

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ

CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISERTAÇÃO DE MESTRADO

**INFLUÊNCIA DOS PARÂMETROS E MODELOS DE LINHAS
NA SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

JOÃO FELIPE MONTEMEZZO

FOZ DO IGUAÇU

2016

João Felipe Montemezzo

Influência dos Parâmetros e Modelos de Linhas na Solução do Fluxo de Carga de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero

Foz do Iguaçu
2016

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Biblioteca do Campus de Foz do Iguaçu – Unioeste
Ficha catalográfica elaborada por Miriam Fenner R. Lucas - CRB-9/268

M777 Montemezzo, João Felipe

Influência dos parâmetros e modelos de linhas na solução do fluxo de carga de sistemas de distribuição de energia elétrica / João Felipe Montemezzo.-- Foz do Iguaçu, 2016.

92 f.: il. : tab. : gráf.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero.

Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Dinâmicos e Energéticos - Universidade Estadual do Oeste do Paraná.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Sistemas de energia elétrica.
3. Parâmetros de linha. 4. Modelos de linha. I. Título.

CDU 621.311

Influência dos Parâmetros e Modelos de Linhas na Solução do Fluxo de Carga de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

João Felipe Montemezzo

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora:
Data da defesa pública: 06/04/2016.

Prof. Dr. **Roberto Cayetano Lotero** – (Orientador)
Universidade Estadual Do Oeste Do Paraná – UNIOESTE

Prof. Dr. **Adriano Batista de Almeida**
Universidade Estadual Do Oeste Do Paraná – UNIOESTE

Prof. Dr. **Sérgio Kurokawa**
Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho - UNESP

Resumo

Tradicionalmente os Sistemas de Distribuição operam de forma radial e dispendo de poucas informações sobre o estado operativo da rede, o qual é estimado pelos resultados obtidos da execução do fluxo de carga. A rede é formada por alimentadores multifásicos sem transposição entre as fases, ao qual deve ser somado o desequilíbrio de cargas, a inserção de geração distribuída e, em alguns casos, alimentadores com grande extensão, resultando em elevado nível de desequilíbrio entre as fases. A isto deve ser somada a tendência de ter que operar os sistemas de distribuição de forma cada vez mais ativa e eficiente, considerando a maior penetração de geração distribuída, sistemas de armazenamento e resposta da demanda, resultando na necessidade de dispor de ferramentas confiáveis para a sua operação e planejamento. Dentre essas ferramentas o fluxo de carga é, de longe, a que merece maior atenção pelo seu uso extensivo. No entanto, para que seus resultados sejam confiáveis, diante das mais diversas condições operativas, é necessário que os componentes do sistema de distribuição sejam modelados de forma adequada. Nesse contexto, o presente trabalho reúne os principais modelos matemáticos que podem ser utilizados para representar linhas de sistemas de distribuição, e avalia de que forma os mesmos influenciam nos resultados obtidos com o fluxo de carga. São consideradas linhas aéreas e subterrâneas, levando em conta diversas disposições topológicas e condições de carga do alimentador, tanto para redes primárias como secundárias. Além disso, são investigadas as diferenças na solução do fluxo de carga considerando as redes aéreas convencionais e compactas. Com base nas avaliações feitas no trabalho conclui-se que, devido a topologia dos sistemas distribuição, as linhas podem ser bem representadas pelo modelo de linha curta, com as impedâncias próprias e mútuas calculadas pelas equações de Carson modificadas. E a utilização de redes compactas, devido à maior proximidade e simetria entre os condutores, resulta em menores quedas de tensão e desequilíbrio entre as fases.

Palavras-chave: Sistemas de Distribuição, Parâmetros de linha, Modelos de linha.

