UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

ESCOLA POLITÉCNICA

DENIS ANTONELLI

UMA CONTRIBUIÇÃO PARA O CÁLCULO SIMPLIFICADO DE
PERDAS TÉCNICAS REGULATÓRIAS EM REDES OTIMIZADAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

São Paulo

2014

DENIS ANTONELLI

UMA CONTRIBUIÇÃO PARA O CÁLCULO SIMPLIFICADO DE
PERDAS TÉCNICAS REGULATÓRIAS EM REDES OTIMIZADAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Carlos Márcio Vieira
Tahan

São Paulo
2014

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo na publicação

Serviço de Biblioteca e Documentação

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

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

São Paulo, 10 de Janeiro de 2014.

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Antonelli, Denis

Uma contribuição para o cálculo simplificado de perdas técnicas regulatórias em redes otimizadas de distribuição de energia elétrica / D. Antonelli. -- versão corr. -- São Paulo, 2014. 119 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Redes elétricas (Otimização) 2.Distribuição de energia elétrica I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

DEDICATÓRIA

*Aos meus pais, Vera e José Carlos,
pelos ensinamentos de vida.*

*À minha família,
por estar sempre presente.*

AGRADECIMENTOS

Ao orientador, professor Carlos Márcio Vieira Tahan, pelas contribuições, discussões e a oportunidade da realização do mestrado.

Ao professor, Carlos César Barioni de Oliveira, pela confiança depositada na coordenação de meus primeiros projetos de P&D que tantos frutos geraram, pessoal e profissionalmente. Agradeço também ao incentivo para a realização do mestrado, além das valiosas contribuições e direcionamento adequado ao estudo.

Aos amigos e colegas de trabalho da Daimon, em especial Alden Uehara Antunes, André Meffe, Fabio Sismotto El Hage e Ricardo Wada pelas aprofundadas e incessantes discussões acerca do tema, e que foram de suma importância para a conclusão desta dissertação.

Por fim, agradeço a todos, que direta ou indiretamente, contribuíram e estiveram ao meu lado durante estes últimos anos.

RESUMO

A dissertação aborda atributos das redes de média e baixa tensão que estão sujeitos a incerteza em sua determinação e são requeridos pelo modelo simplificado de cálculo das perdas técnicas, aqui denominado como MSCPRO, e que foi utilizado pela ANEEL ao longo do 2º ciclo de revisão tarifária para cálculo das perdas técnicas regulatórias das distribuidoras de energia. Para as redes de média tensão, devem ser determinados atributos de suas redes como, por exemplo, ângulo de ação e área de atuação, que possuem subjetividade em sua determinação. Já para a baixa tensão, deve ser realizada a classificação de cada rede em uma das cinco tipologias otimizadas utilizadas pelo modelo MSCPRO no cálculo das perdas técnicas deste segmento. Diante disto, é proposta nesta dissertação, para o segmento de redes de média tensão, uma metodologia para determinação de atributos sujeitos à incerteza que melhor descrevem as redes reais a partir da análise da distribuição das cargas. Ademais, é proposta uma formulação genérica para alimentadores cujo tronco é composto por mais de um tipo de cabo. Já para as redes de baixa tensão, são propostas quatro diferentes técnicas que se apoiam basicamente em modelo heurístico, classificadores hierárquicos e modelos estatísticos de agrupamento aglomerativo para classificação destas redes em uma das cinco tipologias otimizadas.

Palavras-chave: ANEEL. Engenharia Elétrica. Perdas Técnicas.

ABSTRACT

The dissertation discusses about descriptors attributes of medium and low voltage networks which are subject to uncertainty in their determination and are required the calculation of technical losses by the simplified model, here so-called as MSCPRO, and was used by ANEEL during the 2^o tariff cycle review for calculation of regulatory technical losses of power distributors. For medium voltage networks, it must be determined some network attributes, such as, action angle and area which do not have specific methodology for its determination. As for the low voltage networks, the classification should be performed for each one of the five optimized network types used by the model MSCPRO in the calculation of technical losses in this segment. Given this, it is proposed in this dissertation, for the segment of medium voltage networks, a methodology for determining descriptors attributes subject to uncertainty that best describe real networks from the analysis of the loads distribution. Furthermore, it is proposed a generic formulation for feeders whose trunk is composed of more than one type of cable. For low voltage networks, it is proposed four different techniques that are mainly based on heuristic model, hierarchical classifiers and statistical models for agglomerative clustering classification of these networks into one of five types optimized.

Keywords: ANEEL. Electrical Engineering. Technical losses.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Fator de Perdas X Coeficiente de Perdas (CP).....	10
Figura 2: Rede modelo para cálculo do fator de perdas.....	14
Figura 3: Curvas de carga que representam a variação do fator k.....	15
Figura 4: Envoltória que define os valores possíveis do fator de perdas	15
Figura 5: Tipologia das redes de baixa tensão – Método NTD.....	20
Figura 6: Relação entre o coeficiente de correção e o número de consumidores.....	22
Figura 7: Função de perda de demanda máxima para alimentadores de 11 kV com distribuição de carga uniforme ao longo do alimentador	27
Figura 8: Função de perda de demanda máxima para alimentadores de 11 kV com carga concentrada no final do alimentador.	27
Figura 9: Decomposição da corrente em componentes	29
Figura 10: Exemplo para cálculo do fator de correção.	36
Figura 11: Casos ilustrativos de distribuição de cargas.	41
Figura 12: Avaliação do expoente σ em função de d_{eq}/R	42
Figura 13: Tipologias otimizadas das redes de baixa tensão.	46
Figura 14: Trecho de rede elementar.	47
Figura 15 – Alimentador contemplando 100% das cargas.	56
Figura 16 – Etapa intermediária de exclusão de cargas periféricas menos significativas.	57
Figura 17 - Alimentador contemplando as cargas mais significativas, após n etapas intermediárias.....	57

Figura 18: Divisão da área de estudo em coroas.....	58
Figura 19 – Linearização da função densidade de carga.....	60
Figura 20: Alimentador formado por 2 cabos	66
Figura 21: Alimentador formado por 3 cabos	66
Figura 22: Alimentador formado por 4 cabos	66
Figura 23: Resistência equivalente da associação dos cabos 336 com 1/0.....	67
Figura 24: Resistência equivalente da associação dos cabos 4/0 com 1/0.....	67
Figura 25: Alimentador fictício com trechos de cabo tronco e ramal.	68
Figura 26: Condutor Econômico.....	70
Figura 27: Tipologias otimizadas das redes de baixa tensão.	72
Figura 28: Árvore divisiva do Classificador Hierárquico	74
Figura 29: Exemplo fictício de análise de trecho válido.....	75
Figura 30 - Parâmetros utilizados no cálculo de variância abrupta.	76
Figura 31 - Análise de ocorrência de variação abrupta	77
Figura 32: Rede exemplo para classificação nas tipologias 1 ou 2	77
Figura 33: Diagrama do algoritmo das k-médias.....	83
Figura 34: Nuvem de Ponto do Exemplo.....	83
Figura 35: Formação dos clusters 1	84
Figura 36: Clusters formados 1	84
Figura 37: Formação dos clusters 2	85
Figura 38: Clusters formados 2	85

Figura 39: Tipologia de 1 a 5 com suas barras em destaque.....	86
Figura 40: Barras da rede BT fictícia	88
Figura 41: Barras normalizadas da rede BT fictícia.....	90
Figura 42: Rede BT normalizada sobreposta pelos pontos da tipologia 1.	92
Figura 43: Rede BT normalizada sobreposta pelos pontos da tipologia 2.	92
Figura 44: Rede BT normalizada sobreposta pelos pontos da tipologia 3.	93
Figura 45: Rede BT normalizada sobreposta pelos pontos da tipologia 4.	93
Figura 46: Rede BT normalizada sobreposta pelos pontos da tipologia 5.	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Perda Técnica Regulatória – CFLO – 3º ciclo	10
Tabela 2 – Perdas Técnicas MT 2º ciclo X 3º ciclo	11
Tabela 3 – Valores de k_0 nas transformações.....	16
Tabela 4 - Valores de k_0 nos pontos de injeção e consumo.....	17
Tabela 5 - Influência na avaliação das perdas devido ao desbalanceamento	32
Tabela 6 - Influência na avaliação das perdas devido à assimetria	32
Tabela 7: Parâmetros do momento de perdas	39
Tabela 8: Avaliação do expoente σ em função de dc_{eq}/R	43
Tabela 9 – Perdas (kW) nas Redes de Média Tensão.....	55
Tabela 10 - Parâmetros de um alimentador fictício.	59
Tabela 11 - Determinação do cenário de consideração de cargas.	60
Tabela 12 - σ_{real} do exemplo.....	61
Tabela 13 – Exemplo numérico.....	62
Tabela 14: Critério de classificação das redes de baixa tensão.....	76
Tabela 15: Parâmetros de entrada do dendrograma.....	79
Tabela 16: Parâmetros das redes exemplo.....	80
Tabela 17: Matriz de distância – cálculo das distâncias iniciais.	80
Tabela 18: Parâmetros após aglutinamento redes 1 e 2	80
Tabela 19: Matriz de distâncias – cálculo das distâncias após 1ª iteração.	81
Tabela 20: Parâmetros dos clusters resultantes	81

Tabela 21: Número de neurônios das redes de treinamento.	86
Tabela 22: Barras da rede BT fictícia	87
Tabela 23: Barras normalizadas da rede BT fictícia	89
Tabela 24: Pontos da Tipologia 1	90
Tabela 25: Pontos da Tipologia 2	90
Tabela 26: Pontos da Tipologia 3	90
Tabela 27: Pontos da Tipologia 4	91
Tabela 28: Pontos da Tipologia 5	91
Tabela 29: Quadro de Distâncias da Rede BT exemplo com relação a tipologia 1...95	95
Tabela 30: Quadro de Distâncias da Rede BT exemplo com relação a tipologia 2...95	95
Tabela 31: Quadro de Distâncias da Rede BT exemplo com relação a tipologia 3...95	95
Tabela 32: Quadro de Distâncias da Rede BT exemplo com relação a tipologia 4...96	96
Tabela 33: Quadro de Distâncias da Rede BT exemplo com relação a tipologia 5...97	97
Tabela 34: Resultados do exemplo	98
Tabela 35: Parâmetros descritores do caso 1 x caso 2	101
Tabela 36: Perdas Técnicas do caso 1 x caso 2	101
Tabela 37: Perda Técnica (MWh/ano)	103
Tabela 38: Resultados Classificador Hierárquico	106
Tabela 39: Resultados Dendrogramas	107
Tabela 40: Resultados K-médias	107
Tabela 41: Resultados Menor Distância Relativa	108

Tabela 42: Resultados Finais Redes BT	109
Tabela 43: Resumo dos Resultados	110
Tabela 44: Classificação MSCPRO Tronco e Ramal Rede BT	111
Tabela 45: Classificação Real Tronco e Ramal Rede BT, em Km.	112
Tabela 46: Reclassificação Tronco e Ramal do exemplo.....	112
Tabela 47: Resultados	112

SUMÁRIO

1.	Introdução e Objetivos.....	1
1.1	Introdução.....	1
1.2	Objetivos Principais da Dissertação	3
1.3	Estrutura da Dissertação	4
2.	Revisão Bibliográfica	6
2.1	Introdução.....	6
2.2	O Fator de Perdas	12
2.3	Metodologias de Cálculo	17
3.	Modelo Simplificado para Cálculo das Perdas em Redes Otimizadas (MSCPRO)	34
3.1	Metodologia: Redes MT.....	37
3.2	Metodologia: Redes BT	45
4.	Metodologia Proposta para Redes de Média Tensão.....	54
4.1	Introdução.....	54
4.2	Metodologia Proposta.....	55
4.2.1	Determinação de Atributos das Redes MT	56
4.2.2	Determinação do Cabo Equivalente	63
4.2.3	CrITÉrios para definição de cabo tronco e ramal	68
4.3	Conclusões.....	71
5.	Metodologia Proposta para Redes de Baixa Tensão.....	72

5.1	Classificador Hierárquico.....	73
5.2	Dendrogramas.....	78
5.3	K-médias	82
5.4	Menor Distância Relativa.....	86
5.5	Conclusões.....	99
6.	Aplicação da Metodologia Proposta para as Redes de Média Tensão.....	100
7.	Aplicação das Metodologias Propostas para as Redes de Baixa Tensão ..	105
7.1	Análise de Resultados.....	105
7.2	Impacto na Classificação Tronco x Ramal.....	111
8.	Conclusões Finais e Tópicos para Futuros Desenvolvimentos	114
9.	Referências Bibliográficas	116

1. Introdução e Objetivos

1.1 Introdução

As perdas técnicas de energia ocorrem devido ao transporte de energia elétrica nos diversos elementos físicos que compõem o sistema de distribuição. Pode-se afirmar que há duas grandes vertentes metodológicas contempladas por agentes do setor elétrico na apuração das perdas técnicas: cálculo detalhado e cálculo simplificado.

O cálculo detalhado leva em consideração uma série de informações de cada elemento da rede, assim como os dados georeferenciados destes ativos e das cargas dos quais estes equipamentos suprem. Já o cálculo simplificado, contempla alguns atributos de redes e demais elementos para estimativa das perdas técnicas. Esta dissertação foca-se principalmente em um método específico que será aqui denominado de *Modelo Simplificado para Cálculo das Perdas em Redes Otimizadas*, ou ainda, “*MSCPRO*”.

Ressalta-se que a metodologia empregada em MSCPRO foi amplamente utilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para cálculo das perdas técnicas regulatórias de todas as distribuidoras brasileiras ao longo de todo o 2º ciclo de revisão tarifária, e mesmo que venha a ser substituída ou aprimorada, serve como um excelente parâmetro de comparação com modelos de cálculo mais detalhados, ou ainda, como referência de perdas “*ótimas*” para as distribuidoras. Além disto, o MSCPRO tem uma fundamentação teórica bastante consistente podendo também ser utilizado como um processo de análise expedita de cálculo de perdas para um determinado segmento ou do sistema como um todo.

Ainda, esta dissertação tem como foco principal a concepção de metodologias específicas para determinação de atributos das redes de distribuição de média e baixa tensão requeridos pelo MSCPRO e dos quais estão sujeitos à incerteza em sua determinação.

Uma vez determinada as perdas técnicas regulatórias, elas são mantidas constantes ao longo de todo o ciclo tarifário, devendo ser novamente calculadas na revisão tarifária periódica subsequente. A oneração da ocorrência destas perdas é repassada aos consumidores finais através da parcela TUSD¹ – Perdas Técnicas, que é uma das componentes que compõem as tarifas de fornecimento. Destarte, há uma grande preocupação por parte do regulador na correta obtenção das perdas técnicas, pois elas podem onerar demasiadamente os consumidores, e consequentemente, ferindo o princípio da modicidade tarifária.

O processo de apuração das perdas técnicas regulatórias inicia-se após o envio de um ofício do órgão regulador às distribuidoras de energia solicitando uma série de dados que subsidiarão o cálculo de suas perdas. Tal procedimento é realizado com o intuito de mitigar os problemas com assimetria de informação entre agentes e o órgão regulador, além de aplicar um tratamento isonômico a todos.

Podem-se dividir as informações requeridas em MSCPRO em dois grandes blocos: dados de balanço energético e dados descritores dos diversos segmentos que compõem a cadeia de distribuição. O primeiro refere-se basicamente ao volume de energia injetada, fornecida e passante entre os diferentes níveis de tensão existentes. Já o segundo, está relacionado à dados cadastrais e demais informações que necessitam de metodologias e algoritmos de cálculo específicos para sua determinação.

Mais especificamente para as redes de média e baixa tensão, que são os segmentos com maior foco nesta dissertação, cabe identificar os atributos requeridos por MSCPRO e dos quais possuem alguma subjetividade em sua determinação.

Para as redes de média tensão há certa subjetividade na determinação de grandezas descritoras como ângulo de ação e área de atuação para cada alimentador presente na área de atuação. Conforme definido em (ANEEL-A, 2007), o ângulo de ação *“corresponde ao ângulo com vértice na subestação e os lados*

¹ Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

definidos de forma a englobar os ramais mais significativos do alimentador” ao passo que a área de atuação é definida como “setor circular com vértice na subestação da qual parte o alimentador, que contém todas as cargas atendidas no interior do ângulo de ação”.

Além de não existir procedimento específico para determinar tais atributos, fica claro que, nas definições citadas, há certo grau de incerteza associado ao termo “mais significativos do alimentador”, e por consequência, “no interior do ângulo de ação”. Definições não claras, além de gerar dúvidas e questionamentos, acarretam em interpretações divergentes para o mesmo problema, podendo levar a resultados completamente distintos.

Com relação às redes de baixa tensão, o MSCPRO requer a classificação/associação de cada uma das redes BT existentes à uma das cinco configurações otimizadas e das quais serão apresentadas no capítulo 3. Entretanto, foram constatadas grandes dificuldades por parte dos agentes de distribuição devido a falta da especificidade metodológica para tal fim, além da difícil comparação/associação entre as redes otimizadas e reais uma vez que ambas se mostram topologicamente distintas na maioria dos casos.

1.2 Objetivos Principais da Dissertação

De forma bastante direta, o principal objetivo desta dissertação é o estabelecimento de procedimentos específicos para geração dos atributos das redes de média e baixa tensão requeridos por MSCPRO e que estão sujeitos à incerteza em sua determinação. Para isto, os métodos aqui desenvolvidos para redes de baixa tensão apoiam-se basicamente em modelo heurístico, inteligência artificial, classificadores hierárquicos e modelos estatísticos de agrupamento aglomerativo. Para determinação dos atributos das redes de média tensão foi desenvolvido um modelo baseado na análise da distribuição de carga de cada alimentador.

Com isto, almeja-se a proposição e padronização de novos métodos a serem aplicados pelos agentes envolvidos reduzindo assim os níveis de subjetividade e

incerteza verificados atualmente. Ademais, é objetivo claro desta dissertação a contextualização dos dados gerados pelos métodos propostos e sua referida aplicação no MSCPRO, permitindo assim um melhor entendimento do processo como um todo.

Por fim, releva-se que tais métodos propostos podem auxiliar e serem aplicados não somente por distribuidoras de energia, mas também por permissionárias ou demais agentes (nacionais ou internacionais) interessados na apuração fidedigna de suas perdas técnicas, tendo o MSCPRO como referência para um cálculo expedito.

1.3 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação está estruturada em 7 capítulos principais, além de 2 adicionais onde são realizadas as considerações finais. Primeiramente, o capítulo 1, intitulado de Introdução, busca situar e contextualizar o leitor frente ao tema abordado, além de definir os principais objetivos que motivaram a realização desta dissertação.

No capítulo 2, Revisão Bibliográfica, é apresentada uma extensa pesquisa sobre o estado da arte referente às diferentes metodologias aplicadas para cálculo das perdas técnicas nos diversos segmentos do sistema de distribuição.

O capítulo 3, O Modelo Simplificado para Cálculo das Perdas em Redes Otimizadas (MSCPRO), almeja apresentar, para cada segmento da cadeia de distribuição, a metodologia proposta para cálculo das perdas técnicas. Ainda, serão explicitadas em maiores detalhes as metodologias de cálculo das perdas técnicas nas redes de média e baixa tensão, que por sua vez, são os segmentos de maior interesse nesta dissertação.

No capítulo 4, Metodologia Proposta para Redes de Média Tensão, e no capítulo 5, Metodologia Proposta para Redes de Baixa Tensão, são apresentadas as propostas metodológicas que podem ser aplicadas para determinação dos

parâmetros e atributos destas redes que possuem alguma subjetividade em sua determinação.

Tendo os conceitos acerca da metodologia de cálculo de perdas técnicas, além dos métodos propostos para geração dos atributos das redes de média e baixa tensão devidamente detalhados, os capítulos 6 e 7, intitulados, respectivamente, Aplicação da Metodologia Proposta para as Redes de Média Tensão e Aplicação da Metodologia Proposta para as Redes de Baixa Tensão, apresentam os resultados verificados mediante aplicações em redes reais.

Por fim, são expostas as devidas conclusões a partir das análises dos resultados alcançados, além da proposição de tópicos para futuros desenvolvimentos.

2. Revisão Bibliográfica

2.1 Introdução

As perdas de energia são inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica, sendo caracterizadas pelas perdas ao longo do processo de transporte. As perdas totais ou globais de um sistema podem ser determinadas pela simples diferença entre o total de energia injetada e o total de energia regularmente fornecida. As perdas globais podem ser segregadas em duas grandes componentes que definem sua origem conforme apresentado na equação (1).

$$Perda_{global} = Perda_{Técnica} + Perda_{Não\ Técnica} \quad (1)$$

As perdas técnicas são relacionadas com a origem física dos equipamentos elétricos que compõem a cadeia de distribuição, logo, elas não podem ser extintas, porém podem ser reduzidas através de estudos de planejamento e ações corretivas, como por exemplo, manobras na rede, recondutoramento de cabos e reposicionamento de transformadores localizados distantes das cargas supridas. Este tipo de perda pode ser segregado em 3 tipos: 1) efeito joule: é a perda variável associada a passagem de corrente elétrica nos condutores dos diferentes níveis de distribuição; 2) perdas por histerese e correntes de Foucault: perda ocorrida devido a magnetização do núcleo de transformadores, reguladores de tensão e bobinas de potencial dos medidores de energia, sendo que independe da corrente de carga passante e sim da variação da tensão aplicada. Por simplificação, a maioria dos modelos pesquisados assumem esta variação como sendo nula, fazendo com que a perda desta origem seja constante; 3) Fugas: são perdas de difícil estimação e que representam uma parte menos significativa do total de perdas técnicas do sistema. Perdas dielétricas por efeito corona e por fuga de corrente em isoladores, pára-raios e conexões são geralmente associadas a esta origem

As perdas não técnicas estão principalmente relacionadas ao consumo irregular, ou seja, à fraude nos medidores e ao furto de energia através de ligações clandestinas realizadas na rede. Ademais, energia consumida e não efetivamente

faturada pelas distribuidoras devido aos defeitos nos medidores de energia também são de origem não técnica. Ressalta-se que as reduções de perdas não técnicas impactam diretamente o montante de perdas técnicas devido a redução da passagem de corrente elétrica.

Como esta dissertação tem seu foco voltado para perda técnica, este tema será abordado em maior ênfase neste e nos demais capítulos.

O sistema de distribuição é composto por uma série de elementos e equipamentos que compõem toda a cadeia, sendo prática do setor elétrico a divisão destes em segmentos do sistema de distribuição. Em (Meffe A.-A. , 2001), um segmento do sistema de distribuição é definido como *“um conjunto de componentes que desempenham uma mesma função no sistema elétrico”*. Deste modo, os seguintes segmentos podem ser destacados:

- Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT);
- Subestação de Distribuição;
- Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT);
- Reguladores de Tensão;
- Bancos de Capacitores;
- Transformadores de Distribuição;
- Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT);
- Ramais de Ligação ou de Serviço;
- Medidores de Energia; e
- Perdas Diversas ou Outros (fuga de corrente em isoladores, conexões, efeito corona, etc.)

