

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP  
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

**Diana Ruth Mejia de Lima**

**Desenvolvimento de Modelos de Redes  
de Baixa Tensão para Estudos de Fluxo  
de Potência**

São Carlos  
2015



**Diana Ruth Mejia de Lima**

**Desenvolvimento de Modelos de Redes  
de Baixa Tensão para Estudos de Fluxo  
de Potência**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
à Escola de Engenharia de São Carlos, da  
Universidade de São Paulo.

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase  
em Sistemas de Energia e Automação.

Área de concentração: Sistemas de Potência

Orientador: José Carlos de Melo Vieira Jr.

São Carlos

2015

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,  
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS  
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

M732d      Mejia de Lima, Diana Ruth  
            Desenvolvimento de Modelos de Redes de Baixa Tensão  
            para Estudos de Fluxo de Potência / Diana Ruth Mejia  
            de Lima; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior.  
            São Carlos, 2015.

            Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com  
            ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de  
            Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,  
            2015.

            1. Distribuição de energia elétrica. 2. Redes de  
            baixa tensão. 3. Fluxo de Potência. 4. Redes Típicas.  
            5. Simulação. 6. OpenDSS. I. Título.

# FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Diana Ruth Mejia de Lima

Título: “Desenvolvimento de modelos de redes de baixa tensão para estudos de fluxo de potência”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado  
em 25 / 06 / 2015,

com NOTA 10,0 (Dez , zero), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior - (Orientador - SEL/EESC/USP)*

*Prof. Dr. Rogério Andrade Flauzino - (SEL/EESC/USP)*

*Mestre Jáder Fernando Dias Breda - (Doutorando - SEL/EESC/USP)*

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:  
Prof. Associado Homero Schiabel



*Este trabalho é dedicado aos meus pais*





---

# Agradecimentos

Dedico meus sinceros agradecimentos:

Aos meus pais e ao meu namorado William, pelo amor, paciência, confiança e apoio incondicional em todos os momentos.

Ao meu orientador professor Dr. José Carlos M. Vieira Junior pela orientação e dedicação que possibilitou o desenvolvimento desta monografia.

A todos colaboradores da Universidade de São Paulo, que de alguma forma participaram deste trabalho.



---

# Resumo

Lima, Diana Ruth Mejia. **Desenvolvimento de Modelos de Redes de Baixa Tensão para Estudos de Fluxo de Potência.** 98 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2015.

Este trabalho tem por objetivo apresentar e discutir modelos de referência para as redes de baixa tensão de sistemas de distribuição de energia elétrica. A discussão é de fundamental importância na medida que o setor elétrico passa a enfrentar novos desafios, como por exemplo, a perspectiva de aumento da capacidade de integração de geração distribuída na rede secundária.

Neste trabalho apresentam-se os conceitos teóricos, para a modelagem das redes de distribuição assimétricas de energia elétrica de baixa tensão, foram realizados estudos e simulações utilizando-se 3 sistemas testes. As topologias desenvolvidas suportam as características da rede e sua análise sob diversos aspectos: perdas nas linhas e transformadores, desbalanceamento das cargas e variação do carregamento. A modelagem dos diversos componentes da rede tem por objetivo representar com conformidade os sistemas reais.

Almeja-se a determinação de padrões de redes típicas que possam contribuir com estudos de fluxo de potência tanto para planejamento de expansão da rede de distribuição quanto para determinação da operação dos sistemas de distribuição de baixa tensão.

O uso de redes típicas é uma alternativa viável para superar o problema de ausência de informações nas redes de baixa tensão. Além do mais, é uma opção, para simplificar estudos de fluxo de potência em concessionárias com cadastro completo da rede que visem análises de forma rápida e sem grandes esforços computacionais. O programa de simulação computacional empregado foi o *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS).

**Palavras-chave:** Distribuição de energia elétrica, Redes de Baixa Tensão, Fluxo de Potência, Redes Típicas, OpenDSS.



---

# Abstract

Lima, Diana Ruth Mejia. **Development of Models for Low Voltage Network to Studies Power Flux**. 98 p. Final paper – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2015.

This work presents and discusses some reference low-voltage models.

This discussion is crucial, since the electricity sector faces new challenges, such as the increase of distributed generation's integration capacity in the low-voltage distribution network.

Theoretical concepts are presented in order to model asymmetric low-voltage distribution network, studies and simulations were carried out using three test systems. The developed topologies are able to handle the network's characteristics as well as its analysis under different aspects: transformers and lines losses, unbalanced loads and load variation. The modelling of the many network's components aims to represent real systems' conformity.

It is desired to determine the standards of typical networks, which may contribute to power flow studies concerning the expansion planning of distribution system, in addition to the low-voltage power distribution system's operation.

The use of typical networks is a convenient way to compensate the lack of information on low-voltage networks. Likewise, it is an option to simplify the load flux studies in utilities which have all the networks' records, allowing a fast analysis without a great level of computational effort. A Distribution System Simulator, OpenDSS software, was employed in this work.

**Keywords:** Power Distribution, Low Voltage Networks, Power Flow, Typical Network, OpenDSS.



---

## Lista de ilustrações

Figura 1	Sistema de Distribuição Simples . . . . .	24
Figura 2	Configuração (a) em malha e (b) radial de redes de distribuição de baixa tensão. . . . .	28
Figura 3	Evolução de rede de baixa tensão. . . . .	29
Figura 4	Rede secundária reticulada. . . . .	30
Figura 5	Área elementar. . . . .	36
Figura 6	Configurações Típicas de Rede Secundária para Atendimento da Carga na Área Elementar. . . . .	37
Figura 7	Representação monofásica do circuito $\pi$ nominal. . . . .	41
Figura 8	Modelo nominal de uma linha de distribuição curta por fase. . . . .	41
Figura 9	Linha aérea assimétrica de distribuição de energia elétrica, disposta verticalmente. . . . .	42
Figura 10	Linha aérea de distribuição de energia elétrica multiplexadas. . . . .	43
Figura 11	Linha trifásica de neutro e impedâncias mútuas. . . . .	43
Figura 12	Sistema I de 38 nós. . . . .	54
Figura 13	Distância mínima do condutor ao solo. . . . .	55
Figura 14	Sistema II de 23 nós. . . . .	58
Figura 15	Cabo multiplexado utilizado em redes de distribuição protegidas . . . . .	58
Figura 16	Sistema III de 29 nós. . . . .	61
Figura 17	Configuração vertical dos condutores no poste. . . . .	81
Figura 18	Curvas de carga típicas de carga industrial, carga comercial e carga residencial. . . . .	89





---

## Lista de tabelas

Tabela 1	Níveis de tensão de distribuição utilizados no Brasil . . . . .	27
Tabela 2	Características das Configurações Típicas de Rede Secundária . . . . .	36
Tabela 3	Classificação da tensão de atendimento de acordo com as faixas de variação . . . . .	49
Tabela 4	Dados da rede de distribuição secundária do Sistema I . . . . .	55
Tabela 5	Continuação Tabela 4 . . . . .	56
Tabela 6	Perdas na rede de distribuição secundária do Sistema I . . . . .	57
Tabela 7	Perdas totais na rede de distribuição secundária do Sistema I . . . . .	57
Tabela 8	Valores de Tensão para o Sistema I . . . . .	58
Tabela 9	Dados da rede de distribuição secundária do Sistema II . . . . .	60
Tabela 10	Valores de Tensão do Sistema II . . . . .	61
Tabela 11	Perdas na rede de distribuição secundária do Sistema II . . . . .	62
Tabela 12	Perdas na rede de distribuição secundária do Sistema III . . . . .	63
Tabela 13	Carga agregada no transformador . . . . .	63
Tabela 14	Dados de Saída do Transformador de MT/BT . . . . .	64
Tabela 15	Dados da rede de distribuição secundária Sistema III . . . . .	64
Tabela 16	Valores de Tensão para Carga Flat . . . . .	65
Tabela 17	Valores de Tensão no Horário de Ponta (19:00) . . . . .	66
Tabela 18	Parâmetros utilizados na simulação para o Sistema I . . . . .	84
Tabela 19	Dados dos condutores do Sistema I . . . . .	84
Tabela 20	Dados de distribuição da carga do Sistema I . . . . .	85
Tabela 21	Parâmetros utilizados na simulação para o Sistema II . . . . .	86
Tabela 22	Dados dos condutores Isolados Multiplexados (0,6/1kV) . . . . .	86
Tabela 23	Dados de distribuição da carga do Sistema II . . . . .	87
Tabela 24	Parâmetros utilizados na simulação para o Sistema III . . . . .	87
Tabela 25	Dados dos condutores do Sistema III . . . . .	88

Tabela 26	Dados de distribuição da carga do Sistema III . . . . .	88
Tabela 27	Tipologias Agregadas por Classe . . . . .	90
Tabela 28	Curvas de Carga Típicas utilizadas na simulação . . . . .	91

---

# Lista de siglas

**ANEEL** Agência Nacional de Energia Elétrica

**AT** Alta Tensão

**BT** Baixa Tensão

**CA** Cabo de Alumínio sem Alma de Aço

**CAA** Cabo de Alumínio com Alma de Aço

**CEMIG** Companhia Energética de Minas Gerais

**CPFL** Companhia Paulista de Força e Luz

**DEC** Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

**FEC** Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

**FP** Fator de Potência

**GIS** *Geographic Information System*

**IEEE** *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

**LTC** *Load Tap Changer*

**MT** Média Tensão

**OpenDSS** *Open Distribution System Simulator*

**PRODIST** Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

**QEE** Qualidade de Energia Elétrica



---

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>19</b>
1.1	Objetivo . . . . .	20
1.2	Organização dos Capítulos . . . . .	21
<b>2</b>	<b>Os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>23</b>
2.1	Estrutura do Sistema de Distribuição . . . . .	24
2.2	Sistema de Distribuição Secundário . . . . .	27
2.2.1	Rede de Distribuição Secundária Aérea . . . . .	28
2.2.2	Rede de Distribuição Reticulada ou Subterrânea . . . . .	30
2.3	Considerações Finais sobre o Capítulo . . . . .	31
<b>3</b>	<b>Revisão da Literatura</b>	<b>33</b>
3.1	Utilização de redes típicas . . . . .	35
3.2	Considerações Finais sobre o Capítulo . . . . .	38
<b>4</b>	<b>Modelagem e Simulação de Redes de Distribuição Secundárias</b>	<b>39</b>
4.1	Linhas de Distribuição . . . . .	40
4.2	Carga . . . . .	44
4.3	Transformador . . . . .	47
4.4	Procedimentos de Simulação . . . . .	48
<b>5</b>	<b>Modelos de Referência</b>	<b>53</b>
5.1	Sistema I . . . . .	53
5.2	Sistema II . . . . .	59
5.3	Sistema III . . . . .	62
<b>6</b>	<b>Conclusão</b>	<b>69</b>
6.1	Sugestões de trabalhos futuros . . . . .	70

<b>Referências</b>	<b>71</b>
<b>Apêndices</b>	<b>75</b>
<b>APÊNDICE A Cálculo dos Parâmetros das Linhas de Distribuição</b>	<b>77</b>
A.1 Impedância Série . . . . .	77
A.2 Capacitância Shunt . . . . .	81
<b>APÊNDICE B Dados dos Sistemas de Distribuição Trifásicos</b>	<b>83</b>
B.1 Configuração . . . . .	83
B.2 Sistema I . . . . .	84
B.3 Sistema II . . . . .	86
B.4 Sistema III . . . . .	87
<b>APÊNDICE C Curvas de Carga</b>	<b>89</b>
<b>APÊNDICE D Código na linguagem OpenDSS</b>	<b>93</b>

---

## Introdução

Os sistemas de distribuição de energia elétrica têm apresentado grandes transformações, com mudanças em sua estrutura, paradigma de concepção e operação. Os avanços na tecnologia de equipamentos, maior conscientização sobre questões ambientais e principalmente os incentivos dados pela legislação para empreendimentos em fontes alternativas de energia, incentivam cada vez mais a inserção de geradores nas unidades de consumo, a adoção de veículos elétricos, entre outras evoluções tecnológicas em curso.

Neste contexto, os estudos das redes de distribuição de energia assumem papel importante para garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores e para isso as concessionárias precisam dispor de ferramentas e, sobretudo, modelos capazes de fornecer o comportamento da rede de distribuição de energia elétrica em regime permanente e transitório.

Os sistemas de distribuição primários já possuem ferramentas consolidadas de análise e topologias conhecidas na literatura técnica, tais como os sistemas teste IEEE 13 barras, IEEE 34 barras, IEEE 37 barras e IEEE 123 barras (KERSTING, 1991). Fato semelhante não ocorre nos sistemas de Baixa Tensão (BT), para os quais não são encontrados modelos que subsidiem estudos nas redes secundárias de distribuição, portanto, há uma necessidade real de sistemas de referência para teste e estudos de fluxo de potência.

Nas redes de distribuição de energia elétrica qualquer modificação ou alteração acarreta geralmente custos elevados. Os investimentos praticados no segmento de distribuição de energia elétrica em baixa tensão constituem-se num percentual significativo dos orçamentos das concessionárias de distribuição (BOMBASSARO, 2012b). Devido às baixas tensões, é no sistema de distribuição onde ocorre a maior parcela das perdas. No Brasil, os valores típicos para perdas técnicas nas redes de distribuição estão entre 7 e 15 % (MICHELS et al., 2009). Estes números indicam a existência de espaços promissores para estudos enquadrados nas redes secundárias de distribuição.

O fator decisivo para que as modelagens das redes de distribuição possam fornecer resultados adequados está na qualidade das informações fornecidas para o sistema, ou seja, quanto mais confiáveis forem os dados, melhores serão os resultados. Entretanto, nem

todas as concessionárias dispõem de um cadastro completo da rede de distribuição, o que inclui o sistema secundário. Parte das distribuidoras optam por ter um cadastro reduzido que vai até no máximo o transformador de média tensão (transformador MT/BT), não dispondo assim de dados completos de distribuição da rede, visto o custo, extensão e diversidade de configurações do sistema secundário (SQUAIELLA, 2004).

Torna-se necessário, então, contornar a insuficiência de dados e a ausência do cadastro para viabilizar os estudos com enfoque em redes de baixa tensão. Uma maneira é por meio do uso de alguns padrões de redes típicas com configurações topológicas, bitolas de cabos e transformadores padronizados.

Geralmente, as concessionárias com cadastro incompleto das redes secundárias possuem algumas informações a respeito de seus transformadores de distribuição, tais como potência, tensão, tipo (monofásico ou trifásico) e os consumidores por estes supridos. A partir dessas informações, é possível associar um padrão de rede típica e executar o fluxo de potência utilizando apenas os dados de carregamento do transformador. Estas redes típicas estão associadas sempre a padrões de potência, carregamento e comprimento específico da rede, que conduzam a uma configuração mais econômica. A Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), por exemplo, introduziu algumas configurações de redes secundárias típicas não lineares, nas quais existe um transformador para cada circuito (CEMIG, 1979). Tais configurações serão apresentadas com detalhes no capítulo 3.

O uso de redes típicas aplica-se inclusive para concessionárias com cadastro completo da rede que busquem uma simplificação para a determinação do fluxo de carga. Na prática seria necessário obter todos os dados do circuito, o que é bem complexo, considerando a grande quantidade de dados a serem levantados.

Sendo o número de circuitos extremamente elevado, acarreta em um grande volume de dados, faz-se necessário, portanto, simulações de diversos cenários econômicos e temporais para estabelecer o desempenho da rede de distribuição. Modelos adequados de representação que permitam reduzir e avaliar de forma adequada a rede secundária, sem perda significativa de precisão, tornam-se cruciais para avaliação do desempenho do sistema de distribuição secundário. O conceito de utilização de padrões de redes típicas parece ser adequado, fornecendo alternativas para estudo de fluxo de potência nas redes baixa tensão.

## 1.1 Objetivo

Em suma, este trabalho tem por objetivo desenvolver modelos de redes de distribuição trifásica de baixa tensão desequilibradas, que possam ser empregados como modelos de referência em estudos futuros na rede secundária de distribuição.

As redes modeladas devem ser capazes de explorar as várias características dos sistemas



de distribuição secundários e permitir a determinação das condições de operação em situações de regime permanente. As grandezas de interesse são as tensões nas diferentes barras da rede, os fluxos de potência ativa e reativa em todas as linhas, as perdas técnicas nos transformadores e linhas e o nível de desbalanço de tensão. As configurações estão modeladas conforme as normas e se enquadram dentro dos limites de padrões de qualidade de fornecimento definidos pelos órgão reguladores.

As topologias propostas permitem análises generalizadas da rede secundária, com base em dados típicos de potência, tensão, distribuição e curva de carga.

## 1.2 Organização dos Capítulos

Organizou-se o presente trabalho em seis capítulos. Este primeiro é introdutório e apresenta o problema estudado e os objetivos desta monografia. Além deste somam-se os seguintes:

No capítulo 2 apresenta-se uma visão geral da constituição dos sistemas de potência, com foco nos sistemas de distribuição. Definem-se os elementos básicos do sistema de distribuição - são apresentados os termos técnicos e específicos utilizados nesta dissertação, além dos principais tipos de configuração ou arranjos e as características representativas das redes, níveis de tensão e potência.

No capítulo 3 é feita uma breve revisão bibliográfica, apresentando de maneira resumida, como outros autores tem tratado temas envolvendo as redes de baixa tensão.

O capítulo 4 apresenta a modelagem dos sistemas de distribuição trifásicos - encontram-se desenvolvidos os modelos dos elementos que constituem os sistemas de distribuição de baixa tensão. Analisa-se a representação das linhas, transformadores e carga na rede. Em uma seção seguinte, intitulada por procedimentos de simulação definem-se as restrições de operação dos sistemas de distribuição, além dos índices de desempenho exigidos das redes secundárias de distribuição.

No capítulo 5 são apresentados os modelos desenvolvidos, bem como os resultados de fluxo de potência - estados de tensões e valores de desequilíbrio nos alimentadores dos modelos de teste.

No capítulo 6 têm-se as conclusões a respeito dos modelos propostos no trabalho.

Os anexos contêm informações complementares que auxiliam a compreensão das simulações realizadas e dos resultados obtidos:

Anexo A - Cálculo dos parâmetros das linhas de distribuição, mais especificamente a metodologia utilizada na determinação da impedância das linhas;

Anexo B - Dados dos Sistemas de Distribuição Trifásico - disponibiliza os dados dos sistemas de distribuição de energia propostos;

Anexo C - Definem-se as curvas de carga típicas utilizadas no presente trabalho.



---

# Os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

O sistema de distribuição de energia elétrica representa toda infra-estrutura abaixo do nível de transmissão, ou seja, é a parte dos sistemas de potência que está mais próximo da unidade consumidora. Apresenta como função precípua fornecer energia elétrica para o consumidor final de forma segura, com um nível de qualidade e disponibilidade aceitável.

Como regra geral, o sistema de distribuição de energia pode ser considerado como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam, geralmente, em tensões inferiores a 230 kV (ANEEL, 2012).

As redes de distribuição apresentam características muito particulares e que as diferenciam das redes de transmissão. Em geral distinguem-se: a topologia radial, as múltiplas conexões, as cargas de distinta natureza, as linhas com resistências muitas vezes comparáveis à reatância e na maioria das vezes sem transposições (FRANCISQUINI, 2006).

Um sistema de distribuição geralmente começa na subestação, que é alimentada por uma linha de sub-transmissão. Cada subestação pode alimentar um ou mais alimentadores, que geralmente são radiais e unidirecionais (KERSTING, 2012). Na figura 1 é mostrado um exemplo simples de sistema de distribuição.

De acordo com Módulo 1 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), a divisão da rede de distribuição de energia elétrica é realizada tendo como critério os níveis de tensão. A energia elétrica é recebida com tensão em níveis de transmissão e é rebaixada para níveis nos quais a energia elétrica possa ser distribuída e utilizada. Estas faixas de tensão de distribuição estão definidas como:

- Alta Tensão (AT): Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV, ou instalações em tensão igual ou superior a 230 kV quando especificamente definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);

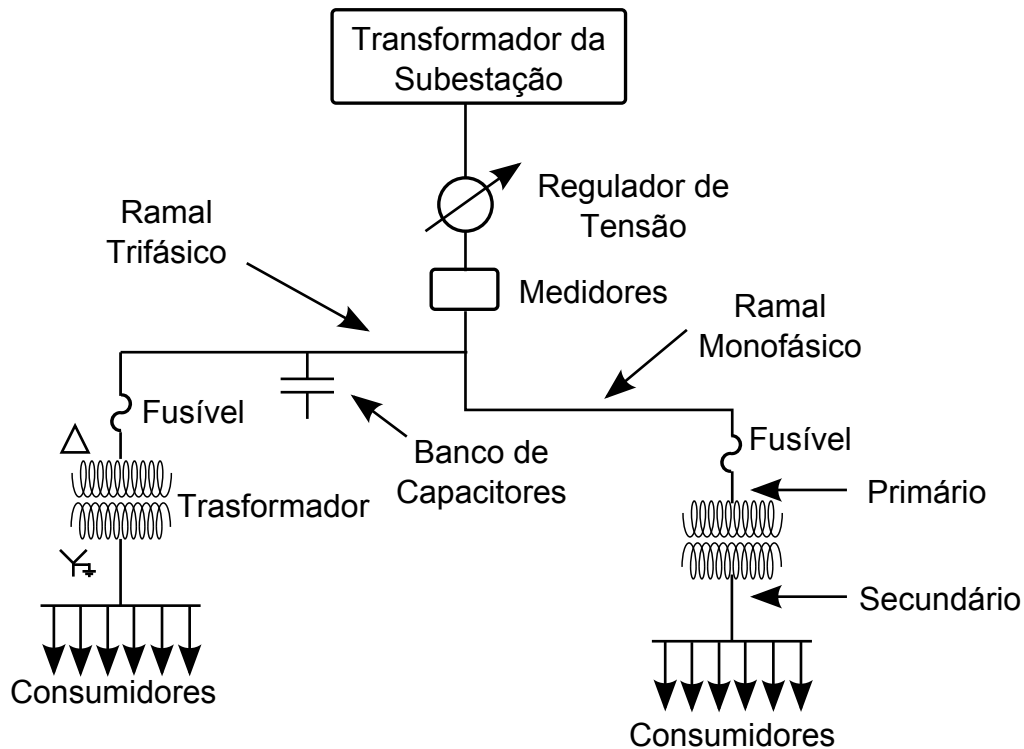


Figura 1: Sistema de Distribuição Simples

- ❑ Média Tensão (MT): Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e inferior a 69 kV;
- ❑ BT: Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV.