Abstract

Distribution Systems traditionally operate radially and having little information about the operating status of the network, which is estimated by the results of the load flow. The network is formed by multiphase feeders with untransposed lines, which must be added the inclusion of distributed generation, and in some cases, feeders with great extension, resulting in high level of load imbalance. That it must be added the tendency of having to operate the distribution systems more actively and efficiently, considering the greater penetration of distributed generation, storage systems and demand response. It results in the need for reliable tools for operation and planning. Among these tools the load flow is the most used and therefore deserves special attention. However, given the diverse operating conditions, it is necessary that components get modeled appropriately for reliable results. In this context, this work gathers the main mathematical models that can be used to represent lines of distribution systems, and evaluates how they influence the results obtained with load flow. Overhead and underground lines are considered, considering different topological arrangements and loading, for both primary and secondary networks. Moreover, the differences are investigated in the load flow solution considering the conventional and compact networks. Based on the assessments made in the work it is concluded that, due to the topology of distribution systems, the lines can be well represented by the short line model, with self and mutual impedances calculated by modified Carson equations. And the use of compact networks results in lower voltage drops and unbalance between the phases, due to the increased proximity and symmetry between conductors.

Keywords: Distribution Systems, Line Parameters, Line Models.

Dedico este trabalho a meus familiares e amigos.

Agradecimentos

Aqui vão meus agradecimentos a todos que contribuíram de alguma maneira para que este trabalho pudesse ter chegado ao fim de seu conteúdo.

Agradeço primeiramente a Deus, por ter me dado força e sabedoria nos momentos de dificuldade.

Agradeço ao meu pai João Domingos Montemezzo, minha mãe Jane Rosso Montemezzo, meu irmão João Victor, minha namorada Eduarda Abatti Dahlem e meus familiares pelo apoio e incentivo.

Gostaria de agradecer especialmente meu amigo e orientador Roberto Cayetano Lotero, pela paciência e auxílio no decorrer desse trabalho.

Agradeço também a todos os professores do PGEEC, em especial aos professores Adriano Batista de Almeida, Romeu Reginatto e Edgar Manuel Carreño Franco pelas importantes contribuições durante a produção do trabalho.

Agradeço também a equipe da Copel, principalmente ao Rafael Eichelberger por se prontificar em tirar algumas de minhas dúvidas e fornecer informações fundamentais sobre a operação dos sistemas de distribuição.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

Por fim, agradeço aos meus amigos que fazem parte do PGEEC, pelo companheirismo e apoio.

Sumário

Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xvii
Lista de Siglas e Símbolos	xix
1 Introdução	1
1.1 Contexto	1
1.2 Objetivos	4
1.3 Justificativa	5
1.4 Delineamento Metodológico	5
1.5 Estrutura do Trabalho	6
2 Redes de Distribuição de Energia Elétrica	7
2.1 Sistemas elétricos de potência	7
2.2 Tipos de redes de distribuição de energia elétrica	13
2.2.1 Rede de distribuição aérea convencional	13
2.2.2 Rede de distribuição aérea compacta	14
2.2.3 Rede de distribuição aérea isolada	15
2.2.4 Rede de distribuição subterrânea	17
2.3 Diferenças entre as linhas na transmissão e na distribuição	17
3 Parâmetros de Linhas de Sistemas de Distribuição	21
3.1 Impedância série de linhas aéreas	22
3.2 Impedância série de linhas subterrâneas	30
3.2.1 Cabos com neutro concêntrico	30
3.2.2 Cabos blindados (<i>tape-shielded</i>)	32
3.3 Admitâncias <i>shunt</i> de linhas aéreas	33
3.4 Admitâncias <i>shunt</i> de linhas subterrâneas	36
3.4.1 Cabos com neutro concêntrico	37
3.4.2 Cabos blindados (<i>tape-shielded</i>)	38

