmento	Perda de Energia [kWh]	Erro [%]	Perda de Energia [%]	Erro [%]
Subestação de Distribuição	899.040,36	1,42	0,76	1,65
Rede Primária	848.471,77	-8,42	0,73	-8,15
Transformador de Distribuição	1.932.659,92	3,47	2,66	2,85
Rede Secundária	860.990,39	8,48	1,22	8,19
Ramal de Ligação	197.239,29	-10,12	0,28	-11,29
Medidor de Energia	254.106,70	0,33	0,37	-0,85
Perdas Diversas	499.250,84	0,78	0,42	0,80
Total de Perdas Técnicas	5.491.759,27	0,78	4,66	0,37

Tabela 6.33 – Estimativa para Mar/Ano 2 a partir de Dez/Ano 1 com o método expedito 2

Segmento	Perda de Energia [kWh]	Erro [%]	Perda de Energia [%]	Erro [%]
Subestação de Distribuição	881.251,73	-0,58	0,75	-0,12
Rede Primária	923.147,30	-0,36	0,79	0,16
Transformador de Distribuição	1.878.131,77	0,55	2,60	0,42
Rede Secundária	813.914,21	2,55	1,16	2,69
Ramal de Ligação	237.084,32	8,04	0,34	6,99
Medidor de Energia	253.169,28	-0,04	0,37	-0,82
Perdas Diversas	499.353,23	0,80	0,42	1,06
Total de Perdas Técnicas	5.486.051,85	0,66	4,66	0,49

Para o método expedito 1, o qual aplica as taxas de crescimento diretamente às perdas percentuais, os resultados que mostraram melhor aderência com relação às perdas reais foram aqueles obtidos para a rede de março do ano 2 estimados a partir da rede de dezembro do ano 1. Nesse caso, apenas no segmento ramal de ligação o erro foi um pouco maior, da ordem de 7% a 8%. Analisando o cadastro das duas redes, observou-se que apesar do aumento no consumo faturado dos consumidores BT e de um ligeiro aumento no número de consumidores, duas classes de consumo apresentaram queda significativa no consumo médio por consumidor: a classe industrial e a classe outros. Se

por um lado as perdas deveriam aumentar devido ao aumento do número de consumidores BT, por outro, deveriam diminuir devido à diminuição do consumo médio por consumidor em duas classes de consumo. Ao que tudo indica, o aspecto da redução do consumo médio por consumidor teve maior impacto, pois as perdas nos ramais de ligação diminuíram do mês dezembro do ano 1 para o mês março do ano 2. As outras estimativas, feitas a partir da rede de agosto do ano 1 apresentaram erros um pouco maiores, principalmente no ramal de ligação e no total de perdas. Porém, nota-se que a situação cadastral da rede de agosto do ano 1 já não é tão semelhante quando comparada às demais redes. A partir da tabela 6.21, pode-se observar como o número de consumidores alterou significativamente.

Para o método expedito 2, o qual aplica as taxas de crescimento às perdas em kWh, os resultados que mostraram melhor aderência com relação às perdas reais também foram aqueles obtidos para a rede de março do ano 2 estimados a partir da rede de dezembro do ano 1. Da mesma forma que no método expedito 1, apenas o segmento ramal de ligação apresentou erros maiores, da mesma ordem de grandeza dos erros obtidos com o método expedito 1. Ao analisar as estimativas das perdas totais, o método expedito apresentou erros baixos, mesmo nos casos estimados a partir da rede do mês de agosto do ano 1, cuja situação cadastral já não é a mesma observada nas outras redes.

De um modo geral, pode-se concluir que o método expedito 1 pode ser utilizado apenas em situações em que as características da rede não se alteram significativamente. Já o método expedito 2 se mostrou mais robusto, ficando menos suscetível a erros em casos de mudanças significativas na rede. De qualquer forma, as estimativas feitas para cada segmento devem ser vistas com cuidado, pois apresentam maiores desvios nesses casos. Apesar disso, a estimativa feita para as perdas totais sempre apresentam erros baixos, o que dá a indicação de que o método expedito 2 pode ser utilizado para estimar as perdas totais com boa precisão.