Neste trabalho, dá-se enfoque às redes do sistema de distribuição secundário, mas será feita uma breve explanação sobre as estruturas que integram o sistema de distribuição de modo a embasar o leitor para a modelagem das redes de distribuição de BT.

## 2.1 Estrutura do Sistema de Distribuição

O sistema de distribuição é formado por subestações abaixadoras e circuitos elétricos responsáveis por transportar a energia dos sistemas de transmissão para os consumidores. De acordo com Kagan, Oliveira e Robba (2010), estruturalmente o sistema de distribuição é constituído por cinco partes, são elas:

- ❑ Sistema de subtransmissão;
- ❑ Subestações de distribuição;
- ❑ Sistema de distribuição primária;
- ❑ Estações transformadoras e

□ Sistema de distribuição secundária.

**Sistema de Subtransmissão.** Os sistemas de subtransmissão são circuitos que suprem as subestações do sistema de distribuição. Comumente as tensões de subtransmissão operam em valores de 138 kV, 115 kV, 69 kV ou 34,5 kV (SHORT, 2014). Tem a capacidade de transporte de algumas dezenas de MW por circuito, usualmente de 20 a 150 MW. Os consumidores atendidos em tensão de subtransmissão são usualmente grandes instalações industriais, estações de tratamento e bombeamento de água (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBIA, 2010).

Os sistemas de subtransmissão podem operar em configuração radial, com possibilidade de transferência de blocos de carga no caso de contingências ou em malha. Salienta-se que a operação radial é mais simples e menos onerosa, ademais, em malha deve se tomar alguns cuidados no que diz respeito a esquemas de controle e proteção do sistema.

**Subestações de Distribuição.** Nas subestações de distribuição o nível de tensão de sub-transmissão é reduzido para valores de média tensão, geralmente 23 kV ou 13,8 kV (CASSEL, 2012).

Para o controle de tensão no lado de MT, comumente, utiliza-se um regulador de tensão, transformador com regulador de TAPs variáveis ou bancos de capacitores (FRANCISQUINI, 2006). O transformador com *Load Tap Changer* (LTC), dispositivo comutador de tap automático, proporciona uma regulação com base na carga conectada no circuito, ou seja, se o perfil de carga é pesado, aumentam as correntes que fluem pelas linhas de distribuição, e, portanto uma maior queda de tensão. Neste caso, o regulador de tensão deve operar de modo a elevar a tensão na barra da subestação de potência, atenuando em parte o problema referente à queda de tensão.

As subestações de distribuição, ao contrário das de transmissão, estão localizadas nos próprios centros urbanos, já que são elas que distribuem a energia para as redes de distribuição. Existem inúmeros arranjos de subestações possíveis, que variam com a potência instalada, a importância da carga e o nível de confiabilidade da instalação.

**Sistema de Distribuição Primária.** As redes de distribuição primárias são circuitos elétricos trifásicos, normalmente a três fios, que emergem das subestações de distribuição e operam na maioria das vezes em um arranjo topológico radial, ou seja, não possuem malhas ou são fracamente malhadas (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBIA, 2010).

A rede primária conta com um alimentador principal que corresponde a um tronco trifásico do qual se derivam ramais, que usualmente são protegidos por fusíveis. São projetadas com possibilidade de transferência de blocos de cargas entre circuitos, ou seja, em condições de contingências na rede, alimentadores de uma mesma subestação, ou de subestações diferentes, podem ser manobrados através de chaves de interligação para o atendimento aos consumidores.

Os consumidores normalmente atendidos pelas redes de média tensão são industriais e conjuntos comerciais ou residenciais de médio porte, além das estações transformadoras dispostas ao longo do sistema de distribuição, que são responsáveis pelo suprimento da rede de baixa tensão.

Ínímeros são os tipos de redes de distribuição de energia elétrica. Muitas vezes, estes se encontram em circuitos mistos, desta forma acarretando diversas combinações entre redes secundárias e de média tensão, variando principalmente com as concessionárias de energia elétrica e com as necessidades e condições locais (GOMES, 2003). O tipo de rede de distribuição de energia elétrica a ser adotado depende principalmente das características climáticas, de arborização, do nível de carga, da localização, das características dos consumidores que deverá atender e do nível de confiabilidade que se espera.

A estrutura das redes de distribuição primárias pode ser aérea ou subterrânea, sendo as primeiras de uso mais difundido no Brasil por questões de custos. As redes subterrâneas são utilizadas em áreas com grande densidade de carga onde há dificuldades estruturais ou paisagísticas que inviabilizam a construção de redes aéreas.

As redes aéreas podem ser divididas em convencionais ou compactas. As convencionais são caracterizadas por condutores nus, apoiados sobre isoladores de vidros ou de porcelana, fixados horizontalmente sobre cruzetas. As redes compactas, quando primárias, são ditas protegidas, pois, apesar de possuírem cobertura, os cabos não são isolados, não sendo permitido tocar o cabo com a rede energizada. Quando secundárias, são ditas isoladas, pois a cobertura presente nos cabos garante a sua isolação em baixa tensão (CERBANTES, 2012). O padrão de rede primária urbana para a concessionária Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), por exemplo, é a rede primária compacta (tensão nominal em 11,9, 13,8 ou 23,1 kV), com Cabo de Alumínio sem Alma de Aço (CA) protegido com isolação XLPE (BOMBASSARO, 2012b).

As redes de alimentadores de média tensão crescem de forma arborescente à medida que o número de pontos de carga também cresce, até então apresentavam em geral configuração radial e com fluxo de potência unidirecional, isto é, das subestação para as cargas. Isto vem mudando com a geração distribuída, ou seja, inserção de fontes alternativas de geração de energia elétrica nos sistemas de distribuição de MT e, quando possível, em qualquer ponto da topologia da rede (PEREIRA Jr, 2009).

**Estações Transformadoras.** As estações transformadoras são constituídas por transformadores que reduzem a tensão primária para a de distribuição secundária. Esses transformadores geralmente são trifásicos com o enrolamento primário, em média tensão, na conexão delta e enrolamento secundário em estrela aterrada (CASSEL, 2012). Utilizam-se, em alguns casos, transformadores monofásicos, embora não seja uma solução muito utilizada, sendo restrita a algumas áreas de empresas de distribuição.

Nas redes aéreas utilizam-se, usualmente, transformadores trifásicos, instalados dire-

tamente nos postes. Para redes subterrâneas, o transformador é instalado abrigado em estrutura em alvenaria ao nível do solo, ou em cubículo subterrâneo (SQUAIELLA, 2004). A potência nominal pode assumir os seguintes valores na série padronizada de 30, 45, 75, 112,5, 150, 225 e 300 kVA (CERBANTES, 2012). A alocação de transformadores é feita considerando basicamente os centros de carga, como centros comerciais e industriais, devendo ficar o mais próximos destes.

Da estação transformadora deriva-se a rede secundária, parte mais extrema do sistema elétrico como um todo, e por se tratar do escopo primordial deste trabalho será descrita detalhadamente na seção seguinte.

## 2.2 Sistema de Distribuição Secundário

O sistema de distribuição secundário deriva-se da subestação transformadora e caracteriza-se por operar em baixos níveis de tensão, isto é, sua tensão entre fases deve ser igual ou inferior a 1 kV (ANEEL, 2012). Além disto, supre os consumidores de baixa tensão, pequenos comércios, indústrias e predominantemente consumidores residenciais.

O fornecimento de energia em rede de tensão secundária aplica-se apenas a instalações de características usuais com carga instalada até 75 kW, sendo a energia elétrica para estes consumidores fornecida na frequência nominal de 60Hz e nas tensões ilustradas na tabela 1 (BOMBASSARO, 2015). No Brasil a tensão secundária nominal de 127 V corresponde a tensão entre fase e neutro e o valor de 220 V a tensão entre fases. As tensões de 220 e 127 V predominam nos estados das regiões sul e sudeste (PANTUZI, 2006), as demais tensões apesar de não padronizadas são adotadas em algumas localidades.

Tabela 1: Níveis de tensão de distribuição utilizados no Brasil

<b>Padronizada</b>	<b>Não Padronizada</b>
220/127 V	110 V
380/220 V	230/115 V

As redes de distribuição de baixa tensão são caracterizadas conforme sua operação em malha ou de forma radial. A configuração radial representada na Figura 2 (b) é utilizada principalmente em áreas de baixa densidade de carga, para casos onde o circuito toma direções distintas em conformidade com a distribuição da carga.

A maioria das redes secundárias de distribuição operam com topologia radial, já que estas apresentam certas vantagens, como custos mais baixos, facilidade em predição dos fluxos de potência, operação e proteção das redes quando comparada a operação em malha Figura 2 (a) (SHORT, 2014). Em contrapartida, as topologias radiais perdem no quesito confiabilidade, relacionada à continuidade do fornecimento de energia elétrica. Isto porque

no caso de uma interrupção de fornecimento de energia em determinado ponto da rede, seja em virtude de falta ou para execução de obras, gera a interrupção do fornecimento de energia para o grupo de consumidores ligados a jusante do ponto de falta.

A título informativo é importante salientar que um triângulo é a simbologia comumente utilizada em diagramas elétricos para representar um transformador.

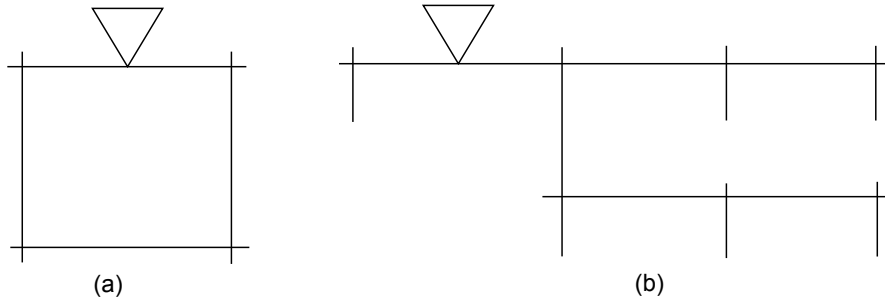


Figura 2: Configuração (a) em malha e (b) radial de redes de distribuição de baixa tensão.

Os sistemas de distribuição secundários têm diferentes formas e tamanhos, podem alcançar, por circuito, comprimentos da ordem de centenas de metros (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBIA, 2010). Seus arranjos dependem da disposição das ruas e a localização das cargas.

A potência demandada na rede de distribuição secundária é da ordem de dezenas de kVA e usualmente não conta com recursos para o atendimento de contingências, assumindo o menor grau de confiabilidade dentro da hierarquia dos subsistemas (CERBANTES, 2012). Ainda por operar em baixos níveis de tensão estes sistemas são mais sensíveis às perturbações elétricas, causadas principalmente pelo funcionamento de diversos tipos de cargas especiais instaladas. Essa sensibilidade faz com que os sistemas de BT sejam a parte do sistema elétrico de potência onde se encontram os piores índices de Qualidade de Energia Elétrica (QEE), que se referem à continuidade do fornecimento, desequilíbrio, nível e oscilações de tensão (CERBANTES, 2012).

Outro aspecto assaz importante é a qualidade na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica em BT. Neste nível de tensão, a qualidade da energia é entendida basicamente como a continuidade de fornecimento de energia, sendo assim, baseia-se no número e duração das interrupções no sistema elétrico que podem ser provocadas por falhas nos sistemas ou atividades de manutenção programada (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBIA, 2010).

### 2.2.1 Rede de Distribuição Secundária Aérea

No Brasil, a grande maioria das redes secundárias de distribuição é do tipo aéreo, sendo que sua estrutura comumente emprega cabos CA, nus ou protegidos (GOMES, 2003). Os cabos nus são fixados verticalmente sobre os postes, encontram-se totalmente desprotegidos contra as influências do meio ambiente, por esta razão, possuem baixo nível de



confiabilidade quando utilizados em áreas com maior densidade populacional. A simples proximidade dessas redes aéreas com marquises, sacadas, painéis, andaimes facilita o contato acidental de pessoas com os condutores, acarretando uma provável descarga elétrica e causando acidentes graves e até mesmo fatais (SARDETO, 1999).

Os cabos protegidos contam com capa externa de material isolante que se destina à proteção contra contatos ocasionais de objetos, como galhos de árvores. Apresentam como vantagens a redução sensível da taxa de falhas e a redução do espaçamento entre os condutores (PANTUZI, 2006). O custo de implantação da rede compacta é mais alto, cerca de aproximadamente 14 % maior quando comparado com os cabos desprotegidos. Sua implantação é justificada à medida que oferece segurança, maior qualidade no fornecimento de energia e reduz os custos de manutenção preventiva, como podas de árvores (GOMES, 2003).

As redes de distribuição apresentam diferentes realidades ao longo das suas infraestruturas. Estas diferenças estão relacionadas principalmente com as características geográficas e níveis de consumo, que traduzem-se na necessidade de definir diferentes padrões de qualidade consoante a área da rede em causa. A maioria das redes de distribuição secundárias inicia com configuração em malha e quando atinge o limite de carregamento, evolui para a configuração radial, através da instalação de outro transformador e seccionamento da malha. Na Figura 3 apresenta-se a evolução da rede, Figura 3(a) rede em malha e Figura 3 (b) rede radial, obtida a partir do seccionamento nos pontos A e A' (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

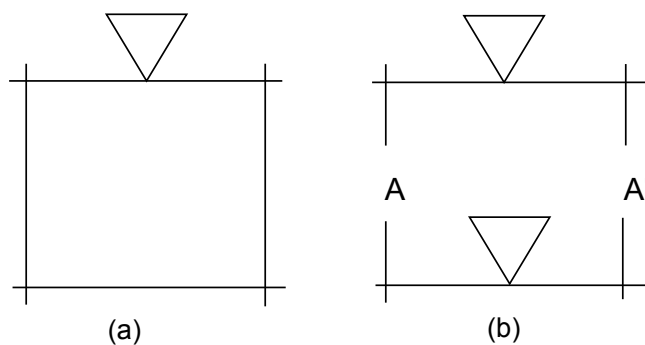


Figura 3: Evolução de rede de baixa tensão.

Para redes de distribuição já seccionadas, sendo o carregamento máximo do transformador atingido, deve se tomar as seguintes medidas:

- Trocar o transformador de cada circuito por outro de potência nominal superior sem alterar a topologia da rede secundária;
- Remanejar cargas de um circuito vizinho para outro, ou seja, a distribuição da carga entre os circuitos sem alteração da potência dos transformadores;

Lembrando sempre que a carga máxima instalada permissível é determinada pela potência do transformador de distribuição (MT/BT) (CASSEL, 2012).

## 2.2.2 Rede de Distribuição Reticulada ou Subterrânea

Os sistemas subterrâneos de distribuição de energia elétrica, na sua concepção, operação e manutenção são mais complexos que o correspondente sistema aéreo. Em linhas gerais pode-se dizer que as redes aéreas são as mais usuais devido ao seu baixo custo e rapidez construtiva, quando comparadas às redes subterrâneas, mas perdem no quesito confiabilidade e custo de manutenção.

A utilização da rede subterrânea varia de região para região e é mais indicada em áreas de grande densidade de carga; locais onde há um congestionamento de equipamentos aéreos; áreas onde os fatores estéticos e ambientais o requeiram; em cidades históricas, turísticas; bairros típicos; loteamentos, bairros de alto poder aquisitivo e grandes centros urbanos, nos quais se exijam graus elevados de confiabilidade.

As redes subterrâneas foram difundidas no país inicialmente nas décadas de 50 a 70. Nesta época o sistema utilizado era o modelo americano, chamado de "reticulado" (COPEL, 2010), que se caracterizava por ter os circuitos de baixa tensão de todos os transformadores de distribuição rigidamente interligados, formando assim, uma única e extensa malha. Entre dois nós era usual utilizar-se, em cada fase, três cabos em paralelo, com intuito de aumentar a confiabilidade e a capacidade de carregamento do sistema (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBIA, 2010). O modelo de rede reticulada é ilustrado através da Figura 4.

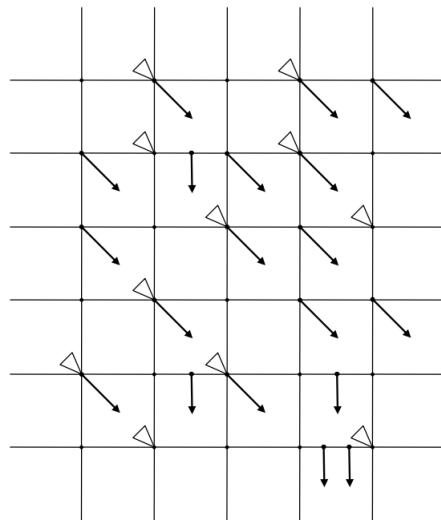


Figura 4: Rede secundária reticulada.

O sistema reticulado em malha é o mais robusto em termos de confiabilidade quando comparado com as demais configurações, praticamente imune a defeitos, apresentando índices de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) praticamente nulos (CERBANTES, 2012).

A desvantagem, com relação ao uso de redes reticuladas nas redes de distribuição subterrâneas, está relacionada principalmente com o custo de instalação que é extremamente elevado, se comparado com o sistema convencional (GOMES, 2003). Segundo a Copel (2010), os custos de instalação dos sistemas aéreos convencionais giram em torno de sete vezes menos que os sistemas reticulados, caracterizando, portanto uma menor representatividade destes sistemas em novas construções, dado que evoluções técnicas e culturais permitiram que se planejassem e projetassem redes cada vez mais simplificadas e econômicas, com índices de confiabilidade aceitáveis.

## 2.3 Considerações Finais sobre o Capítulo

Neste capítulo apresentou-se, de forma sucinta, o embasamento teórico para contextualização do leitor a respeito da estrutura dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

É importante apresentar os principais tipos de configurações ou arranjos, as características representativas das redes ou níveis de tensão e potência, de modo a validar as premissas que serão utilizadas para a modelagem de redes de distribuição de baixa tensão.



---

## Revisão da Literatura

Neste capítulo será apresentada uma revisão bibliográfica com o intuito de fornecer uma abrangente visão sobre as técnicas de estudos empregadas nas redes secundárias de distribuição.

A modelagem de rede de baixa tensão é um assunto que começou a ser tratado com modelos computacionais a partir do início dos anos 60. A motivação para tal tratamento foi o aparecimento dos computadores digitais, que tornaram possíveis o desenvolvimento de modelos capazes de representar e projetar as redes secundárias de distribuição de energia elétrica (SQUAIELLA, 2004).

Um dos obstáculos às análises das redes secundárias de distribuição está relacionado com a enorme quantidade de dados envolvidos. Para entender a dimensão do problema basta analisarmos uma única unidade transformadora, da qual deriva-se uma rede secundária de distribuição. Associando-se a esta algumas características como bitola do cabo, tipo de rede, localização, carregamento máximo e médio, entre outros parâmetros, rapidamente ter-se-ia um volume elevado de informações.

Dada a grande quantidade de equipamentos e configurações de redes torna-se imprescindível uma base que forneça uma padronização para a modelagem de sistemas de distribuição. Atualmente, isto é feito com base em relatórios emitidos pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) (KERSTING, 1991). Estes relatórios fornecem modelos que representam grande parte dos elementos que compõem os sistemas de distribuição de energia (capacitores, cargas, transformadores, linhas aéreas e subterrâneas) (FERNANDES, 2011).

Na literatura especializada diversos sistemas consolidados representam as redes de transmissão e distribuição primária, mas pouco se encontra com relação a redes secundárias de energia elétrica. O sistema teste IEEE 13 barras, por exemplo, é utilizado como insumo para estudos em média tensão. Esta topologia, apesar de considerar que as cargas são desequilibradas e apresentar estrutura radial, não consegue representar adequadamente as redes de distribuição secundárias e fornecer uma avaliação das condições destas em baixa tensão de energia.

Há de se considerar que as redes de baixa tensão possuem características muito peculiares que as diferem das redes de transmissão e média tensão, tais como a topologia, cargas desequilibradas e linhas sem transposição. Em áreas onde há grande concentração da carga a modelagem da rede é complexa, estando à mercê da dinâmica dos consumidores.

Com relação à média tensão, além das topologias difundidas observa-se ainda uma vantagem referente a existência de ferramentas consolidadas para armazenamento de dados do circuitos. Diferentemente da baixa tensão, o sistema primário conta com recurso, como o *Geographic Information System* (GIS) que permite armazenar todas as informações das redes de distribuição primária (número de transformadores, potência nominal, localização, circuito, cabos, corrente para cada período do dia) e, a partir destes dados, gerar um banco de dados específico para os estudos necessários nas redes de distribuição de média tensão da concessionária (SQUAIELLA, 2004).

Para determinar estudos de fluxo de potência em redes de baixa tensão é evidente a necessidade de uma base de dados com cadastro da rede, com os dados dos seus trechos e respectivas bitolas de cabos, postes e localização dos seus consumidores. Entretanto, a existência de um cadastro detalhado das redes de baixa tensão não é uma regra entre as concessionárias brasileiras (MÉFFE, 2007), sendo necessário buscar alternativas para contornar o problema de insuficiência de dados. Neste ponto, o conceito de utilização de redes típicas parece ser adequado, fornecendo uma variação para o cálculo de fluxo de potência e determinação das tensões, correntes e perdas nos alimentadores de distribuição. A exemplo tem-se a metodologia adotada no Módulo 7 do PRODIST pela ANEEL (2011b) que estima as perdas nos sistemas de distribuição em baixa tensão com base em redes típicas.

Muitas vezes, o problema não está associado apenas ao cadastro incompleto das redes, mas à quantidade de redes a serem calculadas, característica que tem sido objeto de estudo em diversos trabalhos, para os quais se buscam alternativas de simplificação de análises nas redes BT.

Em trabalhos relativos a estudos de perdas nas redes secundárias reais, o problema referente ao grande número de dados é contornado através de técnicas de classificação, define-se geralmente um conjunto de padrões de redes, para as quais são estabelecidas as características predominantes do circuito. Outra abordagem mais simples é feita através da determinação de características da rede por meio de amostras aleatórias reais e da generalização dos resultados obtidos do conjunto analisado.