3.5	Conclusão	38
4	Modelos de Linhas para Sistemas de Distribuição	39
4.1	Modelo π nominal.....	40
4.2	Modelo π equivalente	44
4.3	Modelo de linha curta.....	46
4.4	Modelos alternativos	47
4.4.1	Modelo aproximado.....	47
4.4.2	Modelo de sequência positiva.....	48
4.5	Conclusão	49
5	Análise de Resultados	51
5.1	Influência dos parâmetros de linha.....	52
5.1.1	Tipo de condutor.....	52
5.1.2	Caminho de retorno por terra.....	54
5.1.3	Resistividade do solo	56
5.1.4	Configuração geométrica da linha	57
5.2	Comparação dos modelos de linhas	61
5.2.1	Linha aérea.....	62
5.2.2	Linha subterrânea.....	64
5.3	Comparação entre os modelos de linhas alternativos.....	67
5.3.1	Sistema teste de 2 barras.....	67
5.3.2	Sistema teste IEEE 34 barras	70
5.4	Comparação entre as redes convencionais e compactas.....	74
5.4.1	Sistema de 4 barras com carga balanceada.....	77
5.4.2	Sistema de 4 barras com carga desbalanceada	79
5.5	Conclusão	81
6	Conclusão	83
	Referências Bibliográficas	87
	A Publicação do Trabalho	93

Lista de Figuras

2.1 Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência tradicional. Fonte: Kagan <i>et al.</i> , 2005.	8
2.2 Representação simplificada da integração entre os sistemas de produção e transmissão. Fonte: ANEEL (2005).	9
2.3 Diagrama unifilar de uma SED simples. Fonte: Kersting (2002).	10
2.4 Configuração Radial Simples. Fonte: Copel (1999).	11
2.5 Configuração Radial com Recurso. Fonte: Copel (1999).	12
2.6 Diagrama unifilar da configuração do sistema de distribuição da Copel. Fonte: Copel (2012b).	13
2.7 Configuração espacial dos condutores de linhas aéreas convencionais da rede primária e secundária. Fonte: Cemig (2013).	14
2.8 Elementos da rede compacta: cabo mensageiro, cabos de fase, espaçador plástico e o braço suporte tipo “L” . Fonte: ELEKTRO (2014a).	15
2.9 Configuração espacial dos condutores de linhas aéreas compactas isoladas de redes secundárias. Fonte: Copel (2012a).	16
2.10 Cabo de Alumínio Isolado Multiplexado 20/35 kV autossustentado com mensageiro de aço galvanizado. Fonte: Copel (2013a).	16
3.1 Distâncias entre condutores e suas imagens. Fonte: Kersting & Green (2011).	23
3.2 Linha com dois condutores e o caminho de retorno por terra.	24
3.3 Linha a quatro fios com o neutro multiaterrado.	27
3.4 Seção transversal de um cabo com neutro concêntrico. Fonte: Kersting (2002).	31
3.5 Distâncias entre cabos com neutro concêntrico. Fonte: Kersting (2002).	31
3.6 Seção transversal de um cabo blindado. Fonte: Kersting (2002).	32
3.7 Distâncias entre cabos com neutro concêntrico.	34
4.1 Modelo π nominal. Fonte: Kersting (2002).	41
4.2 Modelo de linha curta.	46
4.3 Modelo da linha em termos de componentes de sequência.	48