A maioria das metodologias de cálculo de perdas técnicas no sistema de distribuição apoia-se, assim como o modelo regulatório vigente, nos diversos segmentos supracitados.

Breve Histórico

A partir de 1998, quando da assinatura no contrato de concessão das concessionárias de distribuição paulistas, foi definida a obrigatoriedade das distribuidoras na apuração precisa de suas perdas técnicas. Além disto, o regulador

define que fará a proposição de métodos específicos para cálculo/apuração das perdas técnicas regulatórias, conforme trecho transcrito do contrato de concessão da distribuidora Bandeirante Energia S.A.: *“Mediante estudos e análises específicas a serem conduzidas nesta etapa, serão definidos pelo órgão regulador os procedimentos para controle de indicadores referentes à qualidade do produto, no que diz respeito à forma de onda e, também, a metodologia para o cálculo das perdas técnicas, que por sua vez serão utilizadas para a determinação das perdas comerciais, sendo conhecidas as perdas totais. Deste modo, a BANDEIRANTE deverá disponibilizar as informações e os dados necessários para tais estudos e análises”*.

Durante o primeiro ciclo de revisão tarifária (2003 a 2005), os valores das perdas totais eram fixados pela ANEEL, sendo a segregação de sua natureza (técnica ou não técnica) realizada pela própria distribuidora. Deste modo, havia uma certa dificuldade por parte do órgão regulador em fiscalizar os critérios adotados por cada distribuidora, sendo que muitas apontavam perdas técnicas elevadas sem características técnicas que a justificassem. Além disto, muitas apresentavam valores de perdas totais elevados já que não havia incentivos regulatórios para otimizar sua gestão (ANEEL-D, 2006).

Diante da experiência do primeiro ciclo de revisão tarifária, foi aberta a audiência pública nº 008/2006 com o intuito de definir um critério específico e isonômico a ser aplicado para todas as distribuidoras de energia para cálculo das perdas técnicas regulatórias ao longo do segundo ciclo de revisão tarifária (2007 a 2010). Nesta audiência pública foram aprovadas as regras e metodologias estudadas pela SRD/ANEEL mediante apoio do Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia – ENERQ – da Universidade de São Paulo – USP – e da Comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado de São Paulo – CSPE – pelo convênio celebrado no Plano de Atividades e Metas – PAM – de 2005.

Já para o terceiro ciclo de revisão tarifária (2011 a 2014), a ANEEL mantém a aplicação isonômica de uma metodologia própria para cálculo das perdas técnicas regulatórias e discutida com os diversos agentes interessados através da audiência pública 025/2011. Para este ciclo, foram realizados aprimoramentos que reduziram, substancialmente, tanto a quantidade, quanto a subjetividade das informações

requeridas. Entretanto, alguns pontos foram bastante criticados por diversos agentes do setor elétrico, e dos quais podem ser verificadas nas contribuições da audiência pública em referência. As principais críticas realizadas são:

- Substituição do cálculo da perda técnica dada a demanda máxima (utilizando-se o fator de perdas anualizado para cálculo da perda de energia), pelo cálculo da perda técnica dada a demanda média (utilizando-se o coeficiente CP – coeficiente equivalente de perdas – obtido através de uma curva típica diária, ou seja, não leva em consideração a sazonalidade anual da carga. A definição CP está detalhada na página 29.
- Ramal de Ligação: comprimento máximo limitado em 15 metros.
- Redes BT: fixação do cabo tronco sendo aquele com a menor resistência do arranjo e cabo ramal com a segunda menor resistência.
- Redes MT: adoção de um único modelo estatístico estimado a partir de 270 redes da COELBA e COPEL, tendo como atributos descritivos apenas os parâmetros de corrente média, comprimento cabo tronco, comprimento cabo ramal e resistência cabo tronco.

Conforme pode ser verificado na Figura 1, (Daimon Engenharia & Sistemas, 2011) apresenta um gráfico de dispersão que representa a relação entre fator de perdas, obtido através da equação (2), e CP (no gráfico denominado pelo autor como “*Fator de perdas intrínseco proposto pela ANEEL*”) para uma amostra de 576 alimentadores, obtidos conforme equação (23).

Figura 1: Fator de Perdas X Coeficiente de Perdas (CP).

Caso a regressão aplicada na nuvem de pontos resultasse em uma relação linear (igualdade) entre os dois fatores, teríamos um ajuste (reta em preto) com o mesmo coeficiente angular que a reta apresentada em vermelho (para auxílio), com passagem pela origem. Nota-se que os pontos do gráfico estão situados em sua maioria acima desta reta vermelha auxiliar, ou seja, entende-se que o CP proposto subestima o montante de perdas técnicas a serem calculadas.

A nova metodologia já foi aplicada para algumas distribuidoras e traz alguns resultados incoerentes. Por exemplo, para a CFLO - Companhia Força e luz do Oeste – se verifica em (ANEEL-E, 2012), que a perda técnica calculada está maior que a perda global da distribuidora. A Tabela 1 apresenta os referidos valores apurados no processo de revisão tarifária desta distribuidora.

Tabela 1 – Perda Técnica Regulatória – CFLO – 3º ciclo

Descrição	Perda Técnica (MWh/ano)	Perda Técnica (% sobre energia injetada)
Energia Total Injetada	272.875,000	100,000
Energia Total Fornecida	264.395,501	96,893
Perdas na Distribuição	8.479,499	3,107
Perdas Técnicas	12.599,495	4,617
Perdas Não-Técnicas	-4.119,996	-1,510

Já para a COPEL o efeito ocorrido é o contrário. Conforme disposto em (ANEEL-F, 2012) a distribuidora entende que o cálculo de suas perdas técnicas regulatórias pela nova metodologia do 3º ciclo está subestimado, principalmente por conta da alteração do modelo de cálculo nas redes de média tensão. Para comprovar tal efeito, a seguinte tabela comparativa é apresentada:

Tabela 2 – Perdas Técnicas MT 2º ciclo X 3º ciclo

	2º CRTP - Nota Técnica nº 184/2008-SRD/ANEEL			3º CRTP - Nota Técnica nº 0017/2012-SRD/ANEEL		
	Energia Passante	Perdas	Percentual de Perdas	Energia Passante	Perdas	Percentual de Perdas
Rede	MWh	MWh	%	MWh	MWh	%
A3a	7.126.087,00	207.162,9	2,907%	8.111.450,60	175.665,8	2,166%
A4	16.434.534,4	354.580,8	2,158%	19.088.882,10	234.014,3	1,226%

Através da Tabela 2 é possível verificar que embora a energia circulante nas redes de média tensão da distribuidora tenha aumentado entre os dois ciclos revisionais (13,83% para o A3a e 16,15% para o A4), a perda técnica calculada diminuiu consideravelmente, não guardando relação com as leis da física e apresentando resultados bastante divergentes daqueles esperados (ressalta-se que não houve alterações significativas, tanto na configuração das redes, quanto no perfil da carga).

Ainda, e diferentemente do modelo de cálculo das perdas das redes de média tensão do 3º ciclo que leva em consideração apenas uma única expressão estatística, o modelo do 2º ciclo contempla 15 distintas expressões estatísticas, que levam em consideração, além da topologia da rede, a distribuição das cargas, parâmetro de extrema relevância no cálculo de perdas técnicas. Ainda, pode-se afirmar que em média, os resultados desta metodologia trazem valores bastante coerentes. Deste modo, esta dissertação tem enfoque neste método para cálculo das perdas em redes de média tensão.

2.2 O Fator de Perdas

Muitas das metodologias aqui pesquisadas, inclusive o MSCPRO, realizam o cálculo das perdas técnicas de demanda máxima, ou seja, determinam qual a perda de demanda no instante de pico do segmento ou elemento em estudo. Para transformá-la em perda de energia, multiplica-se a perda de demanda máxima pelo fator de perdas obtido em bases temporais de interesse. Ou seja, o fator de perdas é o parâmetro que relaciona a perda média e a perda máxima, conforme mostrado na equação (2).

$$F_{perdas} = \frac{Pd_{média}}{Pd_{máxima}} = \frac{E_{perdas}}{\Delta t \cdot Pd_{máxima}} \quad (2)$$

Onde:

F_{perdas} : Fator de perdas.

$Pd_{média}$: Perda de demanda média [kW].

$Pd_{máxima}$: Perda de demanda máxima [kW].

E_{perdas} : Perda de energia [kWh].

Δt : Período temporal de estudo [h].

Devido a importância deste parâmetro, faz-se necessário apresentar ao leitor, para uma melhor contextualização acerca da determinação das perdas de energia, os métodos vigentes para cálculo do fator de perdas. Serão apresentados 4 metodologias bastante disseminadas no setor elétrico e das quais são amplamente utilizadas em modelos simplificados para cálculo de perdas técnicas.

Cabe ressaltar que a determinação deste parâmetro está associada a determinadas incertezas e variações, mesmo quando determinado a partir de cálculos conforme a equação (2). Por exemplo, o fator de perdas determinado a partir de uma curva integralizada em 60 minutos é diferente (e geralmente maior) do que o fator calculado com base em uma curva integralizada de 15 ou 5 minutos.

Deste modo, é sugerido que o cálculo do fator de perdas seja bem especificado afim de se guardar coerência com a aplicação desejada.

Método 1

Este método é o modo mais correto de obtenção do fator de perdas que pode ser calculado a partir da equação (2). Para sua aplicação faz-se necessário o conhecimento *a priori* das perdas de energia e de demanda máxima, que por sua vez, nem sempre estão disponíveis. Para sua obtenção, é necessário ter o cálculo detalhado de fluxo de potência considerando o desequilíbrio e a variabilidade da carga ao longo do dia (curvas de carga).

Método 2

Consiste no cálculo do fator de perdas como uma aproximação do fator de carga (relação entre demanda média e demanda máxima) ao quadrado. A partir da equação (2) pode-se determinar o fator de perdas para um determinado circuito MT ou BT, a partir do seguinte equacionamento:

$$F_{perdas} = \frac{Pd_{média}}{Pd_{máxima}} = \frac{R \cdot (I_{MED})^2}{R \cdot (I_{MAX})^2} \quad (3)$$

Considerando, por exemplo, um circuito trifásico equilibrado que supre uma carga trifásica de potência P, com tensão de linha V, resulta para a corrente circulante em cada fase da linha:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi} \quad (4)$$

Substituindo a equação (4) na equação (3) têm-se:

$$F_{perdas} = \frac{R \cdot (I_{MED})^2}{R \cdot (I_{MAX})^2} = \frac{R \cdot \left(\frac{P_{MED}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi} \right)^2}{R \cdot \left(\frac{P_{MAX}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi} \right)^2} = \frac{\frac{R}{(\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi)^2} \cdot (P_{MED})^2}{\frac{R}{(\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi)^2} \cdot (P_{MAX})^2} \quad (5)$$

Simplificando a equação (5) é possível definir:

$$F_{perdas} = \left(\frac{P_{MED}}{P_{MAX}} \right)^2 = (Fator_{carga})^2 \quad (6)$$

Ressalta-se que a formulação apresentada para cálculo do fator de perdas é uma simplificação a qual se adequa, ou é considerada de boa aproximação, ao modelo de rede ilustrado na Figura 2.

Figura 2: Rede modelo para cálculo do fator de perdas

Logo, para configurações com cargas distribuídas ao longo da rede não é recomendável a utilização deste método, porém muitas distribuidoras têm utilizado mesmo assim devido à ausência de dados necessários para obtenção do fator de perdas pelo primeiro método.

Como alternativa, pode-se pensar em um fator de ajuste para que o efeito da restrição citada seja considerado. O fator de ajuste pode, por exemplo, ser obtido através da obtenção de uma equação que minimiza os erros quadráticos entre uma amostra de fatores de perdas obtidos entre os métodos 1 e 2, levando-se em consideração as devidas análises estatísticas para que a representatividade do ajuste seja garantida.

Método 3

Há décadas muitos agentes do setor elétrico vêm utilizando uma equação obtida de modo empírico que relaciona o fator de perdas com o fator de carga, conforme apresentado na equação (7).

$$Fator_{perdas} = k \cdot Fator_{carga} + (1 - k) \cdot (Fator_{carga})^2 \quad (7)$$

Percebe-se que o fator de perdas tem a seguinte faixa de valores:

$$Fator_{carga} \leq Fator_{perdas} \leq (Fator_{carga})^2 \quad (8)$$

Seu limite mínimo ocorre quando o valor de k é igual a 1, ou seja, quando a curva de carga do elemento em estudo é plana. Já o limite superior, ocorre quando o valor de k é igual a 0, ou seja, quando a curva de carga do elemento em estudo apresenta uma variação significativa em apenas um pequeno intervalo de tempo. A Figura 3 ilustra as curvas de carga para fator k igual a 0 e 1.

Figura 3: Curvas de carga que representam a variação do fator k .

A partir desta análise pode-se definir graficamente, dado um fator de carga, a faixa de valores possíveis para o fator de perdas. A Figura 4 ilustra a reta e a parábola que definem a envoltória de valores possíveis para o fator de perdas.

Figura 4: Envoltória que define os valores possíveis do fator de perdas

Na prática, percebe-se que a equação (7) é vista como um *dogma* por muitos agentes e profissionais do setor, embora o valor do fator k seja algo difícil de ser generalizado e mensurável. Ainda que este fator seja diferenciado, e não somente para cada segmento do sistema de distribuição, mas também para cada elemento, é usual a utilização dos valores entre 0,15 e 0,30.

Método 4

Para casos em que há indecisão sobre qual o valor de k a ser utilizado, há a opção de cálculo a partir do fator de carga e outro fator tabelado em (ANEEL-A, 2007) e intitulado de k_0 . O cálculo é realizado conforme demonstrado na equação (9).

$$k = k_0 \cdot (1 - f_c) \quad (9)$$

A Tabela 3 apresenta os valores de k_0 para os pontos de transformação, ao passo que a Tabela 4 apresenta os valores para os pontos de injeção e consumo. Estes valores foram obtidos, segundo (ANEEL-A, 2007), através de várias simulações em um conjunto de redes disponíveis, sendo utilizados apenas como valores de referência, já que não foram obtidos por nenhum método mais refinado e com representação/validade estatística.

Tabela 3 – Valores de k_0 nas transformações

Transformação	Constante k_0
A1/A2	0,700
A2/A3	0,675
A2/A3a	0,675
A2/A4	0,650
A3/A3a	0,650
A3/A4	0,625
A3a/A4	0,625
A3a/B	0,575
A4/B	0,550

Tabela 4 - Valores de k_0 nos pontos de injeção e consumo

Subgrupo	Constante k_0	
	Injeção	Consumo
A1	0,750	0,700
A2	0,750	0,700
A3	0,700	0,650
A3a	0,700	0,650
A4	0,650	0,600
B	0,550	0,500

2.3 Metodologias de Cálculo

Em (Meffe A.-A. , 2001) o autor propõe o cálculo detalhado das perdas técnicas nos segmentos dos níveis de média e baixa tensão do sistema distribuição a partir da aplicação de um fluxo de potência trifásico desequilibrado em 24 patamares de 1 hora ou 96 patamares de 15 minutos. São requisitados uma série de dados cadastrais do sistema elétrico, além de dados de faturamento dos consumidores.

A partir das curvas típicas de consumidores determinadas em campanha de medidas aplica-se o referido fluxo de carga para cálculo das perdas nos ramais de ligação, medidores de energia e redes de baixa tensão. Agregando-se as curvas dos consumidores com a respectiva curva de perdas obtida em cada ponto da rede, têm-se as curvas de carga nos transformadores de distribuição, permitindo assim o cálculo de suas perdas. Baseando-se no mesmo princípio, agregam-se as curvas dos transformadores de distribuição (curvas de carga e de perdas) com as curvas típicas ou medidas de consumidores de média tensão, de tal forma que seja possível o cálculo de perdas nas redes de média tensão, reguladores de tensão e transformadores de potência.

A vantagem da metodologia proposta por (Meffe A.-A. , 2001) é o conhecimento das perdas técnicas em cada ponto do sistema e em cada instante, já que o cálculo é feito em 24 ou 96 patamares. Por outro lado, como a metodologia requer uma quantidade bastante grande de dados, qualquer erro ocorrido no seu levantamento, pode desencadear em valores de perdas irreais.

Devido a esta fragilidade e outras também identificadas pelo autor em (Meffe A.-B. , 2007) tais como ocorrência de manobras de carga na rede, perdas não técnicas e base temporal diferenciada dos consumos faturados, é proposto o cálculo de um fator de correção que basicamente relaciona a energia calculada num dado transformador de potência ou alimentador com a energia medida em campo. Uma vez determinado o fator de correção, realiza-se um recálculo das perdas técnicas através de dois métodos possíveis: iterativo (mais demorado) ou determinístico (mais rápido).

Para distribuidoras que ainda não possuem os dados de suas redes de baixa tensão devidamente cadastradas, (Meffe A.-B. , 2007) propõe metodologias baseadas em redes neurais LVQ2, SOM (Self-Organizing Maps) e classificador hierárquico para classificação de padrões destes tipos de redes, assim como metodologia específica para cálculo de perdas técnicas nestes padrões de rede. Em linhas gerais, o cálculo da perda é realizado a partir do coeficiente de distribuição da carga, comprimento total da rede, curva de carga agregada no transformador de distribuição e do coeficiente de perdas obtido através de um modelo de carga uniformemente distribuída. A perda de demanda para cada instante t é calculada conforme equação (10).

$$p_t = K \cdot S_t \cdot \frac{\alpha + 1}{l^{\alpha+1}} \quad (10)$$

Onde:

K: Coeficiente de perdas da rede secundária [m^2/kVA].

S_t : Carregamento do transformador no instante t [kVA].

α : Coeficiente de distribuição da carga.

l : Comprimento total da rede secundária [m].

Por fim, (Meffe A.-B. , 2007) ainda propõe um ajuste no cálculo devido a incerteza intrínseca do parâmetro α . Para isto, é feito um cálculo probabilístico conforme o método de Monte Carlo.

Diferentemente de (Meffe A.-A. , 2001) e (Meffe A.-B. , 2007), (Rafaelievich, 2000) apresenta uma das primeiras referências do setor elétrico para cálculo das perdas técnicas dos sistemas de distribuição a partir de uma metodologia agregada. Os autores propõem a minimização de dados requeridos para cálculo das perdas, sendo propostos modelos estatísticos para realização do referido cálculo. Ainda, o modelo proposto é aplicado em uma rede real composta por 80.0000 consumidores e confrontado com resultados obtidos por cálculos de fluxo.

Em (Oliveira M. E., 2009) e (Oliveira & Feltrin, 2009) é proposto o cálculo das perdas técnicas nos diversos segmentos da distribuição em um método intitulado de NTD (*Novo Top-Down*), e a partir de um número reduzido de informações e dados requeridos. O cálculo inicia-se mediante a aplicação de um método denominado de “Meter Feeder Demand” (MFD) para alocação das cargas em todos os pontos de interesse das redes de média tensão a partir do cálculo de um fator de alocação (F_A) conforme apresentado na equação (11).

$$F_A = \frac{D_{medida}}{S_{total}} \quad (11)$$

Onde:

F_A : Fator de alocação.

D_{medida} : Demanda máxima medida no alimentador [kVA].

S_{total} : Somatório da potência nominal dos transformadores de distribuição [kVA].

Após esta etapa realiza-se, proporcionalmente, a distribuição da demanda medida no alimentador em todos os transformadores de distribuição conforme pode ser verificado na equação (12).

$$Carga_{Transf\ i} = F_A \cdot S_{transf\ i} \quad (12)$$

Onde:

$Carga_{transf\ i}$: Carga alocada no transformador i [kVA].

F_A : Fator de alocação.

$S_{transf\ i}$: Potência nominal do transformador i [kVA].

Com relação às redes de média tensão, após a respectiva alocação das cargas e de posse dos dados de topologia das redes de média tensão, as perdas de demanda máxima são calculadas a partir da aplicação de um algoritmo de redes neurais baseado na técnica *backward/forward*. Para as redes de baixa tensão, o autor adota a premissa de que todas as redes possuem transformador no centro de carga, distribuição uniforme das cargas e de topologia conforme ilustrada na Figura 5.

Figura 5: Tipologia das redes de baixa tensão – Método NTD

O cálculo da corrente e da perda de demanda máxima são efetuados conforme equacionamentos apresentados em (13) e (14).

$$I_{BT} = \frac{Carga_{transf}}{V_{BT}} \quad (13)$$

$$PD_{max} = 2 \cdot \frac{1}{3} \cdot \frac{R_{BT} \cdot L_{BT}}{2} \cdot \left(\frac{I_{BT}}{2}\right)^2 \quad (14)$$

Onde:

$Carga_{transf}$: Carga alocada no transformador de distribuição [kVA].

V_{BT} : Tensão das redes de baixa tensão [kV].

R_{BT} : Resistência média das redes de baixa tensão [Ω/km].

L_{BT} : Comprimento total das redes de baixa tensão [km].

As perdas de energia são calculadas mediante multiplicação da perda de demanda máxima pelo fator de perdas e o número de horas em estudo.

É proposto em (Cruz, Oliveria, Brigatto, & Valle, 2006) o cálculo das perdas técnicas nas redes de média tensão e transformadores de potência através da aplicação de fluxo de potência. Para isto, são levantados dados cadastrais e topológicos dos alimentadores (tipos de cabos e estrutura de suporte, potência dos transformadores, quantidade e tipo de consumidores atendidos por cada transformador) além de determinação das curvas típicas semanais para diferentes classes de consumo (residenciais, comerciais, industriais e iluminação pública) através da instalação de medidores em 352 unidades consumidoras. O autor ainda conclui que os resultados das simulações apresentadas sofrem bastante influência das curvas de carga típicas utilizadas no processo.

Outro cálculo de perdas técnicas através de algoritmos de fluxo de potência é verificado em (Bernardon, Comassetto, Canha, & Abaide, 2007). Os autores propõem cálculos de fluxo de potência em 24 patamares diários para obtenção das perdas nas redes de média tensão, tendo uma base de dados cadastrais e topológicos formada. Já para a baixa tensão, utilizam-se redes modeladas simplificadas sendo possível atribuir o equacionamento apresentado em (15). O coeficiente de correção " K_C " é quem faz ajuste do cálculo simplificado de acordo com o número de consumidores associados a rede. A distribuição de " K_C " é apresentada na Figura 6.

$$\sum_t^{T/\Delta t} \Delta P_{RSt} \cdot \Delta t = \sum_t^{T/\Delta t} \left(\sum_j \left(\frac{I_{jt}^2 \cdot L_j \cdot r_j}{4} \cdot K_C \right) \right) \quad (15)$$

Onde:

ΔP_{RSt} : Perdas de potência ativa na rede secundária no instante t [kW].

I_{jt} : Módulo da corrente no secundário do transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador no instante t [A].

L_j : Comprimento da rede secundária conectada no transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador [km].

r_j : resistência unitária do condutor da rede secundária conectada no transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador [k Ω /km].

K_C : Coeficiente de correção.