6.4.2. Estimativas Utilizando Dados de Medições

Quando há disponibilidade de dados de medições, é possível realizar uma estimativa das perdas para um determinado mês utilizando as medições desse mesmo mês e a base de dados da rede que foi obtida em um mês anterior.

No estudo realizado neste item, utilizou-se a rede de dezembro do ano 1 e as medições de março do ano 2 com o intuito de obter uma estimativa para as perdas referentes a março do ano 2. A tabela 6.34 mostra os resultados de perdas obtidos nesse estudo, comparando-os com aqueles obtidos utilizando a rede de março do ano 2.

A partir dos resultados obtidos, observa-se que embora haja erros superiores a 5% em alguns segmentos, o erro das perdas totais ficou na ordem de 1%, indicando que o uso de rede histórica com medições atuais fornece uma boa estimativa das perdas técnicas atuais.

Tabela 6.34 – Estimativa para Mar/Ano 2 a partir da rede de Dez/Ano 1 com medições de Mar/Ano 2

Segmento	Perda de Energia Rede Mar/Ano 2		Perda de Energia Rede Dez/Ano 1		Erro	
	Medição Mar/Ano 2		Medição Mar/Ano 2			
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]	[%] ¹	[%] ²
Subestação de Distribuição	1.208.268,21	0,77	1.204.611,08	0,76	-0,30	-1,30
Rede Primária	1.859.674,44	1,19	1.897.653,70	1,21	2,04	1,68
Transformador de Distribuição	2.571.956,99	2,55	2.508.372,36	2,56	-2,47	0,39
Rede Secundária	1.563.717,50	1,59	1.491.905,65	1,57	-4,59	-1,26
Ramal de Ligação	381.670,78	0,40	403.916,78	0,43	5,83	7,50
Medidor de Energia	253.261,72	0,26	253.169,28	0,27	-0,04	3,85
Perdas Diversas	783.854,96	0,50	775.962,89	0,49	-1,01	-1,00
Total de Perdas Técnicas	8.622.404,60	5,47	8.535.591,74	5,41	-1,01	-1,00

¹ Erro da perda de energia em kWh

² Erro da perda de energia em %

Esse resultado é particularmente interessante nos casos em que a obtenção da base de dados das redes de distribuição é onerosa à concessionária. Geralmente, a obtenção da base de dados para cálculo de perdas é um processo muito mais demorado que o próprio processo de cálculo das perdas. Assim, é possível calcular as perdas de um mês qualquer utilizando as medições desse mês e uma base de dados da rede de alguns meses atrás, desde que seja realizado o cálculo com correção a partir dos dados de

medições. Neste estudo, foi utilizada uma rede de três meses atrás. Porém, cada sistema de distribuição tem uma dinâmica e é necessário realizar um estudo específico para determinar a frequência de atualização da base de dados da rede para que a estimativa produza erros baixos.

6.5. CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou algumas aplicações dos assuntos abordados neste trabalho com o objetivo de consolidar os métodos propostos envolvendo o cálculo de perdas técnicas em redes de distribuição, comparando seus resultados com aqueles obtidos com a aplicação da metodologia desenvolvida em [1], os quais foram utilizados como referência.

Na primeira aplicação apresentada, foi mostrado que a representação de redes de baixa tensão por padrões de redes típicas é uma alternativa viável para determinar as perdas quando não se possui uma base de dados detalhada. A utilização de técnicas de classificação como o Classificador Hierárquico e a Rede Neural Artificial foram fundamentais no estabelecimento de padrões de redes típicas e no cálculo das perdas, no qual as incertezas foram modeladas por meio de conjuntos difusos, havendo grande probabilidade do valor real da perda de uma rede se situar entre os valores inferior e superior calculados pelo modelo. Foi mostrado como as perdas são sensíveis à distribuição da carga e foi proposto um coeficiente de distribuição da carga para as redes estudadas.

Também foi analisado o cálculo de perdas com correção a partir dos dados de medições disponíveis, realizando-se a correção por dois métodos distintos, chamados determinístico e iterativo. Foi mostrado que o método determinístico produz resultados com baixos erros quando comparados àqueles obtidos com o método iterativo, além de possuir grande vantagem de não onerar demasiadamente o tempo de processamento.