4.4 Modelo da linha em termos de componentes de sequência positiva.	49
5.1 Estrutura da Linha Elétrica.	53
5.2 Relação entre os módulos dos elementos de Z_{abc} com o tipo de condutor.....	53
5.3 Relação entre módulos das admitâncias próprias (a) e mútuas (b) de Y_{abc} com o tipo de condutor da linha.....	54
5.4 Módulo das impedâncias da linha em função da resistividade do solo.	57
5.5 Configuração geométrica da linha.	58
5.6 Módulos das impedâncias próprias (a) e mútuas (b) de Z_{abc} variando a posição horizontal da fase b	59
5.7 Módulos das admitâncias próprias (a) e mútuas (b) de Y_{abc} , variando a posição horizontal da fase b	59
5.8 Módulos das impedâncias próprias (a) e mútuas (b) de Z_{abc} , variando a posição horizontal da fase b da linha trifásica a quatro fios.	60
5.9 Admitâncias próprias (a) e mútuas (b) de Y_{abc} variando a posição horizontal da fase b da linha trifásica a quatro fios.....	60
5.10 Diagrama unifilar do sistema teste de 2 barras.	62
5.11 Configuração espacial da linha aérea trifásica.....	62
5.12 Tensão da fase a no fim do alimentador aéreo para a carga representada por PQ. .	63
5.13 Tensão da fase a do alimentador aéreo para as cargas representadas como PQ, I e Z constante.	64
5.14 Configuração espacial da linha subterrânea. Fonte: Kersting (2002).	65
5.15 Tensão da fase a no fim do alimentador subterrâneo para a carga do tipo PQ.....	66
5.16 Tensão da fase a do alimentador subterrâneo para as cargas representadas como PQ, I e Z constante.....	66
5.17 Diagrama unifilar do sistema teste IEEE 34 barras.	70
5.18 Tensões da fase a no tronco do alimentador do sistema IEEE de 34 barras.....	72
5.19 Tensões da fase b no tronco do alimentador do sistema IEEE de 34 barras.....	72
5.20 Tensões da fase c no tronco do alimentador do sistema IEEE de 34 barras.	73
5.21 Comparação do perfil de tensão no tronco do alimentador do sistema IEEE de 34 barras considerando o modelo de linha curta e o modelo aproximado.....	73
5.22 Comparação do perfil de tensão no tronco do alimentador do sistema IEEE de 34 barras considerando o modelo de linha curta e o modelo de sequência positiva.....	74
5.23 Diagrama unifilar do sistema de 4 barras.	75

5.24	Configuração espacial da rede primária convencional (a) e compacta (b).....	75
5.25	Configuração espacial da rede secundária convencional (a) e isolada (b).	76

Lista de Tabelas

5.1	Dados dos condutores tradicionalmente utilizados pelas concessionárias de energia elétrica. Fonte: Nexans (2013a).....	52
5.2	Comparação entre os módulos das impedâncias com e sem a correção devido as correntes de retorno por terra.	55
5.3	Resistividade dos solos. Fonte: Mamede Filho (2010).	56
5.4	Variação das distâncias entre condutores (fases <i>a</i> e <i>c</i> fixas).....	58
5.5	Dados do condutor da linha aérea. Fonte: Kersting (1991).....	62
5.6	Tensões na fase <i>a</i> no fim do alimentador representando a carga como PQ.	63
5.7	Dados dos cabos da linha subterrânea. Fonte: Kersting (1991).	65
5.8	Dados dos condutores da linha subterrânea. Fonte: Kersting (1991).....	65
5.9	Tensões na fase <i>a</i> no fim do alimentador representando a carga como PQ.	65
5.10	Matrizes Z_{abc} , em Ω/km , para os modelos de linha curta, aproximado e de sequência positiva.	68
5.11	Dados de carga do sistema de 2 barras.....	68
5.12	Dados da simulação do sistema de 2 barras com carga balanceada.....	69
5.13	Dados da simulação do sistema de 2 barras com carga desbalanceada.....	70
5.14	Dados de carga do sistema teste IEEE 34 barras.....	71
5.15	Dados do transformador do sistema de 4 barras.....	75
5.16	Matrizes Z_{abc} e B_{abc} , em Ω/km , das configurações espaciais das redes convencional e compacta, de média e baixa tensão.....	76
5.17	Dados de carga do sistema de 4 barras para a simulação com carga balanceada.....	77
5.18	Comparação das tensões nas barras e fator de desequilíbrio do sistema de 4 barras com carregamento equilibrado.	77
5.19	Comparação entre as potências fornecidas pela SE para a carga balanceada.	79
5.20	Comparação das perdas individuais para as duas configurações espaciais.....	79
5.21	Dados de carga do sistema de 4 barras para a simulação com carga desbalanceada.	79

5.22	Comparação das tensões nas barras e fator de desequilíbrio do sistema de 4 barras com carregamento desequilibrado.	80
5.23	Comparação entre as potências fornecidas pela SE.	80
5.24	Comparação das perdas individuais para as duas configurações espaciais.	80