Como exemplo tem-se o trabalho desenvolvido por PÉREZ, H. H.; MENDEZ, M. O.; BALMACEDA (2005), este descreve uma metodologia para estudos de perdas nas redes BT, que se baseia na extrapolação para toda a população dos resultados obtidos para uma amostra da rede. Os autores definem atributos aos circuitos secundários e identificam os grupos com as mesmas características, para então determinar as amostras representativas. A metodologia apresentada por estes autores possui o objetivo único de reduzir a

quantidade de redes de baixa tensão que devem ser calculadas, partindo do pressuposto da existência de um cadastro detalhado da rede da concessionária em que a metodologia é aplicada.

Outro trabalho análogo é feito por Moreira (2012) que desenvolve uma metodologia para calcular perdas em redes de BT com cadastro incompleto. Moreira (2012) inicialmente determina as perdas totais nos sistemas de distribuição, a partir da diferença entre a energia consumida pelo transformador e a energia faturada pelas diferentes cargas. Esta informação não oferece uma relação direta entre o que é perda técnica e não técnica. Logo, para estimar as perdas técnicas estabelece-se uma amostra por região da área de concessão a partir de sorteio aleatório. De forma semelhante à PÉREZ, H. H; MENDEZ, M. O.; BALMACEDA (2005), Moreira faz sua análise com base em uma pequena amostra das redes de BT e extrapola os resultados para todas as redes BT da concessionária. Ressalva-se, entretanto, que este menciona o levantamento dos dados em campo.

Análises mais aperfeiçoada como de Méffe (2007) propõem o cálculo das perdas técnicas nos segmentos de baixa tensão do sistema distribuição a partir dos dados dos consumidores, da topologia e dos dados de curvas típicas de cargas. Esta metodologia, no entanto, se aplica para concessionária com cadastro completo da rede, são requisitados uma série de dados cadastrais do sistema elétrico, além de dados de faturamento. Para distribuidoras que ainda não possuem os dados de suas redes de baixa tensão devidamente cadastradas, propõe-se o estabelecimento de padrões de redes típicas para cada rede de baixa tensão, com base na utilização de técnicas de classificação. Esta classificação é feita através do uso de redes neurais, que devem ser capazes de analisar um conjunto de indivíduos e separá-los em grupos o mais homogêneos possíveis.

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

Outra linha de pesquisa, no entanto, como apresentado por Méffe (2007) é procurar estabelecer padrões de redes típicas para representar a população de redes BT. Assim, seria associado a cada rede um padrão pré-estabelecido e seus dados seriam calculados a partir do conhecimento da curva de carga diária. A vantagem com relação à simples extrapolação realizada pelos autores citados anteriormente está no fato de que o uso de redes típicas permite obter um valor de perdas para cada rede BT considerando suas características físicas.

### 3.1 Utilização de redes típicas

Para entender a importância de modelos de referência para as redes de baixa tensão, basta analisarmos as configurações consideradas pela CEMIG. Estas são utilizadas como

insumo pela ANEEL para a determinação de perdas dos circuitos de baixa tensão das concessionárias com cadastro incompleto da rede (ANEEL, 2011b).

Os modelos padrões da CEMIG foram desenvolvidos em 1979 tinham como objetivo otimizar projetos de dimensionamento de redes aéreas de distribuição de baixa tensão. O modelo de planejamento desenvolvido consistia na introdução do conceito de área elementar composta por um conjunto de quadras de dimensões físicas bem definidas, na qual era estabelecido um conjunto de configurações possíveis de redes secundárias.

A área elementar corresponde a uma área retangular composta por quadras e ruas atendidas por redes secundárias. A Figura 5 ilustra uma área elementar composta por 24 quadras de 100 m de frente cada uma, constituindo uma área total de 0,24 km<sup>2</sup> (600 m x 400 m) e 4800 m lineares de rua.

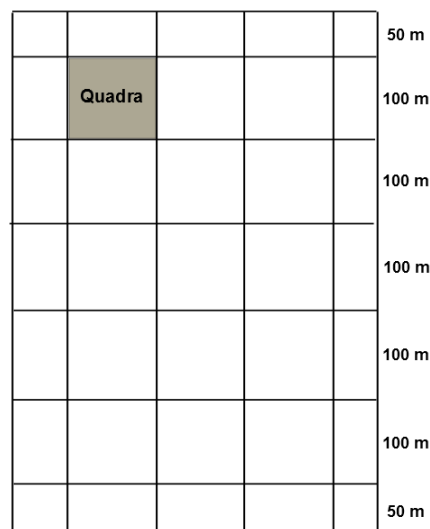


Figura 5: Área elementar.

Para suprir a carga da área elementar, considera-se a disposição de redes secundárias com diferentes configurações típicas, como ilustrado nas figura 6.

As características de cada configuração podem ser resumidas na Tabela 2.

Tabela 2: Características das Configurações Típicas de Rede Secundária

Configuração Típica	Número de Transformadores	Atendimento (Frente de Quadras)	Comprimento
1	4	24	1200 m/circuito
2	6	16	800 m/circuito
3	12	8	400 m/circuito
4	24	4	200 m/circuito
5	48	2	100 m/circuito



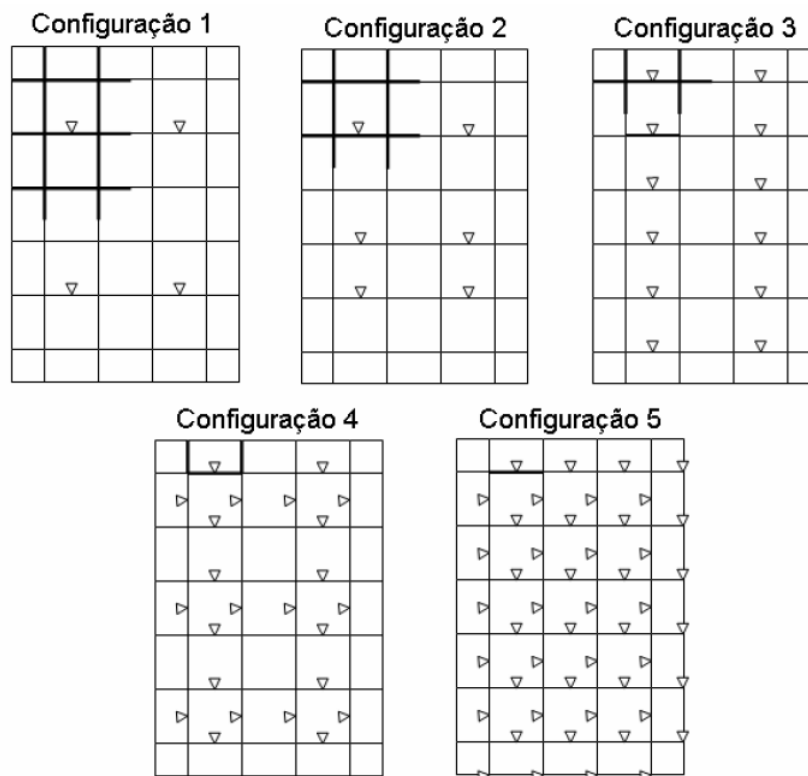


Figura 6: Configurações Típicas de Rede Secundária para Atendimento da Carga na Área Elementar.

O Módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2011b) é um documento que estipula a metodologia para determinação de perdas em redes de distribuição. Para a baixa tensão o uso de redes típicas é dada como uma alternativa para a apuração das perdas na ausência de informação de tipologia da rede da concessionária. Para estes casos, a ANEEL determina que cada circuito do sistema de BT seja classificado de acordo com uma das 5 tipologias da Figura 6, ou seja conforme o comprimento total do circuito, em metros. Observa-se que o estudo é feito considerando uma série padronizada de cabos e de transformadores, uma distribuição de carga uniforme, balanceada e constante com relação à tensão e uma resistência dos condutores também constante, definida a partir do menor valor dentre os condutores do circuito da rede e a uma temperatura de operação igual a 55 °C. Ao invés de retificar a análise são consideradas perdas adicionais de 15 % sobre o montante de perdas técnicas calculadas para as redes de BT, sendo que esta correção visa considerar o desequilíbrio da carga e o posicionamento assimétrico do transformador em relação às topologias de rede.

O procedimento para determinação das perdas na distribuição consiste em estimar as perdas técnicas por meio da aplicação de metodologia regulatória de cálculo, sendo as perdas não técnicas definidas pela diferença entre as perdas totais (energia injetada no sistema de distribuição) e a energia medida nos pontos de consumo (ANEEL, 2014).

Ressalva-se que tal análise visa simplificar o processo de determinação de perdas nos

sistemas de distribuição e pode apresentar inconsistências à medida que parte das distribuidoras de energia não possui um padrão rigoroso para o projeto de redes secundárias, ou seja, nem sempre as redes se enquadram em redes típicas como aquelas apresentadas pela CEMIG. Em algumas concessionárias, a falta de recursos financeiros pode impedir a adoção de padrões de projeto e, conseqüentemente, o crescimento de redes secundárias de forma não planejada conforme a distribuição de carga, adquirindo assim características topológicas diferentes das redes propostas (MÉFFE, 2007), o que inviabiliza seu uso para representação da rede de distribuição secundária em geral.

## **3.2 Considerações Finais sobre o Capítulo**

A escolha do método para o cálculo de fluxo de potência depende principalmente do objetivo da análise, da base de dados disponível e do intervalo de tempo durante o qual se pretende realizar o estudo. É possível obter resultados satisfatórios com algumas simplificações, como o uso de tipologias padrões e a determinação de parâmetros como bitola de cabo, curva de carga, bem como comprimento dos circuitos que devem ser ajustados a partir de um estudo específico para cada caso.

---

## Modelagem e Simulação de Redes de Distribuição Secundárias

Para a modelagem das redes de distribuição secundárias privilegia-se o global em detrimento do particular, já que seria inviável representar todas as individualidades das redes, as suas peculiaridades, como a localização geográfica, a topologia física e o carregamento específico.

Fundamentalmente, a metodologia para elaborar uma topologia que descreva o comportamento de uma linha de distribuição BT consiste na definição dos seguintes atributos (SQUAIELLA, 2004):

- ❑ Local (urbano ou rural): A definição para um circuito ser considerado rural ou urbano está no critério geográfico estabelecido pela prefeitura local onde o circuito se localiza. Assim, se a área onde o circuito distribui energia é considerada urbana pela prefeitura daquele município o alimentador também será considerado urbano e o mesmo critério vale para a zona rural. Nos casos onde um circuito nasce em uma área urbana e termina zona rural deve-se verificar qual a porcentagem de atendimento (em quilômetros) que cabe a cada uma das zonas para obter-se então a sua correta definição.

Em geral os circuitos urbanos são "curtos" devido ao adensamento de carga presente nesta zona e os circuitos rurais são muito "longos" e na maioria das vezes com carregamentos não tão elevados.

- ❑ Demanda máxima: É a máxima demanda que o circuito é capaz de atender. Normalmente cada circuito tem as suas características individuais e a máxima demanda pode ocorrer em períodos diferentes do ano;
- ❑ Tipo de rede: Representa o tipo de rede secundária que será gerada (monofásica, bifásica e trifásica). As redes de distribuição primária e secundária, normalmente,

são trifásicas e as ligações aos consumidores poderão ser monofásicas, bifásicas ou trifásicas;

- Dados do transformador: Para realização dos cálculos de fluxo de potência é necessário conhecer a potência nominal do transformador, a potência base, a tensão base, a tensão do lado da carga, a tensão do lado da fonte, a resistência e a impedância de aterramento e a impedância percentual do transformador. Os transformadores projetados em redes urbanas são trifásicos e com potências nominais de 30, 45, 75, 112,5, 150, 225 e 300 kVA;
- Comprimento e características do alimentador: Faz-se necessária a informação de todos os trechos de rede, do tipo de cabo, disposição dos condutores, raio médio geométrico, máxima corrente admissível do cabo e resistência;
- Dados de distribuição e cargas: Para a realização dos cálculos de fluxo de potência é necessário conhecer as cargas que existem nos transformadores de distribuição, de modo que se permita determinar a potência ativa e reativa em cada uma das fases do transformador de distribuição.

A definição das topologias de redes de distribuição e dos dados requeridos para os cálculos de fluxo de potência deve ser criteriosamente estabelecida para permitir que o modelo represente de forma correta as redes de BT. O fator decisivo para que as simulações possam refletir numa modelagem adequada está na qualidade das informações fornecidas para o sistema, ou seja, quanto mais fidedignos forem os dados, melhores serão os resultados.

Definidas as premissas para a modelagem, devem ser estabelecidos os componentes comumente utilizados para a construção das redes secundárias de distribuição. A representação da linha, transformadores e cargas, bem como as definições básicas dos elementos do sistema elétrico no *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) são apresentados na subseção seguinte.

## 4.1 Linhas de Distribuição

As linhas de distribuição são elementos elétricos padrões das redes de distribuição, de forma que sua função básica é transportar a energia para os diferentes pontos da rede. O modelo utilizado para representar as linhas de distribuição é o circuito  $\pi$  nominal tal como ilustrado na Figura 7.

O modelo  $\pi$  é válido para linhas de qualquer comprimento, mas aproximações usadas em linhas curtas e médias simplificam a análise e fornecem valores aceitáveis se respeitados os limites de tensão e comprimento da linha (STEVENSON, 1978).

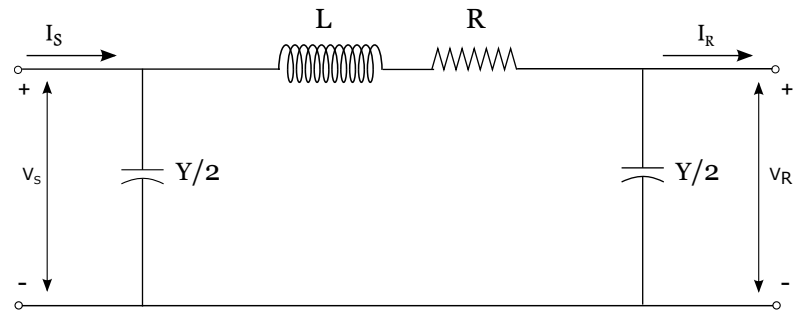


Figura 7: Representação monofásica do circuito  $\pi$  nominal. Fonte: (STEVENSON, 1978)

onde,

$L$  é a indutância em série por fase.

$R$  é a resistência em série por fase.

$Y$  é a admitância em derivação por fase ao neutro.

$I_s$  é a corrente nas barras transmissoras.

$I_R$  é a corrente nas barras receptoras.

$V_s$  e  $V_R$  são as tensões ao neutro.

Uma linha aérea com nível de tensão abaixo de 150 kV e com comprimento máximo de 60 a 80 km pode ser classificada como curta, sua capacitância em derivação é tão pequena que pode ser inteiramente desprezada sem perda apreciável de precisão, sendo suficiente considerar apenas a resistência em série  $R$  e a indutância em série  $L$  para todo o comprimento da linha (FUCHS, 1979).

Conforme exposto e considerando que linhas de distribuição de baixa tensão são de até 1 kV, conclui-se então, que linhas de distribuição de BT são linhas curtas, e portanto podem ser representadas por um novo circuito equivalente para a linha trifásica de distribuição de energia, conforme Figura 8.

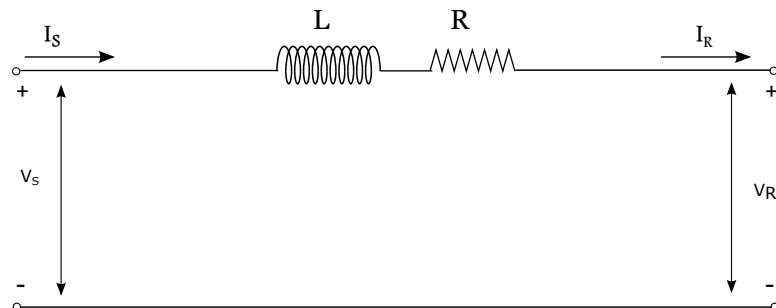


Figura 8: Modelo nominal de uma linha de distribuição curta por fase. Fonte: (STEVENSON, 1978)

As linhas de distribuição caracterizam-se através de uma impedância, que pode ser especificada no OpenDSS através do objeto "*LineCode*"(código do condutor), de duas

formas: pela matriz de impedância ou por componentes simétricas. O emprego deste objeto é conveniente visto que na maioria dos casos o sistema é composto por centenas de segmentos de linhas mas apenas alguns tipos diferentes de cabos.

Propõe-se no trabalho, a definição da impedância dos cabos na forma matricial abc, já que devido à assimetria na disposição dos condutores de fase sobre os postes e o uso de linhas sem transposição, o emprego da teoria de componentes simétricas para desacoplar o sistema não funciona, apresentando uma matriz  $Z_{120}$  cheia.

Os condutores das redes secundários estão em sua maioria dispostos sobre os postes segundo configurações geométricas distintas, que são selecionadas de acordo com o ambiente e espaço físico em que será construída a linha.

As configurações mais recorrentes de redes secundárias são as disposições verticais e para redes isoladas são os cabos multiplexados sobre os postes. O primeiro é aplicado para situações onde utilizam-se cabos nus (Figura 9). Para atendimento de finais de circuitos onde haja possibilidades de expansão ou em locais com grande densidade de carga e de vegetação são utilizadas redes secundárias isoladas, conforme ilustra a Figura 10.

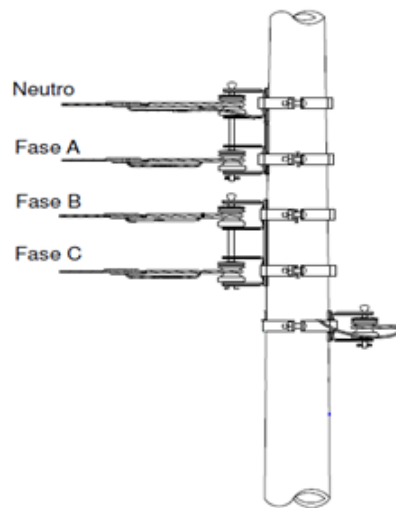


Figura 9: Linha aérea assimétrica de distribuição de energia elétrica, disposta verticalmente. Fonte: (BOMBASSARO, 2012c)

O alimentador de distribuição de energia secundário é construído a três ou quatro fios, logo existe um acoplamento magnético entre as fases e necessidade de calcular as impedâncias próprias e mútuas.

A impedância da linha de distribuição é definida por meio das resistências dos condutores e das reatâncias indutivas mútuas resultantes dos campos magnéticos que cercam os condutores. O componente de resistência para os condutores, tipicamente, provém de uma tabela de dados de condutores tal como apresentado no Apêndice B.

Com base na definição de alguns parâmetros como resistência, raio médio geométrico e distância entre os condutores e as equações simplificadas de Carson (KERSTING, 2012),

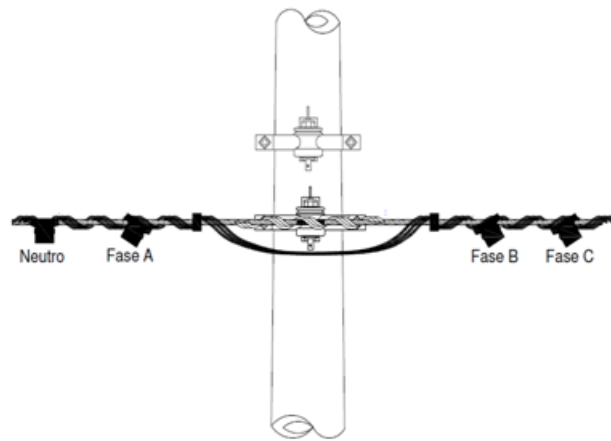


Figura 10: Linha aérea de distribuição de energia elétrica multiplexadas. Fonte: (BOMBASSARO, 2012c)

torna-se possível calcular os elementos da matriz de impedâncias. Na Figura 11 tem-se o segmento de linha e a matriz de impedâncias entre os nós  $i$  e  $j$  determinado por:  $z_{ii} = r_{ii} + jx_{ii}$  e  $z_{ij} = z_{ji} = r_{ij} + jx_{ij}$  em que  $i, j = a, b, c, n$  e  $i \neq j$ .

$$z = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} & z_{an} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} & z_{bn} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} & z_{cn} \\ z_{na} & z_{nb} & z_{nc} & z_{nn} \end{bmatrix} \quad (1)$$

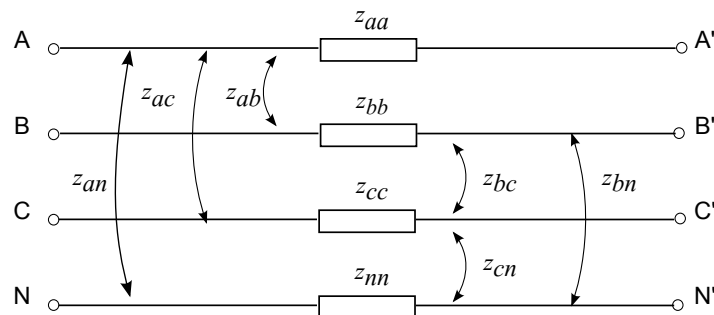


Figura 11: Linha trifásica de neutro e impedâncias mútuas. Fonte: (VIEIRA Jr., 1999)

Nota-se que o cálculo das impedâncias da linha de distribuição em estrela aterrada de quatro condutores como é grande parte das redes secundárias resulta obrigatoriamente em uma matriz de impedâncias de dimensão  $4 \times 4$ . Considerando que na maioria das aplicações os elementos do fluxo de carga são representados com as fases a, b e c, faz-se indispensável a redução da matriz a uma dimensão  $3 \times 3$ , que consiste na aplicação da redução de Kron (KERSTING, 2012). De tal redução se obtêm uma matriz de impedâncias equivalentes para as três fases, considerando o efeito do neutro. Os detalhes e equações

fundamentais para o cálculo dos elementos da matriz  $Z_{abc}$  e a redução de Kron encontram-se no Apêndice A.

## 4.2 Carga

O mercado de energia elétrica suprido pelas redes secundárias é representado por cargas desbalanceadas de natureza diversa. Como, na rede secundária, a maioria das cargas é monofásica e cada consumidor pode ter hábitos de consumo diferenciados ao longo do dia, torna-se praticamente impossível garantir o equilíbrio permanente das cargas ao longo de todos os vãos que formam os circuitos de baixa tensão. O consumo de energia elétrica nos pontos da rede de BT não é contínuo, as cargas são normalmente empregadas de forma intermitente. A sua curva de consumo diário depende do horário do dia, da época do ano, da temperatura ambiente, da classe social do proprietário, entre outros fatores (MICHELS et al., 2009).