Finalmente, a partir de dados históricos de redes de distribuição, foi possível aplicar o método expedito para estimar as perdas futuras. Ficou provado que não havendo

mudanças significativas na rede, o método produz resultados adequados. Outra forma de obtenção de estimativa das perdas a partir de rede passada com utilização de medição atual foi estudada, também produzindo erros baixos. A partir dos resultados obtidos com as estimativas, mostra-se que não há necessidade de realizar um cálculo detalhado [1] das perdas técnicas todos os meses. Porém, é necessário realizar um estudo para determinar a melhor frequência de atualização da base de dados da rede para que as estimativas realizadas produzam baixos erros.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES E TÓPICOS PARA FUTURO DESENVOLVIMENTO

Este trabalho apresentou alguns aspectos importantes a serem considerados no cálculo de perdas em redes de distribuição, representando uma importante extensão do trabalho desenvolvido em [1], cuja aplicação prática no setor elétrico trouxe novas necessidades, exigindo novas soluções.

A primeira grande contribuição deste trabalho está em introduzir uma variação no método de cálculo de perdas em redes de baixa tensão no caso de concessionárias que não possuem um cadastro detalhado dessas redes em banco de dados ou possuem cadastro incompleto. A partir do uso de técnicas de classificação e de um conjunto de redes levantadas em campo, são estabelecidos os padrões de redes típicas de baixa tensão da concessionária. Também utilizando as técnicas de classificação, os padrões de redes são atribuídos às redes reais e então, suas perdas são calculadas, havendo possibilidade de considerar incertezas com a utilização de números difusos.

Outra contribuição deste trabalho é a utilização de dados de medição para corrigir os resultados calculados de perdas. A partir do cálculo de fatores de correção, as energias faturadas das cargas são corrigidas de tal forma que, somadas às perdas, resultam em uma energia calculada igual à energia medida. O balanço de energia realizado por tal correção permite obter as perdas não técnicas e as perdas técnicas provocadas pela existência de perdas não técnicas na rede.

O conceito introduzido no cálculo dos fatores de correção ainda permite realizar um cálculo expedito de perdas, bem como estimar as perdas futuras de uma forma rápida e sem a necessidade de grandes esforços computacionais. A partir do conhecimento da taxa de crescimento da carga, é possível aplicá-la diretamente às perdas percentuais para

realizar uma estimativa das perdas. Também é possível utilizar a taxa de crescimento ao quadrado para primeiro estimar as perdas variáveis em kWh e depois estimar as perdas percentuais. Ainda há a possibilidade de estimar as perdas a partir de um novo cálculo no qual se utilizam a rede de um mês passado e as medições do mês atual.

A partir dos resultados mostrados neste trabalho, ficou evidente a aplicabilidade dos métodos propostos em redes de distribuição reais. O modelo de cálculo de redes BT utilizando técnicas de classificação e representação da rede por padrões de redes típicas apresentou resultados satisfatórios quando se analisam as perdas totais no segmento, considerando as incertezas modeladas por números difusos. Quando se analisa cada rede BT separadamente, existe uma probabilidade alta de o modelo produzir resultados satisfatórios quando as incertezas são consideradas. O processo de classificação, apesar de introduzir erros, não contribui para o aumento do erro global, mostrando que os erros introduzidos se compensam, ou seja, os erros introduzidos pelo modelo de representação da rede por atributos e pelo modelo de cálculo são mantidos.

Para os casos estudados neste trabalho, foi possível determinar um coeficiente de distribuição da carga de tal forma que o modelo de cálculo proposto produzisse os mesmos resultados de um fluxo de potência convencional. O coeficiente proposto mostrou que a distribuição da carga ao longo da rede BT, no caso estudado, é ligeiramente crescente e influencia fortemente as perdas. Por isso, para cada sistema de distribuição deve-se realizar um estudo para determinar o melhor coeficiente de distribuição da carga a ser utilizado em conjunto com a metodologia alternativa de cálculo de perdas em redes de baixa tensão.