Lista de Siglas e Símbolos

CA	Condutor de alumínio
CAA	Condutor de alumínio com alma de aço
Cemig	Companhia Energética de Minas Gerais
Copel	Companhia Paranaense de Energia
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
SED	Subestação de Distribuição
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
PE	Polietileno
XLPE	Polietileno reticulado
X/R	Relação reatância pela resistência
L_i	Indutância associada ao condutor i
μ_0	Permeabilidade magnética do vácuo
D_{eq}	Distância média geométrica entre os condutores
RMG_i	Raio médio geométrico do condutor i
ω	Frequência angular
X_i	Reatância indutiva de fase por unidade de comprimento
R_i	Resistência ôhmica do condutor por unidade de comprimento
z_i	Impedância série por unidade de comprimento
\bar{z}_{ii}	Impedância própria por unidade de comprimento
\bar{z}_{ij}	Impedância mútua por unidade de comprimento
h_i	Altura do condutor i
h_j	Altura do condutor j

x_{ij}	Distância horizontal entre os condutores i e j
ρ	Resistividade média do solo
$\hat{z}_{primitiva}$	Matriz de impedâncias primitivas por unidade de comprimento
z_{abc}	Matriz de impedâncias de fase por unidade de comprimento
\hat{z}_{ii}	Impedância própria considerando o caminho de retorno por terra
\hat{z}_{ij}	Impedância mútua considerando o caminho de retorno por terra
D_{ij}	Distância entre o condutor i e o condutor j
S_{ij}	Distância entre o condutor i e a imagem j'
θ_{ij}	Ângulo entre o par de linhas $i - i'$ e $j - j'$
RMG_s	Raio médio geométrico de um único fio neutro
k	Número de fios de neutro concêntricos
r_s	Resistência dos fios de neutro
R	Raio do círculo que passa pelo centro do condutor dos fios de neutro concêntricos
d_{od}	Diâmetro nominal do cabo
d_s	Diâmetro de um fio de neutro
d_c	Diâmetro do condutor de fase
T	Espessura da blindagem metálica
C_i	Capacitância associada ao condutor i
ϵ_0	Permissividade do vácuo
ϵ_r	Permissividade relativa do meio
RD_i	Raio do condutor i
y_i	Admitância de fase por unidade de comprimento
q_m	Densidade de carga no condutor m
S_{im}	Distância entre o condutor i e a imagem do condutor m
D_{im}	Distância entre os condutores i e m
$P_{primitiva}$	Matriz de coeficientes potenciais primitiva
C_{abc}	Matriz de capacitâncias de Fase
y_{abc}	Matriz de admitâncias <i>shunt</i> por unidade de comprimento
y_i	Admitância do condutor i por unidade de comprimento

RD_{cf}	Raio do condutor de fase
RD_{cn}	Raio do condutor neutro
ϵ_r	Permissividade relativa do material
Z_{abc}	Matriz de impedâncias de fase
Y_{abc}	Matriz de admitâncias <i>Shunt</i>
l	Comprimento do segmento de linha
u	Matriz identidade de ordem 3
f	Frequência
PQ	Carga modelada como potência constante
Z	Carga modelada como impedância constante
I	Carga modelada como corrente constante
S_i	Potência aparente da fase i
FP_i	Fator de potência da fase i

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contexto

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) têm se tornado cada vez maiores e mais complexos, com linhas de transmissão cada vez mais longas e de maior capacidade, interligando regiões de um país e inclusive países, tais como as interligações do Brasil com os sistemas do Paraguai, Uruguai, Argentina e Venezuela (Monticelli & Garcia, 2011). Esses sistemas de potência são os mais complexos construídos pelo homem, sendo sua operação cada vez mais robusta utilizando sofisticadas técnicas e ferramentas de análise (Milano, 2010). No entanto, os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) continuam entregando energia ao consumidor final com pouca ou quase nenhuma análise, resultando em sistemas passivos, normalmente sobredimensionados (Kersting, 2002).