As distribuidoras caracterizam a carga de suas unidades consumidoras e o carregamento de suas redes e transformadores por meio de informações oriundas de campanhas de medições (ANEEL, 2011a). Uma correta modelagem do sistema de distribuição de BT e a determinação dos valores corretos de perdas, tensões, fluxos de correntes e potências nas redes elétricas dependem fortemente da atribuição (ou estimação) de valores de cargas, ou seja, o conhecimento do consumo horário em cada ponto de entrega de energia, bem como a definição das curvas de carga nos alimentadores em termos de potência ativa e reativa nos diferentes patamares.

Na prática, dada a grande quantidade de alimentadores, é praticamente inviável extrair dados de todos os pontos das redes. Definem-se, em geral, as características representativas de cargas por circuito, com base em amostras de dados medidos nos terminais de baixa tensão dos transformadores de distribuição.

Trabalhos como o de Oliveira (2009) apresentam um estudo abrangente do comportamento das cargas típicas das redes de distribuição de energia elétrica, visando determinar dados da variação do consumo de cada uma das cargas mais representativas e então fornecer curvas típicas de carga para análise em regime permanente. De posse destes dados, torna-se possível obter uma estimativa da variação do consumo de um conjunto de cargas.

É importante salientar que, nos alimentadores de baixa tensão, os consumidores em sua maioria possuem medições de energia (kWh) em um intervalo de tempo, normalmente, em um período de um mês (OLIVEIRA, 2009). A partir destes dados de consumo mensal, o tipo de carga e a associação de uma curva típica de acordo com o consumidor, bem como a definição do fator de potência por uso final, torna-se possível estimar a curva em termos de potência ativa e reativa, e por fim a determinação do fluxo de potência para o sistema de distribuição de energia.

O uso de curvas de carga típicas permite modelagens mais completas e fornece análises



mais próximas da realidade do sistema. Em muitos casos, a análise efetuada em um sistema utiliza os valores de potência nominal dos transformadores ou valores médios de demanda. Geralmente, um transformador não opera com carregamento próximo de sua potência nominal durante o dia todo, tornando os resultados da análise distantes da realidade de cada hora do dia.

As cargas dos consumidores possuem várias características típicas, podem ser agrupadas conforme a finalidade a que se destina a energia fornecida ou segundo características como localização geográfica, dependência da energia elétrica, perturbações causadas pela carga ao sistema e tensão de fornecimento (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

O segmento de BT é estratificado em sete classes, os tipos de carga são comumente definidos em consumidor residencial, industrial, comercial, rural, poder público iluminação pública e serviço público. De uma forma geral, as aplicações que demandam energia elétrica, nestes ambientes, podem ser determinadas pelos seus usos finais: iluminação, aquecimento, motriz e outros. Esta classificação é importante em estudos de planejamento, pois permite identificar, no caso geral, hábitos de consumo, instantes em que há a maior demanda e variações de tensão produzidas pela carga (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

As cargas podem ainda ser caracterizadas conforme o número de fases, trifásicas (equilibradas e desequilibradas, com conexão delta ou estrela), bifásicas ou monofásicas (com conexão fase-fase ou fase-neutro), com predominância das cargas residenciais de natureza monofásica, que tem seu desequilíbrio compensado através na divisão equitativamente das cargas nas três fases (FRANCISQUINI, 2006).

As cargas residenciais respondem por cerca de 25% do consumo total de energia elétrica no país. O setor tinha, no passado, um comportamento preponderantemente resistivo ou motriz. Na última década, contudo, têm se observado que uma considerável parcela da energia elétrica residencial passou a ser processada eletronicamente. Consequentemente, esta mudança no perfil das cargas resultou em uma alteração no fator de potência das redes de distribuição de BT (ACHAO, 2009).

Cabe comentar que como a modelagem de cargas não é foco do presente trabalho, por simplificação considera-se para as cargas definidas nos sistemas I e III que serão apresentados no capítulo 5, um Fator de Potência (FP) indutivo médio de 0,92, valor mínimo estabelecido pela legislação (BOMBASSARO, 2015).

No OpenDSS a carga é especificada pela potência complexa consumida, definida de duas formas: pela potência ativa nominal em kW e pelo FP ou pela potência ativa nominal em kW e pela potência reativa nominal em kvar. Ademais, a carga pode ser modificada por um conjunto de multiplicadores, como uma curva de carga anual ou diária.

Para a implementação dos modelos de carga no programa de fluxo de potência é necessário definir a natureza da carga, ou seja, a potência absorvida por uma carga em função da variação do módulo da tensão de suprimento. Existem vários modelos para a

representação do comportamento da carga em função da tensão aplicada, dentre os quais destacam-se:

- Cargas de potência constante com a tensão:

$$\dot{S} = S_{NF} \angle \varphi = P_{NF} + jQ_{NF} \quad (2)$$

As potências ativa e reativa são invariantes com o valor de tensão, isto é, as potências são iguais aos seus valores nominais. A variação da corrente absorvida pela carga em função da tensão de alimentação  $\dot{V} = V_F \angle \theta$ , é obtida por:

$$\dot{I}_F = \frac{\dot{S}_{NF}^*}{\dot{V}_F^*} = \frac{S_{NF} \angle -\varphi}{V_F \angle -\theta} = \frac{S_{NF}}{V_F} \angle \theta - \varphi \quad (3)$$

ou seja, a corrente absorvida é inversamente proporcional à tensão aplicada.

- Cargas de corrente constante com a tensão:

Para estas cargas a intensidade e ângulo de rotação da corrente são invariantes, ou seja, não dependem da tensão de suprimento. A corrente da carga é sempre igual a potência absorvida em tensão nominal dividida pela tensão de referência.

$$\dot{I}_{NF} = \frac{\dot{S}_{NF}^*}{\dot{V}_{NF}^*} = \frac{S_{NF} \angle -\varphi}{V_{NF} \angle -\theta} = \frac{S_{NF}}{V_{NF}} \angle \theta - \varphi = I_{NF} \angle \theta - \varphi \quad (4)$$

a potência absorvida será dada por:

$$\dot{S}_F = \dot{V}_F \dot{I}_F^* = V_F \angle \theta_1 I_{NF} \angle -(\theta - \varphi) = V_F I_{NF} \angle \varphi \quad (5)$$

ou seja, a potência absorvida varia linearmente com a tensão aplicada:

$$\dot{S}_F = \frac{V_F}{V_{NF}} \dot{S}_{NF} \quad (6)$$

- Cargas de impedância constante com a tensão.

A impedância para este tipo de carga quando suprida por tensão nominal, resulta em:

$$\dot{Z}_{cons} = \frac{V_{NF}^2}{\dot{S}_{NF}^*} = \frac{V_{NF}^2}{S_{NF}} \angle \varphi = R + jX \quad (7)$$

A potência por fim é definida para qualquer valor de tensão por:

$$\dot{S}_F = \dot{V}_F \dot{I}_F^* = \dot{V}_F \frac{\dot{V}_F^*}{\dot{Z}_{cons}^*} = \frac{V_F^2}{\frac{V_{NF}^2}{S_{NF}}} = \left( \frac{V_F}{V_{NF}} \right)^2 \dot{S}_{NF} \quad (8)$$

Considerando que a impedância da carga é constante, a potência absorvida varia quadraticamente com a tensão aplicada.

Sucintamente, pode-se dizer que as cargas de potência ativa e reativa constantes apresentam as potências iguais aos seus valores nominais, independente do valor de tensão. Os motores elétricos de indução constituem um exemplo de carga com esta característica, nos quais a potência elétrica ativa absorvida pelo motor deve, obrigatoriamente, ser igual à potência mecânica exigida pela carga aplicada em seu eixo enquanto o motor estiver em operação.

Para cargas modeladas com a corrente constante com a tensão, a potência absorvida varia linearmente com a tensão aplicada. Exemplos de cargas com intensidade de corrente e ângulo de rotação de fase entre a tensão e correntes invariantes são o forno a arco e as lâmpadas de descarga (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

As cargas de impedância constante com a tensão são representados principalmente por capacitores e equipamento de aquecimento resistivo, como chuveiros.

Conforme o PRODIST (ANEEL, 2011) para fins do cálculo de perdas na distribuição, propõe-se que a carga seja representada pelo modelo potência constante. O modelo de elemento de carga implementado no programa OpenDSS é definido com base no objeto "*Model*", por exemplo, para o modelo potência constante a determinação da carga é feita considerando *Model* igual a 1. No OpenDSS, este e todos os modelos de carga revertem para o modelo de impedância constante quando a tensão fica fora do intervalo normal de tensão, assegurando a convergência do processo de fluxo de carga.

## 4.3 Transformador

Os transformadores de distribuição separam o sistema primário do sistema secundário, sendo seu dimensionamento feito com base na demanda instalada para cada circuito, deve-se estimar a potência exigida da rede, e, portanto, a quantidade de transformadores necessários para suprir a carga.

Os transformadores devem ser instalados o mais próximo possível do centro de carga do respectivo circuito secundário e também próximo às cargas especiais, que possam ocasionar flutuação de tensão. A avaliação do posicionamento adequado dos mesmos é feita respeitando-se o limite de distância máxima de 350 m entre o transformador de distribuição e o último poste atendido por ele e, por questões de segurança, não é permitida a instalação de dois circuitos secundários no mesmo poste (ND.22, 2014).

A restrição quanto à distância máxima é definida visto que em bairros residenciais estáveis, como é geralmente o caso dos núcleos habitacionais, onde a possibilidade de grandes alterações no número e tipos de carga é reduzida, geralmente observa-se uma tendência de minimização do número de transformadores e em consequência um menor custo e uma menor extensão possível da rede primária, com o uso de circuitos secundários longos (BOMBASSARO, 2012b).

Em circuitos de BT, a distribuição de transformadores é feita respeitando-se sempre

o carregamento máximo admitido para os transformadores MT/BT, sendo este valor de carregamento verificado no horário de ponta. A tolerância de operação com a máquina em sobrecarga é definido em função dos patamares da curva de carga diária, de modo que não resulte em perda de vida apreciável para o transformador (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Dentre os vários esquemas de ligação dos transformadores trifásicos que suprem as redes de baixa tensão destacam-se: transformadores com o primário ligado em delta e com o secundário ligado em estrela aterrada (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010). Particularmente, em loteamentos e empreendimentos com características residenciais, dá-se prioridade à utilização de transformadores de 45 kVA e 75 kVA (CEMIG, 2014). A utilização de transformadores com valores de potência de 225 kVA e 300 kVA se justifica quando a concentração de carga junto ao poste do transformador é muito elevada, como no atendimento de edifícios de uso coletivo.

No programa utilizado o transformador é especificado através do objeto "Transformer" e como padrão considera-se este trifásico e com dois enrolamentos. Deve-se determinar a potência do transformador, o tipo de conexão, o número de Taps, bem como as perdas à carga nominal e a vazio. É interessante notar que ainda que as perdas associadas aos transformadores conectados aos sistemas de distribuição correspondem a cerca de 25 % do total das perdas ativas nas redes de distribuição de energia, estes muitas vezes são ignorados em estudos de fluxo de carga. A própria modelagem convencional é inadequada para redes de baixa tensão visto que não considera os desequilíbrio de corrente do sistema de distribuição de energia, sobretudo na baixa tensão (VIEIRA Jr, 1999).

## 4.4 Procedimentos de Simulação

O estudo mais frequente de um sistema elétrico, seja este de transmissão ou de distribuição, é o cálculo das condições de operação em regime permanente. Neste estudo as grandezas de interesse são as tensões nas diferentes barras da rede, fluxos de potência ativa e reativa em todas as linhas, desequilíbrio da rede e perdas nas linhas e nos transformadores. Para os cálculos de tais grandezas por meio da metodologia de fluxo de carga é utilizado neste trabalho o software OpenDSS (DUGAN, 2013).

O OpenDSS é uma ferramenta de simulação de sistemas elétricos aplicável ao segmento de distribuição. Este foi concebido para executar estudos de fluxo de carga. Para realização destes estudos apresenta diversos modos de solução, sendo eles: fluxo de potência instantâneo (*Snapshot Power Flow*), fluxo de potência diário (*Daily Power Flow*), fluxo de potência anual (*Yearly Power Flow*), harmônicos (*Harmonics*), cálculo de curto-circuito e estudos de faltas (*Faults-study*) (ANEEL, 2014).

A determinação do fluxo de potência, bem como o cálculo das tensões e desequilíbrios nas barras do circuito será realizada com o intuito de verificar se os sistemas modelados

atendem aos níveis de qualidade de energia definidos como aceitáveis pelas agências reguladoras. Para a modelagem dos sistemas de distribuição são consideradas as restrições elétricas e de operação do sistema, são elas:

**Restrições de fluxo de potência:** são restrições que informam o máximo fluxo de potência permitido nos condutores, este é definido com base nos limites da capacidade térmica dos alimentadores. A máxima intensidade admissível está associada à intensidade de corrente que circula pelos alimentadores sem que esta produza qualquer anomalia (COSSI, 2008). Outro parâmetro importante é capacidade máxima de operação do transformador.

**Restrições de limites de queda de tensão:** são restrições que impõem que o perfil de tensão para cada nó do circuito seja mantido dentro de limites máximos de queda de tensão preestabelecidos. Manter o perfil de tensão nas barras do sistema é de grande importância para a qualidade da energia elétrica e conseqüentemente um aspecto importante a considerar na modelagem dos sistemas de distribuição.

O dimensionamento elétrico do circuito de distribuição em baixa tensão é feito verificando-se apenas a queda de tensão e o limite térmico dos cabos. Não são feitas restrições quanto às perdas técnicas, porque os limites de queda de tensão são suficientes para limitá-las em níveis aceitáveis (GOMES, 2003).

A tensão em todo sistema devem estar dentro de níveis aceitáveis determinados pelos órgãos reguladores. Segundo o módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2015) que dispõe, de forma atualizada e consolidada, as questões relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente, a tensão a ser contratada nos pontos de conexão deve situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema.

No Brasil, a ANEEL classifica as faixas de tensões de atendimento de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, são elas: faixa de tensão adequada, faixa de tensão precária e faixa de tensão crítica apresentadas na tabela 3 (ANEEL, 2015).

Tabela 3: Classificação da tensão de atendimento de acordo com as faixas de variação

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(201 \leq TL \leq 231)$ $(116 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(189 \leq TL < 201 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$ $(109 \leq TL < 116 \text{ ou } 133 < TL \leq 140)$
Crítica	$(TL < 189 \text{ ou } TL > 233)$ $(TL < 109 \text{ ou } TL > 140)$

Outro parâmetro importante a avaliar corresponde ao desbalanceamento de tensão entre fases. Tal análise é imprescindível visto que para redes assimétricas ou com cargas desequilibradas como é o caso das redes secundárias de distribuição, os desequilíbrios de corrente e tensão ao longo de todo o circuito podem provocar anomalias, como quedas de tensão elevadas na fase mais carregadas, acarretando inclusive o surgimento de correntes no neutro. Estes desequilíbrios na rede de distribuição podem ocorrer devido a naturezas distintas, das quais destacam-se:

**Devido à assimetria da rede:** gerada pelos equipamentos instalados - geradores, transformadores e linhas de distribuição não transpostas. Os equipamento trifásicos não possuem, na realidade, impedâncias iguais em cada fase. Há de se considerar a absorção de correntes desequilibradas e portanto níveis de desequilíbrio de tensão e alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição, mesmo quando a carga é perfeitamente equilibrada.

**Devido à natureza da carga:** dada pela forma como os consumidores estão conectados nas fases e neutro da rede de distribuição e com os diferentes níveis de corrente que absorvem em cada instante de tempo da curva de carga diária.

O estudo das condições de desequilíbrio da rede permite que sejam adotadas medidas para a condução dos desequilíbrios a valores aceitáveis. Esta análise deve ser feita principalmente no horário de carga máxima, quando ocorrem as maiores quedas de tensão.

A expressão para o cálculo do desequilíbrio de tensão é (ANEEL, 2015):

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \times 100 \quad (9)$$

Alternativamente, pode-se utilizar a equação 10 e 11, que conduz a resultados em consonância com a formulação anterior:

$$FD\% = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \cdot 100 \quad (10)$$

sendo:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{\left(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2\right)^2} \quad (11)$$

a terminologia adotada é apresentada a seguir,

FD Fator de desequilíbrio

$V_+$  Valor eficaz da tensão de sequência positiva.

$V_-$  Valor eficaz da tensão de sequência negativa.

$V_{ab}, V_{bc}$  e  $V_{ca}$  Valor eficaz das tensões trifásicas de linha.

O módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2015) referente a qualidade de energia elétrica, define que o valor de referência para o fator de desequilíbrio nos barramentos do sistemas de distribuição, com exceção da BT, deve ser igual ou inferior a 2% . Ainda que tal valor não seja especificado para o modelo de linha de interesse, redes secundárias, esse serve como referência para a modelagem dos sistemas elétricos em termos de QEE.





---

## Modelos de Referência

A dificuldade de encontrar dados das redes trifásicas de distribuição secundária nas referências bibliográficas disponíveis justifica a modelagem e definição dos parâmetros de redes secundárias fictícias para estudos de fluxo de potência. Na presente seção serão apresentados os modelos de redes de baixa de tensão analisados, sendo que os dois primeiros modelos serão implementados com curvas de carga "flat", ou seja, carga constante nos barramento da rede e o terceiro com curvas de carga típicas.

### 5.1 Sistema I

A primeira topologia para a qual serão feitos os testes é apresentada na Figura 12. O modelo referido como sistema I baseia-se em um circuito típico adotado pela concessionária Elektro (ND.22, 2014), que apresenta um transformador de distribuição com nível de tensão de 220 V alimentado por uma rede primária de distribuição de 13,8 kV.

A rede de distribuição opera em configuração radial e conta com recurso para atendimento a contingência, que corresponde a conexão do nó 9 ao nó 17, normalmente aberta, com possibilidade do sistema operar em malha. Todos os alimentadores foram considerados trifásicos, o comprimento de cada trecho da rede, bem como a relação de condutores utilizados são definidos na Tabela 4.

Os comprimentos dos trechos de rede dos sistemas de distribuição foram determinados de modo que as distâncias máximas entre postes, bem com a distância entre o último poste e o transformador estivessem dentro das normas para linhas aéreas de baixa tensão.

Tecnicamente, os vãos da rede são determinados considerando-se os comprimentos dos postes, as flexas dos condutores, além das distâncias mínimas admissíveis entre o condutor mais baixo e o solo. Na figura 13, por exemplo, são definidas as distâncias mínimas dos condutores ao solo na condição de flexa máxima para níveis de tensão abaixo de 1 kV e conforme a localização do sistema de distribuição.

A definição das distâncias dos alimentados ao solo são cruciais para a modelagem das linhas de distribuição, isto é, para a determinação da impedância série e capacitância

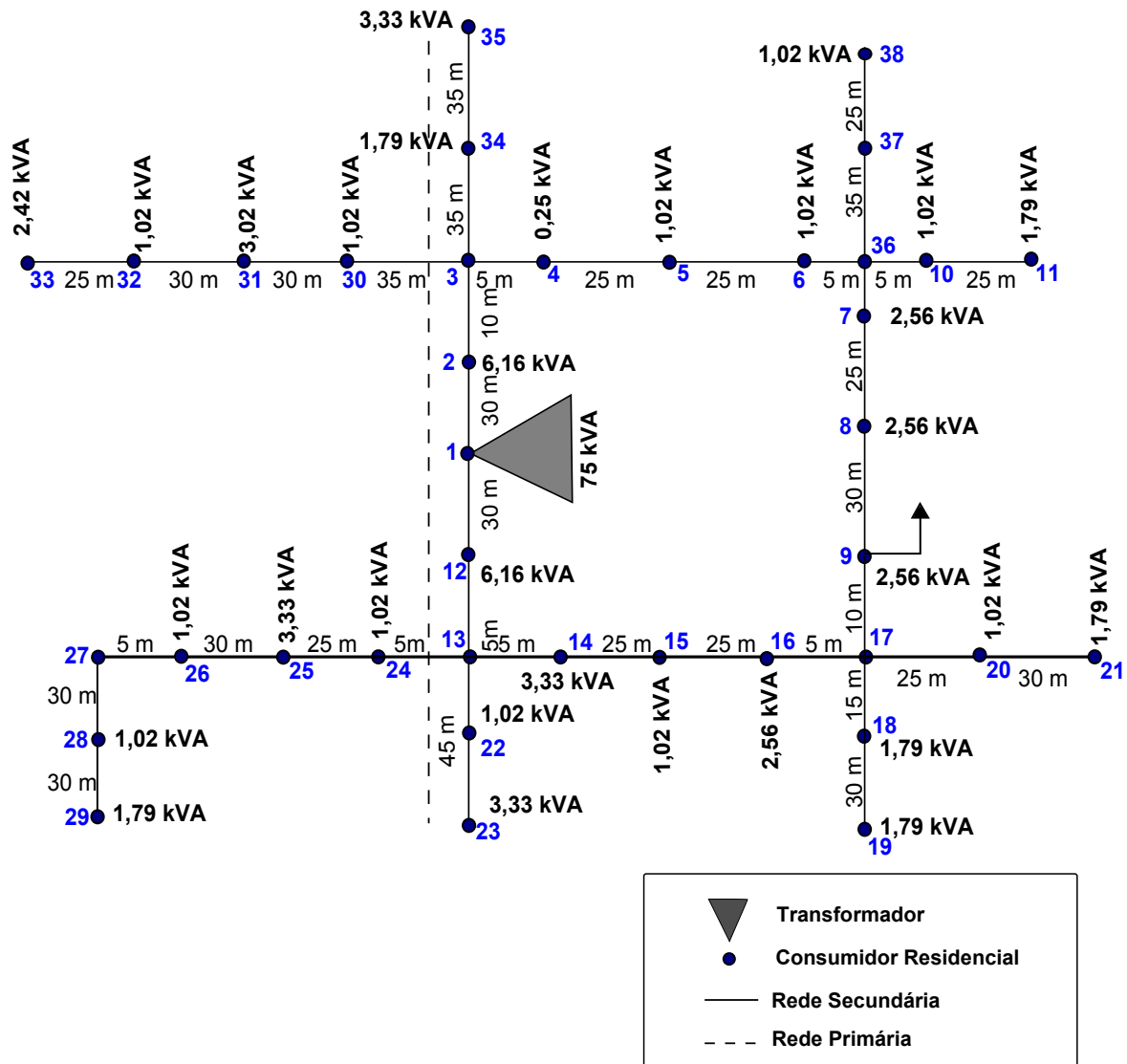


Figura 12: Sistema I de 38 nós.

shunt dos alimentadores. Logo, considera-se para o sistema I a configuração da Figura 17 do Apêndice B, ou seja, a utilização de condutores nus dispostos sobre os postes verticalmente.