Quando os dados topológicos das redes BT são conhecidos, mas não se conhecem as localizações de seus consumidores, pode-se realizar um cálculo de fluxo de potência convencional. Para isso, basta realizar uma distribuição dos consumidores ao longo dos postes da rede BT. Nesse caso, as perdas calculadas, no caso estudado, ficam ligeiramente superiores ao cálculo real.

A metodologia desenvolvida para correção das perdas técnicas calculadas com a metodologia convencional [1] a partir da utilização de dados de medições com posterior

cálculo das perdas não técnicas também produziu resultados satisfatórios. Em comparações realizadas entre o método determinístico e o método iterativo, o método determinístico apresentou baixos desvios e desempenho muito superior ao método iterativo. A partir dos cálculos de perdas com correção, é possível localizar as perdas não técnicas por subestação de distribuição ou mesmo por circuito primário, o que auxilia bastante na elaboração de um plano de combate ao furto de energia e à fraude na medição.

Utilizando o mesmo conceito introduzido no cálculo dos fatores de correção, foi possível realizar uma estimativa das perdas técnicas para três meses e para sete meses no futuro. Com a utilização de dados históricos de redes de distribuição, foi possível comprovar que o método expedito produz resultados com baixos erros, representando uma alternativa viável para a obtenção de uma estimativa das perdas técnicas.

Os esforços de pesquisa deste trabalho mostram que o assunto ainda não se esgotou e que alguns tópicos ainda necessitam de mais estudos:

- No cálculo de perdas com correção a partir dos dados de medição, seria interessante desenvolver um método de cálculo de fatores de correção que permitam distribuir a diferença entre a energia medida e a energia calculada de forma não proporcional aos consumos faturados das cargas MT e BT. Sabe-se que os maiores índices de furto e fraude se localizam na baixa tensão, mas existe uma pequena parcela de consumidores MT que contribuem para as perdas não técnicas. O conhecimento dessa parcela poderia ser utilizado no cálculo dos fatores de correção.
- Na etapa de estabelecimento de padrões de redes típicas, o cálculo do tamanho da amostra de redes BT a serem levantadas em campo fundamentado nos conceitos de estatística poderia contribuir para uma representação mais fiel da população de redes BT com conseqüente diminuição dos erros obtidos ao utilizar a metodologia alternativa proposta neste trabalho.
- Realizar um tratamento das medições a fim de eliminar a influência de eventuais manobras no cálculo de perdas com correção.

- Melhorar os algoritmos de treinamento e de classificação da Rede Neural Artificial SOM de forma a tornar possível a adoção de diferentes pesos em função da importância dos atributos utilizados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MÉFFE, A. Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.
- [2] KAGAN, N. Planejamento de Redes de Distribuição Secundária – Uma Modelagem por Programação Dinâmica, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1988.
- [3] CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. Otimização do Dimensionamento de Redes de Distribuição Aéreas Secundárias, Documento Interno, Belo Horizonte, 1979.
- [4] E. J. Robba Consultoria. Estudo de Padronização das Tensões Secundárias de Utilização: Análise Técnico-Econômica das Alternativas, Relatório para o DNAEE/MME, São Paulo, 1987.
- [5] DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Padronização de Tensões Secundárias de Utilização, Portaria 987, Brasília, 1985.
- [6] KOHONEN, T. *et al.* LVQ_PAK: a program package for the correct application of Learning Vector Quantization algorithms, Proceedings of the International Joint Conference on Neural Networks, pp I 725-730, Baltimore, June 1992 (IEEE).
- [7] KOHONEN, T. Self-organizing maps, Springer Verlag, Heidelberg, 1995.