Figura 6: Relação entre o coeficiente de correção e o número de consumidores.

Alguns métodos probabilísticos também são utilizados para cálculo de perdas técnicas. Em (Neto, et al., 2009) os autores apresentam uma metodologia probabilística de cálculo das perdas técnicas de energia a partir de simulações realizadas pelo método de Monte Carlo para determinação da função de densidade de probabilidade das perdas técnicas. Já (Strauch, 2002) e (Valente, Almeida, Ramalho, & Strauch, 2001) propõem a aplicação de uma metodologia agregada e probabilística para cálculo nas redes de baixa tensão, transformadores de distribuição e ramais de serviço e uma metodologia determinística para cálculo das perdas técnicas em medidores de energia e capacitores. Mais precisamente com

relação às redes de baixa tensão, após divisão das curvas de carga típicas entre as fases (que são determinadas a partir de um sorteio aleatório), considerando o desequilíbrio, calcula-se a curva de perdas conforme apresentado na equação (16).

$$P_{AT_n}(t) = \left(\frac{C_{AT_n}(t)}{V_{FN} \cdot \cos\varphi} \right) \cdot R_n \quad (16)$$

Onde:

$P_{AT_N}(t)$: Curva de perda da fase A do trecho n ao longo do período t.

$C_{AT_N}(t)$: Curva de carga da fase A do trecho n ao longo do período t.

$\cos \varphi$: Fator de potência da rede BT.

V_{FN} : Tensão fase-neutro [V]

R_N : Resistência do cabo no trecho n

A curva total de perdas é determinada através da somatória dos valores calculados para todas as fases e o cabo neutro para todos os instantes “t”. As perdas de demanda são definidas como o maior valor da curva de perdas, ao passo que as perdas de energia são calculadas com a integral da curva.

Outro método proposto por (Bastos, Ferreira, & Souza, 2008), denominado de “SIMPLES”, consiste na apuração de prováveis faixas de valores das perdas técnicas de energia nos diversos segmentos. O limite inferior das perdas técnicas de energia nas redes de média tensão é definido pelo autor conforme mostrado na equação (17). Nota-se que há um número pequeno de informações que são requisitadas.

$$E_{rp} = 8760 \cdot FP \cdot \left[1,1 \cdot \left(\frac{LR}{3} \right) \left(\frac{D_{MAX}}{V \cdot \cos\varphi} \right)^2 \right] \quad (17)$$

Onde:

8760: Número de horas do ano [h].

FP: Fator de perdas do alimentador.

1,1: Fator para incorporar 10% de perdas nas derivações;

L: Comprimento do alimentador [km].

R: Resistência elétrica em [Ω /km];

D_{máx}: Demanda máxima do alimentador [MW];

V: Tensão nominal da rede primária [kV];

Cos φ Fator de potência do alimentador na situação de carga máxima.

Para determinar o limite superior pode-se variar o fator de 10% referente ao parâmetro de perdas nas derivações para até 15%, além do fator de potência adotado.

Para redes de baixa tensão, o limite inferior é definido conforme apresentado em (18) e (19).

$$I_M = 1000 \cdot FU \cdot \left(\frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos \varphi} \right) \quad (18)$$

$$P_{rs} = F_a (10)^{-6} \cdot \left(\frac{I_M}{L} \right)^2 \cdot \left[2,5 \cdot R_1 \cdot 10^5 + 75 \cdot R_1 \cdot (L - 100)^2 + \frac{R_2}{4} (L - 100)^3 \right] \quad (19)$$

Onde:

I_M: Corrente máxima na rede secundária [A].

FU: Fator de utilização.

S: Potência do transformador [kVA].

V_n: Tensão nominal da rede secundária [V].

$\cos \varphi$:	Fator de potência da rede situação de carga máxima.
P_{rs} :	Perda de potência máxima [kW].
F_a :	Fator de assimetria (10%).
L :	Comprimento total da rede secundária [m].
R_1 :	Resistência do cabo de maior bitola [Ω /km].
R_2 :	Resistência do cabo de menor bitola [Ω /km].

O limite superior pode ser calculado variando-se o fator de assimetria entre 10% e 15%, além de possíveis valores válidos para o fator de potência.

Em (Grainger & Kendrew, 1989) as perdas nas redes de baixa tensão são calculadas a partir de uma expressão que leva em consideração o fator de coincidência de demanda e fator de perdas. Para as redes de média tensão, o autor realiza agrupamentos estatísticos para alimentadores com atributos semelhantes para posterior cálculo das perdas de demanda máxima a partir de expressões previamente definidas. Para cálculo das perdas de energia são utilizados fatores de perdas dos transformadores de potência aos quais os alimentadores se conectam.

Já em (Poveda, 1999), após amostragem das redes secundárias pertencentes a um determinado alimentador, calculam-se as perdas resistivas conforme equacionado em (20).

$$D_{RLi} = I_i^2 \cdot R = \left(\frac{D_{pi}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi_i} \right)^2 \cdot R \quad (20)$$

Onde:

D_{RLi} :	Perda de demanda resistiva no instante i [kW].
D_{Pi} :	Demanda no instante i [kW].
$\cos \varphi_i$:	Fator de potência no instante i.

Em (Stojkov & Nikolovski, 2006) e (Orillaza, Del Mundo, & Miras, 2006) são desenvolvidas metodologias baseadas em cálculos de fluxo de potência nos diversos elementos do sistema de distribuição com o objetivo que a perda técnica em cada um deles seja devidamente determinada. Todos os dados requisitados pelo modelo podem ser obtidos através do sistema SCADA (System Control and Data Acquisition), base técnica e comercial.

Aplica-se em (Yusoff, Mustaffa, Verayiah, Kamaruddin, Anthony, & Au, 2008) uma metodologia simplificada para cálculo das perdas técnicas nos alimentadores de média tensão partir de seu fator de carga e demais atributos correlatos, por exemplo, comprimento, demanda máxima e perfil de distribuição da carga ao longo do alimentador. São determinadas funções de perda de demanda máxima para cada alimentador com distribuição de carga e características distintas. As perdas nas redes de média tensão são calculadas conforme mostrado na equação (21).

$$E_{perdas} = \sum_{N=1,2,3...} E_{perdas\ N} \quad (21)$$

Onde:

N: número de alimentadores de uma determinada subestação.

$E_{perdas\ N}$: Perdas técnicas calculadas para o alimentador N.

A variável $E_{perdas\ N}$ pode ser calculada através de algoritmos de cálculo de fluxo de potência, medições em campo ou demais formulações empíricas. O autor propõe um método diferenciado para obtenção desta variável. A partir de modelagem e simulação de redes típicas, e tendo disponíveis dados da carga, determina-se uma função de distribuição de perda de demanda máxima, conforme ilustrado na Figura 7 e Figura 8.

Figura 7: Função de perda de demanda máxima para alimentadores de 11 kV com distribuição de carga uniforme ao longo do alimentador

Figura 8: Função de perda de demanda máxima para alimentadores de 11 kV com carga concentrada no final do alimentador.

Finalmente, as perdas técnicas de energia ($E_{perdas\ N}$) são calculadas conforme equação (22).

$$E_{perdas} = Perda_{dem\ máx} \cdot F_{perdas} \cdot T \quad (22)$$

Onde:

E_{perdas} : Perdas técnicas calculadas.

$\text{Perda}_{\text{dem máx}}$: Perda de demanda máxima obtida através da função de distribuição da Figura 7 e Figura 8

F_{perdas} : Fator de perdas.

T : Período de estudo.

Em (Queiroz, Cavellucci, & Lyra, 2009) propõe-se a estimativa de perdas técnicas nas redes de baixa tensão a partir de estudos estatísticos e uma pequena quantidade de dados descritores destas redes. Para isto, os autores utilizam modelos de regressão para cálculo das perdas técnicas (variável dependente) tendo um conjunto específico de variáveis explicativas ou independentes, tais como tensão nominal, comprimento, número de consumidores por circuito, consumo e demanda máxima. O coeficiente de correlação estatística de Pearson foi o parâmetro utilizado para avaliação dos diversos modelos de regressão estudados.

Verifica-se que a maioria das estimativas de perdas técnicas, independente da metodologia aplicada, efetua o cálculo das perdas de demanda máxima e utiliza o fator de perdas para determinação das perdas técnicas de energia em um determinado período de interesse. Em (Queiroz L. M., 2010) propõe-se o cálculo das perdas técnicas, dada a passagem de corrente média, ou dado um comportamento médio e não variável das curvas de carga. Uma vez calculadas as perdas técnicas de demanda média (por exemplo, através de simulações de fluxo de carga com cargas padronizadas em 1 pu), o autor propõe a aplicação de um coeficiente equivalente de perdas, intitulado de CP, para consideração da variabilidade da carga. Em outras palavras, o montante de perdas técnicas é decomposto em duas partes: a primeira devido a passagem da corrente média, e a segunda, devido a variação da carga. O conceito supracitado é ilustrado pelo autor e aqui reproduzido através da Figura 9.

Figura 9: Decomposição da corrente em componentes

O coeficiente CP pode ser calculado a partir dos dados de média e desvio padrão das curvas de carga contempladas no estudo. O cálculo é realizado conforme apresentado na equação (23).

$$CP = \left(\frac{\sigma}{\mu}\right)^2 + 1 = (CV)^2 + 1 \quad (23)$$

Onde:

CP : Coeficiente equivalente de perdas.

σ : Desvio padrão da curva de carga em estudo.

μ : Média da curva de carga em estudo.

CV : Coeficiente de Variação.

Por fim, uma vez calculada a perda de demanda, dado o comportamento médio das cargas no sistema de distribuição, multiplica-se a perda pelo coeficiente CP a fim de se considerar a variabilidade das cargas. Tal procedimento é apresentado na equação (24).

$$P_E = P_{DM} \cdot CP \cdot \Delta T \quad (24)$$

Onde:

P_E : Perda técnica de energia [kWh].

P_{DM} : Perda de demanda calculada dado o comportamento médio das cargas.

CP : Coeficiente equivalente de perdas.

μ : Média da curva de carga em estudo.

Ainda, (Queiroz L. M., 2010) propõe o cálculo de perdas técnicas nas redes de média tensão a partir de um fluxo de carga determinístico e demais informações de topologia e condutores destas redes. Ademais, também são propostos modelos empíricos que requerem a mínima quantidade de dados para estimativa de cálculo das perdas técnicas nas redes de média e baixa tensão.

Um cálculo agregado de perdas técnicas é proposto por (Tahan, Hashimoto, Gouvêa, & Maliuk, 2000). Para as redes de média tensão, os autores propõem o cálculo através de um número reduzido de redes ideais e representativas das redes reais. Primeiramente é realizado um agrupamento de alimentadores com características semelhantes através de um processo de agrupamento. Uma vez formado os respectivos clusters, são determinadas redes ideais representativas das redes reais através da média aritmética dos atributos pertencentes a cada um dos clusters. O cálculo da perda de demanda máxima é efetuado utilizando a expressão estatística do momento de perdas conforme verificado na equação (25).

$$\Delta P_{TA} = \sum_{i=1}^{ng} \frac{N_{ai} \cdot L_{Ti} \cdot P_{\max ALi}}{M_{Pi}} \cdot \left(\frac{V_{nomR} \cdot \cos \varphi_R}{V_{nomi} \cdot \cos \varphi_i} \right)^2 \quad (25)$$

Onde:

N_g : Número de grupos formados no segmento em estudo.

N_{ai} : Número de alimentadores do grupo i.

L_{Ti} :	Comprimento total dos alimentadores do grupo i.
$P_{\max ALi}$:	Valor médio da potência máxima dos alimentadores do grupo i.
M_{Pi} :	Momento de perdas dos alimentadores do grupo i.
$V_{\text{nom}R}$:	Tensão nominal de referência: 13,8 kV.
$V_{\text{nom } i}$:	Tensão nominal do alimentador do grupo i.
$\cos\phi_R$:	Fator de potência de referência: 0,92.
$\cos\phi_i$:	Fator de potência do alimentador do grupo i.

Para as redes de baixa tensão, o autor conclui que as perdas nas redes secundárias têm relação quadrática com a densidade de carga. A equação (26) apresenta esta relação.

$$\Delta P_{tot} = C_{per} \cdot \delta^2 \quad (26)$$

Onde:

ΔP_{tot} :	Perda de demanda máxima.
C_{per} :	Coeficiente de perdas da área elementar.
δ^2 :	Densidade de carga (kVA/m).

Após estudos de regressão, o coeficiente de perdas para circuitos trifásicos e monofásicos balanceados podem ser calculados em função do comprimento total das redes secundárias com tensão de fornecimento em 220 V conforme equações (27) e (28).

$$C_{per \text{ trifásico } i} = 260,03 \cdot L_i^{2,726} \cdot R \cdot N_S \quad (27)$$

$$C_{per \text{ monofásico } i} = 390,46 \cdot L_i^{2,726} \cdot R \cdot N_S \quad (28)$$

Onde:

L_i : Comprimento total das redes secundárias do grupo i .

R : Resistência do condutor.

N_s : Número total de circuitos secundários.

Para circuitos desbalanceados (desequilíbrio de corrente – variável “ D ”) e assimétricos (transformador não está posicionado no centro de carga da rede – variável “ A ”), o autor propõe um ajuste da função exponencial a partir da definição de um parâmetro denominado de “ K ”.

$$C_{per} = K \cdot L_i^{2,726} \cdot R \cdot N_s \quad (29)$$

Onde:

$K_{\text{trifásico}}$: Fator de desbalanceamento e assimetria para circuitos trifásicos: $0,0087 \cdot D^2 + 0,08 \cdot D + 0,0736 \cdot A^2 + 0,048 \cdot A + 259,92$.

$K_{\text{monofásico}}$: Fator de desbalanceamento e assimetria para circuitos monofásicos: $0,0124 \cdot D^2 + 0,375 \cdot D + 0,0823 \cdot A^2 + 0,49 \cdot A + 390,46$.

Por fim, a Tabela 5 e a Tabela 6 apresentam as influências no cálculo de perdas técnicas, dada a ocorrência de um determinado percentual de desbalanceamento ou assimetria.

Tabela 5 - Influência na avaliação das perdas devido ao desbalanceamento

Desbalanceamento	Influência nas Perdas
7,5%	0,4%
15%	1,2%
30%	6,1%

Tabela 6 - Influência na avaliação das perdas devido à assimetria

Assimetria	Influência nas Perdas
7,5%	1,7%
15%	6,7%
30%	27,1%

O método MSCPRO apoia-se em dados e atributos dos elementos que compõem os segmentos da distribuição. De modo geral, e mais especificamente para as redes de média tensão, a metodologia se utiliza de 15 leis estatísticas (ANEEL-C, 2009), ao passo que para as redes de baixa tensão fundamenta-se em configurações típicas e otimizadas destas redes (ANEEL-C, 2009). Estes métodos serão abordados com maiores detalhes no capítulo 3.

Mais precisamente relacionado com o modelo MSCPRO, (Antonelli, Meffe, Barioni, Antunes, & Nanni, 2010) apresentam um estudo com os impactos de diferentes parâmetros utilizados para definição de atributos das redes de média e baixa tensão. Para as redes MT, a obtenção de atributos como o ângulo de ação e área de atuação pode sofrer grandes variações de acordo o percentual de cargas envolvidas no processo, fazendo com que o impacto no cálculo das perdas técnicas deste segmento seja bastante relevante. Além disto, os autores analisam o impacto no cálculo das perdas técnicas mediante utilização de um cabo equivalente para alimentadores formados por mais de 1 tipo de cabo (o conceito de cabo equivalente será exposto no capítulo 3 e revisitado no capítulo 4). Já para as redes BT, prova-se que dependendo da tipologia otimizada que uma determinada rede BT for classificada, sua perda calculada pode variar em mais de 200%.

3. Modelo Simplificado para Cálculo das Perdas em Redes Otimizadas (MSCPRO)

Este capítulo tem por objetivo apresentar a metodologia detalhada do Modelo Simplificado para Cálculo das Perdas em Redes Otimizadas (MSCPRO). Durante o 2º ciclo todas as distribuidoras enviaram uma série de dados que são requisitados pelo modelo, para que o órgão regulador fosse capaz de efetuar os cálculos através de uma metodologia isonômica para todos os agentes. De um modo geral são enviadas informações referentes ao balanço energético, além de atributos de suas redes para o período de estudo de um ano.

Será dada maior ênfase às metodologias empregadas para cálculo das redes de média e baixa tensão, que por sua vez, são os segmentos de maior interesse desta dissertação.

A metodologia MSCPRO para apuração das perdas técnicas de energia apóia-se em um modelo “*Top-Down*” segmentado, ou seja, primeiramente são calculadas as perdas de energia em segmentos localizados em níveis superiores (ou de maior tensão) para depois serem apuradas as perdas técnicas em segmentos inferiores (ou de menor tensão). Descreve-se aqui de maneira bastante sucinta a metodologia de cálculo empregada em cada um dos segmentos da distribuição, conforme definida em (ANEEL-C, 2009). Por fim, será exposto com maiores detalhes os modelos de cálculo das redes de média e baixa tensão que melhor contextualizam acerca dos objetivos a serem alcançados nesta dissertação.

- Redes de Alta Tensão (AT): compreende as perdas nas linhas com tensão igual ou superior a 69 kV. Para este segmento não há metodologia específica, sendo que a única premissa é de que a distribuidora apure estes montantes a partir de dados de medição, e quando não disponíveis, por cálculos de fluxo de potência.
- Transformadores de Potência: compreende os transformadores das subestações, ou aqueles que não possuem o enrolamento do secundário conectado à redes com tensão inferior a 2,3 kV. As perdas deste segmento

são calculadas a partir de dados de placa (perdas nominais no ferro e no cobre), e fatores da carga (fator de utilização, fator de potência e fator de perdas).

- Regulador de Tensão: compreende elementos instalados ao longo dos circuitos primários com o objetivo de controle de tensão. O cálculo das perdas técnicas neste segmento é idêntico ao cálculo realizado para os transformadores de potência.
- Redes de Média Tensão (MT): compreende as perdas nas linhas com tensão de 2,3 kV a 44 kV. Para este segmento, o modelo MSCPRO apóia-se em 15 leis estatísticas que serão detalhadas no item 3.1.
- Transformadores de Distribuição: compreende os transformadores cujo enrolamento do secundário está conectado às redes com tensão inferior a 2,3 kV. As perdas deste segmento são calculadas a partir de dados padronizados pela ABNT (perdas nominais no ferro e no cobre), e fatores da carga (fator de utilização, fator de potência e fator de perdas).
- Redes de Baixa Tensão (BT): compreende as perdas nas linhas com tensão inferior a 2,3 kV. Para este segmento, o modelo MSCPRO apóia-se no cálculo de perdas por trecho elementar em cinco diferentes distribuições topológicas otimizadas. Este método será apresentado em maiores detalhes no item 3.2.
- Ramais de Ligação ou Serviço: compreende os trechos de cabos que derivam das redes secundárias ou diretamente dos transformadores de distribuição para fornecimento de energia ao consumidor final. Para este segmento o cálculo consiste na determinação de uma corrente máxima passante ao longo de um comprimento e resistência (tipo do cabo) típicos.
- Medidores de Energia: compreende os medidores de energia instalados nos consumidores de baixa tensão. O cálculo das perdas nas bobinas de potencial é realizado mediante conhecimento prévio do tipo de medidor e

perda por bobina (considerada como constante, ou seja, não varia com a carga).

- Perdas Diversas: compreende as perdas de difícil estimação e que representam uma parte menos significativa do total de perdas técnicas do sistema, por exemplo: efeito corona, fuga de corrente em isoladores, pára-raios e conexões..

Após determinação das perdas técnicas em todos os segmentos da distribuição, realiza-se a validação dos dados através do cálculo de fatores de correção que contemplam a relação entre energia proveniente do balanço (energia circulante em um determinado segmento) com a energia passante estimada/calculada (a parti dos dados de demanda máxima e fator de carga). A Figura 10 apresenta um exemplo hipotético, com intuito de elucidar o procedimento, para cálculo do fator de correção do nível MT. As linhas cheias representam os respectivos valores de energia injetada e requerida, ao passo que as linhas tracejadas representam as perdas calculadas pelos métodos supracitados.

Figura 10: Exemplo para cálculo do fator de correção.

Tendo em vista os valores hipotéticos contidos no diagrama da Figura 10 e os dados descritores das redes MT, pode-se calcular o montante de energia entregue a esse nível (E_{A4}), assim como as perdas técnicas calculadas para este segmento ($\Delta E_{P,A4}$):

$$E_{A4} = \sum_{i=1}^{na\ lim} (P_{MAXi} \cdot f_{c,i}) = 4.000.000 \quad [\text{kWh/ano}] \quad (30)$$

$$\Delta E_{P,A4} = 60.000 \quad [\text{kWh/ano}] \quad (31)$$

Entretanto, o balanço energético aponta outro valor de energia entregue a esse nível conforme calculado em (32).

$$E'_{A4} = 2.820.000 + 180.000 = 3.000.000 \quad [\text{kWh/ano}] \quad (32)$$

Com o intuito de corrigir os valores calculados de energia e de perdas associadas ao nível A4, aplica-se um termo denominado fator de correção (f_{CORR}), definido pela equação (33).

$$f_{CORR} = \frac{E'_{A4}}{E_{A4}} = \frac{3.000.000}{4.000.000} = 0,75 \quad (33)$$

Ressalta-se que as perdas técnicas são diretamente proporcionais ao quadrado da corrente. Assim para o novo valor de perdas ($\Delta E'_{P,A4}$), e como boa aproximação, deve-se multiplicar as perdas da metodologia por f_{CORR}^2 :

$$\Delta E'_{P,A4} \cong \Delta E_{P,A4} \cdot (f_{CORR})^2 \cong 33.750 \quad [\text{kWh/ano}] \quad (34)$$

Através deste exemplo, é possível verificar o grande impacto que o fator de correção possui no montante de perdas recalculado para o segmento em estudo. Devido à relação quadrática desse fator em relação às perdas técnicas, houve uma diminuição de 43,75% no montante de perdas finais.

3.1 Metodologia: Redes MT

Conforme já mencionado anteriormente, o cálculo das perdas técnicas neste segmento apóia-se em 15 expressões estatísticas que relacionam diversos atributos destas redes. A metodologia foi criada a partir de um projeto de P&D entre a USP – Universidade de São Paulo – e o CODI – Comitê de Distribuição – em 1993. Neste

projeto, foi desenvolvido o software “*SISPAI*”, utilizado para estudos de planejamento agregado de investimentos. Além de trabalhar com expressões estatísticas para cálculo de perdas técnicas, o “*SISPAI*” também determinava expressões para cálculo de outras grandezas, a saber: queda de tensão, DEC, FEC e END (Energia não distribuída).

Com relação às perdas técnicas, percebeu-se que era necessária a concepção de várias expressões estatísticas que pudessem contemplar a diversidade da carga verificada dentro de uma mesma área de concessão. Portanto, para cada distribuidora cujo software era aplicado, eram geradas leis estatísticas particulares para sua respectiva região de concessão.