Em redes urbanas secundárias os vão são em geral projetados com comprimentos entre 30 e 40 m, valores que podem variar devido a necessidade de locação dos postes em divisas dos terrenos e locais seguros (ND.22, 2014).

A modelagem do sistema de distribuição considera o atendimento de consumidores urbanos (residenciais e comerciais), bifásicos ou monofásicos, com um fator de potência de 0,92, uma distribuição de carga flat e constante com a potência, atende-se 31 consumidores com potência entre 0,25 kVA e 6,16 kVA. A conexão de cargas nos barramentos e as características elétricas dos cabos, tais como resistência e capacidades de condução de correntes são apresentados no Apêndice B.

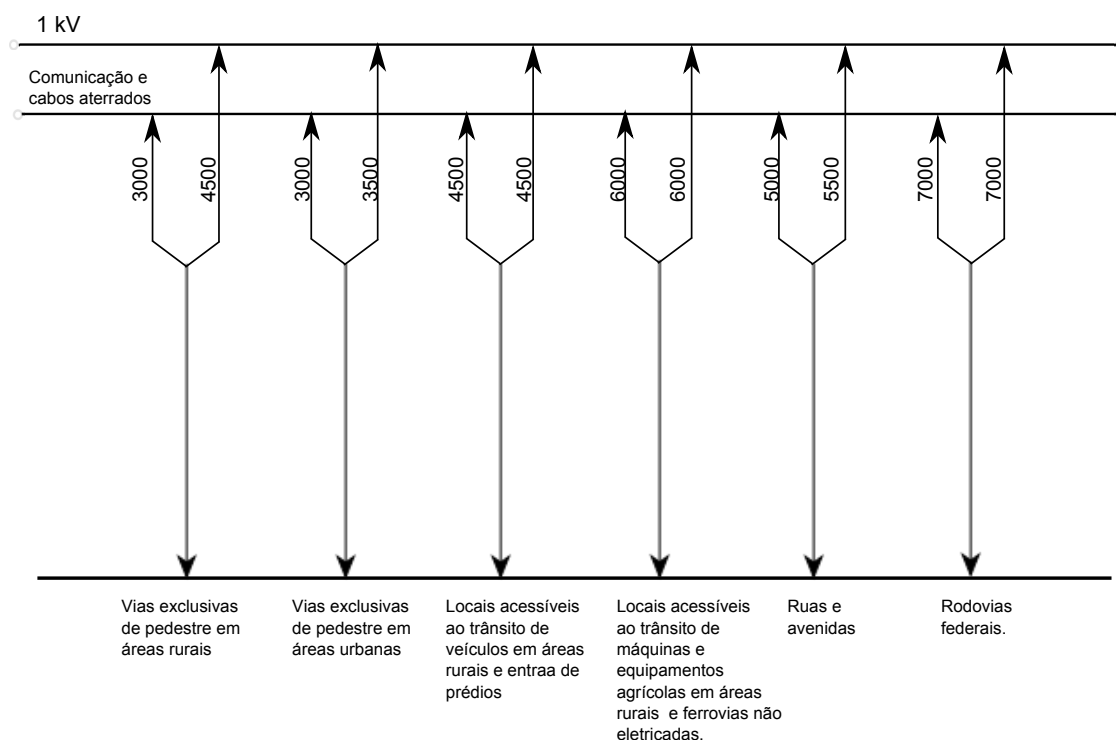


Figura 13: Distância mínima do condutor ao solo. Fonte: (ABNT NBR15992, 2011)

Tabela 4: Dados da rede de distribuição secundária do Sistema I

Trecho			Carga (kVA)		Condutor			
Inicial	Final	Distância(m)	Acumulada	Nºfases	Fase	Neutro	Tipo	
T	1	-	64,55	3	-	-	-	
1	2	30	32,56	3	4/0	2	AWG	
2	3	10	26,4	3	4/0	2	AWG	
3	4	5	13,8	3	2/0	2	AWG	
4	5	25	13,55	3	2/0	2	AWG	
5	6	25	12,53	3	2/0	2	AWG	
6	36	5	11,51	3	2/0	2	AWG	
36	7	5	7,68	3	2/0	2	AWG	
7	8	25	5,12	3	2/0	2	AWG	
8	9	30	2,56	3	2/0	2	AWG	
36	10	5	2,81	3	1/0	2	AWG	
10	11	25	1,79	3	1/0	2	AWG	
36	37	35	1,02	3	1/0	2	AWG	
37	38	25	1,02	3	1/0	2	AWG	
1	12	30	31,99	3	4/0	2	AWG	
12	13	10	25,83	3	4/0	2	AWG	
13	14	5	13,3	3	2/0	2	AWG	

Tabela 5: Continuação Tabela 4

Trecho			Carga (kVA)		Condutor		
Inicial	Final	Distância(m)	Acumulada	Nºfases	Fase	Neutro	Tipo
14	15	25	9,97	3	2/0	2	AWG
15	16	25	8,95	3	2/0	2	AWG
16	17	5	6,39	3	2/0	2	AWG
17	18	15	3,58	3	1/0	2	AWG
18	19	30	1,79	3	1/0	2	AWG
17	20	25	2,81	3	1/0	2	AWG
20	21	30	1,79	3	1/0	2	AWG
13	22	15	4,35	3	4/0	2	AWG
22	23	30	3,33	3	4/0	2	AWG
13	24	5	8,18	3	1/0	2	AWG
24	25	25	7,16	3	1/0	2	AWG
25	26	30	3,83	3	1/0	2	AWG
26	27	5	2,81	3	1/0	2	AWG
27	28	30	2,81	3	1/0	2	AWG
28	29	30	1,79	3	1/0	2	AWG
3	30	35	7,48	3	1/0	2	AWG
30	31	30	6,46	3	2/0	2	AWG
31	32	30	3,44	3	2/0	2	AWG
32	33	25	2,42	3	2/0	2	AWG
3	34	35	5,12	3	4/0	2	AWG
34	35	35	3,33	3	4/0	2	AWG

Na Tabela 6 e 8 encontram-se os resultados da simulação para os valores de perdas e tensão por nó e fase dos alimentadores. O objetivo deste levantamento é definir se a topologia proposta se enquadre dentro dos limites exigidos pelos órgãos reguladores para a qualidade de energia elétrica em regime permanente de operação. Para a simulação realizada, como era de se esperar, os piores índices se encontram na extremidade do modelo teste, o menor valor de tensão corresponde a barra 29 e foi de 124 V, valor superior ao limite inferior de 120,6 V definido pelo Módulo 8 do PRODIST para a variação de tensão.

Determina-se também o valor eficaz de sequência negativa com o intuito de se calcular o fator de desequilíbrio. Para a topologia proposta o maior valor observado foi de 0,71%, valor inferior ao limite máximo de 2% definido pelo PRODIST. Salienta-se, que o órgão define o valor de desequilíbrio máximo apenas para a média tensão, ou seja, a adoção deste valor oferece apenas uma referência para a modelagem, mas não deve ser considerado como

uma exigência para as redes de distribuição de baixa tensão de energia (ANEEL, 2015).

Tabela 6: Perdas na rede de distribuição secundária do Sistema I

Trecho		Perda		Trecho		Perda	
Inicial	Final	kW	%	Inicial	Final	kW	%
T	1	1,71	2,75	16	17	0,003	0,05
1	2	0,27	0,89	17	18	0,004	0,13
2	3	0,057	0,23	18	19	0,005	0,30
3	4	0,010	0,08	17	20	0,005	0,19
4	5	0,049	0,39	20	21	0,005	0,31
5	6	0,040	0,35	13	22	0,006	0,14
6	36	0,007	0,07	22	23	0,011	0,36
36	7	0,003	0,04	13	24	0,007	0,09
7	8	0,012	0,26	24	25	0,033	0,49
8	9	0,008	0,36	25	26	0,006	0,18
36	10	0,001	0,04	26	27	0,001	0,04
10	11	0,004	0,26	27	28	0,006	0,23
36	37	0,002	0,19	28	29	0,005	0,30
37	38	0,001	0,14	3	30	0,025	0,36
1	12	0,248	0,83	30	31	0,016	0,27
12	13	0,053	0,22	31	32	0,008	0,24
13	14	0,011	0,09	32	33	0,006	0,27
14	15	0,025	0,27	3	34	0,015	0,32
15	16	0,023	0,27	34	35	0,014	0,44

Na tabela 7 são definidas as perdas, resumidamente, por segmento para a rede de distribuição secundária.

Tabela 7: Perdas totais na rede de distribuição secundária do Sistema I

Perdas na Linha	1,0 kW
Perdas no Transformador	1,7 kW
Perdas Totais	2,7 kW
Potência da Carga	59,4 kW
Percentual Perdas para o Circuito	4,57 %

Tabela 8: Valores de Tensão para o Sistema I

Poste	p.u	$V_+$ (V)	$V_-$ (V)	FD %	$V_a$ (V)	$V_b$ (V)	$V_c$ (V)
1	1,01	128,8	0,298	0,23%	128,7∠ - 31,1	128,5∠ - 151,2	129,3∠89,0
2	1,01	127,7	0,516	0,40%	126,7∠ - 31,2	127,4∠ - 151,4	128,9∠89,0
3	1,00	127,3	0,562	0,44%	126,3∠ - 31,3	127,1∠ - 151,4	128,7∠89,0
4	1,00	127,2	0,564	0,44%	126,2∠ - 31,3	127,0∠ - 151,4	128,5∠89,0
5	0,998	126,7	0,593	0,47%	125,5∠ - 31,4	126,8∠ - 151,5	128,0∠89,0
6	0,994	126,3	0,603	0,48%	124,9∠ - 31,5	126,4∠ - 151,5	127,5∠88,9
7	0,993	126,1	0,608	0,48%	124,8∠ - 31,5	126,3∠ - 151,5	127,3∠88,9
8	0,992	125,9	0,70	0,56%	124,3∠ - 31,5	126,1∠ - 151,6	127,5∠89,0
9	0,991	125,8	0,73	0,58%	124,2∠ - 31,3	125,5∠ - 151,7	127,8∠89,0
10	0,993	126,1	0,61	0,48%	124,8∠ - 31,5	126,4∠ - 151,5	127,3∠88,9
11	0,993	126,1	0,68	0,54%	124,4∠ - 31,5	126,5∠ - 151,5	127,3∠89,0
12	1,005	127,7	0,42	0,33%	127,7∠ - 31,1	126,7∠ - 151,3	128,6∠88,8
13	1,003	127,4	0,47	0,36%	127,3∠ - 31,1	126,4∠ - 151,3	128,4∠88,7
14	1,002	127,3	0,46	0,36%	127,1∠ - 31,1	126,4∠ - 151,3	128,3∠88,7
15	0,999	126,9	0,44	0,35%	126,7∠ - 31,2	126,1∠ - 151,3	127,9∠88,7
16	0,996	126,6	0,41	0,33%	126,3∠ - 31,3	126,0∠ - 151,3	127,4∠88,7
17	0,996	126,5	0,43	0,34%	126,2∠ - 31,3	126,0∠ - 151,3	127,4∠88,7
18	0,995	126,4	0,48	0,38%	125,9∠ - 31,3	125,9∠ - 151,3	127,4∠88,7
19	0,995	126,3	0,54	0,42%	125,9∠ - 31,2	125,4∠ - 151,4	127,6∠88,7
20	0,995	126,4	0,43	0,34%	125,9∠ - 31,4	126,1∠ - 151,3	127,1∠88,7
21	0,994	126,3	0,50	0,39%	125,4∠ - 31,4	126,3∠ - 151,3	127,1∠88,8
22	1,002	127,3	0,43	0,33%	127,5∠ - 31,1	126,2∠ - 151,2	128,1∠88,6
23	1,001	127,1	0,33	0,26%	127,7∠ - 31,2	126,1∠ - 151,1	127,6∠88,5
24	1,002	127,3	0,49	0,38%	127,3∠ - 31,1	126,2∠ - 151,3	128,4∠88,7
25	1,000	127	0,66	0,52%	127,0∠ - 30,9	125,2∠ - 151,5	128,7∠88,7
26	0,998	126,8	0,70	0,55%	126,9∠ - 30,9	124,8∠ - 151,5	124,8∠88,6
28	0,997	126,6	0,80	0,63%	126,5∠ - 30,8	124,4∠ - 151,6	128,9∠88,7
29	0,996	126,5	0,89	0,71%	126,5∠ - 30,7	124,0∠ - 151,7	129,1∠88,6
30	0,999	126,9	0,53	0,42%	125,8∠ - 31,4	127,1∠ - 151,4	127,9∠89,0
31	0,997	126,7	0,56	0,44%	125,4∠ - 31,5	127,1∠ - 151,3	127,4∠89,0
32	0,996	126,5	0,48	0,38%	125,6∠ - 31,5	126,8∠ - 151,3	127,0∠88,9
33	0,995	126,4	0,42	0,33%	125,8∠ - 31,6	126,8∠ - 151,2	126,6∠88,8
34	1,001	127,2	0,69	0,54%	125,9∠ - 31,2	126,6∠ - 151,6	129,1∠89,0
35	1,000	127,0	0,79	0,62%	125,8∠ - 31,0	125,9∠ - 151,8	129,5∠89,0
36	0,993	126,2	0,61	0,48%	124,8∠ - 31,5	126,4∠ - 151,5	127,3∠88,9
38	0,992	126,1	0,51	0,41%	125,0∠ - 31,5	126,3∠ - 151,4	126,8∠88,8

## 5.2 Sistema II

Para a topologia do sistema teste II considera-se 23 barras de distribuição em baixa tensão, cujo diagrama unifilar está mostrados na Figura 14, este consiste de 1 barra de geração e 18 barras de carga. Foi adotado uma transformador de 30 kVA, para uma potência instalada de 25 kVA.

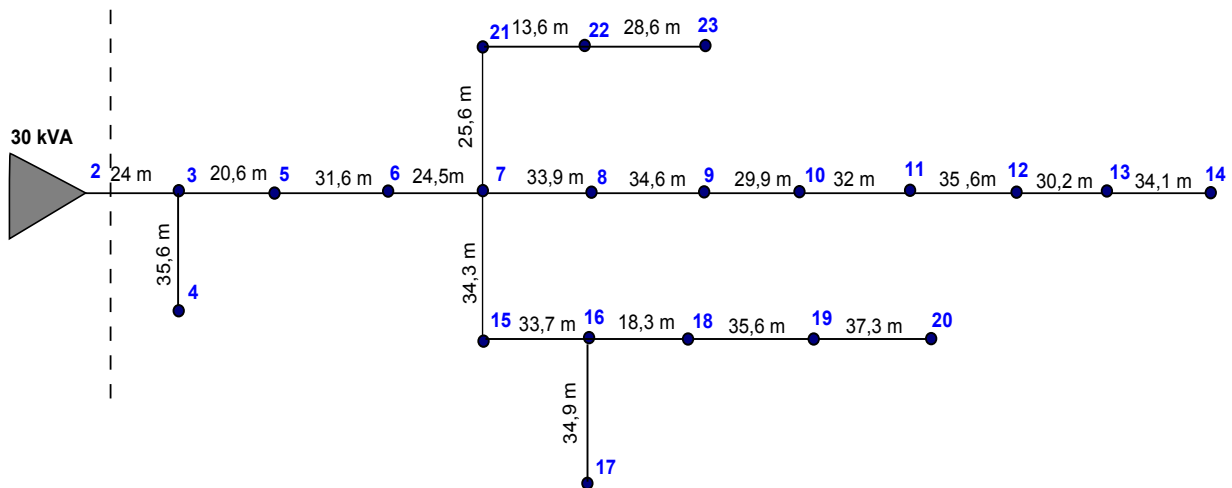


Figura 14: Sistema II de 23 nós.

O sistema baseia-se em um modelo estudado pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) para a avaliação do impacto da geração distribuída em redes de baixa tensão (BORGES, 2014). A modelagem de carga e o fator de potência segue os dados do modelo de rede de distribuição do referido trabalho, que são especificadas no Apêndice B. Observe que foram feitas algumas adaptações para o sistema II, por exemplo alterações na topologia e estrutura da rede de distribuição.

A modelagem do sistema II, diferentemente do original, considera uma estrutura de rede de distribuição protegida, composta por condutores fase CA isolados envoltos em um condutor neutro no Cabo de Alumínio com Alma de Aço (CAA) que serve como sustentação, conforme ilustra a figura 15.

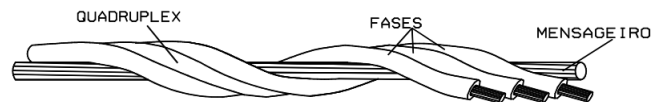


Figura 15: Cabo multiplexado utilizado em redes de distribuição protegidas. Fonte: (BOMBASSARO, 2012)

Como o foco do trabalho da UNICAMP não era a modelagem dos sistemas de distribuição secundários, observa-se em seus modelos algumas simplificações como por exemplo,

a adoção de impedâncias mútuas iguais para todas as fases, ou seja, linha transposta, o que na prática não ocorre para sistema de distribuição de baixa tensão de energia.

A estrutura original descreve uma rede convencional constituída por condutores nus, já o sistema II representa uma rede de distribuição compacta formada por cabos protegidos, que apresentam uma cobertura em XLPE (Polietileno Termofixo), o que não necessariamente garante a isolação completa das fases, sendo necessário especificar o acoplamento magnético entre os condutores (CERBANTES, 2012).

Tabela 9: Dados da rede de distribuição secundária do Sistema II

Trecho			Carga (kVA)	Condutor	
Inicial	Final	Distância(m)	Acumulada	Nºfases	Fase
2	3	24	24,74	3	70 mm <sup>2</sup>
3	4	35,6	0,68	3	35 mm <sup>2</sup>
3	5	20,6	21,29	3	70 mm <sup>2</sup>
5	6	31,6	18,22	3	70 mm <sup>2</sup>
6	7	24,5	16,95	3	70 mm <sup>2</sup>
7	8	23,9	8,99	3	70 mm <sup>2</sup>
8	9	34,6	8,30	3	70 mm <sup>2</sup>
9	10	29,9	3,60	3	70 mm <sup>2</sup>
10	11	32	2,92	3	70 mm <sup>2</sup>
11	12	35,6	2,24	3	70 mm <sup>2</sup>
12	13	30,2	1,36	3	70 mm <sup>2</sup>
13	14	34,1	0,68	3	70 mm <sup>2</sup>
7	15	35,6	5,84	3	35 mm <sup>2</sup>
15	16	33,7	5,16	3	35 mm <sup>2</sup>
16	17	28,6	0,68	3	35 mm <sup>2</sup>
16	18	27,5	4,48	3	35 mm <sup>2</sup>
18	19	28,7	3,80	3	35 mm <sup>2</sup>
19	20	37,3	1,88	3	35 mm <sup>2</sup>
7	21	33,7	1,27	3	35 mm <sup>2</sup>
21	22	34,9	0,59	3	35 mm <sup>2</sup>
22	23	28,6	0,59	3	35 mm <sup>2</sup>

Por causa da disposição geométrica dos cabos em redes protegidas, que são dispostos de forma helicoidal, considera-se para o cálculo das impedâncias das linhas multiplexadas, que as fases são transpostas, podendo-se calcular facilmente a matriz de impedâncias fase a partir do conhecimento da matriz de impedâncias de sequência dos condutores, obtidas das próprias concessionárias, conforme Apêndice A.



Na Tabela 9 serão especificados os tipo de condutores utilizados por trecho, além dos dados de carga, dados de extensão da rede. E, por fim, na Tabela 10 os resultados obtidos de tensão.

Tabela 10: Valores de Tensão do Sistema II

Poste	p.u	$V_+$ (V)	$V_-$ (V)	FD %	$V_a$ (V)	$V_b$ (V)	$V_c$ (V)
T	1,00	127,0	0,311	0,004%	127,0∠0,0	127,0∠ - 120,0	127,0∠120,0
2	0,98	123,8	0,575	0,46%	122,85∠ - 31,0	124,19∠ - 150,7	124,33∠89,3
3	0,97	123,3	0,631	0,51%	122,25∠ - 31,0	123,78∠ - 150,6	123,93∠89,3
4	0,97	123,3	0,655	0,53%	122,18∠ - 31,0	123,72∠ - 150,6	123,93∠89,3
5	0,97	123,0	0,662	0,54%	121,8∠ - 30,9	123,51∠ - 150,6	123,6∠89,3
6	0,96	122,2	0,733	0,60%	120,83∠ - 30,7	122,97∠ - 150,5	122,88∠89,5
7	0,96	121,7	0,820	0,67%	120,08∠ - 30,5	122,58∠ - 150,4	122,37∠89,6
8	0,96	121,4	0,869	0,72%	119,63∠ - 30,5	122,44∠ - 150,4	122,02∠89,6
9	0,95	120,9	0,95	0,79%	119,03∠ - 30,3	122,24∠ - 150,3	121,57∠89,7
10	0,95	120,8	0,981	0,81%	118,84∠ - 30,3	122,06∠ - 150,3	121,49∠89,7
11	0,95	120,7	1,001	0,83%	118,67∠ - 30,3	121,92∠ - 150,2	121,39∠89,8
12	0,95	120,6	1,011	0,84%	118,54∠ - 30,2	121,82∠ - 150,2	121,29∠89,8
13	0,95	120,5	0,999	0,83%	118,5∠ - 30,2	121,78∠ - 150,2	121,2∠89,8
14	0,95	120,5	0,971	0,81%	118,5∠ - 30,2	121,78∠ - 150,2	121,11∠89,8
15	0,96	121,3	0,878	0,72%	119,65∠ - 30,4	122,24∠ - 150,3	122,12∠89,6
16	0,95	121,0	0,934	0,77%	119,25∠ - 30,3	121,92∠ - 150,2	121,88∠89,7
17	0,95	121,0	0,911	0,75%	119,25∠ - 30,3	121,85∠ - 150,2	121,81∠89,7
18	0,95	120,8	0,996	0,82%	118,92∠ - 30,3	121,71∠ - 150,2	121,74∠89,7
19	0,95	120,6	1,044	0,87%	118,63∠ - 30,2	121,55∠ - 150,2	121,59∠89,7
20	0,95	120,4	1,157	0,96%	118,25∠ - 30,1	121,48∠ - 150,2	121,54∠89,7
21	0,96	121,6	0,848	0,70%	119,96∠ - 30,5	122,46∠ - 150,4	122,34∠89,6
22	0,96	121,5	0,855	0,70%	119,9∠ - 30,5	122,4∠ - 150,4	122,31∠89,6
23	0,96	121,5	0,861	0,71%	119,86∠ - 30,5	122,36∠ - 150,3	122,28∠89,6

Conforme a Tabela 10 e 11, o sistema II atende aos critérios de desempenho impostos para a qualidade do fornecimento de energia elétrica, no que diz respeito à máxima variação de tensão e desequilíbrio. Ainda assim, a de se analisar que um número considerável de barras está no limite permitido para a queda de tensão, logo caso haja um incremento da carga do circuito, faz-se necessário adotar medidas para adequação de tensão nas barras, como o uso de compensadores reativos de energia, banco de capacitores.