- [8] BEALE, R.; JACKSON, T. Neural computing: an introduction, Adam Hilger, Bristol, 1990.
- [9] SURIYAMONGKOL, D. Non-technical losses in electrical power systems, M. Sc. thesis, Fritz J. and Dolores H. Russ College of Engineering and Technology, Ohio University, 2002.
- [10] JARDINI, J. A.; CASOLARI, R. P.; FERRARI, E. L. e outros. Curvas Diárias de Carga de Consumidores Comerciais e Industriais, XIII SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, São Paulo, Maio de 1997.
- [11] JARDINI, J. A.; CASOLARI, R. P.; FERRARI, E. L. e outros. Curva de Carga de Consumidores Industriais de Média Tensão da Eletropaulo, CED – Centro de Excelência em Distribuição, CED 202 / PLAN 006 / NT 004 / OR, São Paulo, Setembro de 1995.
- [12] PÉREZ, H. H.; MENDEZ, M. O.; BALMACEDA, E. V. Determinación de Pérdidas Técnicas en Redes de Baja Tensión, V CIERTEC – Seminario Internacional sobre Gestión de Pérdidas, Eficiencia Energética y Protección de los Ingresos en el Sector Eléctrico, Maceió, Agosto de 2005.
- [13] CHIRINO, C.; ANDREONI, A.; FURLAN, N.; MUT, O. Metodología para la Determinación de Pérdidas Técnicas en Redes de Distribución de Baja Tensión Aplicando Técnicas de Análisis Estadístico Multivariante, V CIERTEC – Seminario Internacional sobre Gestión de Pérdidas, Eficiencia Energética y Protección de los Ingresos en el Sector Eléctrico, Maceió, Agosto de 2005.
- [14] FRAINER, R. J. Metodologia para Cálculo de Perdas com Base na Compatibilização entre Carga e Consumo, V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Eléctrico, Maceió, Agosto de 2005.

- [15] HASHIMOTO, K.; PENTEADO Jr., A. A.; TAHAN, C. M. V.; ARANGO, H.; PELEGRINI, M. A. Experiência e Propostas para Regulação do Nível de Perdas Técnicas em Distribuidoras de Energia Elétrica, V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.
- [16] MONTAÑA, C. S.; VALENZUELA, L. G. Cálculo del Balance y Pérdidas de Energia en Chilectra, V CIERTEC – Seminario Internacional sobre Gestión de Pérdidas, Eficiencia Energética y Protección de los Ingresos en el Sector Eléctrico, Maceió, Agosto de 2005.
- [17] LUNA, E. T. M. Método de Cálculo de Pérdidas Técnicas de Redes de Baja Tensión Usando el Modelo de Cargas Distribuidas y su Desarrollo a Través de un Programa de Cómputo, V CIERTEC – Seminario Internacional sobre Gestión de Pérdidas, Eficiencia Energética y Protección de los Ingresos en el Sector Eléctrico, Maceió, Agosto de 2005.
- [18] LASSO, H.; ASCANIO, C.; GUGLIA, M. Metodología de Cálculo para Pérdidas Técnicas en Red Baja Tensión de La Electricidad de Caracas – AES, V CIERTEC – Seminario Internacional sobre Gestión de Pérdidas, Eficiencia Energética y Protección de los Ingresos en el Sector Eléctrico, Maceió, Agosto de 2005.
- [19] VILELA, J. H. O. Metodologia de Cálculo de Perdas Técnicas e Comerciais, XVI SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília, Novembro de 2004.
- [20] TAKANAYAGI, H.; NOGUEIRA, E. C.; CIPOLI, J. A.; DE MARCO, M. A.; SIMÃO, N.; ZAMBONI, L. Mitigação Técnica das Perdas nos Circuitos Secundários de Distribuição e nos Sistemas de Medição, XVI SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília, Novembro de 2004.
- [21] HENRIQUES, H. O.; FALCÃO, D. M.; BORGES, C. L. T.; TARANTO, G. N.; MANZONI, A.; ANDRADE, W. S.; VIVEROS, E. C. Aplicações de Sistemas