Com o intuito de utilizar as expressões estatísticas geradas pelo “*SISPAI*”, mas também com o objetivo de simplificar e dar um tratamento isonômico para a metodologia de cálculo de perdas técnicas, a ANEEL estabeleceu 15 expressões estatísticas que representariam as diferentes densidades de carga e arranjos de cabos encontrados em todas as distribuidoras brasileiras. O modelo atual utiliza essas 15 expressões que serão apresentadas posteriormente.

O modelo utilizado para geração das expressões estatísticas é denominado de “árvore cronológica de comprimento mínimo”. Esta metodologia consiste em uma análise estatística que permite correlacionar as perdas técnicas com alguns descritores da rede, procurando refletir a topologia irregular dos alimentadores e as cargas difusas ao longo da rede (VALENTE, 1997).

De modo geral, foram geradas redes otimizadas onde a carga total do alimentador era dividida igualmente entre cada ponto (ETs) sorteado aleatoriamente da rede, sendo que estes pontos se ligam a outros pontos pelo critério de comprimento mínimo. As redes criadas eram representadas por um setor circular de raio “ R ” e ângulo “ θ ”, sendo considerada uma densidade de carga e arranjo de cabos dentro de cada uma delas. Após a geração aleatória de várias redes para uma determinada densidade de carga e arranjo de cabos, eram calculadas as perdas de demanda máxima. Através de uma regressão múltipla pelo método dos mínimos quadrados, foram obtidas as constantes requeridas pela expressão do momento de perdas [equação (35)] e das quais podem ser verificadas na Tabela 7.

Tabela 7: Parâmetros do momento de perdas

Parâmetros		Expoente σ				
Constante	Caso	-1,0	-0,5	0,0	2,0	4,0
a	CASO 1	1,9727	1,565	1,4323	1,1255	0,9811
	CASO 2	1,7445	1,4565	1,1739	0,8673	0,8512
	CASO 3	2,0766	1,6995	1,5101	1,2353	1,1345
b	CASO 1	-0,9031	-0,8611	-0,7889	-0,7692	-0,8362
	CASO 2	-0,9310	-0,9796	-0,902	-0,8297	-0,9085
	CASO 3	-0,8332	-0,7886	-0,7597	-0,7490	-0,6975
c	CASO 1	-0,5377	-0,5255	-0,5127	-0,4877	-0,4626
	CASO 2	-0,5278	-0,5208	-0,5108	-0,4751	-0,4688
	CASO 3	-0,5896	-0,5661	-0,5613	-0,5342	-0,5118
d	CASO 1	-0,1464	-0,1425	-0,1362	-0,1231	-0,0993
	CASO 2	-0,1366	-0,1351	-0,1348	-0,1061	-0,1011
	CASO 3	-0,1961	-0,1786	-0,1735	-0,1558	-0,1412
e	CASO 1	0,4877	0,4815	0,4687	0,4457	0,4315
	CASO 2	0,4873	0,4768	0,4723	0,4481	0,4281
	CASO 3	0,4890	0,4787	0,4711	0,4468	0,4286

A equação (35) apresenta como é feito o cálculo do momento equivalente de perdas:

$$m_p = \alpha(n_d)^\beta (n_p)^\gamma \left[\frac{\text{MW}^2 \text{km}}{\text{kW}} \right] \quad (35)$$

Onde:

n_d : 360/ θ ;

θ : ângulo do setor circular do circuito A3a / A4 (em graus);

n_p : número de transformadores trifásicos, bifásicos e monofásicos conectados à rede;

α : $a \cdot (r_t + r_r)^b$

β : $c + d \cdot \ln(r_t / r_r)$

γ : e

r_t : resistência equivalente do condutor tronco (ohm/km);

r_r resistência equivalente do condutor ramal (ohm/km);

a, b, c, d, e: constantes da Tabela 7.

Para definição os valores das constantes (a, b, c, d, e), a metodologia relaciona as resistências equivalentes de tronco e de ramal (r_t e r_r) com o parâmetro σ relativo à densidade de carga.

Definição do “CASO”

Em projetos de redes de distribuição primária, a escolha dos tipos de condutores de tronco e ramal está diretamente relacionada com a região e cargas a serem atendidas. Em geral, devido à alta demanda e grande concentração de consumidores, redes urbanas são dimensionadas com troncos de baixa resistência e ramais de média / baixa resistência. Por outro lado, redes rurais não requerem condutores com baixas resistências, enquanto que redes mistas possuem características intermediárias. Considerando as combinações usuais de cabos tronco e de ramal utilizado nas redes urbanas, mistas e rurais, determinaram-se as seguintes faixas de resistências, tendo a resistência do cabo 1/0-CA (0,691 Ω /km) como referência:

CASO 1 (redes urbanas): $r_t \leq 0,691 \Omega/\text{km}$ e $r_r \leq 0,691 \Omega/\text{km}$;

CASO 2 (redes rurais): $r_t \geq 0,691 \Omega/\text{km}$ e $r_r > 0,691 \Omega/\text{km}$;

CASO 3 (redes mistas): $r_t < 0,691 \Omega/\text{km}$ e $r_r > 0,691 \Omega/\text{km}$.

Definição da Densidade de Carga

O modelo arborescente pressupõe basicamente que a distribuição das cargas atendidas por um alimentador pode ser descrita através de uma função de densidade de carga (MESSAGER, 1980). Para uma distância “r” em relação à posição do alimentador, sua densidade de carga é dada por (36).

$$D(r) = D_0 \cdot r^\sigma \quad (36)$$

Onde σ é um parâmetro que avalia como a carga está distribuída ao longo da região de estudo. Portanto, valores negativos de σ indicam redução gradual da concentração de cargas, enquanto para valores positivos, a concentração aumenta a medida que se caminha mais ao interior da região da área de influência do alimentador. Caso σ seja nulo, a distribuição de cargas é homogênea dentro do setor. A Figura 11 ilustra três exemplos de densidade de carga: -1, 0 e 4.

Figura 11: Casos ilustrativos de distribuição de cargas.

A partir do desenvolvimento da equação (36), o expoente σ pode ser descrito por (37).

$$\sigma = \frac{\log 0,5}{\log(dc_{eq}/R)} - 2 \quad (37)$$

Onde R e dc_{eq} são definidos, respectivamente, pelas equações (38) e (39).

A partir do ângulo (θ) e da área de atuação (A), obtém-se o raio (R) do alimentador através da equação (38).

$$R = \sqrt{\frac{A \cdot 360^\circ}{\pi \cdot \theta}} \quad (38)$$

Em seguida, deve-se calcular a distância da carga equivalente (dc_{eq}), que é constituída pela distância média de todos os transformadores em relação ao ponto de origem do alimentador, ponderado pela respectiva potência nominal. A equação (39) apresenta o cálculo supracitado.

$$dc_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^{N_t} (d_i \cdot S_{nom_i})}{\sum_{i=1}^{N_t} S_{nom_i}} \quad (39)$$

Onde:

N_t : número de transformadores da rede;

d_i : distância entre o transformador i e o início de seu alimentador [km];

S_{nom_i} : potência nominal do transformador i [kVA].

Ressalta-se que alguns agentes solicitam que o cálculo da distância de carga equivalente seja realizado através da média ponderada pelo carregamento do transformador (ANEEL-B, 2008) e não pela potência nominal conforme apresentado na equação (39).

Para simplificação do estudo, (ANEEL-A, 2007) estipula cinco valores distintos do expoente σ , determinados a partir da divisão da curva exponencial de densidade de carga em trechos, conforme apresentado na Figura 12.

Figura 12: Avaliação do expoente σ em função de dc_{eq}/R .

Tabela 8: Avaliação do expoente σ em função de dc_{eq}/R .

Intervalo de dc_{eq}/R	Expoente σ
0,00 a 0,55	-1,0
0,55 a 0,67	-0,5
0,67 a 0,80	0,0
0,80 a 0,87	2,0
0,87 a 1,00	4,0

Nota-se na Tabela 8 que a variável R (raio) é bastante relevante da definição da lei estatística da qual o alimentador em estudo terá suas perdas técnicas calculadas. Através da equação (38) verifica-se que o raio é determinado em função de dois dados de difícil estimação: ângulo de ação e área de atuação. Estes dois atributos são motivações desta dissertação, dada a importância destes no modelo, uma vez que há certa subjetividade em sua determinação. Em (Antonelli, Meffe, Barioni, Antunes, & Nanni, 2010) demonstram-se os impactos no cálculo de perdas técnicas a partir de diferentes valores de ângulo e área de atuação para representar os alimentadores de média tensão.

Portanto, uma vez definido o “CASO” (arranjo de cabos) e o expoente da função densidade de carga (Tabela 8) pode-se calcular o momento equivalente de perdas conforme equação (35). Assim sendo, o montante de perdas técnicas em demanda (Δp) pode ser calculado conforme equação (40).

$$\Delta p = \left(\frac{v_b}{v}\right)^2 \cdot \left(\frac{\cos\varphi_b}{\cos\varphi}\right)^2 \cdot \frac{l_{tot}(p_{max})^2}{m_p} \left[\frac{MW^2 km}{kW} \right] \quad (40)$$

Onde:

p_{max} : Potência máxima do circuito A3a/A4 [MW];

l_{tot} : Comprimento total do circuito [km];

m_p : Momento equivalente de perdas do circuito A3a/A4 [$MW^2 km / kW$];

v_b : Tensão de referência do circuito no valor de 13,8 [kV];

- v : Tensão de operação do circuito [kV];
- φ_b : Fator de potência de referência do circuito MT no valor de 0,92;
- φ : Fator de potência do circuito MT.

O termo v_b , relativo a tensão de referência do circuito no valor de 13,8 kV, deve ser contemplado na equação (40) pois o modelo aplicado foi obtido a partir de redes com tensões de operação neste valor. O cálculo de perdas técnicas em redes com valor de tensão distintos de 13,8 kV, por exemplo, 11 kV, 34,5 kV, devem levar em consideração um ajuste no cálculo de suas perdas. Já o termo φ_b , refere-se ao fator de potência de referência do circuito MT no valor de 0,92, dado que este é o valor mínimo limite regulamentado pela ANEEL.

O cálculo de perdas técnicas de demanda é realizado na condição de carga máxima, ou seja, no momento de maior solicitação energética do sistema. Como as perdas são dimensionadas em energia, é preciso converter o valor de perdas de demanda para perdas de energia. Tal operação é possível de ser realizada através do fator de perdas, que relaciona perda média com perda máxima de demanda. O montante de perdas de energia anual (ΔE_p) é definido pela expressão (41), considerando-se um adicional de 5% de perdas diversas (efeito corona, fuga de corrente através dos isoladores).

$$\Delta E_p = 1,05 \cdot \Delta p \cdot f_{pe} \cdot 8760 \quad [\text{kWh/ano}] \quad (41)$$

Onde f_{pe} é o fator de perdas, cuja definição foi detalhada no item 2.2. Ressalta-se que esse valor de perdas técnicas não representa, necessariamente, o montante de perdas a ser contabilizado pela ANEEL, pois este mesmo valor ainda será corrigido pelo balanço energético, conforme já comentado anteriormente.

Cabo Equivalente

Para alimentadores de média tensão cujo tronco é composto por dois tipos de cabo, é possível calcular um cabo equivalente, de tal forma que representem a

mesma resistência elétrica do conjunto. A equação (42) expressa o cálculo apresentado em (ANEEL-A, 2007).

$$r_{eq} = \frac{(r_1 - r_2)l_{t1}^a + r_2L^a}{L^a} \quad (42)$$

Onde:

a: $2\sigma + 5$;

σ : expoente da função densidade de carga (conforme valores da Tabela 8).

l_{t1} : comprimento do 1º segmento do tronco;

L: comprimento total do tronco;

r_1 : resistência do segmento 1 do tronco.

r_2 : resistência do segmento 1 do tronco.

Por outro lado, têm-se verificado uma grande incidência de casos de alimentadores compostos por mais de 2 tipos de cabo nos trechos definidos como tronco. Destarte, desenvolveu-se nesta dissertação um equacionamento para cálculo do cabo equivalente para alimentadores compostos por “ n ” tipos de cabos. Tal formulação será apresentada no capítulo 4.

3.2 Metodologia: Redes BT

O cálculo de perdas técnicas das redes de baixa tensão é realizado mediante classificação de cada uma das redes reais a uma das 5 tipologias otimizadas da Figura 13, nos quais os condutores de tronco e de ramal são representados respectivamente pelas linhas grossas e finas. Ressalta-se que o modelo parte do princípio de que a carga está uniformemente distribuída, equilibrada e que o transformador está localizado no centro de carga.

Figura 13: Tipologias otimizadas das redes de baixa tensão.

As redes típicas da Figura 13 foram criadas pelo grupo de planejamento do CODI – Comitê de Distribuição, para estudos de planejamento da expansão de grandes áreas urbanas utilizando o conceito de área elementar para representação de cabos e de cargas, e de tal forma que redes maiores pudessem ser segregadas em redes menores. Cada quadra corresponde a 100 metros, resultando nos seguintes valores:

- Tipologia 1 (1 quadra): 100m;
- Tipologia 2 (2 quadras): 200m;
- Tipologia 3 (4 quadras): 400m;
- Tipologia 4 (8 quadras): 800m; e
- Tipologia 5 (12 quadras): 1200m;

Cabe ressaltar que não há metodologia específica para classificação das redes BT em uma das cinco tipologias otimizadas. Logo, este processo além de ser subjetivo é geralmente realizado pelas distribuidoras sem um conceito teórico fundamentado. Este é outro ponto de motivação desta dissertação, que almeja a definição / padronização de metodologias para esta aplicação.

Considerando um modelo de carga uniformemente distribuída ao longo da rede de distribuição, para um trecho de condutor elementar representado na Figura 14, as perdas técnicas podem ser descritas através da equação (43).

Figura 14: Trecho de rede elementar.

$$\Delta pe_j = f(r, l, i, I_j) = \int_{x=0}^l r(ix + I_j)^2 dx = rl \left(\frac{i^2 l^2}{3} + i l I_j + I_j^2 \right) \quad (43)$$

O cálculo de perdas de demanda utiliza o conceito de trechos elementares, assim quanto mais ramificada a rede, maior o número de parcelas de perdas. Devido à tipologia simétrica da rede assumida por esse modelo, os cálculos de perdas são avaliados para apenas metade da rede, pois o montante total de perdas equivale ao dobro desse valor. Na sequência serão apresentados os modelos de cálculo para cada uma das 5 tipologias.

- **Tipologia 1**

A tipologia 1 é a configuração mais simples existente, constituindo-se apenas de um condutor de tronco (não há trechos de ramal). Para cada circuito pertencente a essa tipologia, as perdas de demanda (Δp) são calculadas a partir de 2 trechos elementares.

$$\Delta p = \frac{nf}{1000} \cdot 2\Delta p_{e0}(r_0, l_0, i_0, I_{j0}) [kW] \quad (44)$$

$$\Delta p_{e0} = \frac{r_t \cdot i_0^2 \cdot l_0^3}{3} [W] \quad (45)$$

$$i_0 = \frac{1000 \cdot s_{m\acute{a}x}}{\sqrt{3}V_{nom} \cdot l_{circ}} = \frac{1000 \cdot s_{nom} \cdot (fu/100)}{\sqrt{3}V_{nom} \cdot l_{circ}} = \frac{10 \cdot s_{nom} \cdot fu}{\sqrt{3}V_{nom} \cdot l_{circ}} \quad (46)$$

Onde:

n_f : Número de fases do circuito;

$r_0=r_t$: Resistência do cabo tronco [Ω/m];

l_{circ} : $\Sigma l_{tronco} + \Sigma l_{ramal}$ [m];

l_0 : $L_{circ}/2$ = comprimento do trecho elementar [m];

i_0 : Corrente de linha [A/m];

$s_{m\acute{a}x}$: Potência trifásica aparente máxima [kVA];

s_{nom} : Potência nominal do transformador [kVA];

V_{nom} : Tensão nominal de linha, a partir do secundário do transformador MT/BT [V];

f_u : Fator de utilização do transformador [%];

$I_{j0} = 0$ [A];

• Tipologia 2

Basicamente a tipologia 2 consiste em uma extensão da primeira tipologia, com um trecho de ramal conectado à cada extremidade do cabo tronco. Assim as perdas de demanda (Δp) são calculadas com base em 4 trechos elementares.

$$\Delta p = \frac{nf}{1000} \cdot [2\Delta p_{e0}(r_0, l_0, i_0, I_{j0}) + 2\Delta p_{e1}(r_1, l_1, i_1, I_{j1})] [kW] \quad (47)$$

$$\Delta pe_0 = \frac{r_r \cdot i_0^2 \cdot l_0^3}{3} [W] \quad (48)$$

$$\Delta pe_1 = r_t \cdot l_0 \left(\frac{i_0^2 \cdot l_0^2}{3} + i_0 \cdot l_0 \cdot I_{j1} + I_{j1}^2 \right) [W] \quad (49)$$

Onde:

$r_0=r_r$: resistência do cabo ramal [Ω/m];

$r_1=r_t$: resistência do cabo tronco [Ω/m];

l_0 : $l_{circ}/4$ = comprimento do trecho elementar [m];

I_{j0} : 0 [A];

I_{j1} : $i_0 \cdot l_0$ [A];

• Tipologia 3

A tipologia 3 possui características semelhantes à tipologia 2, exceto pela presença de 2 condutores adicionais ligados a cada extremidade do cabo tronco. As perdas de demanda (Δp) são calculadas com base em 8 trechos elementares.

$$\Delta p = \frac{nf}{1000} \cdot [6\Delta pe_0(r_0, l_0, i_0, I_{j0}) + 2\Delta pe_3(r_3, l_3, i_3, I_{j3})] [kW] \quad (50)$$

$$\Delta pe_0 = \frac{r_r \cdot i_0^2 \cdot l_0^3}{3} [W] \quad (51)$$

$$\Delta pe_3 = r_t \cdot l_0 \left(\frac{i_0^2 \cdot l_0^2}{3} + i_0 \cdot l_0 \cdot I_{j3} + I_{j3}^2 \right) [W] \quad (52)$$

Onde:

$r_0=r_r$: resistência do cabo ramal [Ω/m];

$r_3=r_t$: resistência do cabo tronco [Ω/m];

l_0 : $l_{circ}/8$ = comprimento do trecho elementar [m];

i_{j0} : 0 [A];

i_{j3} : $3 \cdot i_0 \cdot l_0$ [A];

• Tipologia 4

A tipologia 4 é formada por 16 trechos elementares. Calculam-se as perdas de demanda (Δp) desta configuração através da seguinte relação:

$$\Delta p = \frac{nf}{1000} \cdot [10\Delta pe_0(r_0, l_0, i_0, I_{j0}) + 2\Delta pe_3(r_3, l_3, i_3, I_{j3}) + 2\Delta pe_4(r_4, l_4, i_4, I_{j4}) + 2\Delta pe_7(r_7, l_7, i_7, I_{j7})] \quad [kW] \quad (53)$$

$$\Delta pe_0 = \frac{r_r \cdot i_0^2 \cdot l_0^3}{3} \quad [W] \quad (54)$$

$$\Delta pe_3 = r_t \cdot l_0 \left(\frac{i_0^2 \cdot l_0^2}{3} + i_0 \cdot l_0 \cdot I_{j3} + I_{j3}^2 \right) \quad [W] \quad (55)$$

$$\Delta pe_4 = r_t \cdot l_0 \left(\frac{i_0^2 \cdot l_0^2}{3} + i_0 \cdot l_0 \cdot I_{j4} + I_{j4}^2 \right) \quad [W] \quad (56)$$

$$\Delta pe_7 = r_t \cdot l_0 \left(\frac{i_0^2 \cdot l_0^2}{3} + i_0 \cdot l_0 \cdot I_{j7} + I_{j7}^2 \right) \quad [W] \quad (57)$$

Onde:

$r_0=r_3=r_4=r_r$: resistência do cabo ramal [Ω/m];

$r_7=r_t$: resistência do cabo tronco [Ω/m];

l_0 : $l_{circ}/16$ = comprimento do trecho elementar [m];

i_{j0} : 0 [A];

i_{j3} : $3 \cdot i_0 \cdot l_0$ [A];

i_{j4} : $4 \cdot i_0 \cdot l_0$ [A];

i_{j7} : $7 \cdot i_0 \cdot l_0$ [A];

• Tipologia 5

Conforme apresentado na Figura 13, a tipologia 5 representa a configuração mais ramificada entre as tipologias existentes. Dividida em 24 trechos elementares, as perdas de demanda (Δp) são calculadas com base nas expressões abaixo:

$$\Delta p = \frac{nf}{1000} \cdot [14\Delta pe_0(r_0, l_0, i_0, I_{j0}) + 4\Delta pe_3(r_3, l_3, i_3, I_{j3}) + 4\Delta pe_4(r_4, l_4, i_4, I_{j4}) + 2\Delta pe_{11}(r_{11}, l_{11}, i_{11}, I_{j11})] \quad [kW] \quad (58)$$

$$\Delta pe_0 = \frac{r_r \cdot i_0^2 \cdot l_0^3}{3} \quad [W] \quad (59)$$

$$\Delta pe_3 = r_t \cdot l_0 \left(\frac{i_0^2 \cdot l_0^2}{3} + i_0 \cdot l_0 \cdot I_{j3} + I_{j3}^2 \right) \quad [W] \quad (60)$$

$$\Delta pe_4 = r_t \cdot l_0 \left(\frac{i_0^2 \cdot l_0^2}{3} + i_0 \cdot l_0 \cdot I_{j4} + I_{j4}^2 \right) \quad [W] \quad (61)$$

$$\Delta pe_{11} = r_t \cdot l_0 \left(\frac{i_0^2 \cdot l_0^2}{3} + i_0 \cdot l_0 \cdot I_{j11} + I_{j11}^2 \right) \quad [W] \quad (62)$$

Onde:

$r_0=r_3=r_4=r_r$: resistência do cabo ramal [Ω/m];

$r_7=r_t$: resistência do cabo tronco [Ω/m];

l_0 : $l_{circ}/24$ = comprimento do trecho elementar [m];

l_{j0} : 0 [A];

l_{j3} : $3 \cdot i_0 \cdot l_0$ [A];

l_{j4} : $4 \cdot i_0 \cdot l_0$ [A];

l_{j11} : $11 \cdot i_0 \cdot l_0$ [A];

Perdas de Energia: Pré-Balanço Energético

Para cálculo das perdas de energia, utiliza-se o fator de perdas individual de cada rede BT. Para este dado, considera-se o mesmo valor do fator calculado para os transformadores de distribuição ao qual a rede está vinculada. Sendo assim, o valor das perdas de energia (ΔE_{BT}) é calculado a partir da multiplicação do fator de perdas de cada rede BT pelas suas respectivas perdas de demanda, conforme pode ser verificado na equação (63).

$$\Delta E_{BT} = \frac{8760}{1000} \cdot \sum_{i=1}^{NC} \Delta p_i \cdot fpe_i \quad [MWh/ano] \quad (63)$$

Onde:

Δp_i :perdas de demanda calculada para o circuito i [kW];

NC: número de redes BT da concessionária.