Tabela 11: Perdas na rede de distribuição secundária do Sistema II

Perdas na Linha	0,5 kW
Perdas no Transformador	0,3 kW
Perdas Totais	0,8 kW
Potência da Carga	19,9 kW
Percentual Perdas para o Circuito	4,16 %

### 5.3 Sistema III

O sistema conta com um transformador de 45 kVA e uma rede com configuração radial, para a qual foram dispostos 29 postes que abastecem cargas de natureza residencial, comercial e industrial.

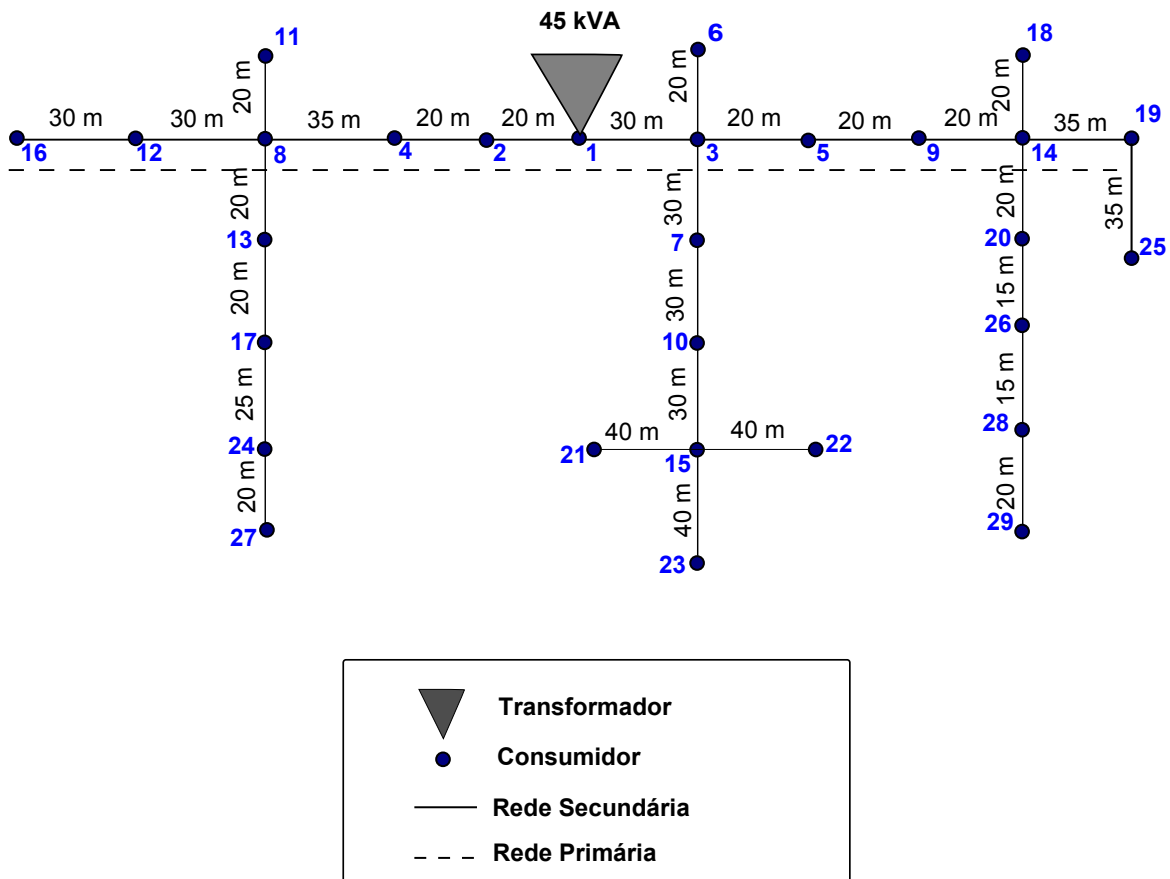


Figura 16: Sistema III de 29 nós.

Todos os alimentadores foram considerados trifásicos, o comprimento de cada trecho da rede, bem como a relação de condutores utilizados são definidos na Tabela 15.

Neste modelo propõe-se a execução do fluxo de carga diário com 24 patamares, considera-se a utilização de 5 curvas de cargas diárias. Para fins de execução do fluxo de potência

serão apresentadas com detalhes as curvas típicas de carga no Apêndice C.

Em uma primeira análise, a carga do circuito foi considerada flat, ou seja, constante no barramento. Para tal premissa foram especificadas as perdas, o consumo verificado no transformador e as tensões nas barras, Tabela 12, Tabela 14 e Tabela 16, respectivamente.

Por fim, em uma segunda análise as cargas foram modificadas por um conjunto de multiplicadores, representado pela curva de carga diária especificada para cada consumidor (Tabela 26). Novamente obteve-se os valores de consumo no transformador, bem como a tensão e desequilíbrio no horário de ponta (Tabela 17), que é considerada na prática como o maior valor de potência exigido do transformador de modo a suprir a carga.

Observe que tal levantamento tem como objetivo único evidenciar a diferença entre uma análise mais aperfeiçoada considerando a flutuação de carga nas barras e a modelagem convencional que desconsidera esta variação.

Tabela 12: Perdas na rede de distribuição secundária do Sistema III

Perdas na Linha	0,4 kW
Perdas no Transformador	0,6 kW
Perdas Totais	1,0 kW
Potência da Carga	32,8 kW
Percentual Perdas para o Circuito	2,90 %

Tabela 13: Carga agregada no transformador

Medidas	
Demanda média	13,727 kVA
Demanda máxima diversificada	23,782 kVA
Carga Nominal	29,272 kVA
Fator de potência	0,92
Fator de carga	0,469
Fator de utilização	0,53

No estudo de fluxo de potência, a modelagem da carga assume um papel importante nos resultados obtidos, possuindo influência decisiva na qualidade dos resultados. A análise mostrou que ao se considerar uma carga constante nas barras pode-se conduzir a valores imprecisos, com prejuízo significativo dos resultados de operação do sistema elétrico, à medida que a representação das cargas não conduz a realidade do estado de regime permanente. Restringindo-se a análise ao transformador (MT/BT), mais precisamente ao consumo observado em carga flat ou através de curvas típicas observa-se uma diferença significativa entre os resultados.

Tabela 14: Dados de Saída do Transformador de MT/BT

Medidas	Curva de Carga	Carga Flat
kWh	391	810
kVarh	169	357

Tabela 15: Dados da rede de distribuição secundária Sistema III

Trecho			Carga (kVA)		Condutor		
Inicial	Final	Distância(m)	Acumulada	Nºfases	Fase	Neutro	Tipo
T	1	-	29,272	3	-	-	-
1	2	20	7,392	3	2/0	2	AWG
1	3	30	20,609	3	2/0	2	AWG
2	4	20	6,658	3	2/0	2	AWG
4	8	35	6,658	3	2/0	2	AWG
8	11	20	0,583	3	1/0	2	AWG
8	13	20	4,346	3	1/0	2	AWG
13	17	20	3,696	3	1/0	2	AWG
17	24	25	1,58	3	1/0	2	AWG
24	27	20	1,201	3	1/0	2	AWG
8	12	30	1,221	3	2/0	2	AWG
12	16	30	1,221	3	2/0	2	AWG
3	6	20	0,34	3	1/0	2	AWG
3	5	20	11,692	3	2/0	2	AWG
5	9	20	10,982	3	2/0	2	AWG
9	14	20	7,269	3	2/0	2	AWG
14	19	35	1,441	3	2/0	2	AWG
19	25	35	0,938	3	2/0	2	AWG
14	18	20	1,83	3	1/0	2	AWG
14	20	20	2,742	3	1/0	2	AWG
20	26	15	1,531	3	1/0	2	AWG
26	28	15	0,262	3	1/0	2	AWG
28	29	20	0,262	3	1/0	2	AWG
3	7	30	6,097	3	1/0	2	AWG
7	10	30	4,38	3	1/0	2	AWG
10	15	30	4,38	3	1/0	2	AWG
15	21	40	0,39	3	1/0	2	AWG
15	22	40	0,25	3	1/0	2	AWG
15	23	40	0,1265	3	1/0	2	AWG

Tabela 16: Valores de Tensão para Carga Flat

Poste	p.u	$V_+$ (V)	$V_-$ (V)	FD %	$V_a$ (V)	$V_b$ (V)	$V_c$ (V)
T	1,00	127	0,014	0,00018%	127∠0	127∠ - 120	127∠120
1	0,982	124,7	0,261	0,21%	125,1∠ - 30,5	124,3∠ - 150,7	124,7∠89,4
2	0,980	124,5	0,235	0,19%	124,8∠ - 30,5	124,1∠ - 150,7	124,5∠89,4
3	0,975	123,9	0,320	0,26%	124,5∠ - 30,4	123,0∠ - 150,8	124,1∠89,2
4	0,978	124,3	0,220	0,18%	124,5∠ - 30,5	123,9∠ - 150,7	124,4∠89,4
8	0,976	123,9	0,193	0,16%	124,2∠ - 30,6	123,5∠ - 150,8	124,0∠89,3
11	0,975	123,9	0,187	0,15%	124,1∠ - 30,6	123,5∠ - 150,8	124,0∠89,3
12	0,975	123,8	0,195	0,16%	124,1∠ - 30,6	123,5∠ - 150,8	124,0∠89,3
16	0,975	123,8	0,195	0,16%	124,1∠ - 30,6	123,5∠ - 150,8	124,1∠89,3
13	0,974	123,7	0,183	0,15%	124,0∠ - 30,6	123,4∠ - 150,7	123,8∠89,3
17	0,973	123,6	0,171	0,14%	123,9∠ - 30,6	123,3∠ - 150,7	123,6∠89,3
24	0,973	123,5	0,192	0,16%	123,9∠ - 30,6	123,2∠ - 150,7	123,5∠89,3
27	0,972	123,5	0,203	0,16%	123,9∠ - 30,6	123,1∠ - 150,7	123,4∠89,3
6	0,973	123,6	0,438	0,35%	124,6∠ - 30,4	122,3∠ - 150,8	123,8∠89,1
7	0,973	123,5	0,276	0,22%	124,0∠ - 30,4	122,7∠ - 150,8	123,9∠89,2
10	0,971	123,3	0,254	0,21%	123,6∠ - 30,5	122,5∠ - 150,9	123,8∠89,3
15	0,968	123,0	0,231	0,18%	123,1∠ - 30,5	122,2∠ - 150,9	123,6∠89,3
21	0,968	122,9	0,217	0,17%	123,0∠ - 30,5	122,2∠ - 150,9	123,6∠89,3
22	0,968	122,9	0,233	0,19%	123,1∠ - 30,5	122,1∠ - 150,9	123,6∠89,3
23	0,968	122,9	0,224	0,18%	123,1∠ - 30,5	122,2∠ - 150,9	123,6∠89,3
5	0,972	123,4	0,316	0,26%	123,9∠ - 30,4	122,5∠ - 150,9	123,9∠89,2
9	0,969	123,0	0,310	0,25%	123,4∠ - 30,4	122,0∠ - 151,0	123,7∠89,2
14	0,967	122,8	0,316	0,26%	123,0∠ - 30,4	121,7∠ - 151,0	123,6∠89,2
18	0,966	122,7	0,319	0,26%	123,0∠ - 30,4	121,6∠ - 151,0	123,5∠89,2
20	0,965	122,6	0,330	0,27%	122,7∠ - 30,4	121,5∠ - 151,1	123,7∠89,2
26	0,964	122,5	0,337	0,28%	122,4∠ - 30,4	121,4∠ - 151,1	123,7∠89,2
28	0,964	122,4	0,353	0,29%	122,3∠ - 30,4	121,3∠ - 151,2	123,7∠89,2
29	0,963	122,4	0,378	0,31%	122,1∠ - 30,4	121,2∠ - 151,2	123,8∠89,3
19	0,966	122,7	0,317	0,26%	122,8∠ - 30,4	121,6∠ - 151,1	123,6∠89,2
25	0,965	122,6	0,312	0,25%	122,7∠ - 30,4	121,6∠ - 151,1	123,7∠89,2

Tabela 17: Valores de Tensão no Horário de Ponta (19:00)

Poste	p.u	$V_+$ (V)	$V_-$ (V)	FD %	$V_a$ (V)	$V_b$ (V)	$V_c$ (V)
T	1,00	127	0,012	0,00015%	127∠0	127∠ - 120	127∠120
1	0,986	125,2	0,219	0,18%	125,6∠ - 30,4	125,0∠ - 150,5	125,1∠89,5
2	0,985	125,1	0,195	0,16%	125,4∠ - 30,4	124,8∠ - 150,5	124,9∠89,5
3	0,981	124,6	0,280	0,23%	125,3∠ - 30,3	124,0∠ - 150,6	124,6∠89,3
4	0,983	124,9	0,184	0,15%	125,2∠ - 30,4	124,7∠ - 150,5	124,8∠89,5
8	0,981	124,6	0,168	0,13%	124,9∠ - 30,4	124,5∠ - 150,5	124,4∠89,5
11	0,981	124,6	0,162	0,13%	124,8∠ - 30,4	124,5∠ - 150,5	124,4∠89,5
12	0,980	124,5	0,166	0,13%	124,8∠ - 30,4	124,4∠ - 150,5	124,4∠89,4
16	0,980	124,5	0,166	0,13%	124,8∠ - 30,4	124,4∠ - 150,5	124,4∠89,4
13	0,980	124,5	0,172	0,14%	124,8∠ - 30,5	124,4∠ - 150,5	124,2∠89,4
17	0,979	124,3	0,180	0,14%	124,7∠ - 30,5	124,3∠ - 150,5	124,0∠89,4
24	0,978	124,3	0,199	0,16%	124,7∠ - 30,5	124,2∠ - 150,5	123,9∠89,4
27	0,978	124,2	0,210	0,17%	124,7∠ - 30,5	124,1∠ - 150,5	123,9∠89,4
6	0,979	124,4	0,388	0,31%	125,5∠ - 30,2	123,4∠ - 150,5	124,3∠89,2
7	0,979	124,3	0,243	0,20%	124,9∠ - 30,3	123,7∠ - 150,6	124,3∠89,3
10	0,977	124,1	0,220	0,18%	124,6∠ - 30,3	123,5∠ - 150,6	124,2∠89,3
15	0,975	123,9	0,191	0,15%	124,3∠ - 30,3	123,3∠ - 150,6	124,0∠89,3
21	0,975	123,8	0,181	0,15%	124,2∠ - 30,3	123,2∠ - 150,6	124,0∠89,4
22	0,975	123,8	0,188	0,15%	124,2∠ - 30,3	123,3∠ - 150,6	124,0∠89,3
23	0,975	123,8	0,181	0,15%	124,2∠ - 30,3	123,3∠ - 150,6	124,0∠89,4
5	0,979	124,3	0,274	0,22%	125,0∠ - 30,3	123,7∠ - 150,6	124,4∠89,3
9	0,977	124,1	0,264	0,21%	124,8∠ - 30,3	123,4∠ - 150,6	124,2∠89,3
14	0,976	123,9	0,258	0,21%	124,6∠ - 30,3	123,2∠ - 150,6	124,1∠89,3
18	0,975	123,9	0,262	0,21%	124,6∠ - 30,3	123,1∠ - 150,6	124,0∠89,2
20	0,975	123,8	0,249	0,20%	124,5∠ - 30,3	123,1∠ - 150,6	124,0∠89,3
26	0,975	123,8	0,241	0,20%	124,4∠ - 30,3	123,1∠ - 150,7	123,9∠89,3
28	0,975	123,8	0,241	0,20%	124,4∠ - 30,3	123,1∠ - 150,7	123,9∠89,3
29	0,975	123,8	0,241	0,20%	124,4∠ - 30,3	123,1∠ - 150,7	123,9∠89,3
19	0,975	123,9	0,259	0,21%	124,5∠ - 30,3	123,1∠ - 150,6	124,0∠89,2
25	0,975	123,9	0,248	0,20%	124,5∠ - 30,3	123,1∠ - 150,7	124,1∠89,3

Vale comentar que apesar do programa *OpenDSS* possuir o modo de inserção de curvas de carga, os valores de perda bem como consumo são referentes apenas ao último patamar da curva de carga, não há como obter medições ponto a ponto, ou seja, para 24 patamares. A solução encontrada para contorna tal situação foi a utilização do objeto *EnergyMeter*.

---

O Energy simula o comportamento de um medidor de energia ligado ao terminal de um elemento do circuito, como exemplo o transformador de distribuição, medindo não somente potência e energia, mas também as perdas totais do circuito para as curvas de carga informadas (DUGAN, 2013).





---

## Conclusão

A contribuição deste trabalho está em introduzir uma variação no método de estudo em redes de baixa tensão de energia a partir da utilização de uma reduzida base de dados, considerando a proposta de topologias padrões e a extrapolação de alguns parâmetros. Tal simplificação é interessante visto que realizar os cálculos através de um algoritmo de fluxo de potência, considerando a real topologia das redes de BT, demanda um tempo notável na obtenção de detalhes das redes, considerando sua complexidade, grande número de circuitos e seus parâmetros.

Os modelos apresentados no capítulo 5 devem permitir a análise nos sistemas, de forma que quando não se tenha condições de estimar com boa precisão a topologia da rede, possa ser utilizado um modelo padrão já estudado que, com certa confiabilidade, represente adequadamente o comportamento do sistema de distribuição secundário.

As configurações propostas para as redes secundárias foram obtidas valendo-se de regras pré-estabelecidas, de adequação dos níveis técnicos, qualidade de fornecimento, além de dados reais da rede. As restrições consideradas nestes modelos referem-se à radialidade dos sistemas, suprimento da demanda nas barras de consumo, limites máximos de queda de tensão permitidos nos alimentadores e restrições físicas de operação de equipamentos e condutores. A modelagem considerando um limite de 2,0% para o fator de desequilíbrio em baixa tensão parece ser coerente na medida que os níveis de desequilíbrio em redes secundárias trifásicas são consideravelmente superiores ao nível de desequilíbrio em redes primárias e que nenhum limite é estabelecido no PRODIST ou em guias técnicos das concessionárias brasileiras para BT.

Os sistemas modelados consideram redes de distribuição secundárias com alimentadores aéreos de comprimento máximo de 330 m, em situações de desbalanceamento, linhas não transpostas e fases com diferentes carregamentos, características que se assemelham aquelas encontradas em redes de distribuição de baixa tensão.

Todas as configurações ainda que em menor grau apresentam um certo índice de desbalanceamento de tensão. Observa-se que o acoplamento mútuo entre fases dos segmentos de linha não são iguais, havendo assim quedas de tensão diferentes em cada uma das

três fases, mesmo em situações onde as cargas foram distribuídas proporcionalmente nos alimentadores dos sistemas.

## 6.1 Sugestões de trabalhos futuros

Para desenvolvimentos futuros deste trabalho, dentre outros aspectos, propõe-se que sejam pesquisados e abordados os seguintes tópicos:

- Propor e desenvolver técnicas de otimização da rede. O desenvolvimento de modelos de otimização e técnicas de solução para o problema do planejamento e expansão dos sistemas de distribuição de energia elétrica, permitem que as empresas distribuidoras possam atender ao crescimento da demanda de energia elétrica, com qualidade de fornecimento de energia e custos competitivos. O dimensionamento econômico técnico da rede como a alocação de transformadores, determinação das bitolas de alimentadores principais e ramais laterais de forma correta pode acarretar ganhos substanciais nos custos de expansão e operação do sistema de distribuição de energia;

- Desenvolver modelos de referência para a BT que contemplem os trechos de cabos que derivam das redes secundárias ou diretamente dos transformadores de distribuição para fornecimento de energia ao consumidor final, ramais de ligação. Dentre os objetivos a considerar nesse modelo pode-se destacar as perdas dos ramais de entrada, as quedas de tensão com relação à tensão de referência das barras do sistema e a tensão efetivamente recebida pela carga. Esta análise é crucial dado que este segmento é uma das principais fontes de perdas técnicas. Normalmente, cada consumidor possui um ramal de ligação, com isso, chega-se a milhares a quantidade de ramais em uma empresa. Devido a essa grande variedade e, portanto, a dificuldade em determinar as perdas técnicas individualmente, devem ser feitas análises capazes de quantificar as perdas neste segmento com base em valores médios de comprimento, resistência dos condutores e curva de cargas típicas.

---

## Referências

- ACHAO, C. d. C. L. **Análise de Decomposição das Variações no Consumo de Energia Elétrica no Setor Residencial Brasileiro**. 151 p. Tese (Tese (Doutorado)) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.
- BOMBASSARO, P. R. **Projeto de Rede de Distribuição - Cálculo Elétrico**. [S.l.]: Norma Técnica - GED3667, 2012. 23 p.
- \_\_\_\_\_. **Projeto de Rede de Distribuição - Condições Gerais**. [S.l.]: Norma Técnica, 2012. 15 p.
- \_\_\_\_\_. **Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição**. [S.l.]: Norma Técnica, 2015. 110 p.
- BORGES, R. T. **Desenvolvimento de Metodologias de Análise Sistêmica de Sistemas de Distribuição de energia elétrica com Geração Ultra-Dispersa**. 114 p. Tese (Dissertação de Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2014.
- CASSEL, T. O. **Avaliação de Perdas em Sistemas de Distribuição Considerando Modelagem de Carga**. 67 p. Tese (Monografia (Especialização)) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012.
- CERBANTES, M. C. **Análise da Influência de Cargas Especiais nos Indicadores de Qualidade das Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Baixa Tensão**. 104 p. Tese (Dissertação de Mestrado) — Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira, 2012.
- COSSI, A. M. **Planejamento de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Média e Baixa Tensão**. 232 p. Tese (Tese (Doutorado)) — Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira, 2008.
- DUGAN, R. C. **OpenDSS Manual**. [S.l.]: Electric Power Research Institute, 2013. 180 p.
- FERNANDES, R. A. S. **Localização e identificação de consumidores com alta contribuição para a distorção harmônica de tensão em sistemas de distribuição**. 197 p. Tese (Tese (Doutorado)) — Universidade de São Paulo, 2011.
- FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição**. 94 p. Tese (Dissertação de Mestrado) — Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira, 2006.