Ao contrário do que ocorre nos sistemas de transmissão, onde as informações do sistema são obtidas por meio de medições em tempo real em vários pontos do sistema, nos SDEE o levantamento de dados representa um problema devido a vários fatores, dentre eles se destacam: a grande quantidade de consumidores, a grande quantidade de dados e medições em poucos pontos da rede (Barbosa, 1995). A isto deve ser somada a exigência de operar os sistemas de distribuição de forma cada vez mais ativa e eficiente, adequando-se à recente tendência de inserção de geradores distribuídos, bancos de baterias, veículos elétricos e a possibilidade de reação dos consumidores, ou seja, às chamadas *Smart Grids*, resultando na necessidade de desenvolver novas filosofias, técnicas e ferramentas para a sua operação e planejamento (Barbosa, 1995; Garcia *et al.*, 2001; Balamurugan & Srinivasan, 2011).

As empresas de energia elétrica realizam exaustivas simulações computacionais para análises da rede, onde o fluxo de carga se destaca como sendo uma das ferramentas mais comuns, pois o mesmo pode ser utilizado nas fases de projeto, planejamento da expansão, planejamento da operação e operação dos sistemas elétricos, podendo também ser utilizado de forma integrada com estudos de confiabilidade, otimização, controle e supervisão (Barbosa, 1995). No entanto, para que estes estudos apresentem bons resultados, diante das mais

diversas condições operativas, é necessário que o SDEE seja modelado de forma tal que consiga representar os fenômenos que nele ocorrem (Garcia *et al.*, 2001; Kersting, 2002).

Nesse sentido, nos sistemas de distribuição inicialmente tentou-se aplicar os métodos de solução de fluxo de carga e modelos, já consolidados na literatura, utilizados em sistemas de transmissão. Contudo, nos sistemas de transmissão prevalece uma topologia normalmente malhada, com linhas transpostas e que apresentam elevada relação reatância/resistência (X/R), além disso, a rede supre cargas trifásicas equilibradas, permitindo que o sistema de transmissão seja representado por modelos unifilares (modelos por fase) ou pela rede de sequência positiva. Nessas condições podem ser aplicadas técnicas de solução do fluxo de carga tais como os métodos de Gauss-Seidel, Newton-Raphson e suas variações (Monticelli & Garcia, 2011; Grainger & Stevenson, 1994; Balamurugan & Srinivasan, 2011).

Devido a algumas das seguintes características especiais, as redes de distribuição apresentam um mau condicionamento para os métodos de fluxo de carga convencionais, apresentando problemas de convergência (Barbosa, 1995; Srinivas, 2000; Carvalho, 2006):

- Sistemas radiais ou fracamente malhados;
- Apresentam baixa relação X/R ;
- As linhas podem ser monofásicas, bifásicas e/ou trifásicas;
- Cargas distribuídas e desbalanceadas;
- Apresentam geração dispersa.

O desequilíbrio de cargas e a estrutura radial multifásica com linhas não transpostas tornam os sistemas de distribuição inerentemente desequilibrados. Assim, a modelagem dessas redes requer um tratamento diferenciado (Srinivas, 2000).

Ao longo dos anos, vários métodos foram e vêm sendo apresentados na literatura com o objetivo de resolver o fluxo de carga de redes com tais características. Essas técnicas de solução de fluxo de carga, adequadas para SDEE, em geral utilizam componentes de fase (a , b e c) em vez de componentes simétricas (redes de sequência zero, positiva e negativa), como costuma ocorrer nos sistemas de transmissão. Essa predominância da utilização de componentes de fase na modelagem é resultado de três características, que são enfrentadas quando utilizadas componentes simétricas para resolver fluxos de potência trifásicos desequilibrados.

A primeira característica é que sistemas desequilibrados podem apresentar fluxo de corrente nas três redes de sequência, o que não permite desconsiderar as redes de sequência zero e negativa, como ocorre no caso de sistemas de transmissão. A segunda característica é que as linhas não transpostas apresentam indutâncias mútuas diferentes entre as fases, o que implica que, mesmo após a transformação para componentes simétricas, ainda há acoplamento entre as redes de sequência. E por fim, as mudanças de fase introduzidas pelas ligações especiais dos transformadores são difíceis de ser representadas em modelos de componentes de sequência (Arrillaga & Watson, 2001).