8760: número de horas do ano [h]

- **Perdas de Energia: Pós-Balanço Energético**

Semelhante ao nível de média tensão aplica-se um fator de correção para mitigar eventuais diferenças verificadas entre os valores de energia passante calculado e medido. Para o nível de baixa tensão, essa variável de correção é descrita por (64).

$$f_{CORR} = \frac{E'_{BT}}{E_{BT}} \quad (64)$$

Onde:

E'_{BT} : montante de energia entregue ao nível BT, baseado no balanço energético;

E_{BT} : montante de energia calculada no nível BT, baseado nos dados das redes.

Como a energia de perdas possui uma relação quadrática com a energia consumida, a energia de perdas corrigida pelo balanço será proporcional ao quadrado do fator de correção. Deste modo, as perdas técnicas ajustadas ($\Delta E'_{BT}$) são recalculadas a partir da equação (65).

$$\Delta E'_{BT} = 1,05 \cdot 1,15 \cdot f_{CORR}^2 \cdot \Delta E_{BT} \quad (65)$$

Na equação (65) também são contabilizados um acréscimo de 5% referentes às perdas diversas e 15% relativo ao fator de desequilíbrio da carga e assimetria de posicionamento do transformador.

4. Metodologia Proposta para Redes de Média Tensão

4.1 Introdução

O presente capítulo tem por objetivo apresentar uma metodologia específica para determinação de atributos das redes de média tensão que estão sujeitos à incerteza em sua determinação. No item 3.1 foi visto que dependendo dos valores atribuídos a estes parâmetros, as perdas técnicas calculadas pelo modelo MSCPRO podem resultar em valores bastante distintos.

A seguinte orientação é dada pelo modelo MSCPRO para determinação destes atributos:

- *“O ângulo de ação corresponde ao ângulo com vértice na subestação e os lados definidos de forma a englobar os ramais mais significativos do alimentador”.*
- *“A área de atuação é definida como setor circular com vértice na subestação da qual parte o alimentador, que contém todas as cargas atendidas no interior do ângulo de ação”.*

Diante do exposto, as perguntas que se fazem são as seguintes: o que exatamente caracteriza as cargas mais significativas do alimentador? 95% da carga? 90% da carga? Ainda que seja definida determinada porcentagem, ela deve ser a mesma para todos os alimentadores? As cargas mais representativas estão relacionadas como o montante de carga em MW, MWh ou com a quantidade de pontos de carga?

Conforme já demonstrado em (Antonelli, Meffe, Barioni, Antunes, & Nanni, 2010), variando-se as cargas mais significativas dos alimentadores em 100%, 95%, 90%, e 85% da carga, que por sua vez, impactam na determinação dos atributos de ângulo de ação e área de atuação, verificam-se perdas técnicas calculadas (segundo metodologia do modelo MSCPRO e apresentada no capítulo 3) bastante

variadas. A Tabela 9 apresenta os valores calculados pelos autores para um total de 9 circuitos MT.

Tabela 9 – Perdas (kW) nas Redes de Média Tensão

Rede MT	100% cargas	95% cargas	90% cargas	85% cargas
1	0,05	0,05	0,05	0,09
2	9,40	9,40	9,40	9,57
3	107,83	117,13	120,33	120,33
4	16,87	17,63	18,67	19,55
5	21,28	22,87	24,10	25,20
6	55,58	59,38	59,95	61,48
7	68,10	80,12	83,88	87,15
8	63,70	68,32	70,02	71,14
9	26,10	29,71	31,92	32,17

As diferenças verificadas por (Antonelli, Meffe, Barioni, Antunes, & Nanni, 2010) e apresentadas na Tabela 9 refletem o impacto da classificação de uma mesma rede MT em diferentes leis estatísticas para cálculo das perdas técnicas. Em outras palavras, as diferentes definições dos atributos de ângulo de ação e área de atuação resultam em perdas técnicas distintas.

4.2 Metodologia Proposta

A metodologia proposta na sequência visa reduzir a subjetividade na determinação destes parâmetros, além de propor um método que possa representar, do modo mais fidedigno possível, as redes reais para cálculo das perdas técnicas. Tal método pode ser utilizado por agentes interessados no cálculo das perdas técnicas de suas redes de média tensão e também auxiliá-los no envio dos dados requisitados pela ANEEL. Ainda, é proposta uma formulação genérica para cálculo da resistência equivalente para alimentadores formados por “*n*” tipos de cabos nos trechos classificados como tronco.

4.2.1 Determinação de Atributos das Redes MT

A metodologia proposta para determinação dos atributos que melhor representam as redes de média tensão consiste basicamente na verificação de qual porcentagem de carga é a que melhor representa, ou ainda, mais se aproxima da rede real.

Para isto, inicialmente deve-se definir quais são os cenários de carga de interesse (sugere-se que os cenários de carga variem entre 80% e 100% das cargas – de 1% em 1% – somando ao todo 21 cenários possíveis). Esta opção se faz necessária, pois leva em consideração a exclusão de cargas, geralmente com baixo carregamento, que se situam longe da origem do alimentador, fazendo com que o sua área de atuação abranja uma extensa área inóspita. Tal ação traz grande significância para o modelo, já que mitiga eventuais distorções na obtenção dos parâmetros descritores destas redes. O método para exclusão de cargas afastadas da origem do alimentador elimina cargas com menor valor, que estejam localizadas fora do novo raio de atuação do alimentador após o deslocamento, tanto angular como longitudinalmente. Da Figura 15 até a Figura 17, ilustra-se o referido procedimento.

Figura 15 – Alimentador contemplando 100% das cargas.

Figura 16 – Etapa intermediária de exclusão de cargas periféricas menos significativas.

Figura 17 - Alimentador contemplando as cargas mais significativas, após n etapas intermediárias.

Cabe ressaltar que outra abordagem que pode ser realizada é a não exclusão das cargas conforme ilustrado nas figuras anteriores, e sim realizar um deslocamento delas para a periferia da nova área de atuação, de modo que todas sejam contempladas no algoritmo sem causar impactos indevidos nos resultados. Para esta dissertação, tal procedimento não será adotado, pois objetiva-se incluir apenas as cargas classificadas como mais significativas assim como apresentado na definição do modelo MSCRO no início deste capítulo.

De posse dos diferentes cenários de consideração das cargas definidos, calcula-se a densidade linear de carga (σ) conforme método apresentado na

sequência a qual será nomeada de σ_{real} uma vez que o valor representa o coeficiente da função densidade para cada alimentador que está sendo analisado nos diferentes cenários a partir de uma distribuição real das cargas.

Coeficiente da função densidade (σ_{real})

A obtenção do coeficiente de densidade real é realizada a partir do conhecimento geográfico de todos os pontos de carga dos alimentadores em estudo. Primeiramente, consiste na divisão da área de estudo em coroas circulares conforme a Figura 18. Os parâmetros σ e densidade uniforme de carga D_0 podem ser obtidos a partir da regressão linear da função logarítmica de densidade de carga, dada por (66).

$$D = D_0 \cdot r^\sigma \rightarrow \log(D) = \log(D_0 \cdot r^\sigma)$$

$$\log(D) = \log(D_0) + \sigma \cdot \log(r) \quad (66)$$

Figura 18: Divisão da área de estudo em coroas.

Resumidamente, o coeficiente real da função densidade de carga é obtido através dos seguintes passos:

1. Divisão da área de atuação do alimentador em “n” coroas circulares.
2. Cálculo da área, em km^2 , e do total de demanda em MVA, associada a cada coroa.
3. Cálculo da densidade de carga (MVA/km^2) para cada coroa.
4. Efetua-se a regressão linear para obtenção de σ_{real} e D_0 .

Nesse contexto, a Tabela 10 apresenta um exemplo hipotético para o caso de um alimentador dividido em 10 coras circulares. Nela é apresentada a potência associada a cada coroa circular, raio e área de atuação. O valor da densidade de carga é obtido dividindo-se a potência pela sua respectiva área.

Tabela 10 - Parâmetros de um alimentador fictício.

Coroa Circular	Potência (MVA)	Raio (km)	Área (km^2)	Densidade (MVA/Km^2)
1	0,10	2	2,793	0,036
2	0,10	4	8,378	0,012
3	0,20	6	13,963	0,014
4	0,40	8	19,548	0,020
5	0,70	10	25,133	0,028
6	0,90	12	30,718	0,029
7	1,20	14	36,303	0,033
8	1,70	16	41,888	0,041
9	2,20	18	47,473	0,046
10	2,50	20	53,058	0,047
Total	10	---	279,25	---

Conforme já comentado, os valores de σ_{real} e D_0 podem ser obtidos mediante a realização de regressão linear simples na função logarítmica de densidade de carga. A Figura 19 ilustra o procedimento supracitado.

Figura 19 – Linearização da função densidade de carga

A partir dos coeficientes das retas linearizadas, os parâmetros σ_{real} e D_0 calculados para o caso exemplo são apresentados a seguir.

- $D_0 = 10^{-1,8876} = 0,013$
- $\sigma = 0,3503$

Metodologia Proposta

Com base nos cinco valores de densidade adotados em MSCPRO, a saber: -1, -0.5, 0, 2 e 4; será identificado qual o cenário que tem o σ_{real} próximo a um σ_{MSCPRO} , ou seja, aquele em que a diferença entre σ_{real} e o σ_{MSCPRO} seja mínima. A Tabela 11 apresenta, para um alimentador exemplo, como esta comparação é realizada. O mesmo conceito pode ser estendido para um caso com “n” alimentadores para diferentes cenários de carga.

Tabela 11 - Determinação do cenário de consideração de cargas.

Alimentador	σ_{real}-(% cargas)	σ_{MSCPRO} mais próximo	Δ (diferença)
Alim. X	$\sigma_{\text{real-100\%}}$	$\sigma_{\text{MSCPRO-100\%}}$	$\Delta_{100\%}$
Alim. X	$\sigma_{\text{real-95\%}}$	$\sigma_{\text{MSCPRO-95\%}}$	$\Delta_{95\%}$
Alim. X	$\sigma_{\text{real-90\%}}$	$\sigma_{\text{MSCPRO-90\%}}$	$\Delta_{90\%}$
Alim. X	$\sigma_{\text{real-85\%}}$	$\sigma_{\text{MSCPRO-85\%}}$	$\Delta_{85\%}$
Alim. X	$\sigma_{\text{real-80\%}}$	$\sigma_{\text{MSCPRO-80\%}}$	$\Delta_{80\%}$

Supondo que o cenário com 95% obteve a menor diferença entre a densidade de carga real e do modelo MSCPRO, verifica-se se há grandes discrepâncias entre este cenário e aquele sem variação da porcentagem de cargas, ou seja, o cenário de 100%. Para isto, são realizadas duas verificações arbitrando-se um desvio de $\pm 20\%$:

1. $(0,8 \cdot \sigma_{\text{real-100\%}}) < \sigma_{\text{real-95\%}} < (1,2 \cdot \sigma_{\text{real-100\%}})$?
2. $\sigma_{\text{MSCPRO-95\%}} = \sigma_{\text{MSCPRO-100\%}}$?

Se alguma das duas condições retornarem uma resposta negativa, deve-se adotar o cenário de 95% já que os valores apresentados foram divergentes daqueles apresentados pelo cenário de 100% das cargas. Caso contrário, deve-se considerar o cenário de 100% das cargas, uma vez que a alteração na porcentagem de cargas não traz ganhos significativos para o modelo.

Exemplo numérico

Para o caso de um alimentador fictício, a Tabela 12 apresenta os seguintes valores de densidades lineares de carga calculadas para cada um dos cinco cenários pré-definidos.

Tabela 12 - σ_{real} do exemplo.

Cenário de cargas	$\sigma_{\text{real}}(\% \text{ cargas})$
100%	-1,3
95%	-0,4
90%	0,7
85%	1,2
80%	1,8

Com base na estrutura da Tabela 11, dados da Tabela 12 e valores do modelo MSCPRO de densidade linear de carga, a Tabela 13 pode ser completada.

Tabela 13 – Exemplo numérico.

Cenário de cargas	$\sigma_{\text{real}}(\% \text{ cargas})$	σ_{MSCPRO} mais próximo	Δ (diferença)
100%	-1,3	-1	0,3
95%	-0,4	-0,5	0,1
90%	0,7	0	0,7
85%	1,2	2	0,8
80%	1,8	2	0,2

Verifica-se que o cenário que contempla 95% das cargas apresenta a menor diferença (em números absolutos) com relação ao valor do modelo MSCPRO que lhe foi associado. Com isto, deve-se verificar se este cenário apresenta grandes discrepâncias quando comparado como cenário de 100% das cargas. Para isto, deve-se analisar duas condições:

$$3. (0,8 \cdot \sigma_{\text{real-100\%}}) < \sigma_{\text{real-95\%}} < (1,2 \cdot \sigma_{\text{real-100\%}})?$$

No exemplo: $-1,04 < -0,4 < -1,56$?

Resposta: Não.

$$1. \sigma_{\text{MSCPRO-95\%}} = \sigma_{\text{MSCPRO-100\%}}?$$

No exemplo: $-0,5 = -1$?

Resposta: Não.

Como pelo menos uma das condições não foram satisfeitas, pode-se concluir que o cenário de 95% das cargas deve ser usado para obtenção dos atributos deste alimentador em específico uma vez que é o cenário de carga que melhor lhe representa. Uma vez definido o cenário que melhor representa a distribuição da carga no alimentador em estudo, procede-se com a obtenção do ângulo de ação e área de atuação.

4.2.2 Determinação do Cabo Equivalente

Um dos dados que são utilizados pelo modelo MSCPRO é o condutor associado a cada alimentador, segregando entre tronco/ramal e número de fases. Porém, é sabido que alimentadores de média tensão podem ser formados por diversos tipos de cabo, e por isso, nem sempre é possível de identificar um único condutor que represente circuitos primários.

Diante disto, é proposto em (ANEEL-A, 2007) uma equação para determinação de um condutor equivalente, conforme apresentado em (42). Porém, a equação pode unicamente ser aplicada para alimentadores formados por dois condutores. Na prática, verifica-se que há alimentadores formados por um número maior de condutores, o que inviabiliza a utilização da equação proposta pela Aneel. Devido a este fato, propõe-se aqui uma equação genérica a ser aplicada para condutores compostos por “ n ” tipos de cabos.

Conforme já verificado anteriormente, a função densidade de carga pode ser definida conforme equação (67):

$$D(l) = D_0 \cdot l^\sigma \quad (67)$$

Considerando que a área de estudo é representada através de uma secção circular com abertura angular constante, a corrente no tronco pode ser calculada através da seguinte expressão:

$$i(l) = \int_{\text{Área}} D(l) dA = \int (D_0 l^\sigma \cdot l \theta) \cdot dl = D_0 \theta \int l^{\sigma+1} dl = k \frac{l^{\sigma+2}}{\sigma+2} \quad (68)$$

Onde $k = D_0 \theta$. Ressalta-se que este termo independe da posição da carga.

Para um tronco composto por n trechos, têm-se:

Onde $L = l_{t1} + l_{t2} + \dots + l_{tn}$ é a soma dos comprimentos de todos os trechos que compõem o tronco. As perdas são calculadas para cada trecho do tronco, de acordo com dados relativos ao seu comprimento e resistência:

$$\Delta p = \int_0^L (r(l) \cdot i(l)^2) \cdot dl = \int_0^L r(l) \cdot \left(k \frac{l^{\sigma+2}}{\sigma+2} \right)^2 dl \quad (69)$$

$$\Delta p = \frac{k^2}{(\sigma+2)^2} \cdot \left[\int_0^{l_{t1}} (r_1 \cdot l^{2\sigma+4}) \cdot dl + \int_{l_{t1}}^{l_{t1}+l_{t2}} (r_2 \cdot l^{2\sigma+4}) \cdot dl + \dots + \int_{l_{t1}+l_{t2}+\dots+l_{t(n-1)}}^L (r_n \cdot l^{2\sigma+4}) \cdot dl \right] \quad (70)$$

$$\Delta p = \frac{k^2}{(\sigma+2)^2} \cdot \left[r_1 \cdot \frac{l^{2\sigma+5}}{(2\sigma+5)} \Big|_0^{l_{t1}} + r_2 \cdot \frac{l^{2\sigma+5}}{(2\sigma+5)} \Big|_{l_{t1}}^{l_{t1}+l_{t2}} + \dots + r_n \cdot \frac{l^{2\sigma+5}}{(2\sigma+5)} \Big|_{l_{t1}+l_{t2}+\dots+l_{t(n-1)}}^L \right] \quad (71)$$

Substituindo-se “ $2\sigma + 5$ ” por “ a ”, tem-se:

$$\Delta p = \frac{k^2}{a \cdot (\sigma + 2)^2} \cdot \left[r_1 (l_{t1})^a - r_1 0^a + r_2 (l_{t1} + l_{t2})^a - r_2 l_{t1}^a + r_3 (l_{t1} + l_{t2} + l_{t3})^a - r_3 (l_{t1} + l_{t2})^a + \dots \right. \\ \left. \dots + r_{n-1} (l_{t1} + l_{t2} + \dots + l_{t(n-1)})^a - r_{n-1} (l_{t1} + l_{t2} + \dots + l_{t(n-2)})^a + r_n L^a - r_n (l_{t1} + l_{t2} + \dots + l_{t(n-1)})^a \right] \quad (72)$$

Agrupando-se os termos da equação acima, obtém-se:

$$\Delta p = \frac{k^2}{a \cdot (\sigma + 2)^2} \cdot \left[l_{t1}^a (r_1 - r_2) + (l_{t1} + l_{t2})^a (r_2 - r_3) + \dots + (l_{t1} + l_{t2} + \dots + l_{t(n-1)})^a (r_{n-1} - r_n) + L^a r_n \right] \quad (73)$$

Onde,

a: $2\sigma + 5$;

l_{ti} : comprimento do segmento i de tronco;

r_i : resistência do segmento i.

As perdas do cabo tronco equivalente (cabo fictício, de comprimento igual à soma $L = l_{t1} + l_{t2} + \dots + l_{tn}$, e resistência equivalente r_{eq}) equivalem a:

$$\Delta p_{eq} = r_{eq} \int_0^L i(l)^2 dl = \frac{r_{eq} \cdot k^2}{(\sigma + 2)^2} \cdot \frac{L^a}{a} \quad (74)$$

Igualando-se as equações (73) e (74), têm-se:

$$r_{eq} = \frac{(r_1 - r_2) l_{t1}^a + (r_2 - r_3) (l_{t1} + l_{t2})^a + \dots + (r_{n-1} - r_n) (l_{t1} + l_{t2} + \dots + l_{t(n-1)})^a + r_n L^a}{L^a} \quad (75)$$

Expressões de resistências equivalentes

2 cabos:
$$r_{eq} = \frac{(r_1 - r_2)l_{t1}^a + r_2 L^a}{L^a} \quad (76)$$

Figura 20: Alimentador formado por 2 cabos

3 cabos:
$$r_{eq} = \frac{(r_1 - r_2)l_{t1}^a + (r_2 - r_3)(l_{t1} + l_{t2})^a + r_3 L^a}{L^a} \quad (77)$$

Figura 21: Alimentador formado por 3 cabos

4 cabos:
$$r_{eq} = \frac{(r_1 - r_2)l_{t1}^a + (r_2 - r_3)(l_{t1} + l_{t2})^a + (r_3 - r_4)(l_{t1} + l_{t2} + l_{t3})^a + r_4 L^a}{L^a} \quad (78)$$

Figura 22: Alimentador formado por 4 cabos

Baseada na expressão (75) analisou-se a resistência equivalente para tronco formado por dois tipos de cabos. Nesta análise foram consideradas duas associações usuais, através da junção de cabos 336 (0,19 Ω/km) com o 1/0 (0,69

Ω/km) no primeiro caso e 4/0 ($0,30 \Omega/\text{km}$) com o 1/0 no segundo. Partiu-se do pressuposto que o trecho inicial é sempre formado pelo cabo de menor resistência.

Figura 23: Resistência equivalente da associação dos cabos 336 com 1/0

Figura 24: Resistência equivalente da associação dos cabos 4/0 com 1/0

A partir dos valores obtidos das simulações, mostrados na Figura 23 e Figura 24, foi comprovada a predominância do cabo de maior resistência na determinação da resistência equivalente.

4.2.3 Critérios para definição de cabo tronco e ramal

Um dos critérios de grande relevância no cálculo das perdas técnicas nas redes de média tensão é a classificação dos condutores entre tronco e ramal. Dependendo como esta classificação é realizada, têm-se valores distintos na classificação do parâmetro “CASO” apresentado na Tabela 7.

As distribuidoras costumam ter classificações próprias para os condutores que compõem suas redes de média tensão, e que pode diferir da classificação proposta pela ANEEL para o 3º ciclo de revisão tarifária. Segundo a metodologia proposta pela ANEEL, o cabo tronco é definido como o trecho contínuo que parte da barra de saída do transformador de subestação, até o ponto onde a corrente circulante continua maior que qualquer corrente de trechos à montante classificados como ramal. Os demais trechos são considerados como ramaís.

Para elucidar essa definição, a Figura 25 apresenta um alimentador fictício, nos quais os trechos sinalizados em verde e em vermelho representam os trechos de cabo ramal e tronco, respectivamente. Para simplificar, foram desconsideradas as perdas ao longo desse circuito.

Figura 25: Alimentador fictício com trechos de cabo tronco e ramal.

Partindo da barra de saída do transformador de subestação (em azul), é perceptível que a corrente circulante no cabo tronco diminui a cada derivação:

1. O trecho 1 divide-se em duas terminações (trechos 2 e 4). Como a corrente no trecho 2 é superior à do trecho 4, o trecho 2 faz parte do cabo tronco;
2. Ao término do trecho 2, têm-se os trechos 3 e 5. Como a corrente passante no trecho 3 é superior às correntes dos trechos 4 e 5 à montante, o trecho 3 é integrado ao cabo tronco;
3. Ao término do trecho 3, têm-se os trechos 6 e 7. Como as correntes passantes nos trechos 6 e 7 são menores ou iguais às correntes dos trechos à montante definidos como ramais, os mesmos são classificados como ramal, além de trechos à jusante.
4. Deste modo o cabo tronco do alimentador é determinado pelos trechos 1, 2 e 3.

Condutor Econômico

Tendo em vista que o objetivo do modelo MSCPRO é o cálculo das perdas técnicas em redes otimizadas, poder-se-ia utilizar no cálculo, ao invés das classificações entre cabo tronco e ramal da distribuidora, ou até mesmo conforme critério anteriormente citado, realizar a definição de condutores econômicos. Ou seja, para cada patamar de carregamento dos condutores, é determinado aquele que resulta em menores custos. Os custos do condutor econômico podem ser divididos em duas partes: fixo e variável. O custo fixo está associado ao montante financeiro gasto com a aquisição do condutor. Já os custos variáveis, estão associados às perdas elétricas inerentes ao transporte de energia.