- FUCHS, R. D. **Transmissão de energia elétrica: linhas aéreas ; teorias das linhas em regime permanente**. 2. ed. [S.l.]: Livros Técnicos e Científicos, 1979. 588 p. ISBN 9788521600824.
- GOMES, H. J. **Estudos de viabilidade das redes de distribuição secundárias compactas no sistema elétrico da CELG D. Goiânia**. 94 p. Tese (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2003.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. a. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2. ed. [S.l.]: Editora Edgard Blücher, 2010. 328 p.
- KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1991. v. 6, n. 3, p. 975–985, 1991. ISSN 08858950.
- \_\_\_\_\_. **Distribution System Modeling and Analysis**. Third edit. [S.l.]: Taylor & Francis, 2012. ISBN 9781439856222.
- MÉFFE, A. **Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição o â Modelos Adequáveis às Características do Sistema e à Disponibilidade de Informações**. 157 p. Tese (Tese (Doutorado)) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.
- MICHELS, L. et al. Análise e modelagem de cargas típicas de redes de distribuição de energia elétrica. In: . São Paulo: 8th Latin-American Congress On Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE 2009., 2009. p. 8.
- MOREIRA, S. U. **Estimación de Pérdidas Técnicas en Baja Tensión**. 144 p. Tese (Monografia (Especialização)) — Universidad de Costa Rica, 2012.
- ND.22, N. **Projetos de Redes Aéreas Urbanas de Distribuição de Energia Elétrica**. Campinas: Revisão 04 - Elektro, 2014. 119 p.
- OLIVEIRA, M. E. de. **Avaliação de Metodologias de Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 135 p. Tese (Tese (Doutorado)) — de Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira, 2009.
- PANTUZI, A. V. **Desempenho de um Algoritmo Backward â Forward Sweep de Cálculo de Fluxo de Potência**. 111 p. Tese (Dissertação de Mestrado) — Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira, 2006.
- PEREIRA Jr, B. R. **Alocação Otimizada de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Através de Metaheurísticas Multiobjetivo**. 193 p. Tese (Dissertação de Mestrado) — Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho , Ilha Solteira, 2009.
- PÉREZ, H. H; MENDEZ, M. O.; BALMACEDA, E. V. Determinación de Pérdidas Técnicas en Redes de Baja Tensión. In: . Maceió: V CIERTEC â Seminario Internacional sobre Gestión de Pérdidas, Eficiencia Energética y Protección de los Ingresos en el Sector Eléctrico, 2005.
- SARDETO, E. **Avaliação técnica, econômica e de impacto ambiental da implantação das Redes Compactas Protegidas em Maringá**. 71 p. Tese (Monografia (Especialização)) — Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 1999.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. 2. ed. [S.l.]: Taylor & Francis, 2014. ISBN 9781466598669.

SQUAIELLA, D. J. F. **Planejamento agregado em redes de distribuição secundária - modelo alternativo para empresas com cadastro de redes reduzido**. 95 p. Tese (Dissertação de Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

STEVENSON, W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. 2. ed. [S.l.]: McGraw Hill, 1978. 347 p.

VIEIRA Jr, J. C. M. **Método Zbus Gauss Paralelo para Cálculo de Fluxo de Potência Trifásico em Redes Assimétricas de Distribuição de Energia Elétrica**. 112 p. Tese (Dissertação de Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 1999.



# Apêndices





## Cálculo dos Parâmetros das Linhas de Distribuição

### A.1 Impedância Série

Conforme descrito no capítulo 5, neste item definem-se os parâmetros da linha de distribuição representada pelo circuito  $\pi$  equivalente. A determinação da impedância série para linhas representa um passo crítico que deve ser realizado antes da análise do alimentador de distribuição. Para o caso de linhas transpostas e cargas balanceadas pode-se considerar a impedância por fase dada por:

$$z_i = r_i + j0,12134 \times \ln \left( \frac{D_{eq}}{RMG_i} \right) \quad \Omega/milha \quad (12)$$

onde,

$$D_{eq} = \sqrt{D_{ab} \times D_{bc} \times D_{ca}} \quad \text{pés} \quad (13)$$

$$RMG = r \times e^{-\frac{1}{4}} = 0,7788 \times r \quad \text{pés} \quad (14)$$

$D_{ab}$ ,  $D_{bc}$   $D_{ca}$  são as distâncias entre as fases.

$RMG_i$  é chamado de raio efetivo ou raio médio geométrico.

$r_i$  é a resistência do condutor  $i$ .

Observe, entretanto, que sistemas de distribuição de baixa tensão consistem de redes monofásicas, bifásicas, e linhas trifásicas não transpostas servindo cargas desequilibradas. Para tais modelos de linha é necessário o cálculo das impedâncias próprias e mútuas dos condutores, incluindo a influência da corrente do neutro. As equações de Carson modificadas são apresentadas a seguir 15 e 16, estas são utilizadas como insumo para o cálculo da reatância indutiva própria e mútua dos condutores.

□ Cálculo da impedância própria:

$$z_i = r_i + 0,09530 + j0,12134 \times \left[ \ln \left( \frac{1}{RMG_i} \right) + 7,93402 \right] \quad \Omega/milha \quad (15)$$

□ Cálculo da impedância mutua:

$$z_{ij} = 0,09530 + j0,12134 \times \left[ \ln \left( \frac{1}{D_{ij}} \right) + 7,93402 \right] \quad \Omega/milha \quad (16)$$

Assume-se o cálculo da reatância indutiva para uma frequência de 60 Hz, a resistência, por sua vez, é obtida diretamente a partir de uma tabela de dados do condutor (Apêndice B). O segmento do sistema de distribuição modelado consiste de uma ligação estrela, formada por quatro condutores aéreos, sendo um neutro. Tal modelo resulta então em uma matriz 4x4, a qual será apresentada a seguir com os elementos da diagonal principal definidos pela equação 15 e os elementos fora da diagonal dados pela equação 16.

$$z = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} & z_{an} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} & z_{bn} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} & z_{cn} \\ z_{na} & z_{nb} & z_{nc} & z_{nn} \end{bmatrix} \quad \Omega/milha \quad (17)$$

Os termos da matriz de impedâncias a seguir consideram um condutor de 2/0 CLASS A e condutor neutro 2 AWG.

$$z = \begin{bmatrix} 0,864 + j1,494 & 0,0953 + j1,014 & 0,0953 + j0,930 & 0,0953 + j1,014 \\ 0,0953 + j1,014 & 0,864 + j1,494 & 0,0953 + j1,014 & 0,0953 + j0,930 \\ 0,0953 + j0,930 & 0,0953 + j1,014 & 0,864 + j1,494 & 0,0953 + j0,881 \\ 0,0953 + j1,014 & 0,0953 + j0,930 & 0,0953 + j0,881 & 1,636 + j1,537 \end{bmatrix} \quad \Omega/milha \quad (18)$$

É importante frisar que para a maioria das aplicações, a matriz de impedância utilizada é a estrutura 3x3, que consiste de impedâncias próprias e mutuas equivalentes para as fases, de modo que os elementos modificados reflitam a presença do neutro (KERTING, 1991). Um método padrão adotado para a redução da dimensão de matrizes de impedâncias é a redução de Kron, conforme segue:

$$z = \begin{bmatrix} [z_{ij}] & [z_{in}] \\ [z_{nj}] & [z_{nn}] \end{bmatrix} \quad \Omega/milha \quad (19)$$

$$z_{ij} = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \quad \Omega/milha \quad (20)$$

$$z_{in} = \begin{bmatrix} z_{an} \\ z_{bn} \\ z_{cn} \end{bmatrix} \Omega/milha \quad (21)$$

$$z_{nj} = \begin{bmatrix} z_{na} & z_{nb} & z_{nc} \end{bmatrix} \Omega/milha \quad (22)$$

$$\begin{bmatrix} z_{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{ij} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} z_{in} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_{nn} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} z_{nj} \end{bmatrix} \quad (23)$$

□ Matriz de impedâncias de fase para o condutor 2/0 AWG e condutor neutro 2 AWG

$$z_{abc} = \begin{bmatrix} 1,1362 + j1,1210 & 0,3420 + 0,6690 & 0,3272 + j0,6016 \\ 0,3420 + 0,6690 & 1,0880 + j1,1760 & 0,3056 + j0,7109 \\ 0,3272 + j0,6016 & 0,3056 + j0,7109 & 1,0620 + j1,2062 \end{bmatrix} \Omega/milha \quad (24)$$

Como a linha de distribuição de baixa tensão modelada não considera transposição de fases ou espaçamento entre fases simétrico, tem-se como resultado uma matriz  $z_{abc}$  com os termos da diagonal principal e fora da diagonal diferentes entre si. Quando as linhas são transpostas o acoplamento mútuo entre as fases dos condutores são iguais e, portanto, os termos fora da diagonal principal da matriz de impedâncias de fase também são iguais. Para estes casos é preferível trabalhar com a matriz de impedâncias de sequência, já que teremos uma matriz com os elementos fora da diagonal principal iguais a zero, simplificando análises no sistema de distribuição.

□ Matriz de impedâncias de fase para o condutor 1/0 AWG e condutor neutro 2 AWG

$$z = \begin{bmatrix} 1,065 + j1,509 & 0,095 + j1,014 & 0,095 + j0,930 & 0,095 + j1,014 \\ 0,095 + j1,014 & 1,065 + j1,509 & 0,095 + j1,014 & 0,095 + j0,930 \\ 0,095 + j0,930 & 0,095 + j1,014 & 1,065 + j1,509 & 0,095 + j0,881 \\ 0,095 + j1,014 & 0,095 + j0,930 & 0,095 + j0,881 & 1,636 + j1,537 \end{bmatrix} \Omega/milha \quad (25)$$

$$z_{abc} = \begin{bmatrix} 1,337 + j1,135 & 0,342 + j0,669 & 0,327195 + j0,602 \\ 0,342 + j0,669 & 1,2890 + 1,190 & 0,305 + 0,711 \\ 0,327 + j0,602 & 0,305 + j0,711 & 1,26296 + j1,221 \end{bmatrix} \Omega/milha \quad (26)$$

Outro modo de calcular a matriz de impedância fase é por meio do conhecimento da matriz de sequência, conforme a equação 27.

$$Z_{abc} = [As] \times Z_{012} \times [As]^{-1} \quad (27)$$

sendo que,

$$[As] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix} \quad (28)$$

onde  $a_s = 1.0 \angle 120$

$$[z_{012}] = \begin{bmatrix} z_{00} & z_{01} & z_{02} \\ z_{10} & z_{11} & z_{12} \\ z_{20} & z_{21} & z_{22} \end{bmatrix} \quad (29)$$

$Z_{00}$  Impedância de sequência zero

$Z_{11}$  Impedância de sequência positiva

$Z_{11}$  Impedância de sequência negativa

Para a modelagem do sistema II, que corresponde a uma rede de distribuição protegida formada por condutores de alumínio multiplexados, podemos definir que a linha é transposta e portanto os elementos fora da diagonal da matriz de sequência são nulos.

Como exemplo, apresentam-se a seguir as matrizes impedância das linhas do sistema II, cujas características estão descritas no Apêndice C.

□ condutor CA de alumínio de bitola de  $70mm^2$ :

$$[z_{012}] = \begin{bmatrix} 1,2205 + j1,6989 & 0 & 0 \\ 0 & 0,5682 + j0,3077 & 0 \\ 0 & 0 & 0,5682 + j0,3077 \end{bmatrix} \quad \Omega/milha \quad (30)$$

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} 0,7856 + j0,7714 & 0,2174 + j0,4637 & 0,2174 + j0,4637 \\ 0,2174 + j0,4637 & 0,7856 + j0,7714 & 0,2174 + j0,4637 \\ 0,2174 + j0,4637 & 0,2174 + j0,4637 & 0,7856 + j0,7714 \end{bmatrix} \quad \Omega/milha \quad (31)$$

□ condutor CA de alumínio de bitola de  $35mm^2$ :

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} 1,2661 + j0,3992 & 0,1593 + j0,2477 & 0,1593 + j0,2477 \\ 0,1593 + j0,2477 & 1,2661 + j0,3992 & 0,1593 + j0,2477 \\ 0,1593 + j0,2477 & 0,1593 + j0,2477 & 1,2661 + j0,3992 \end{bmatrix} \quad \Omega/milha \quad (32)$$

## A.2 Capacitância Shunt

Como apontado no capítulo 5, a determinação dos parâmetros shunt para linhas de distribuição de baixa tensão é praticamente ignorada. Análises mais detalhadas, com modelagem completa dos ramos shunt são realizadas apenas para cabos longos e carregados. Para efeito comparativo da influencia da capacitância shunt na rede serão realizados os cálculos para o condutor 2/0 AWG e o condutor neutro 2 AWG, dispostos verticalmente.

□ Cálculo dos coeficientes de potencial próprios:

$$P_{ii} = 11,17689 \times \ln \left( \frac{S_{ii}}{R_i} \right) \text{ milha}/\mu F \quad (33)$$

□ Cálculo dos coeficientes de potencial mútuos:

$$P_{ij} = 11,17689 \times \ln \left( \frac{S_{ij}}{D_{ij}} \right) \text{ milha}/\mu F \quad (34)$$

onde,

$S_{ii}$  distância do condutor  $i$  e sua imagem  $i'$

$S_{ij}$  distância do condutor  $i$  e a imagem  $j'$

$D_{ij}$  distância entre o condutor  $i$  e condutor  $j$

$$S = \begin{bmatrix} 38,714 & 38,058 & 37,402 & 39,370 \\ 38,058 & 37,402 & 36,746 & 38,714 \\ 37,402 & 36,746 & 36,089 & 38,058 \\ 39,370 & 38,714 & 38,058 & 40,026 \end{bmatrix} \text{ pés} \quad (35)$$

A matriz apresenta as distâncias entre os condutores e as imagens em pés.

$$P_{primitiva} = \begin{bmatrix} 86,242 & 45,383 & 37,442 & 45,762 \\ 45,383 & 85,857 & 44,991 & 37,827 \\ 37,442 & 44,991 & 85,458 & 33,104 \\ 45,762 & 37,827 & 33,104 & 90,517 \end{bmatrix} \text{ milha}/\mu F \quad (36)$$

Aplicando a redução de Kron, teremos:

$$P_{abc} = \begin{bmatrix} 63,1 & 26,3 & 20,7 \\ 26,3 & 70,1 & 31,2 \\ 20,7 & 31,2 & 73,4 \end{bmatrix} \text{ milha}/\mu F \quad (37)$$

A inversa da matriz de coeficientes de potenciais resulta na matriz capacitância  $[C_{abc}]$ .

$$[C_{abc}] = [P_{abc}]^{-1} \quad (38)$$

$$y_{abc} = j377 \times C_{abc} = j377 \times P_{abc}^{-1} = \begin{bmatrix} j7,267 & -j2,238 & -j1,098 \\ -j2,238 & j7,322 & -j2,481 \\ -j1,098 & -j2,481 & j6,501 \end{bmatrix} \mu S/milha \quad (39)$$

Observe que os termos da matriz de capacitância shunt estão na ordem de  $\mu S/milha$ , ou seja, para uma linha de no máximo 1 km como são grande parte das redes de distribuição de baixa tensão tal parâmetro pode ser perfeitamente desprezado sem prejuízo da modelagem do sistema de distribuição.

## Dados dos Sistemas de Distribuição Trifásicos

Neste apêndice são apresentados os dados das redes de distribuição de baixa tensão, com intuito de auxiliar outros pesquisadores que desejem replicar as simulações.

### B.1 Configuração

A disposição dos condutores sobre os postes para as redes convencionais dos sistemas apresentados no trabalho obedecem ao esquema ilustrado na Figura 17

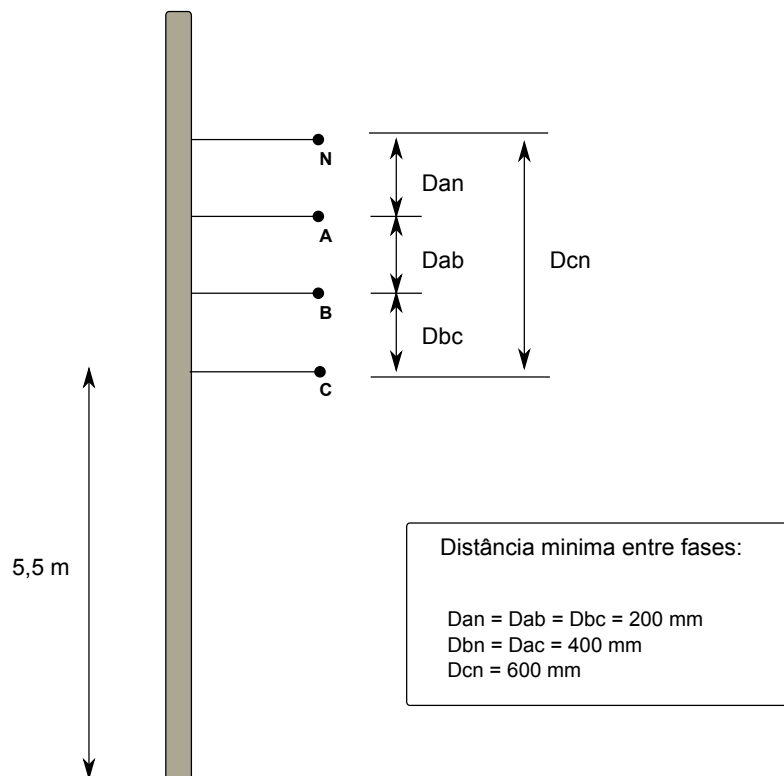


Figura 17: Configuração vertical dos condutores no poste.

## B.2 Sistema I

As Tabelas 18, 19, 20 contêm os parâmetros utilizados na simulação para o desenvolvimento do Sistema I.

Tabela 18: Parâmetros utilizados na simulação para o Sistema I

Código Transformador	<b>TR1</b>
Número de fases	3
Número de enrolamentos	2
Potência nominal (kVA)	75
Tensão Primária (kV)	13,8
Tensão Secundária (V)	220
Conexão	delta/estrela
Perda total (%)	0,5
Perda ferro (%)	0,2

Os códigos dos condutores, bem como suas características como resistência, raio médio geométrico e capacidade de condução são especificados na Tabela 19.

Tabela 19: Dados dos condutores do Sistema I

Cabo	Encordoamento	Material	Diâmetro Pés	RMG Pés	Resistência $\Omega$ /milha	Capacidade Amps
2	CLASS A	AA	0,02433	0,00883	1,541	156
1/0	CLASS A	AA	0,03067	0,0111	0,97	202
2/0	CLASS A	AA	0,0345	0,0125	0,769	230
4/0	CLASS A	AA	0,0435	0,0158	0,484	299



Tabela 20: Dados de distribuição da carga do Sistema I

Ponto de conexão	Número de Fases	Tensão Nominal (kV)	Modelo da Carga	Fase 1 (VA)	Fase 2 (VA)	Fase 3 (VA)
2	2	0,220	1	3,08	3,08	0,0
4	1	0,127	1	0,0	0,0	0,25
5	1	0,127	1	1,02	0,0	0,0
6	1	0,127	1	0,0	1,02	0,0
7	1	0,127	1	0,0	0,0	2,56
8	1	0,127	1	2,56	0,0	0,0
9	1	0,127	1	0,0	2,56	0,0
10	1	0,127	1	0,0	0,0	1,02
11	1	0,127	1	1,79	0,0	0,0
12	2	0,220	1	0,0	3,08	3,08
14	1	0,127	1	3,33	0,0	0,0
15	1	0,127	1	0,0	1,02	0,0
16	1	0,127	1	0,0	0,0	2,56
18	1	0,127	1	1,79	0,0	0,0
19	1	0,127	1	0,0	1,79	0,0
20	1	0,127	1	0,0	0,0	1,02
21	1	0,127	1	1,79	0,0	0,0
22	1	0,127	1	0,0	1,02	0,0
23	1	0,127	1	0,0	0,0	3,33
24	1	0,127	1	1,02	0,0	0,0
25	1	0,127	1	0,0	3,33	0,0
26	1	0,127	1	0,0	0,0	1,02
28	1	0,127	1	1,02	0,0	0,0
29	1	0,127	1	0,0	1,79	0,0
30	1	0,127	1	0,0	0,0	1,02
31	1	0,127	1	3,02	0,0	0,0
32	1	0,127	1	0,0	1,02	0,0
33	1	0,127	1	0,0	0,0	2,42
34	1	0,127	1	1,79	0,0	0,0
35	1	0,127	1	0,0	3,33	0,0
38	1	0,127	1	0,0	0,0	1,02
				22,21	23,04	19,3

Fator de potência = 0,92. Modelo 1 = carga de potência constante.

### B.3 Sistema II

A Tabela 21, 22, 23 contém os parâmetros utilizados na simulação para o desenvolvimento do Sistema II.

Tabela 21: Parâmetros utilizados na simulação para o Sistema II

Código Transformador	<b>TR1</b>
Número de fases	3
Número de enrolamentos	2
Potência nominal (kVA)	30
Tensão Primária (kV)	13,8
Tensão Secundária (V)	220
Conexão	delta/estrela
Perda total (%)	0,5
Perda ferro (%)	0,2

Os códigos dos condutores utilizados no Sistema II, bem como suas características como resistência, raio médio geométrico e capacidade de condução são especificados na Tabela 22.