Já em componentes de fase, os acoplamentos entre as linhas e as mudanças de fase dos transformadores são incorporadas nos modelos de fase dos componentes. Desta forma, a transformação para componentes simétricas passa a ser desvantajosa para análise de sistemas de distribuição, dadas as condições operativas desses sistemas, sendo preferível, portanto, realizar as análises em estado estacionário através das componentes de fase (Arrillaga & Watson, 1983; Kersting & Phillips, 1995; Kagan *et al.*, 2005).

Dentre os métodos de solução de fluxo de carga para redes de distribuição, que utilizam as componentes de fases, estão os métodos baseados na matriz impedância nodal implícita (Chen *et al.*, 1991; Garcia *et al.*, 2001) e os métodos de varredura direta e inversa (*backward/forward*), que podem ter sua formulação baseada: na soma de correntes (Shirmohammadi *et al.*, 1988; Cheng & Shirmohammadi, 1995), na soma de potências (Broadwater *et al.*, 1988; Das *et al.*, 1995), ou na soma de admitâncias (Rajičić & Taleski, 1998).

Como as características das redes de distribuição exigem técnicas de solução de fluxo de carga que utilizam abordagens um pouco diferentes das utilizadas em sistemas de transmissão, o mesmo ocorre com os modelos utilizados para representar os elementos que constituem essas redes. Segundo Chen *et al.* (1991), Kersting (2010) e García *et al.* (2014), a utilização de modelos detalhados de todos os componentes do sistema e de métodos de solução fluxo de carga adequados são essenciais para que as simulações possam apresentar resultados confiáveis, que expressem a real condição do sistema.

A partir dessas simulações, os engenheiros responsáveis pelo sistema de distribuição podem determinar com exatidão as tensões nas barras da rede, a distribuição dos fluxos de potência ativa e reativa que fluem ao longo do alimentador e as perdas técnicas. Assim, podem operar o sistema dentro de intervalos que garantam a qualidade da energia elétrica entregue ao consumidor, conforme determinado no PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), mais especificamente no Módulo 8, que se refere à qualidade de energia.

As linhas são os componentes presentes em maior número nos SEP e que são responsáveis por transmitir a energia desde a fonte até o consumidor final. Nos SDEE estas podem ser trifásicas, bifásicas ou monofásicas em um mesmo alimentador de distribuição, ao qual deve ser somado o fato de que podem ser aéreas, convencionais e/ou compactas, ou subterrâneas. Além disso, condutores diferentes são utilizados para cada tipo de rede. Desta maneira, tais configurações podem necessitar de modelos diferentes, pois apresentam características físicas e geométricas distintas, sendo necessário realizar um estudo exaustivo dos modelos que permitem representar o comportamento físico de cada segmento de linha.

Assim sendo, o presente trabalho visa fazer o levantamento dos parâmetros e modelos de linhas aéreas e subterrâneas para redes primárias e secundárias, procurando identificar a influência de cada parâmetro sobre as matrizes que representam a linha. Também será comparada de forma exaustiva a solução do fluxo de carga para os vários modelos de linha, diante de cargas equilibradas e desequilibradas, representadas por potência, corrente ou

impedância constante. Além disso, serão comparadas as diferenças entre as redes convencionais e compactas, tentando identificar quais as vantagens ou desvantagens técnicas que essas novas configurações podem trazer para os SDEE.

1.2 Objetivos

Como foi apresentado na seção anterior, o desenvolvimento de algoritmos para simulação e análise de sistemas de potência é de grande relevância para o setor elétrico. Contudo, para que essas simulações apresentem resultados precisos, é necessário que se utilizem modelos adequados de todos os componentes do SDEE. Assim, o objetivo geral que direcionou o presente trabalho foi reunir os principais modelos matemáticos para representar linhas para sistemas de distribuição, presentes na literatura, e avaliar de que forma os mesmos influenciam nos resultados obtidos com o fluxo de carga. O trabalho de pesquisa foi realizado considerando linhas aéreas e subterrâneas, levando em conta diversas disposições topológicas e condições de carga do alimentador, tanto para redes primárias como secundárias.