A título de exemplo, a Figura 26 apresenta um gráfico contemplando 6 tipos de cabos de uma determinada distribuidora de energia. O gráfico foi elaborado considerando a equação (79), para o dimensionamento de 1 km de cabo, vida útil de 20 anos e tarifa média de energia de 100 R\$/MWh.

$$Custo = A + (3 \cdot R \cdot I^2) \cdot N \cdot T \quad (79)$$

Sendo,

A: custo de aquisição de cabo (R\$/Km).

R: resistência do cabo (Ω/km).

I: corrente média passante (A).

N: número de anos de vida útil.

T: tarifa de energia (R\$/MWh).

Figura 26: Condutor Econômico

Nota-se na Figura 26, que 3 condutores (CA4AWG – Res. 1,52 Ω/Km ; CA4/0AWG – Res. 0,302; COMP477 – Res. 0,15 Ω/km) foram a curva ótima para dimensionamento do condutor econômico. Para correntes entre 0 e 85A, o condutor CA4AWG se mostra economicamente viável, já que possui um custo menor de aquisição. Por ser um cabo mais fino que os outros, seus custos variáveis aumentam em maior escala, conforme pode ser visualizado no gráfico. Deste modo, e a partir de 85 à 97A, o cabo CA4/0AWG mostra-se mais vantajoso. Já para correntes maiores que 97A, o cabo COMP477, que é o mais caro e com maior bitola de todos, torna-se economicamente viável.

Tal abordagem é bastante interessante no sentido de incentivar os agentes do setor elétrico em buscarem nos estudos de planejamento do sistema de distribuição a utilização de condutores que resultam em menores investimentos para o correto atendimento às unidades consumidoras. Cabe ressaltar também que a adoção desta metodologia requer uma análise dinâmica, tendo em vista que tanto o montante quanto a distribuição da carga são voláteis.

4.3 Conclusões

O presente capítulo apresentou a metodologia heurística proposta para obtenção dos atributos das redes de média tensão a partir da análise de distribuição de carga de cada alimentador. De um modo geral, o método proposto consiste na comparação entre o coeficiente da função densidade de carga real e daquele obtido pelo modelo MSCPRO para diferentes cenários de carga possíveis. Ressalta-se que cada alimentador pode ser associado a cenários de carga distintos de modo a serem obtidos os atributos que melhor descrevem suas redes: densidade de carga, ângulo de ação e área de atuação.

É objetivo da metodologia a definição dos atributos conforme definições apresentadas em (ANEEL-C, 2009). A aplicação proposta exclui a subjetividade constantemente verificada na determinação destes atributos.

Ademais, foi proposta formulação genérica para cálculo da resistência equivalente em alimentadores formados por mais de dois tipos de cabos (na bibliografia vigente, é definido o equacionamento apenas para alimentadores formados por até 2 tipos de cabo). Por fim, são apresentados modos distintos para classificação dos trechos das redes de média tensão entre tronco e ramal, além da definição de um condutor econômico para representação dos cabos, conforme variação do carregamento.

5. Metodologia Proposta para Redes de Baixa Tensão

Conforme verificado no item 3.2, a metodologia MSCPRO para cálculo das perdas técnicas nas redes de baixa tensão apoia-se em 5 tipologias otimizadas as quais são novamente apresentadas na Figura 27.

Figura 27: Tipologias otimizadas das redes de baixa tensão.

O modelo MSCPRO requer a associação de cada rede BT contemplada no cálculo com cada uma das tipologias da Figura 27. A referida associação é extremamente importante no cálculo das perdas técnicas, de tal forma que uma mesma rede quando associada a diferentes tipologias podem resultar em variações da ordem de 200%, conforme verificado em (Antonelli, Meffe, Barioni, Antunes, & Nanni, 2010).

Com o intuito de mitigar a subjetividade no processo de classificação, e tendo ciência da importância desta etapa, são propostos quatro diferentes métodos: classificador hierárquico, modelo estatístico de clusterização (k-médias) e agrupamento aglomerativo (dendrogramas), e modelo da menor distância relativa.

5.1 Classificador Hierárquico

O classificador hierárquico pertence a uma classe de algoritmos que utilizam árvores de grupos para formação de clusters. Basicamente, os classificadores hierárquicos podem ser classificados em aglomerativos e divisivos, e sua utilização depende de como é executada a decomposição hierárquica, ou seja, de forma *top-down* ou *bottom-up*.

Classificadores divisivos adotam uma estratégia *top-down*, ou seja, o processo inicia-se com todos os dados reunidos em um único grupo e a cada passo os elementos são separados em subgrupos menores, até que no limite, o número de grupos é igual ao número total de elementos. Por sua vez, classificadores aglomerativos possuem uma estratégia *bottom-up*, com cada elemento pertencendo a um grupo e a cada iteração, os elementos semelhantes são reagrupados de modo que no limite, todos os elementos formam um único grupo.

O método proposto nesta dissertação baseia-se no classificador hierárquico divisivo, cuja árvore de grupos está representada na Figura 28. A estrutura da árvore divisiva proposta é formada por 2 camadas terminais (entrada e saída de dados) e duas intermediárias. São elas:

- 1ª camada: base de dados que contém as coordenadas geográficas de todas as barras das redes de baixa tensão.
- 2ª camada: critério para separação e classificação das tipologias em 3, 4, 5.
- 3ª camada: critério para separação e classificação das tipologias não referenciadas na 2ª camada em tipologias 1 e 2.
- 4ª camada: resultado das classificações realizadas.

Figura 28: Árvore divisiva do Classificador Hierárquico

2º camada

O critério de classificação das redes em tipologias 3, 4 ou 5, é realizado em função do seu número de ramificações, ou seja, contabiliza-se a quantidade de barras que possuem três ou mais trechos conectados a elas. Deste modo, é possível identificar redes com distribuições topológicas próximas àquelas apresentadas pela Figura 27.

Todavia, verifica-se que na prática há uma ocorrência constante de barras associadas a pequenos trechos, e que para uma representação topológica da rede, são desprezíveis. Destarte, foi estabelecido um critério específico para exclusão de trechos poucos significativos na formação topológica das redes de baixa tensão.

Logo, o critério adotado para determinação das ramificações válidas de uma rede baseia-se inicialmente na listagem de todas as barras com ramificações e na identificação de todos os trechos conectados a elas. Em seguida, é calculado o comprimento relativo de cada segmento em relação ao comprimento total do arranjo. Sugere-se que caso o trecho tenha comprimento relativo inferior a 10%, ele não deve ser contabilizado.

A equação (80) apresenta o cálculo que é realizado para verificar se os trechos associados a um determinado arranjo são válidos.

$$Ln(\%) = \frac{Ln}{\sum_{i=1}^n Ln} \quad (80)$$

Onde:

n: Número de trechos associado ao arranjo.

L_n : Comprimento do trecho n.

$L_n(\%)$: Porcentagem do comprimento do trecho n do comprimento total do arranjo.

Portanto, se $L_n(\%)$ for menor que 10%, o trecho em análise é desprezado da contagem de ramificações da barra em estudo. Caso contrário, o trecho é considerado na análise.

Para elucidar como é executada a validação das ramificações, a Figura 29 apresenta uma rede de baixa tensão fictícia constituída por 6 barras e 5 trechos. Nesta rede, é possível identificar a ocorrência de uma possível ramificação, com 3 trechos conectados à barra 1. Dividindo o comprimento de cada trecho pelo comprimento do arranjo ($34,7 + 33,5 + 5,7 = 73,9\text{m}$), obtêm-se para os trechos 1, 2 e 3 comprimentos relativos de 47%, 45,3% e 7,7%, respectivamente. Segundo o critério adotado, o trecho 3 é desconsiderado pelo fato de seu comprimento relativo ser menor que 10% do comprimento total do arranjo, e consequentemente a ramificação é invalidada (há apenas dois trechos válidos associados a barra 1).

Figura 29: Exemplo fictício de análise de trecho válido

Realizada a identificação de todos os trechos válidos conforme critério da equação (80), e contabilizado o número de ramificações de todas as barras

pertencentes a cada rede de baixa tensão, realiza-se a classificação conforme os valores apresentados na Tabela 14.

Tabela 14: Critério de classificação das redes de baixa tensão.

Configuração Típica	Número de Derivações
Tipologias 1 e 2	Nenhuma
Tipologia 3	1 ou 2
Tipologia 4	3 ou 4
Tipologia 5	5 ou mais

3º camada

A terceira camada do classificador hierárquico proposto tem o objetivo de classificar as redes que não possuem ramificações válidas nas tipologias 1 e 2. O critério de diferenciação proposto é baseado na ocorrência de variações abruptas do perfil da rede, conforme os perfis topológicos apresentados na Figura 27. Para identificar tais mudanças, utiliza-se uma análise geométrica através da lei dos cossenos.

Como dados de entrada, são conhecidas as coordenadas geográficas das barras e, portanto, podem ser calculadas as distâncias entre as barras que compõem a rede. A Figura 30 ilustra a aplicação da lei dos cossenos proposta, tal que para dois trechos consecutivos, calculam-se os comprimentos d_1 e d_2 e a distância d_3 . A equação que relaciona os comprimentos é dada por (81).

$$d_3^2 = d_1^2 + d_2^2 - 2 \cdot d_1 \cdot d_2 \cdot \cos\theta \quad (81)$$

Figura 30 - Parâmetros utilizados no cálculo de variância abrupta.

Definindo-se um limite para a abertura angular θ e calculando-se as distâncias d_1 e d_2 , tem-se o valor da distância d_{3lim} correspondente a esse ângulo. A Figura 31 ilustra as duas situações possíveis de análise. Para um ângulo θ de referência, se a distância calculada d_3' for inferior a d_3 , há variação abrupta (a), caso contrário, desconsidera-se tal variação (b).

Figura 31 - Análise de ocorrência de variação abrupta

Sugere-se como 135° o valor do ângulo limite. Ressalta-se que esta análise é aplicada a todos os trechos consecutivos que compõem o circuito de baixa tensão em estudo e a ocorrência de uma única variação é suficiente para classificá-lo na tipologia 2. Caso contrário, a rede de baixa tensão é classificada como tipologia 1.

A Figura 32 é utilizada como exemplo para elucidar o método proposto.

Figura 32: Rede exemplo para classificação nas tipologias 1 ou 2

Dados os valores de d_1 , d_2 , e um θ padrão de 135° , calcula-se o valor limite d_{3lim} para definição de eventuais variações abruptas. Para isto, utiliza-se a equação (82)(81).

$$d_{3lim} = \sqrt{(100)^2 + (150)^2 - 2 \cdot 100 \cdot 150 \cdot \cos(135^\circ)} = 231,76m \quad (82)$$

Como as coordenadas das barras são conhecidas, calcula-se o valor de d_3 por distância euclidiana. Como exemplo, apresenta-se dois casos possíveis de valores para d_3 .

1. $d_3 < d_{3lim}$: pode-se concluir que há variação abrupta e a rede deve ser classificada como tipologia 2.
2. $d_3 > d_{3lim}$: pode-se concluir que não há variação abrupta (a rede tem um perfil mais “linear”), e portanto, deve ser classificada como tipologia 1.

Uma alternativa simplista para classificação de redes sem ramificações válidas em tipologias 1 e 2 é a análise da quantidade de cabos que as compõem. Conforme pode ser verificado na Figura 27, a tipologia 2 se difere da tipologia 1 pela presença de um trecho ramal. Portanto, redes formadas por um único tipo de cabo podem ser classificadas como tipologia 1, do contrário, são classificadas como tipologia 2. Convém ressaltar que este tipo de classificação não leva em consideração a distribuição topológica da rede, que é o grande objetivo dos demais métodos propostos neste item.

5.2 Dendrogramas

Os dendrogramas pertencem à classe de classificadores hierárquicos aglomerativos, cujo método de agrupamento baseia-se na similaridade dos elementos que integram um cluster, ou seja, elementos reunidos em um mesmo grupo usualmente apresentam elevado grau de proximidade entre si. É proposto um método matricial para o cálculo da distância entre os elementos/grupos, implicando na necessidade de utilizar apenas parâmetros numéricos de entrada.

O método matricial é baseado no cálculo da distância entre os elementos/grupos em função de seus parâmetros de entrada e, para cada iteração, a menor distância da matriz determina quais elementos devem ser agrupados. Este

critério é aplicado sucessivamente até que seja atingido o número de clusters pré-definidos, que no caso do estudo proposto, é de 5 (número de tipologias). Os clusters formados são ordenados em ordem crescente pelo ordem crescente do número de ramificações, e sucessivamente associadas às tipologias de 1 a 5.

Como parâmetros de entrada propõem-se a utilização de dados cadastrais das redes de baixa tensão, além do número de ramificações válidas obtidas conforme método proposto no item 5.1. Os parâmetros de entrada são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15: Parâmetros de entrada do dendrograma.

Parâmetro	Unidade
Comprimento total	m
Número de trechos	Unidades
Número de barras	Unidades
Número de ramificações	Unidades

Neste problema de multivariáveis, a distância entre redes distintas é determinada pela distância euclidiana, descrita em (83).

$$d_{ij} = \sqrt{\sum_{k=1}^{NP=4} (x_{ki} - x_{kj})^2}, \quad i \neq j \quad (83)$$

Onde:

d_{ij} : distância entre os parâmetros da rede i em relação aos da rede j;

x_{ki} : parâmetro k da rede i;

x_{kj} : parâmetro k da rede j;

NP: número de parâmetros de entrada.

Para elucidar o funcionamento do método matricial, é apresentado um exemplo simples para agrupamento de cinco redes hipotéticas em apenas 3 grupos, tendo como parâmetro de entrada aqueles destacados na Tabela 15.

Tabela 16: Parâmetros das redes exemplo.

Redes	Comprimento (m)	Nº de trechos	Nº de barras	Nº de ramificações
1	520	30	21	6
2	569	33	24	3
3	156	22	16	8
4	895	36	26	1
5	956	41	29	2

A construção inicial da matriz de distâncias está representada na Tabela 17 conforme equação de (83) de distância euclidiana. Ressalta-se que a matriz é simétrica e sua diagonal principal é nula.

Tabela 17: Matriz de distância – cálculo das distâncias iniciais.

Redes	1	2	3	4	5
1	0	49,27	364,13	375,11	436,23
2		0	413,25	326,03	387,12
3			0	739,23	800,35
4				0	61,29
5					0

Conforme apresentado na Tabela 17 verifica-se que as redes 1 e 2 são aquelas que possuem a menor diferença entre seus parâmetros, portanto elas devem ser agrupadas em um mesmo cluster, cujo novos parâmetros são determinados através da média aritmética dos atuais parâmetros dessas redes. A Tabela 18 apresenta a nova tabela de parâmetros considerando o aglutinamento das redes 1 e 2.

Tabela 18: Parâmetros após aglutinamento redes 1 e 2

Cluster	Comprimento (m)	Nº de trechos	Nº de barras	Nº de ramificações
1,2	544,5	31,5	22,5	4,5
3	156	22	16	8
4	895	36	26	1
5	956	41	29	2

A Tabela 19 apresenta a matriz de distância atualizada, com as redes 1 e 2 agrupadas.

Tabela 19: Matriz de distâncias – cálculo das distâncias após 1ª iteração.

Cluster	1,2	3	4	5
1,2	0	388,69	350,56	411,67
3		0	739,23	800,35
4			0	61,29
5				0

Nessa segunda iteração, o dendrograma indica a formação de um novo cluster que deve ser composto pelas redes 4 e 5, contabilizando no total a existência de três grupos, que por sua vez, era o objetivo do exemplo proposto. Por fim, isto, a Tabela 20 apresenta os parâmetros finais dos clusters resultantes.

Tabela 20: Parâmetros dos clusters resultantes

Cluster	Comprimento (m)	Nº de trechos	Nº de barras	Nº de ramificações
1,2	544,5	31,5	22,5	4,5
3	156	22	16	8
4,5	925,5	38,5	27,5	1,5

Conforme mencionado anteriormente, as tipologias de 1 a 5 são classificadas, em ordem crescente, conforme o número de ramificações. Portanto, para este exemplo, têm-se que o cluster composto pelas redes 4 e 5 estão associados a tipologia 1, os clusters 1 e 2 à tipologia 2 e o cluster 3 à tipologia 3. Para a simulação real que será aplicada no Capítulo 7, será formada uma matriz inicial $N \times N$, sendo N o número de redes BT que deseja-se classificar. Deste modo, esta matriz será reduzida (conforme procedimento aqui apresentado) até que fique de ordem 5, permitindo assim a devida classificação em uma das tipologias otimizadas pelo critério do número de ramificações.

5.3 K-médias

O método k-médias é um algoritmo amplamente utilizado para classificação de indivíduos de uma população, procurando agrupá-los de forma que haja uma grande similaridade entre os elementos de um mesmo cluster, com mínima semelhança entre grupos distintos.

Considerando uma população composta por " n " indivíduos, e " k " grupos iniciais, o método seleciona aleatoriamente os elementos da amostra que vão formar os centroides (centro de gravidade). Para cada um dos indivíduos restantes, é feita a atribuição do grupo ao qual o objeto é mais similar, baseado na distância entre o objeto e o centroide dos grupos até que sejam formados novos grupos. Em seguida, o algoritmo determina os novos centroides para cada grupo e esse processo se repete até que a função critério convirja, ou seja, quando o deslocamento de todos os centroides entre uma interação atual e a anterior forem inferiores a um valor limite. Após a realização de diversos ensaios, são identificados os indivíduos que sempre permaneceram juntos no final de cada um. Estes grupos são chamados de "*formas fortes*" da população, enquanto que os elementos não integrantes dessas formas fortes são realocados pelo critério da menor distância de forma a atender o número mínimo de clusters definidos.

O método proposto consiste basicamente de quatro etapas principais destacadas na Figura 33 e descritas na sequência. Os parâmetros de entrada são os mesmos utilizados no dendrograma, presentes na Tabela 15, assim como a classificação nas tipologias de 1 a 5 é dada pela ordem crescente do número de ramificações. A distância euclidiana, equacionada em (83), é utilizada como parâmetro de similaridade.

Figura 33: Diagrama do algoritmo das k-médias

No intuito de elucidar o procedimento proposto, considere a nuvem de pontos da Figura 34, onde cada um deles representa os parâmetros de uma determinada rede BT.

Figura 34: Nuvem de Ponto do Exemplo

Primeiramente o algoritmo sorteia aleatoriamente cinco redes da base de dados, que serão os centroides iniciais, sendo cada rede associada ao centroide mais

próximo, com base no conceito da distância euclidiana; A Figura 35 e a Figura 36 ilustram este procedimento.

Figura 35: Formação dos clusters 1

Figura 36: Clusters formados 1

Uma vez formados os clusters, calcula-se um novo centroide para cada um deles através da aplicação da média aritmética dos elementos agrupados em cada cluster. Se o deslocamento dos novos centroides quando comparados aos anteriores forem inferiores a um erro de 0,1%, obtêm-se as redes classificadas, caso contrário, realiza-se novamente os procedimentos da Figura 35 e Figura 36 conforme apresentado abaixo.

Figura 37: Formação dos clusters 2

Figura 38: Clusters formados 2

Uma vez encerrado o processo conforme apresentado na Figura 38, classifica-se os clusters, e consequentemente as redes que os compõem, nas tipologias otimizadas pela ordem crescente do número de ramificações, ou seja, o cluster com o menor número de ramificações é associado a tipologia 1, o cluster com o segundo menor número de ramificações é associado a tipologia 2, e assim por diante.

5.4 Menor Distância Relativa

Este último método propõe a classificação das redes de baixa tensão a partir de um modelo heurístico que contempla a posição das barras de cada rede secundária em estudo, além do número de pontos associados a cada tipologia otimizada (conforme Tabela 21) e distribuição topológica da Figura 39.

Figura 39: Tipologia de 1 a 5 com suas barras em destaque.

Com base Figura 39 foram listados os números de nós para cada configuração típica, conforme apresentado na Tabela 21.

Tabela 21: Número de neurônios das redes de treinamento.

Tipologia	Número de nós
1	2
2	4
3	8
4	12
5	16

De posse das coordenadas geográficas das barras das redes secundárias, calcula-se para cada tipologia otimizada qual a que melhor representa as redes BT através do cálculo da menor distância relativa. Ou seja, para cada rede BT (com dados de coordenadas geográficas normalizadas) são calculados 5 valores de distância média (um para cada rede otimizada). Aquela que apresentar o menor

valor será associada à rede em estudo. O método de distância euclidiana é utilizado para cálculo da distância entre dois pontos bidimensionais.

Como exemplo, a Tabela 22 apresenta as coordenadas geográficas de uma rede composta por 21 barras. A Figura 40 apresenta o gráfico de dispersão dos pontos.

Tabela 22: Barras da rede BT fictícia

Barra	Coord. X	Coord. Y
1	3466239	73947419
2	3466618	73947128
3	3466622	73947350
4	3466139	73947559
5	3465929	73947759
6	3465729	73948019
7	3466046	73948065
8	3465863	73948089
9	3465629	73948099
10	3466530	73947216
11	3466619	73947169
12	3466359	73947329
13	3466479	73947121
14	3465909	73947739
15	3465709	73947999
16	3465826	73948067
17	3466039	73948013
18	3465609	73948079
19	3466119	73947539
20	3466577	73947353
21	3466637	73947724

Figura 40: Barras da rede BT fictícia

Antes de associar a rede BT da Figura 40 com cada uma das 5 tipologias otimizadas, se faz necessário normalizar os dados das coordenadas geográficas. Este procedimento é realizado para cada barra conforme equação (84).

$$PX_n = \frac{X_n - X_{\min}}{X_{\max} - X_{\min}} \quad (84)$$

Onde:

PX_n : Coordenada geográfica X da barra “n” normalizada.

n: Número da barra da rede secundária em análise.

X_n : Coordenada geográfica X da barra “n”.

$X_{\min}$: Valor mínimo da coordenada geográfica X entre todas as barras da rede BT.

$X_{\max}$: Valor máximo da coordenada geográfica X entre todas as barras da rede BT.

Analogamente, têm-se que:

$$PY_n = \frac{Y_n - Y_{\min}}{Y_{\max} - Y_{\min}} \quad (85)$$

Onde:

PY_n : Coordenada geográfica Y da barra “n” normalizada.

n : Número da barra da rede secundária em análise.

Y_n : Coordenada geográfica Y da barra “n”.

$Y_{\min}$: Valor mínimo da coordenada geográfica Y entre todas as barras da rede BT.

$Y_{\max}$: Valor máximo da coordenada geográfica Y entre todas as barras da rede BT.

Aplicando-se as equações (84) e (85) nos dados da Tabela 22, pode-se calcular as coordenadas X e Y normalizadas para a rede BT exemplo. A Tabela 23 apresenta os valores finais calculados, ao passo que a Figura 41 apresenta as barras com a mesma distribuição, porém normalizadas.