Tabela 22: Dados dos condutores Isolados Multiplexados (0,6/1kV)

Código	Bitola $mm^2$	Resistência 1 $\Omega/km$	Reatância 1 $\Omega/km$	Resistência 0 $\Omega/km$	Reatância 0 $\Omega/km$	Capacidade Amps
P35	35	1,1068	0,1515	1,5846	0,8946	129
P70	70	0,5682	0,3077	1,2205	1,6989	227

Tabela 23: Dados de distribuição da carga do Sistema II

Ponto de conexão	Número de Fases	Tensão Nominal (kV)	Modelo da Carga	F.P	Fase 1 (VA)	Fase 2 (VA)	Fase 3 (VA)
3	3	0,127	1	0,78	1,213	1,213	0,341
4	2	0,127	1	0,80	0,341	0,341	0,0
5	3	0,127	1	0,85	1,655	1417	1,268
6	2	0,127	1	0,80	0,0	0,341	0,511
8	2	0,127	1	0,80	0,341	0,0	0,341
9	2	0,127	1	0,88	2,416	0,0	2,274
10	2	0,127	1	0,80	0,341	0,341	0,0
11	2	0,127	1	0,86	0,346	0,346	0,0
12	2	0,127	1	0,79	0,536	0,341	0,0
13	2	0,127	1	0,80	0,341	0,341	0,0
14	2	0,127	1	0,80	0,341	0,341	0,0
15	1	0,127	1	0,80	0,953	0,953	0,0
17	2	0,127	1	0,80	0,0	0,341	0,341
18	2	0,127	1	0,80	0,341	0,341	0,0
19	2	0,127	1	0,88	0,0	0,674	0,674
20	3	0,127	1	0,81	1,880	0,341	0,229
21	2	0,127	1	0,80	0,341	0,341	0,0
23	2	0,127	1	0,83	0,295	0,295	0,0

## B.4 Sistema III

A Tabela 24, 25, 26 contém os parâmetros utilizados na simulação para o desenvolvimento do Sistema III.

Tabela 24: Parâmetros utilizados na simulação para o Sistema III

Código Transformador	<b>TR1</b>
Número de fases	3
Número de enrolamentos	2
Potência nominal (kVA)	45
Tensão Primária (kV)	13,8
Tensão Secundária (V)	220
Conexão	delta/estrela
Perda total (%)	0,5
Perda ferro (%)	0,2

Tabela 25: Dados dos condutores do Sistema III

Cabo	Encordoamento	Material	Diâmetro Feet	RMG Feet	Resistência $\Omega$ /milha	Capacidade Amps
2	CLASS A	AA	0,02433	0,00883	1,541	156
1/0	CLASS A	AA	0,03067	0,0111	0,97	202
2/0	CLASS A	AA	0,0345	0,0125	0,769	230

Fonte: (KERSTING, 2012)

Tabela 26: Dados de distribuição da carga do Sistema III

Ponto de conexão	Número de Fases	Tipo de Carga	Tensão Nominal (kV)	Curva de Carga	Fase 1 (VA)	Fase 2 (VA)	Fase 3 (VA)
1	3	residencial	0,127	R1	220,7	819,4	231,2
2	2	residencial	0,127	R2	501,5	233,0	0,0
5	2	comercial	0,127	C1	0,0	345,0	365,7
6	2	industrial	0,127	I1	0,0	1409,7	1409,7
7	3	residencial	0,127	R3	713,0	442,1	561,0
8	2	residencial	0,127	R1	209,1	298,6	0,0
9	3	industrial	0,127	I1	1134,0	1237,7	1341,3
11	3	residencial	0,127	R2	291,7	158,2	133,5
12	3	residencial	0,127	R3	362,7	490,0	368,1
13	3	residencial	0,127	R1	163,6	344,9	141,2
14	3	residencial	0,127	R2	419,0	387,3	448,3
15	3	industrial	0,127	I1	1160,5	1317,1	1133,5
17	3	residencial	0,127	R3	1080,4	235,5	800,0
18	3	residencial	0,127	R1	367,3	625,0	838,0
19	2	residencial	0,127	R2	0,0	263,1	240,0
20	3	residencial	0,127	R3	345,7	604,9	260,8
21	2	residencial	0,127	R1	327,2	66,4	0,0
22	2	comercial	0,220	C1	125,0	125,0	0,0
23	1	residencial	0,127	R2	126,5	0,0	0,0
24	2	residencial	0,220	R3	0,0	189,8	189,8
25	2	residencial	0,127	R1	634,3	304,0	0,0
26	3	residencial	0,127	R2	564,0	323,3	381,2
27	3	residencial	0,127	R3	160,5	407,4	632,7
29	2	industrial	0,220	I1	131,2	131,2	0,0
					9037,9	10759	9476

## Curvas de Carga

A tarefa de modelar os sistemas de distribuição e definir os parâmetros para estudos de fluxo de potência não é simples, há a necessidade de definir corretamente as cargas, bem como seu comportamento nos diferentes patamares do dia. A inviabilidade prática da determinação do comportamento individual da curva de carga dos consumidores torna necessária a definição de um número conveniente de curvas de cargas típicas para representar todo o conjunto de carga dos sistemas, estas podem ser obtidas junto a ANEEL, para a qual são disponibilizadas pelas empresas de distribuição as potências e curvas típicas utilizadas nas campanhas de medições para a revisão tarifária.

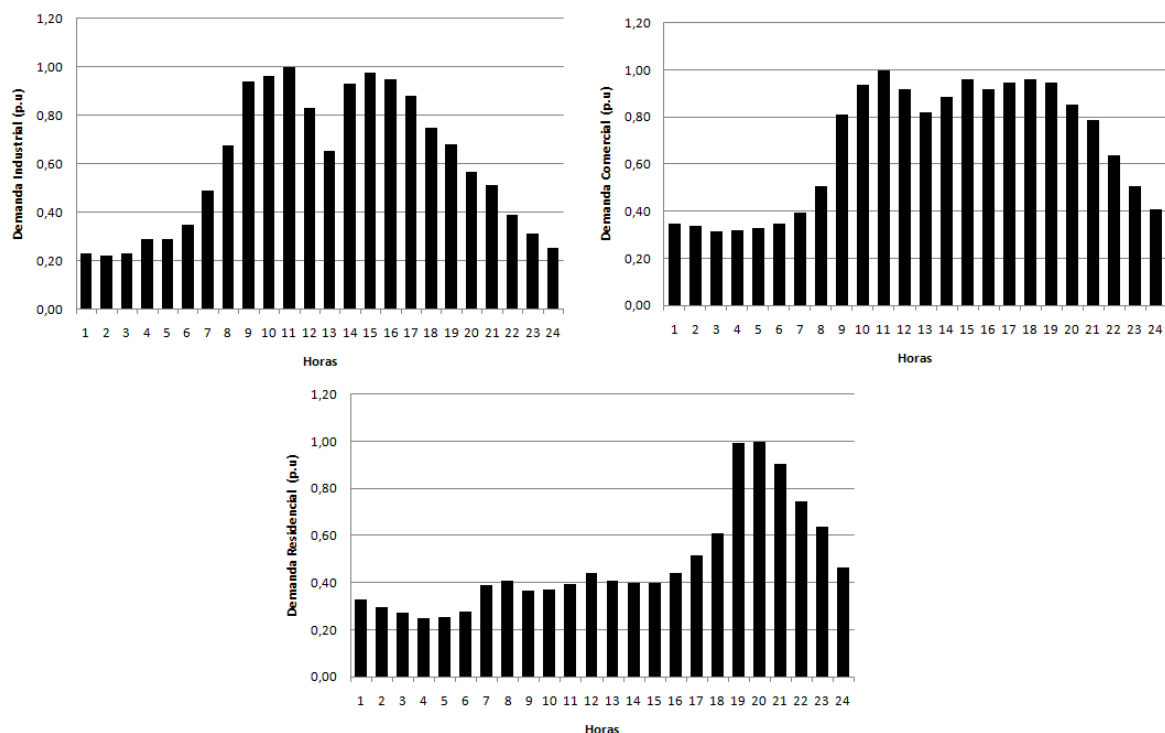


Figura 18: Curvas de carga típicas de carga industrial, carga comercial e carga residencial.

Essas curvas de cargas típicas foram disponibilizadas pela ANEEL e estão agregadas por classe. Na tabela 27 são especificados os valores de carga obtidos da distribuidora CEMIG, estas são utilizadas como insumo para a modelagem de carga do sistema III.

Tabela 27: Tipologias Agregadas por Classe

Hora		Classe BT		
Inicial	Final	Industrial MW	Comercial MW	Residencial MW
00:00	00:59	28,10	155,56	509,75
01:00	01:59	26,49	143,00	390,25
02:00	02:59	28,70	136,40	348,90
03:00	03:59	33,80	139,14	325,95
04:00	04:59	40,07	135,81	330,02
05:00	05:59	45,10	149,20	363,48
06:00	06:59	52,31	174,64	549,22
07:00	07:59	80,06	263,94	641,84
08:00	08:59	105,32	429,68	656,95
09:00	09:59	111,41	509,40	687,78
10:00	10:59	115,61	536,09	698,32
11:00	11:59	90,64	514,62	799,06
12:00	12:59	93,91	505,25	749,46
13:00	13:59	103,95	518,76	670,02
14:00	14:59	108,82	533,39	676,04
15:00	15:59	104,71	540,77	704,89
16:00	16:59	101,96	547,38	821,05
17:00	17:59	81,86	641,38	1152,68
18:00	18:59	64,27	575,02	1694,90
19:00	19:59	47,62	419,50	1506,86
20:00	20:59	40,56	319,98	1339,64
21:00	21:59	36,81	272,11	1185,36
22:00	22:59	31,80	207,97	1005,01
23:00	23:59	28,78	173,16	754,03

Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br> dentro do menu Informações Técnicas/ Tarifas-Agentes do Setor Elétrico/ Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição/ Nota técnica2005/ CEMIG> Acesso em: 30 maio 2015.

Tabela 28: Curvas de Carga Tipicas utilizadas na simulação

Hora		Curva de Carga (p.u)				
Inicial	Final	Industrial I1	Comercial C1	Residencial R1	Residencial R2	Residencial R3
00:00	00:59	0,24	0,24	0,09	0,17	0,26
01:00	01:59	0,23	0,22	0,05	0,11	0,24
02:00	02:59	0,26	0,21	0,05	0,10	0,29
03:00	03:59	0,29	0,22	0,05	0,09	0,25
04:00	04:59	0,35	0,21	0,04	0,10	0,29
05:00	05:59	0,39	0,23	0,05	0,11	0,28
06:00	06:59	0,45	0,27	0,12	0,17	0,55
07:00	07:59	0,69	0,41	0,11	0,21	0,76
08:00	08:59	0,91	0,67	0,27	0,20	0,86
09:00	09:59	0,96	0,79	0,22	0,20	1,00
10:00	10:59	1,00	0,84	0,16	0,21	0,84
11:00	11:59	0,78	0,80	0,46	0,23	0,76
12:00	12:59	0,81	0,79	0,14	0,26	0,85
13:00	13:59	0,90	0,81	0,14	0,21	0,66
14:00	14:59	0,94	0,83	0,14	0,22	0,87
15:00	15:59	0,91	0,84	0,13	0,24	0,96
16:00	16:59	0,88	0,85	0,29	0,26	0,88
17:00	17:59	0,71	1,00	0,38	0,58	0,93
18:00	18:59	0,56	0,90	0,42	1,00	0,90
19:00	19:59	0,41	0,65	0,46	0,61	0,52
20:00	20:59	0,35	0,50	1,00	0,41	0,44
21:00	21:59	0,32	0,42	0,29	0,35	0,53
22:00	22:59	0,28	0,32	0,20	0,31	0,46
23:00	23:59	0,25	0,27	0,15	0,27	0,66

Os valores na tabela 28 também foram obtidos da saída do TARDIST, programa computacional utilizado para cálculo das Tarifas de Referência, a partir da reunião das curvas de redes de baixa tensão. O dados apresentados referem-se à concessionária CEMIG na revisão tarifária de 2005.





---

## Código na linguagem OpenDSS

Com vista a facilitar o entendimento do código de programação, a seguir é apresentado o script utilizado no Sistema Teste III do capítulo 5 .

```

clear
new circuit.lowvoltage
  basekv=13.8 pu=1.00 angle=0.0 frequency=60.0 phases=3

! ----- Line without transposition ----- !

new linecode.lineA12/0 nphases=3 BaseFreq=60 ! 3x2/0 (2)
  rmatrix=( 0.706002 | 0.21249 0.676064 | 0.203316 0.18989 0.659871)
  xmatrix=(0.69654 | 0.415697 0.730757 | 0.37383 0.441747 0.74953)
  cmatrix=(0.0 | 0.0 0.0 | 0.0 0.0 0.0)

new linecode.lineA11/0 nphases=3 BaseFreq=60 ! 3x1/0 (2)
  rmatrix=( 0.830897 | 0.21249 0.80096 | 0.203316 0.18989 0.784767)
  xmatrix=(0.70549 | 0.41568 0.739687 | 0.37384 0.441722 0.758458)
  cmatrix=(0.0 | 0.0 0.0 | 0.0 0.0 0.0)

! ----- Define Transformer ----- !

New transformer.transformador1 phases=3 windings=2
  Xhl=2.04 %loadloss=.5 %noloadloss=.2
  wdg=1 bus=sourcebus kV=13.8 kva=45 conn=delta tap=1
  NumTaps=5 Mintap=0.95 Maxtap=1.05 %r=0.78
  wdg=2 bus=barra1 kV=0.220 kva=45 conn=wye tap=1 %r=0.78

```

! ————— Define Lines ————— !

```

new line.1-2 bus1=barra1 bus2=barra2 linecode=lineA12/0 length=0.020 unit=km
new line.1-3 bus1=barra1 bus2=barra3 linecode=lineA12/0 length=0.020 unit=km
new line.2-4 bus1=barra2 bus2=barra4 linecode=lineA12/0 length=0.020 unit=km
new line.4-8 bus1=barra4 bus2=barra8 linecode=lineA12/0 length=0.035 unit=km
new line.8-11 bus1=barra8 bus2=barra11 linecode=lineA11/0 length=0.020 unit=km
new line.8-12 bus1=barra8 bus2=barra12 linecode=lineA12/0 length=0.030 unit=km
new line.12-16 bus1=barra12 bus2=barra16 linecode=lineA12/0 length=0.030 unit=km
new line.8-13 bus1=barra8 bus2=barra13 linecode=lineA11/0 length=0.020 unit=km
new line.13-17 bus1=barra13 bus2=barra17 linecode=lineA11/0 length=0.020 unit=km
new line.17-24 bus1=barra17 bus2=barra24 linecode=lineA11/0 length=0.025 unit=km
new line.24-27 bus1=barra24 bus2=barra27 linecode=lineA11/0 length=0.020 unit=km
new line.3-6 bus1=barra3 bus2=barra6 linecode=lineA11/0 length=0.020 unit=km
new line.3-7 bus1=barra3 bus2=barra7 linecode=lineA11/0 length=0.030 unit=km
new line.7-10 bus1=barra7 bus2=barra10 linecode=lineA11/0 length=0.030 unit=km
new line.10-15 bus1=barra10 bus2=barra15 linecode=lineA11/0 length=0.040 unit=km
new line.15-21 bus1=barra15 bus2=barra21 linecode=lineA11/0 length=0.040 unit=km
new line.15-22 bus1=barra15 bus2=barra22 linecode=lineA11/0 length=0.040 unit=km
new line.15-23 bus1=barra15 bus2=barra23 linecode=lineA11/0 length=0.040 unit=km
new line.3-5 bus1=barra3 bus2=barra5 linecode=lineA12/0 length=0.020 unit=km
new line.5-9 bus1=barra5 bus2=barra9 linecode=lineA12/0 length=0.020 unit=km
new line.9-14 bus1=barra9 bus2=barra14 linecode=lineA12/0 length=0.020 unit=km
new line.14-18 bus1=barra14 bus2=barra18 linecode=lineA11/0 length=0.020 unit=km
new line.14-20 bus1=barra14 bus2=barra20 linecode=lineA11/0 length=0.020 unit=km
new line.20-26 bus1=barra20 bus2=barra26 linecode=lineA11/0 length=0.015 unit=km
new line.26-28 bus1=barra26 bus2=barra28 linecode=lineA11/0 length=0.015 unit=km
new line.28-29 bus1=barra28 bus2=barra29 linecode=lineA11/0 length=0.020 unit=km
new line.14-19 bus1=barra14 bus2=barra19 linecode=lineA12/0 length=0.035 unit=km
new line.19-25 bus1=barra19 bus2=barra25 linecode=lineA12/0 length=0.035 unit=km

```

! ————— Define Couple of Loads ————— !

```

new loadshape.dayR1 24 1.0 mult=(0.09 0.05 0.05 0.05 0.04 0.05 0.12 0.11 0.27 0.22
0.16 0.46 0.14 0.14 0.14 0.13 0.29 0.38 0.42 0.46 1.00 0.29 0.20 0.15)
new loadshape.dayR2 24 1.0 mult=(0.17 0.11 0.10 0.09 0.10 0.11 0.17 0.21 0.20 0.20
0.21 0.23 0.26 0.21 0.22 0.24 0.26 0.58 1.00 0.61 0.41 0.35 0.31 0.27)
new loadshape.dayR3 24 1.0 mult=(0.26 0.24 0.29 0.25 0.29 0.28 0.55 0.76 0.86 1.00
0.84 0.76 0.85 0.66 0.87 0.96 0.88 0.93 0.9 0.52 0.44 0.53 0.46 0.66)

```

new loadshape.dayI1 24 1.0 mult=(0.24 0.23 0.26 0.29 0.35 0.39 0.45 0.69 0.91 0.96  
1.00 0.78 0.81 0.9 0.94 0.91 0.88 0.71 0.56 0.41 0.35 0.32 0.28 0.25)

new loadshape.dayC1 24 1.0 mult=(0.24 0.22 0.21 0.22 0.21 0.23 0.27 0.41 0.67 0.79  
0.84 .8 .79 .81 .83 0.84 .85 1.00 .9 .65 .5 .42 .32 .27)

! ————— Load connection ————— !

new load.carga1a bus1=barra1.1.0 phases=1 kva=0.2207 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1

new load.carga1b bus1=barra1.2.0 phases=1 kva=0.8194 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1

new load.carga1c bus1=barra1.3.0 phases=1 kva=0.2312 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1

new load.carga2a bus1=barra2.1.0 phases=1 kva=0.5015 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1

new load.carga2b bus1=barra2.2.0 phases=1 kva=0.233 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1

new load.carga5b bus1=barra5.2.0 phases=1 kva=0.345 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1

new load.carga5c bus1=barra5.3.0 phases=1 kva=0.3657 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1

new load.carga6bc bus1=barra6.2.3.0 phases=2 kva=2.8194 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1

new load.carga7a bus1=barra7.1.0 phases=1 kva=0.713 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1

new load.carga7b bus1=barra7.2.0 phases=1 kva=0.442 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1

new load.carga7c bus1=barra7.3.0 phases=1 kva=0.561 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1

new load.carga8a bus1=barra8.1.0 phases=1 kva=0.209 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1

new load.carga8b bus1=barra8.2.0 phases=1 kva=0.2986 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1

new load.carga9a bus1=barra9.1.0 phases=1 kva=1.134 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1

new load.carga9b bus1=barra9.2.0 phases=1 kva=1.2377 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1

new load.carga9c bus1=barra9.3.0 phases=1 kva=1.3413 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1

```
new load.carga11a bus1=barra11.1.0 phases=1 kva=0.2917 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga11b bus1=barra11.2.0 phases=1 kva=0.1582 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga11c bus1=barra11.3.0 phases=1 kva=0.1335 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga12a bus1=barra12.1.0 phases=1 kva=0.3627 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga12b bus1=barra12.2.0 phases=1 kva=0.49 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga12c bus1=barra12.3.0 phases=1 kva=0.3681 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga13a bus1=barra13.1.0 phases=1 kva=0.1636 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga13b bus1=barra13.2.0 phases=1 kva=0.3449 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga13c bus1=barra13.3.0 phases=1 kva=0.1412 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga14a bus1=barra14.1.0 phases=1 kva=0.419 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga14b bus1=barra14.2.0 phases=1 kva=0.3873 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga14c bus1=barra14.3.0 phases=1 kva=0.4483 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga15a bus1=barra15.1.0 phases=1 kva=1.1605 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga15b bus1=barra15.2.0 phases=1 kva=1.3171 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga15c bus1=barra15.3.0 phases=1 kva=1.1335 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga17a bus1=barra17.1.0 phases=1 kva=1.0804 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga17b bus1=barra17.2.0 phases=1 kva=0.2355 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga17c bus1=barra17.3.0 phases=1 kva=0.8000 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga18a bus1=barra18.1.0 phases=1 kva=0.3673 pf=0.92 kv=0.127
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
new load.carga18b bus1=barra18.2.0 phases=1 kva=0.625 pf=0.92 kv=0.127
```

---

vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga18c bus1=barra18.3.0 phases=1 kva=0.838 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga19b bus1=barra19.2.0 phases=1 kva=0.2631 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga19c bus1=barra19.3.0 phases=1 kva=0.240 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga20a bus1=barra20.1.0 phases=1 kva=0.3457 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga20b bus1=barra20.2.0 phases=1 kva=0.6049 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga20c bus1=barra20.3.0 phases=1 kva=0.2608 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga21a bus1=barra21.1.0 phases=1 kva=0.3272 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga21b bus1=barra21.2.0 phases=1 kva=0.0664 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga22ab bus1=barra22.1.2.0 phases=2 kva=0.250 pf=0.92 kv=0.220  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga23a bus1=barra23.1.0 phases=1 kva=0.1265 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga24bc bus1=barra24.2.3.0 phases=2 kva=0.3796 pf=0.92 kv=0.220  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga25a bus1=barra25.1.0 phases=1 kva=0.6343 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga25b bus1=barra25.2.0 phases=1 kva=0.304 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga26a bus1=barra26.1.0 phases=1 kva=0.564 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga26b bus1=barra26.2.0 phases=1 kva=0.3233 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga26c bus1=barra26.3.0 phases=1 kva=0.3812 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga27a bus1=barra27.1.0 phases=1 kva=0.1605 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga27b bus1=barra27.2.0 phases=1 kva=0.4074 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1  
new load.carga27c bus1=barra27.3.0 phases=1 kva=0.6327 pf=0.92 kv=0.127  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1

```
new load.carga29ab bus1=barra29.1.2.0 phases=2 kva=2.2624 pf=0.92 kv=0.220  
vminpu=0.8 vmaxpu=1.05 model=1
```

```
New Energymeter.transformador1 element=transformer.transformador1 terminal=1  
set mode=daily  
Set voltagebases="13.8 .22"  
Calc  
solve  
export meters  
show voltages LN nodes  
show powers kVA Elem
```