- Inteligentes e Processamento Distribuído na Previsão, Localização e Minimização de Perdas em Redes de Distribuição, I CITENEL – Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Brasília, Novembro de 2001.
- [22] HENRIQUES, H. O.; FALCÃO, D. M.; TARANTO, G. N. Tracking of Frauds in Distribution Feeders, IEEE/PES T&D 2002 Latin America, São Paulo, Março de 2002.
- [23] ANTUNES, A. U. Metodologia para Planejamento Agregado de Investimentos em Redes de Distribuição Secundárias, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.
- [24] ZIMMERMANN, H. -J. Fuzzy Set Theory and its Applications, Kluwer Academic Publishers, 3rd Edition, Boston, 1996.
- [25] GOUVÊA, M. R. Bases Conceituais para o Planejamento de Investimentos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1993.
- [26] VALENTE, A. L. C. Modelo Probabilístico para Avaliação do Desempenho de Redes de Distribuição Primária, Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1997.
- [27] OLIVEIRA, C. C. B.; MÉFFE, A; GUIMARÃES, R. O. Risk Assessment and Minimization of Voltage Level Violations in Distribution Systems, 18th International Conference on Electricity Distribution – CIRED, Turim, 2005.
- [28] NOVAES, A. G. Métodos de Otimização – Aplicações aos Transportes, Editora Edgard Blücher, São Paulo, 1978.

- [29] EL HAGE, F. S. Desenvolvimento e Aplicação de um Algoritmo Evolutivo para a Otimização de Unidades de Geração Distribuída em Redes de Distribuição de Energia Elétrica, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.
- [30] JONATHAN, S. Análise Técnico-Econômica de Alternativas de Redução de Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.
- [31] OLIVEIRA, C. C. B.; KAGAN, N.; MÉFFE, A; JONATHAN, S.; CAPARROZ, S. L.; CAVARETTI, J. L. Cálculo das Perdas Técnicas de Energia e Demanda por Segmento do Sistema de Distribuição, XIV SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, Novembro de 2000.
- [32] OLIVEIRA, C. C. B.; KAGAN, N.; MÉFFE, A; JONATHAN, S.; CAPARROZ, S. L.; CAVARETTI, J. L. A New Method for the Computation of Technical Losses in Electrical Power Distribution Systems, 16th International Conference on Electricity Distribution – CIRED, Nice, 2001.
- [33] MÉFFE, A; OLIVEIRA, C. C. B.; KAGAN, N.; JONATHAN, S.; CAPARROZ, S. L.; CAVARETTI, J. L. Technical and Economic Analysis for the Reduction of Losses in Distribution Systems, IEEE/PES T&D 2002 Latin America, São Paulo, Março de 2002.
- [34] SCHMIDT, H. P.; OLIVEIRA, C. C. B.; MÉFFE, A; ROSA, M. A. Loss Estimation in LV Circuits Using Intelligent Techniques – The RGE Experience, 17th International Conference on Electricity Distribution – CIRED, Barcelona, 2003.
- [35] MÉFFE, A.; OLIVEIRA, C. C. B.; SCHMIDT, H. P.; GONÇALVES, G. A.; MARQUESAN, M. M. Metodologia para Avaliação das Perdas Técnicas em

- Redes de Baixa Tensão Utilizando Técnicas de Classificação – O Caso da RGE, XVI SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília, Novembro de 2004.
- [36] MÉFFE, A.; BRAGA, U. S.; OLIVEIRA, C. C. B.; PENIN, C. A. S.; USHIMARU, E. A.; JONATHAN, S. Pertec – Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição com Inclusão das Perdas Não Técnicas a Partir de Medições nas Subestações, V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.
- [37] MÉFFE, A.; BRAGA, U. S.; OLIVEIRA, C. C. B.; PENIN, C. A. S.; SYBINE, W.; USHIMARU, E. A.; JONATHAN, S. Metodologia e Aplicação de Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento no Sistema de Distribuição com Inclusão de Medições nas Subestações, XVII SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Belo Horizonte, Agosto de 2006.
- [38] MALIUK, I. R. P. Metodologia Agregada para Avaliação de Perdas em Sistemas de Distribuição, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2000.
- [39] MALIUK, I. R. P.; HASHIMOTO, K.; GOUVÊA, M. R.; TAHAN, C. M. V. Metodologia Agregada para Avaliação das Perdas na Distribuição de Energia Elétrica, Congresso Brasileiro de Regulação de Serviços Públicos Concedidos, Salvador, 2000.
- [40] HASHIMOTO, K.; MALIUK, I. R. P.; GOUVÊA, M. R.; TAHAN, C. M. V. Metodologia Agregada para Avaliação das Perdas na Distribuição de Energia Elétrica, XIV SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, Novembro de 2000.