Tabela 23: Barras normalizadas da rede BT fictícia

Barra	Coord. X normalizada	Coord. Y normalizada
1	0,613	0,305
2	0,982	0,007
3	0,985	0,234
4	0,516	0,448
5	0,311	0,652
6	0,117	0,918
7	0,425	0,965
8	0,247	0,990
9	0,019	1,000
10	0,896	0,097
11	0,982	0,049
12	0,730	0,213
13	0,846	0,000
14	0,292	0,632
15	0,097	0,898
16	0,211	0,967
17	0,418	0,912
18	0,000	0,980
19	0,496	0,427
20	0,942	0,237
21	1,000	0,617

Tabela 27: Pontos da Tipologia 4

Ponto	X	Y
1	0	0,25
2	0	0,75
3	0,25	0
4	0,25	0,25
5	0,25	0,75
6	0,25	1
7	0,75	0
8	0,75	0,25
9	0,75	0,75
10	0,75	1
11	1	0,25
12	1	0,75

Tabela 28: Pontos da Tipologia 5

Ponto	X	Y
1	0	0,1667
2	0	0,5
3	0	0,8333
4	0,25	0
5	0,25	0,1667
6	0,25	0,5
7	0,25	0,8333
8	0,25	1
9	0,75	0
10	0,75	0,1667
11	0,75	0,5
12	0,75	0,8333
13	0,75	1
14	1	0,1667
15	1	0,5
16	1	0,8333

As Figuras abaixo apresentam a rede BT normalizada sobreposta por cada uma das 5 tipologias otimizadas cujos pontos referem-se às Tabelas acima.

Figura 42: Rede BT normalizada sobreposta pelos pontos da tipologia 1.

Figura 43: Rede BT normalizada sobreposta pelos pontos da tipologia 2.

Figura 44: Rede BT normalizada sobreposta pelos pontos da tipologia 3.

Figura 45: Rede BT normalizada sobreposta pelos pontos da tipologia 4.

Figura 46: Rede BT normalizada sobreposta pelos pontos da tipologia 5.

De posse das distribuições obtidas, calcula-se a somatória da distância de cada barra da rede BT normalizada com todos os pontos de cada tipologia otimizada. Por fim, calcula-se, a distância média levando-se em consideração o número de pontos de cada tipologia conforme equação (86).

$$\text{DistMed} = \frac{\sum_{i=1}^z \sum_{j=1}^y D_{zy}}{y} \quad (86)$$

Onde:

DistMed: Distância média entre a rede BT e a tipologia otimizada.

D_{zy} : Distância calculada entre a barra “z” e o ponto “y” da tipologia em análise;

y: número pontos da tipologia otimizada.

z: número pontos da rede BT em estudo.

As Tabelas abaixo apresentam os valores das distâncias calculadas para o exemplo conforme numerador da equação (86).

Tabela 29: Quadro de Distâncias da Rede BT exemplo com relação a tipologia 1.

Tipologia 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	Total
Ponto 1	0,64	1,10	1,02	0,52	0,35	0,43	0,63	0,55	0,50	0,98	1,08	0,78	0,98	0,32	0,41	0,51	0,59	0,48	0,50	0,98	1,01	-
Ponto 2	0,43	0,49	0,27	0,49	0,71	0,98	0,74	0,90	1,10	0,42	0,45	0,39	0,52	0,72	0,99	0,92	0,71	1,11	0,51	0,27	0,12	-
Somatório	1,08	1,59	1,29	1,01	1,05	1,41	1,37	1,45	1,60	1,40	1,53	1,18	1,51	1,04	1,40	1,43	1,30	1,59	1,01	1,25	1,12	27,59

Tabela 30: Quadro de Distâncias da Rede BT exemplo com relação a tipologia 2.

Tipologia 2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	Total
Ponto 1	0,64	1,10	1,02	0,52	0,35	0,43	0,63	0,55	0,50	0,98	1,08	0,78	0,98	0,32	0,41	0,51	0,59	0,48	0,50	0,98	1,01	-
Ponto 2	0,93	1,40	1,25	0,76	0,47	0,14	0,43	0,25	0,02	1,27	1,37	1,07	1,31	0,47	0,14	0,21	0,43	0,02	0,76	1,21	1,07	-
Ponto 3	0,43	0,49	0,27	0,49	0,71	0,98	0,74	0,90	1,10	0,42	0,45	0,39	0,52	0,72	0,99	0,92	0,71	1,11	0,51	0,27	0,12	-
Ponto 4	0,80	0,99	0,77	0,73	0,77	0,89	0,58	0,75	0,98	0,91	0,95	0,83	1,01	0,80	0,91	0,79	0,59	1,00	0,76	0,77	0,38	-
Somatório	2,80	3,98	3,30	2,50	2,29	2,44	2,37	2,45	2,60	3,58	3,85	3,08	3,83	2,31	2,45	2,43	2,32	2,61	2,53	3,22	2,58	59,51

Tabela 31: Quadro de Distâncias da Rede BT exemplo com relação a tipologia 3.

Tipologia 3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	Total
Ponto 1	0,64	1,10	1,02	0,52	0,35	0,43	0,63	0,55	0,50	0,98	1,08	0,78	0,98	0,32	0,41	0,51	0,59	0,48	0,50	0,98	1,01	-
Ponto 2	0,47	0,73	0,77	0,52	0,66	0,93	0,98	0,99	1,03	0,65	0,73	0,52	0,60	0,63	0,91	0,97	0,93	1,01	0,49	0,73	0,97	-
Ponto 3	0,41	0,88	0,78	0,27	0,16	0,44	0,50	0,49	0,55	0,76	0,86	0,56	0,78	0,14	0,43	0,47	0,45	0,54	0,26	0,74	0,76	-
Ponto 4	0,78	1,23	1,06	0,61	0,35	0,16	0,18	0,01	0,23	1,11	1,20	0,92	1,16	0,37	0,18	0,05	0,19	0,25	0,62	1,03	0,84	-
Ponto 5	0,33	0,23	0,33	0,51	0,79	1,12	1,02	1,11	1,24	0,18	0,24	0,21	0,10	0,78	1,11	1,11	0,97	1,23	0,50	0,30	0,67	-
Ponto 6	0,24	0,54	0,36	0,24	0,46	0,76	0,57	0,70	0,89	0,43	0,51	0,29	0,51	0,48	0,76	0,71	0,53	0,89	0,26	0,33	0,28	-
Ponto 7	0,71	1,02	0,80	0,60	0,56	0,64	0,33	0,50	0,73	0,91	0,98	0,79	1,00	0,59	0,66	0,54	0,34	0,75	0,63	0,79	0,46	-
Ponto 8	0,43	0,49	0,27	0,49	0,71	0,98	0,74	0,90	1,10	0,42	0,45	0,39	0,52	0,72	0,99	0,92	0,71	1,11	0,51	0,27	0,12	-
Somatório	4,03	6,23	5,39	3,75	4,03	5,45	4,94	5,25	6,26	5,44	6,05	4,47	5,65	4,03	5,45	5,28	4,71	6,27	3,77	5,16	5,09	106,72

Tabela 32: Quadro de Distâncias da Rede BT exemplo com relação a tipologia 4.

Tipologia 4	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	Total
Ponto 1	0,62	1,01	0,99	0,55	0,51	0,68	0,83	0,78	0,75	0,91	1,00	0,73	0,88	0,48	0,66	0,75	0,78	0,73	0,53	0,94	1,07	-
Ponto 2	0,76	1,23	1,11	0,60	0,33	0,20	0,48	0,34	0,25	1,11	1,21	0,91	1,13	0,31	0,18	0,30	0,45	0,23	0,59	1,07	1,01	-
Ponto 3	0,47	0,73	0,77	0,52	0,66	0,93	0,98	0,99	1,03	0,65	0,73	0,52	0,60	0,63	0,91	0,97	0,93	1,01	0,49	0,73	0,97	-
Ponto 4	0,37	0,77	0,74	0,33	0,41	0,68	0,74	0,74	0,78	0,66	0,76	0,48	0,65	0,38	0,67	0,72	0,68	0,77	0,30	0,69	0,83	-
Ponto 5	0,57	1,04	0,90	0,40	0,12	0,21	0,28	0,24	0,34	0,92	1,01	0,72	0,96	0,13	0,21	0,22	0,23	0,34	0,41	0,86	0,76	-
Ponto 6	0,78	1,23	1,06	0,61	0,35	0,16	0,18	0,01	0,23	1,11	1,20	0,92	1,16	0,37	0,18	0,05	0,19	0,25	0,62	1,03	0,84	-
Ponto 7	0,33	0,23	0,33	0,51	0,79	1,12	1,02	1,11	1,24	0,18	0,24	0,21	0,10	0,78	1,11	1,11	0,97	1,23	0,50	0,30	0,67	-
Ponto 8	0,15	0,34	0,24	0,31	0,60	0,92	0,79	0,89	1,05	0,21	0,31	0,04	0,27	0,60	0,92	0,90	0,74	1,05	0,31	0,19	0,44	-
Ponto 9	0,47	0,78	0,57	0,38	0,45	0,66	0,39	0,56	0,77	0,67	0,74	0,54	0,76	0,47	0,67	0,58	0,37	0,78	0,41	0,55	0,28	-
Ponto 10	0,71	1,02	0,80	0,60	0,56	0,64	0,33	0,50	0,73	0,91	0,98	0,79	1,00	0,59	0,66	0,54	0,34	0,75	0,63	0,79	0,46	-
Ponto 11	0,39	0,24	0,02	0,52	0,80	1,11	0,92	1,06	1,23	0,18	0,20	0,27	0,29	0,80	1,11	1,07	0,88	1,24	0,53	0,06	0,37	-
Ponto 12	0,59	0,74	0,52	0,57	0,70	0,90	0,61	0,79	1,01	0,66	0,70	0,60	0,77	0,72	0,91	0,82	0,60	1,03	0,60	0,52	0,13	-
Somatório	6,21	9,37	8,04	5,91	6,25	8,20	7,53	8,01	9,42	8,18	9,08	6,74	8,56	6,27	8,19	8,02	7,17	9,41	5,92	7,73	7,83	162,06

Tabela 33: Quadro de Distâncias da Rede BT exemplo com relação a tipologia 5.

Tipologia 5	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	Total
Ponto 1	0,63	0,99	0,99	0,59	0,58	0,76	0,90	0,86	0,83	0,90	0,99	0,73	0,86	0,55	0,74	0,83	0,85	0,81	0,56	0,94	1,10	-
Ponto 2	0,64	1,10	1,02	0,52	0,35	0,43	0,63	0,55	0,50	0,98	1,08	0,78	0,98	0,32	0,41	0,51	0,59	0,48	0,50	0,98	1,01	-
Ponto 3	0,81	1,28	1,15	0,64	0,36	0,14	0,45	0,29	0,17	1,16	1,26	0,96	1,19	0,35	0,12	0,25	0,43	0,15	0,64	1,11	1,02	-
Ponto 4	0,47	0,73	0,77	0,52	0,66	0,93	0,98	0,99	1,03	0,65	0,73	0,52	0,60	0,63	0,91	0,97	0,93	1,01	0,49	0,73	0,97	-
Ponto 5	0,39	0,75	0,74	0,39	0,49	0,76	0,82	0,82	0,86	0,65	0,74	0,48	0,62	0,47	0,75	0,80	0,76	0,85	0,36	0,70	0,87	-
Ponto 6	0,41	0,88	0,78	0,27	0,16	0,44	0,50	0,49	0,55	0,76	0,86	0,56	0,78	0,14	0,43	0,47	0,45	0,54	0,26	0,74	0,76	-
Ponto 7	0,64	1,10	0,95	0,47	0,19	0,16	0,22	0,16	0,28	0,98	1,07	0,78	1,02	0,21	0,17	0,14	0,19	0,29	0,47	0,91	0,78	-
Ponto 8	0,78	1,23	1,06	0,61	0,35	0,16	0,18	0,01	0,23	1,11	1,20	0,92	1,16	0,37	0,18	0,05	0,19	0,25	0,62	1,03	0,84	-
Ponto 9	0,33	0,23	0,33	0,51	0,79	1,12	1,02	1,11	1,24	0,18	0,24	0,21	0,10	0,78	1,11	1,11	0,97	1,23	0,50	0,30	0,67	-
Ponto 10	0,19	0,28	0,24	0,37	0,65	0,98	0,86	0,96	1,11	0,16	0,26	0,05	0,19	0,65	0,98	0,97	0,82	1,11	0,36	0,20	0,51	-
Ponto 11	0,24	0,54	0,36	0,24	0,46	0,76	0,57	0,70	0,89	0,43	0,51	0,29	0,51	0,48	0,76	0,71	0,53	0,89	0,26	0,33	0,28	-
Ponto 12	0,55	0,86	0,64	0,45	0,47	0,64	0,35	0,53	0,75	0,75	0,82	0,62	0,84	0,50	0,66	0,56	0,34	0,76	0,48	0,63	0,33	-
Ponto 13	0,71	1,02	0,80	0,60	0,56	0,64	0,33	0,50	0,73	0,91	0,98	0,79	1,00	0,59	0,66	0,54	0,34	0,75	0,63	0,79	0,46	-
Ponto 14	0,41	0,16	0,07	0,56	0,84	1,16	0,98	1,12	1,29	0,13	0,12	0,27	0,23	0,85	1,16	1,12	0,95	1,29	0,57	0,09	0,45	-
Ponto 15	0,43	0,49	0,27	0,49	0,71	0,98	0,74	0,90	1,10	0,42	0,45	0,39	0,52	0,72	0,99	0,92	0,71	1,11	0,51	0,27	0,12	-
Ponto 16	0,66	0,83	0,60	0,62	0,71	0,89	0,59	0,77	0,99	0,74	0,78	0,68	0,85	0,74	0,91	0,80	0,59	1,01	0,65	0,60	0,22	-
Somatório	8,30	12,5	10,8	7,84	8,34	10,9	10,1	10,8	12,6	10,9	12,1	9,05	11,5	8,34	10,9	10,7	9,62	12,5	7,86	10,4	10,4	216,38

Uma vez definida a somatória das distâncias para cada tipologia otimizada, calcula-se a distância média para cada uma delas. A Tabela 34 apresenta os valores finais obtidos para cada uma das 5 tipologias.

Tabela 34: Resultados do exemplo

Tipologia	Somatória das Distâncias	Nº de pontos	Distância Média
1	27,59	2	13,80
2	59,51	4	14,88
3	106,72	8	13,34
4	162,06	12	13,50
5	216,38	16	13,52

Nota-se na Tabela 34 que a tipologia 3 é aquela que apresenta a menor distância média quando comparada com a rede BT do exemplo proposto. Portanto, pode-se concluir que a tipologia 3 é aquela que melhor se adéqua a rede de baixa tensão em estudo.

Ainda, é sabido que dependendo da posição geográfica em que as redes são comparadas os resultados podem ser impactados, ou seja, rotacionando-se a rede de baixa tensão deste exemplo é passível que os valores verificados na Tabela 34 sejam diferentes. De qualquer modo, o método aqui proposto tem como referência a coordenada (0,0) como ponto de cruzamento dos eixos das abcissas e ordenadas, sendo a rede traçada a partir desta referência.

Tendo isto em vista, cabe ressaltar que o método aqui proposto elimina qualquer tipo de subjetividade na classificação das redes de baixa tensão em uma das 5 tipologias otimizadas do modelo MSCPRO, além de ser de fácil implementação computacional. A única restrição de aplicação do método está condicionada, única e exclusivamente, à disponibilidade dos dados envolvidos (coordenadas geográficas das barras das redes de baixa tensão, embora no atual cenário do setor elétrico praticamente todas as distribuidoras já dispõem destas informações devido à obrigações regulatórias junto à ANEEL).

5.5 Conclusões

O presente capítulo apresentou quatro diferentes metodologias para classificação das redes de baixa tensão em uma das 5 tipologias otimizadas. Tais ações propostas almejam mitigar a subjetividade presente na referida classificação. As técnicas apresentadas podem ser utilizadas por todas as distribuidoras que possuem os dados requisitados pelos modelos propostos, evitando a classificação pelo simples critério de comprimento, que por sua vez, não captura a distribuição topológica das redes.

6. Aplicação da Metodologia Proposta para as Redes de Média Tensão

O presente capítulo tem como objetivo principal apresentar resultados obtidos para 79 redes de média tensão de uma determinada distribuidora. Deste modo, são apresentados resultados de simulações onde são definidos os atributos de densidade de carga, ângulo de ação e área de atuação considerando a metodologia proposta nesta dissertação. Complementarmente, é realizado um estudo comparativo no cálculo de perdas técnicas, conforme modelo MSCPRO, caso a metodologia aqui proposta não fosse aplicada. Finalmente, são realizadas simulações de impacto no cálculo das perdas técnicas a partir de diferentes modos de como as distribuidoras podem classificar os trechos de suas redes de média tensão entre tronco e ramal.

Estudo de Caso

Para a análise realizada neste item, foram utilizados alimentadores de média tensão de uma determinada distribuidora da região sudeste. Para verificar se a metodologia aqui proposta traz impactos relevantes ou não para o cálculo de perdas técnicas é feita uma análise comparativa considerando os seguintes casos:

1. Cálculo das perdas técnicas utilizando os parâmetros definidos pela metodologia proposta nesta dissertação.
2. Cálculo das perdas técnicas utilizando o cenário de 100% das cargas como referência para obtenção dos parâmetros descritores sujeitos à incerteza.

A partir da Tabela 35 é possível verificar que para 10 alimentadores aleatórios do total de 79 utilizados verificam-se alterações significativas nos parâmetros descritores, ou melhor, verifica-se uma redução dos parâmetros ângulo (em graus) e área de atuação (em km²) do caso 2 quando comparado o caso 1, que é aquele cuja exclusão de cargas não significativas é realizada.

Tabela 35: Parâmetros descritores do caso 1 x caso 2

Alim	Cenário com X% (caso 1)			Cenário com 100% (caso 2)		
	Densidade Real	Ângulo de Ação	Área de Atuação	Densidade Real	Ângulo de Ação	Área de Atuação
Alim1	2,50	29,81	0,65	2,67	44,81	0,98
Alim2	-0,53	139,94	3,96	-0,73	144,94	4,72
Alim3	2,58	23,71	0,27	3,08	46,71	0,59
Alim4	2,59	75,37	3,16	2,87	80,37	3,58
Alim5	4,19	25,34	0,51	3,67	37,34	0,76
Alim6	-0,97	107,04	8,45	-1,08	108,04	8,70
Alim7	-1,19	76,72	17,98	-1,29	87,72	20,56
Alim8	0,21	81,16	0,31	0,46	122,16	0,47
Alim9	-3,06	90,51	3,89	-3,61	91,51	4,10
Alim10	-0,10	43,53	2,79	-0,18	48,53	3,44

Tal ação traz ganhos significativos na aplicação do modelo MSCPRO, uma vez que os dados de entrada representam de modo mais fidedigno a real distribuição da carga.

A Tabela 36 apresenta os resultados dos cálculos de perdas técnicas conforme metodologia MSCPRO (sem a correção pelo balanço energético) dos casos 1 e 2 para as 79 redes de média tensão deste estudo.

Tabela 36: Perdas Técnicas do caso 1 x caso 2

Alim	Perdas Técnicas Caso 1 – X%	Perdas Técnicas Caso 2 – 100%	Alim	Perdas Técnicas Caso 1 – X%	Perdas Técnicas Caso 2 – 100%
Alim1	14,404	11,695	Alim18	0,020	0,008
Alim2	2,471	2,471	Alim19	0,098	0,116
Alim3	0,292	0,191	Alim20	5,509	6,588
Alim4	2,153	2,153	Alim21	1,796	1,683
Alim5	1,446	0,000*	Alim22	3,536	2,059
Alim6	62,999	38,839	Alim23	52,668	67,725
Alim7	1,066	0,444	Alim24	212,040	163,963
Alim8	0,267	0,584	Alim25	18,298	0,000*
Alim9	77,443	41,733	Alim26	137,226	90,844
Alim10	14,063	14,251	Alim27	102,276	117,250
Alim11	27,265	16,269	Alim28	97,535	47,890
Alim12	3,740	7,398	Alim29	12,163	9,353
Alim13	65,579	10,041	Alim30	13,829	10,614
Alim14	0,013	0,015	Alim31	42,204	53,693
Alim15	27,567	139,489	Alim32	28,619	40,119
Alim16	1,035	1,341	Alim33	42,491	21,233
Alim17	0,846	0,395	Alim34	118,122	72,342

Alim	Perdas Técnicas Caso 1 – X%	Perdas Técnicas Caso 2 – 100%
Alim35	1,648	1,301
Alim36	56,893	82,058
Alim37	11,325	9,295
Alim38	144,956	145,474
Alim39	35,713	0,000*
Alim40	40,324	31,271
Alim41	30,542	25,670
Alim42	34,221	44,647
Alim43	2,702	3,474
Alim44	0,330	0,123
Alim45	0,005	0,009
Alim46	5,901	2,574
Alim47	0,967	0,000*
Alim48	0,370	0,222
Alim49	0,231	0,074
Alim50	8,589	0,000*
Alim51	3,678	1,183
Alim52	80,266	112,510
Alim53	1,238	0,559
Alim54	22,182	10,764
Alim55	33,959	88,097
Alim56	69,799	64,428
Alim57	33,669	33,983
Alim58	11,130	40,576

Alim	Perdas Técnicas Caso 1 – X%	Perdas Técnicas Caso 2 – 100%
Alim59	115,577	0,000*
Alim60	41,600	0,000*
Alim61	96,313	72,770
Alim62	16,806	4,334
Alim63	0,076	0,013
Alim64	39,042	47,894
Alim65	26,767	15,478
Alim66	22,271	18,261
Alim67	265,209	214,550
Alim68	104,512	52,713
Alim69	1,601	2,453
Alim70	93,666	83,145
Alim71	41,373	52,206
Alim72	0,003	0,002
Alim73	0,029	0,012
Alim74	6,531	4,733
Alim75	17,825	4,310
Alim76	4,182	14,373
Alim77	5,863	9,769
Alim78	17,210	44,329
Alim79	17,646	55,139

*Representam valores bastante baixos de perdas técnicas, porém não são nulos.

Verifica-se que as perdas calculadas para determinados alimentadores sofrem alterações bastante significativas, chegando a dobrar como é o caso do alimentador 55, ou a reduzir pela metade, como é o caso do alimentador 46. Comparando-se o total de perdas técnicas, têm-se para o caso 1 o valor de 2.755,82 MWh/ano, enquanto para o caso 2 têm-se o valor de 2.387,57 MWh/ano, que por sua vez, representa uma diferença de 15,42%. Deste modo, é possível concluir que as subjetividades presentes nas orientações gerais do modelo MSCPRO podem levar a montante de perdas técnicas distintos, sendo tal fato mitigado com a aplicação da metodologia aqui proposta. Ademais, a comparação com as perdas técnicas obtidas através de estudos de fluxo de potência não se mostra oportuna, uma vez que o modelo MSCPRO considera redes com tipos de cabo e perfis de distribuição de carga pré-definidos.

Impacto na Classificação Tronco X Ramal

Conforme já mencionado anteriormente, o modelo MSCPRO requer a classificação dos trechos das redes de média tensão entre tronco e ramal, sendo que dependendo do modo como esta classificação é realizada, os impactos podem ser bastante relevantes.