- [41] HASHIMOTO, K.; MALIUK, I. R. P.; GOUVÊA, M. R.; TAHAN, C. M. V. Aggregated Methodology for the Evaluation of Technical Losses in Distribution Systems, IEEE/PES T&D 2002 Latin America, São Paulo, Março de 2002.

BIBLIOGRAFIA

- [1] BACELAR, J. Perdas no Sistema de Distribuição da COELBA, Relatório 214R – COELBA, Salvador, Setembro de 1994.
- [2] CIPOLI, J A; BORGES, J A M. Avaliação das Perdas de Energia no Sistema Elétrico, I-SIDEE, Belo Horizonte, Novembro de 1990.
- [3] CODI – Comitê de Distribuição. Método para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição, Doc. Técnico CODI-3.2.19.34.0, Agosto de 1996.
- [4] POVEDA, M. A New Method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads, IEEE Transmission and Distribution Conference, 1999.
- [5] CELPE – Companhia Energética de Pernambuco. Determinação das Perdas do Sistema de Distribuição, ASEP / DEME – CELPE, Agosto de 1993.
- [6] GRAINGER, J J; KENDREW, T J. Evaluation of Technical Losses on Electric Distribution Systems, CIRED, 1989.
- [7] LEITE, G F; ARAÚJO, R J P; MARTINS, V L. Determinação das Perdas Elétricas em Circuitos Secundários de Distribuição, CIER, São Paulo, Outubro de 1985.
- [8] AMENDOLA, A G; ROCHA, M C. Determinação do Algoritmo Árvore Cronológica de Comprimento Mínimo para Aplicação em Estudos de Planejamento de Redes de Média Tensão, XI SENDI, Blumenau, Setembro de 1992.

- [9] BACELAR, J. Equações de Fatores de Perdas, CONLADIS, Chile, 1996.
- [10] JARDINI, J A; TAHAN, C M V; CASOLARI, R P; AHN, S U; FIGUEIREDO, F M. Curvas Diárias de Carga – Base de Dados Estabelecida com Medições em Campo, CIRED, Argentina, 1996.
- [11] JARDINI, J A; CASOLARI, R P; FERRARI, E L e outros. Curvas Diárias de Carga de Consumidores Comerciais e Industriais, XIII SENDI, São Paulo, Maio de 1997.
- [12] CCON – Comitê Coordenador de Operações Norte / Nordeste. Determinação de Perdas em Sistemas de Distribuição, XI SENDI, Blumenau, Setembro de 1992.
- [13] SILVA, R M; NETO, C O. Estimativa das Perdas Técnicas no Sistema Distribuidor da Light em 1984, CIER, 1984.
- [14] SUN, D I H; EICHENBERGER, P e outros. Calculation of Energy Losses in a Distribution System, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, N° 4, July/August 1980.
- [15] FLATEN, D L. Distribution System Losses Calculated by Percent Loading, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, N° 3, August 1988.
- [16] BOICE, D G; GURSKY, R J. Cost of Electrical Power System Losses for Use in Economic Evaluations, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, N° 2, May 1989.
- [17] VEMPATI, N; SHOULTS, R R; CHEN, M S; SCHWOBEL, L. Simplified Feeder Modeling for Load Flow Calculations, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-2, N° 1, February 1987.

-
- [18] WILLIAMS, J A; BUCKWEITZ, M D; BURGHART, R R e outros. Loss Evaluation for Underground Transmission and Distribution Cable Systems, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, Nº 4, November 1990.
- [19] ELETROBRÁS / MME / DNAEE. Nova Tarifa de Energia – Metodologia e Aplicação, Capítulo II – Análise da Carga, Brasília, 1985.
- [20] CORDEIRO, A A e outros. Sistemática para Determinação e Acompanhamento das Perdas nas Empresas do CCON – Aplicação na SAELPA, XIII SENDI, São Paulo, Maio de 1997.
- [21] WOOD, A J; WOLLENBERG, B F. Power Generation, Operation and Control, Chapter 12 – An Introduction to State Estimation in Power Systems, John Wiley & Sons, New York, 1984.