Tendo isto em vista, é realizada uma aplicação prática utilizando-se dados de redes de média tensão de uma determinada distribuidora de energia da região Sul, onde foram realizados dois cenários de cálculo: o primeiro com os cabos de tronco e ramal classificados conforme critérios adotados pela mesma, que por sua vez, consiste basicamente na classificação em função de cada tipo de cabo e respectiva bitola. Já o segundo, consiste na aplicação do método apresentado no item 4.2.3, que leva em consideração a corrente passante ao longo da rede.

Analisando-se o impacto no cálculo das perdas técnicas, fica claro que as diferenças são significativas (variação de aproximadamente 9,33%). Tendo em vista a metodologia MSCPRO apresentado no capítulo 3, a Tabela 37 apresenta os valores de perdas técnicas calculadas, considerando-se o cálculo com correção pós-balanço energético.

Tabela 37: Perda Técnica (MWh/ano)

Estudo	Perda Técnica (MWh/ano)
Cenário Corrente	364.378,51
Cenário Empresa	398.376,33
Variação (%)	9,33%

Ainda, cabe ressaltar que é possível realizar a devida associação dos cabos reais existentes nas redes da distribuidora, com o método de condutores econômicos proposto também no item 4.2.3. Tal ação tem por objetivo quantificar, no cálculo das perdas técnicas, apenas aquelas que deveriam efetivamente ocorrer, caso a distribuidora aplicasse este conceito em seus estudos de planejamento. Tal fato vai ao encontro aos interesses do regulador na busca incessante pela remuneração ideal que deve ser dada aos agentes de distribuição de energia para ressarcimento da grandeza de perdas técnicas. Simulações mais precisas não serão realizadas nesta dissertação devido a ausência de dados reais e atuais para um

estudo mais preciso. De qualquer modo, esta abordagem se mostra bastante interessante para ser aprofundada em estudos posteriores.

7. Aplicação das Metodologias Propostas para as Redes de Baixa Tensão

Este capítulo como principal objetivo apresentar os resultados obtidos a partir da aplicação de cada um dos métodos descritos no Capítulo 5 para classificação das redes BT em uma das tipologias otimizadas da Figura 13. Para isto, serão apresentados resultados de uma simulação realizada para 40 redes de baixa tensão de uma determinada distribuidora.

Um dos grandes desafios é definir qual dos métodos propostos trazem os melhores resultados. Para isto, serão apresentados, juntamente com os resultados obtidos, pontos positivos e negativos de cada um deles, para que enfim seja apresentado aquele que apresenta os melhores resultados. Para esta avaliação, os resultados de cada método serão comparados com as classificações efetuadas pela própria distribuidora em referência, que por sua vez, consiste no estudo individual da topologia de cada rede em específico através da análise do “desenho” da rede em software específico.

Por fim serão apresentados resultados de uma simulação de impacto nas perdas técnicas das redes BT caso a classificação tronco e ramal do modelo MSCPRO não fosse padronizado, ou seja, caso fosse utilizada a segregação realizada pela própria distribuidora que leva em consideração a bitola de cada cabo.

7.1 Análise de Resultados

O presente item apresenta os resultados obtidos para um conjunto de 40 redes de baixa tensão de uma determinada distribuidora, para um dos métodos propostos.

Classificador Hierárquico

A Tabela 38 apresenta os resultados obtidos mediante aplicação da metodologia de classificador hierárquico, que por sua vez, está definido em detalhes no item 5.1.

Tabela 38: Resultados Classificador Hierárquico

Rede	Distribuição (%)
1	20,00%
2	17,50%
3	22,50%
4	12,50%
5	27,50%

Pontos positivos:

- Facilidade de implementação e execução.
- Critérios heurísticos de classificação e objetivos bem definidos, mitigando qualquer análise subjetiva.
- Análise detalhada: realiza inspeção trecho a trecho nas redes BT.

Pontos negativos:

- Requer o cadastro completo da distribuição geográfica das redes BT.

Dendrogramas e K-médias

A Tabela 39 e a Tabela 40 apresentam, respectivamente, os resultados obtidos mediante aplicação da metodologia de dendrogramas e k-médias, que por sua vez, está definido em detalhes no item 5.2 e 5.3.

Tabela 39: Resultados Dendrogramas

Tipologia	Distribuição (%)
1	10,00%
2	37,50%
3	25,00%
4	2,50%
5	25,00%

Tabela 40: Resultados K-médias

Tipologia	Distribuição (%)
1	27,50%
2	17,50%
3	10,00%
4	15,00%
5	30,00%

Pontos positivos:

- Alta similaridade (proximidade por distância euclidiana) de elementos pertencentes a um mesmo grupo;
- Regras bem definidas (não há pontos subjetivos).

Pontos negativos:

- A verificação das distâncias entre cada elemento/grupo torna o processamento demorado e consome consideráveis recursos de processamentos para um elevado número inicial de elementos de entrada. Por exemplo, para o método de dendrogramas, uma análise de 100.000 redes BT, inicialmente é montada uma matriz de 100.000x100.000 sendo reduzida, a cada iteração, em uma unidade, até que se torne uma matriz 5x5.
- Não leva em consideração a distribuição topológica da rede, apenas os atributos.
- Um dos atributos essenciais para aplicação dos métodos é o número de ramificações, havendo dependência da disponibilidade de dados detalhados das redes BT.

Menor Distância Relativa

A Tabela 41 apresenta os resultados obtidos mediante aplicação da metodologia da menor distância relativa, que por sua vez, está definido em detalhes no item 5.4.

Tabela 41: Resultados Menor Distância Relativa

Tipologia	Distribuição (%)
1	10,00%
2	5,00%
3	85,00%
4	0,00%
5	0,00%

Pontos positivos:

- Requer um único tipo de dado: coordenadas geográficas das barras BT.
- Critérios bem definidos, mitigando qualquer análise subjetiva.
- Análise da distribuição topológica (normalizada) da rede BT.
- Facilidade de implementação e execução.

Pontos negativos:

- É necessário fixar o ponto de origem, pois caso sejam efetuadas rotações na representação da rede, os resultados finais podem ser impactados.

A Tabela 42 apresenta um resumo dos resultados obtidos para cada uma das redes de baixa tensão em cada um dos modelos propostos, assim como a classificação efetuada pela própria distribuidora, que por sua vez, consistem em critério visual conforme a distribuição topológica de cada rede.

Tabela 42: Resultados Finais Redes BT

Redes	Classificação das Redes nas Tipologias Otimizadas				
	Critério Distribuidora	Classificador Hierárquico	K-médias	Dendrograma	Menor Distância Relativa
1	3	3	3	3	3
2	1	1	1	2	3
3	3	3	4	3	3
4	5	5	5	4	3
5	3	4	2	2	3
6	1	1	1	1	2
7	2	2	1	2	3
8	1	2	2	2	3
9	3	3	4	3	1
10	3	1	2	2	1
11	1	1	1	1	3
12	3	3	2	2	3
13	1	1	1	1	3
14	4	4	3	3	3
15	1	1	1	2	3
16	3	2	3	3	1
17	1	1	1	2	3
18	2	2	1	2	3
19	3	3	3	3	2
20	3	3	4	3	3
21	5	5	5	1	3
22	3	3	2	2	3
23	3	3	4	3	3
24	2	2	2	2	3
25	5	5	5	5	3
26	2	1	1	2	1
27	4	4	4	3	3
28	5	5	5	5	3
29	4	4	5	5	3
30	3	3	1	2	3
31	2	2	1	2	3
32	5	5	5	5	3
33	5	5	4	3	3

Redes	Classificação das Redes nas Tipologias Otimizadas				
	Critério Distribuidora	Classificador Hierárquico	K-médias	Dendrograma	Menor Distância Relativa
34	5	5	5	5	3
35	5	5	5	5	3
36	5	5	5	5	3
37	5	5	5	5	3
38	5	5	5	5	3
39	5	4	5	5	3
40	2	2	2	2	3

A Tabela 43 apresenta um resumo comparativo da classificação das redes em uma das 5 tipologias otimizadas, assim como a porcentagem de acertos, quando comparado com a classificação realizada pela distribuidora.

Tabela 43: Resumo dos Resultados

Tipologia	Critério Distribuidora	Classificador Hierárquico	K-médias	Dendrograma	Menor Distância Relativa
1	17,50%	20,00%	27,50%	10,00%	10,00%
2	15,00%	17,50%	17,50%	37,50%	5,00%
3	30,00%	22,50%	10,00%	25,00%	85,00%
4	7,50%	12,50%	15,00%	2,50%	0,00%
5	30,00%	27,50%	30,00%	25,00%	0,00%
% de acertos	---	85,00%	57,50%	62,50%	20,00%

Através da análise da Tabela 43 é possível concluir que o método do classificador hierárquico é aquele que apresenta os resultados mais próximos quando comparado com a classificação utilizada pela distribuidora.

De qualquer modo, cabe ressaltar que para a avaliação dos métodos, também se deve levar em consideração os pontos positivos e negativos (limitações) de cada um deles, de modo que os mesmos sejam utilizados na prática. Tendo em vista os pontos teóricos apresentados para cada método, é possível concluir que o classificador hierárquico e a menor distância relativa são aqueles que melhor tratam o problema a ser solucionado através de análises topológicas, já que levam em

consideração a distribuição espacial destas redes, embora na prática a metodologia do classificar hierárquico ter se mostrado mais condizente. Porém, nada impede que agentes do setor elétrico interessados neste tema, possam aplicar também os modelos estatísticos aqui propostos. Ainda, é necessário frisar que atualmente não há metodologia vigente para realização da classificação almejada, sendo esta, uma das principais motivações desta dissertação e dos 4 modelos aqui propostos.

7.2 Impacto na Classificação Tronco x Ramal

Conforme apresentado no item 3.2, o cálculo das perdas técnicas nas redes de baixa tensão é diretamente influenciado pela classificação em uma das cinco tipologias. Um dos pontos de simplificação do modelo, é que depois de realizada a classificação de uma determinada rede, os comprimentos reais de tronco e ramal são ignorados sendo realizada uma reclassificação destes trechos.

O método consiste em calcular um trecho elementar L_0 a partir do comprimento total da rede BT, e com base na configuração topológica de cada rede otimizada, efetuar a reclassificação supracitada. A Tabela 44 apresenta um resumo dos critérios utilizados, sendo L_T o comprimento total da rede BT.

Tabela 44: Classificação MSCPRO Tronco e Ramal Rede BT

Tipologia	L_0	L_{TRONCO}	L_{RAMAL}
1	$L_0 = L_T/2$	$2 * L_0$	-
2	$L_0 = L_T/4$	$2 * L_0$	$2 * L_0$
3	$L_0 = L_T/8$	$2 * L_0$	$6 * L_0$
4	$L_0 = L_T/16$	$2 * L_0$	$14 * L_0$
5	$L_0 = L_T/24$	$2 * L_0$	$22 * L_0$

É fato que a reclassificação efetuada distorce o cálculo das perdas técnicas, dado que nem sempre as configurações topológicas das distribuidoras seguem este critério. Por exemplo, a Tabela 45 apresenta a classificação entre

tronco e ramal realizada por uma determinada distribuidora do Estado de São Paulo para 5 de suas redes BT.

Tabela 45: Classificação Real Tronco e Ramal Rede BT, em Km.

Rede	L_{TRONCO}	L_{RAMAL}	L_{TOTAL}
1	0,348	0,078	0,426
2	0,129	0,225	0,354
3	0,075	0,330	0,405
4	0,121	0,647	0,768
5	0,141	0,102	0,243

A título de exemplo, caso todas as redes fossem classificadas como tipologia 3, a Tabela 46 apresenta como ficam os comprimentos de tronco e ramal após a reclassificação imposta pelo modelo MSCPRO.

Tabela 46: Reclassificação Tronco e Ramal do exemplo

Tipologia	L₀	L_{TRONCO}	L_{RAMAL}
1	0,053	0,106	0,320
2	0,044	0,088	0,266
3	0,051	0,102	0,303
4	0,096	0,192	0,576
5	0,030	0,060	0,183

Analisando-se comparativamente a Tabela 45 e a Tabela 46 é possível verificar divergências relevantes nos comprimentos de tronco e ramal. Tal fato tem impacto significativo no cálculo das perdas técnicas. De modo a quantificar este impacto, realizou-se uma simulação de cálculo das perdas técnicas com 29.153 redes BT da mesma distribuidora. A Tabela 47 apresenta os resultados alcançados.

Tabela 47: Resultados

Tipologia	Perda Técnica (MWh/ano)
Critério MSCPRO	77.936,92
Critério Distribuidora	101.193,25
Variação (%)	29,84%

Verifica-se na Tabela 47 uma variação de 29,84% no cálculo das perdas técnicas das redes de baixa tensão, ratificando a conclusão de que a reclassificação entre os trechos tronco e ramal tem impacto significativo no cálculo das perdas técnicas deste segmento.

8. Conclusões Finais e Tópicos para Futuros Desenvolvimentos

A presente dissertação apresentou pontos específicos da metodologia, aqui denominada MSCPRO – da qual foi aplicada integralmente durante o 2º ciclo de revisão tarifária periódica à todas as concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica para cálculo de suas perdas técnicas regulatórias – e dos quais estão sujeitos à incerteza em sua determinação, já que há procedimentos que ainda carecem de metodologia específica na apuração de relevantes atributos das redes de média e baixa tensão.

Para as redes de média tensão, foi proposta metodologia para determinar os atributos (ângulo de ação, área de atuação, densidade de carga e raio de atuação) e porcentagem de carga ótima que melhor lhe descrevem, evitando assim que extensas áreas inóspitas que conectam regiões com baixa carga influenciem no resultado final. Além disto, é apresentada formulação genérica para cálculo do cabo equivalente para troncos compostos por dois ou mais tipos de cabo.

Quanto às redes de baixa tensão, foram estudados e propostos 4 diferentes métodos para a melhor classificação das redes BT em umas das cinco tipologias otimizadas. Quando comparados com a classificação realizada pela distribuidora, percebe-se que o método do classificador hierárquico é aquele que traz o maior número de classificações convergentes.

Os resultados apresentados nos capítulos 6 e 7 apontam que os modelos desenvolvidos no presente estudo tem impacto significativo no cálculo das perdas técnicas, relevando a necessidade de uma correta normatização para determinação dos atributos das redes MT e BT. A subjetividade presente na metodologia MSCPRO, ocasiona em resultados indesejáveis e de certa forma irreprodutíveis, fato completamente mitigado pelas propostas aqui apresentadas. Além disto, ao evitar tal situação, se vai ao encontro com os objetivos do órgão regulador que é atenuar o problema da assimetria de informação, e maximizar a excelência e transparência em seus processos.

Finalmente, ressalta-se que mesmo que a metodologia MSCPRO não venha a ser utilizada pela ANEEL para reconhecimento regulatório das perdas técnicas, ela

ainda serve como excelente parâmetro de comparação para um novo modelo que venha a ser proposto, inclusive para estimativa expedita de cálculo das perdas técnicas para agentes do setor elétrico, por exemplo, distribuidoras e permissionárias.

Como sugestão de trabalhos futuros, mais especificamente para as redes de média tensão, poder-se-ia avaliar o impacto na obtenção dos atributos considerando o deslocamento das cargas excluídas, conforme o estudo de cada cenário de contabilização das cargas, até a periferia da nova área de atuação. Além disto, é conveniente a avaliação de impacto e metodologia específica para determinação do condutor econômico, conforme breve conceituação apresentada no item 4.2.3, lembrando que o principal objetivo é determinar aquele que resulta em menores custos de aquisição, recondutoramento, capacidade de atendimento à perspectiva de crescimento de carga, e principalmente, minimização de perdas, levando ainda em consideração a análise dinâmica devido a constante volatilidade da carga.

Com relação às redes de baixa tensão, além da implementação computacional dos métodos aqui propostos, sugere-se que na metodologia de “menor distância relativa”, seja avaliado o impacto na classificação em umas das 5 tipologias otimizadas considerando a rotação da rede de baixa tensão.

9. Referências Bibliográficas

- ANEEL-A. (Julho de 2007). *Perdas Técnicas nas Instalações de Distribuição - Descrição Detalhada da Metodologia, Nota Técnica nº035*. Brasília.
- ANEEL-B. (2008). *Nota Técnica nº 152/2008-SRD/ANEEL. Análise das Contribuições Relativas ao Tema Perdas Técnicas*. Brasília.
- ANEEL-C. (Dezembro de 2009). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 7*. Brasília.
- ANEEL-D. (2006). *Nota Técnica nº 026/2006–SRD/SRC/SRE/ANEEL. Tratamento regulatório das perdas de energia*. Brasília.
- ANEEL-E. (2012). *Nota Técnica nº 0069/2012–SRD/ANEEL. Análise das contribuições enviadas no âmbito da Audiência Pública nº 020/2012 relativas ao cálculo das perdas na distribuição referentes ao 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica da Companhia Força e luz do Oeste*. Brasília.
- ANEEL-F. (2012). *Nota Técnica nº 0071/2012–SRD/ANEEL: Análise das contribuições enviadas no âmbito da Audiência Pública nº 017/2012 relativas ao cálculo das perdas na distribuição referentes ao 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica da COPEL*. Brasília.
- Antonelli, D., Meffe, A., Barioni, C. C., Antunes, A. U., & Nanni, M. (Setembro de 2010). *Cálculo de Perdas Técnicas de Energia – Comparação de um Modelo Detalhado com o Modelo Regulatório Brasileiro. Congresso Internacional de Distribuição de Energia - CIDEL*. Buenos Aires, Argentina.
- Bastos, P. R., Ferreira, N., & Souza, B. A. (Outubro de 2008). *Proposta de uma Metodologia Simplificada para Cálculo das Perdas Técnicas. XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI*. Olinda, Pernambuco, Brasil.

- Bernardon, D. P., Comassetto, L., Canha, L. N., & Abaide, A. R. (2007). Perdas Técnicas e Comerciais de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição. *Universidade Federal de Santa Maria - UFSM / AES Sul - Distribuidora Gaúcha de Energia S/A*. Santa Maria, RS, Brasil.
- Cruz, L. F., Oliveria, A. M., Brigatto, A. A., & Valle, A. C. (2006). Programa para Cálculo de Perdas e Níveis de Tensão em Alimentadores Utilizando Curvas de Carga. *UFG - Universidade Federal de Goiás*. Goiás, Brasil.
- Daimon Engenharia & Sistemas. (2011). *Contribuições Referentes à Audiência Pública Nº 025 /2011*. São Paulo.
- Grainger, J. J., & Kendrew, T. J. (Maio de 1989). Evaluation of Technical Losses on Electric Distribution Systems. *10th International Conference on Electricity Distribution - CIRED*. Brighton, Reino Unido.
- Meffe, A., & Barioni, C. C. (Junho de 2005). Classification Techniques Applied to Electrical Energy Distribution. *Artigo Publicado no 18th International Conference on Electricity Distribution - CIRED*. Turin, Itália.
- Meffe, A., Barioni, C. C., Schmidt, H. P., Abejaneda, G., & Marquesan, M. M. (Novembro de 2004). Metodologia para Avaliação das Perdas Técnicas em Redes de Baixa Tensão Utilizando Técnicas de Classificação – O Caso da RGE. *XVI SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SENDI*. Brasília, DF, Brasil.
- Meffe, A.-A. (2001). Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição. *Dissertação de Mestrado/USP*. São Paulo.
- Meffe, A.-B. (2007). Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição - Modelos Adequáveis Às Características do Sistema e à Disponibilidade de Informações. *Tese de Doutorado/USP*. São Paulo.
- MESSAGER, P. (1980). Modélisation des réseaux MT aériens. *EDF Bulletin de la Direction des Etudes et Reserches - Série B, Reseaux Electriques*, pp. 25-53.

- Neto, E., Issicaba, D., Coelho, J., Bettiol, A. L., Carniato, A., Marcelino, R., et al. (Maio de 2009). Cálculo De Perdas Técnicas E Comerciais Em Sistemas De Distribuição: Comparação Entre Metodologia E Conjunto De Medições Em Um Projeto Piloto. *Xiii ERIAC - Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano De Cigré*. Puerto Iguazú, Argentina.
- Oliveira, M. E. (Agosto de 2009). Avaliação de Metodologias de Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. *Tese de Doutorado / UNESP*. Ilha Solteira, SP, Brasil.
- Oliveira, M. E., & Feltrin, A. P. (2009). A Top-Down Approach for Distribution Loss Evaluation. *Artigo Técnico*. Ilha Solteira, Brasil.
- Orillaza, J. R., Del Mundo, J. R., & Miras, J. A. (2006). Development of Models and Methodology for the Segregation of Distribution System Losses for Regulation. *Artigo Técnico*. Filipinas.
- Poveda, M. (Abril de 1999). A New Method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads. *Artigo Técnico*. New Orleans, Estados Unidos.
- Queiroz, L. M. (2010). Estimação E Análise Das Perdas Técnicas Na Distribuição De Energia Elétrica. *Tese de Doutorado - Universidade de Campinas - UNICAMP*. Campinas, SP, Brasil.
- Queiroz, L., Cavellucci, C., & Lyra, C. (Junho de 2009). Evaluation Of Technical Losses Estimation In LV Power Distribution. *20th International Conference on Electricity Distribution - CIRED*. Praga, República Tcheca.
- Rafaelievich, I. (2000). Metodologia agregada para avaliação de perdas em sistemas de distribuição. *Dissertação de Mestrado/USP*. São Paulo, SP, Brasil.
- Stojkov, M., & Nikolovski, S. (Maio de 2006). Technical Losses in Power Distribution Network. *The 13th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference - MELECON*. Málaga, Espanha.

- Strauch, M. T. (Agosto de 2002). Desenvolvimento de Metodologia para Cálculo de Perdas Elétricas em Redes de Distribuição de Baixa Tensão. *Dissertação de Mestrado - Universidade Salvador*. Salvador, Brasil.
- Tahan, C. M., Hashimoto, K., Gouvêa, M. R., & Maliuk, I. (Novembro de 2000). Metodologia Agregada Para Avaliação De Perdas Técnicas Em Sistemas De Distribuição. *XIV Seminário Nacional De Distribuição De Energia Elétrica - SENDI*. Foz do Iguaçu, PR, Brasil.
- VALENTE, A. L. (1997). Modelo Probabilístico para Avaliação do Desempenho de Redes de Distribuição. *Tese de Doutorado, USP*.
- Valente, A., Almeida, A., Ramalho, J., & Strauch, M. (2001). Metodologia Probabilística para Cálculo de Perdas Técnicas na Rede de Distribuição. *Artigo Técnico*. Brasil.
- Yusoff, M., Mustaffa, S. A., Verayiah, R., Kamaruddin, N., Anthony, T. M., & Au, M. T. (Dezembro de 2008). A Simplified Approach in Estimating Technical Losses in Distribution Network Based on Load Profile and Feeder Characteristics. *2nd IEEE International Conference on Power and Energy - PECon*. Johor Baharu, Malaysia.