Existem vários modelos na literatura que podem ser utilizados na representação de linhas de distribuição, desde modelos completos que procuram representar com um alto grau de detalhes, até modelos que utilizam várias suposições para obter simplificações na modelagem das linhas. No entanto, verifica-se que a utilização de modelos detalhados resulta em dados mais confiáveis e que podem ser utilizados em estudos nas áreas de planejamento e operação de sistemas de distribuição. Através desses estudos é possível verificar se os requisitos estabelecidos pela legislação estão sendo cumpridos e também é possível operar o sistema de maneira mais eficiente, considerando que essa é uma tendência mundial na qual o mercado está mais competitivo e por isso exige a maximização da eficiência.

Nas últimas décadas passaram a ser implementadas no Brasil as redes aéreas compactas na média e baixa tensão, que tem como característica a maior proximidade e simetria entre os condutores, o que as diferencia das redes convencionais. Assim, serão investigadas as diferenças resultantes dessa nova configuração sobre a solução do fluxo de carga.

Por conseguinte, este trabalho pode ser dividido nos seguintes objetivos específicos:

- Avaliar a influência dos parâmetros físicos e geométricos sobre as impedâncias e admitâncias da linha, visando identificar quais são relevantes, de que maneira e porque influenciam;
- Selecionar os principais modelos presentes na literatura que podem ser utilizados para representar linhas de distribuição, tanto aéreas quanto subterrâneas, e comparar a influência de cada modelo sobre a solução do fluxo de carga diante de cargas modeladas por potência, corrente e impedância constante, equilibradas e desequilibradas;

- Comparar as redes convencionais com as redes compactas por meio de simulações que se diferem unicamente pela configuração espacial de cada rede, a fim de verificar quais as diferenças resultantes dessa configuração.

1.3 Justificativa

São poucos os trabalhos encontrados na literatura que tratem exaustivamente da modelagem de linhas de sistemas de distribuição relacionando e quantificando as diferenças que tais modelos podem apresentar na solução de fluxo de carga. Particularmente isto é relevante quando são consideradas as características físicas e operativas dos SDEE brasileiros, justificando a necessidade de realizar um estudo exaustivo no sentido de reunir os processos de cálculo das impedâncias e admitâncias dos modelos que representam as linhas de sistemas de distribuição.

De posse desses modelos, podem ser realizadas simulações computacionais baseadas nas condições operativas que podem ocorrer no dia a dia das empresas distribuidoras de energia elétrica, utilizando os condutores típicos, comprimentos dos segmentos de linha, os níveis de carregamento e diferentes modelos de carga, para comparar as diferenças apresentadas nas tensões, potências e perdas. A partir dos resultados obtidos com o presente trabalho é possível identificar o modelo mais adequado de acordo com as condições de carga e o nível de exatidão requerido conforme a análise sendo realizada.

1.4 Delineamento Metodológico

Pode-se considerar que a pesquisa desenvolvida atende dois fins: em primeiro lugar busca identificar e compreender os modelos de linhas em sistemas de distribuição e a forma em que os parâmetros das mesmas são considerados nesses modelos; em segundo lugar pretende avaliar o desempenho dos modelos ao considerar as linhas submetidas às mais diversas situações de carregamento, considerando a representação das linhas com parâmetros concentrados e em situações equilibradas e desequilibradas, utilizando como atributos de valor as relações entre as tensões, correntes e potências.

Quanto aos meios, na primeira etapa o trabalho foi fundamentado em pesquisa bibliográfica e documental, baseada na análise de material publicado em artigos científicos, livros e normas técnicas. Assim, foi realizada uma revisão dos trabalhos que abordam estudos relacionados a modelos de linhas em redes de distribuição, buscando identificar o estado da arte na área de pesquisa.

O estudo está direcionado a SDEE, tendo como intuito compreender a sua forma de operação e suas principais diferenças com os sistemas de transmissão, identificando sua topologia, condições operativas da rede e as principais ferramentas de análise, tais como os métodos de solução de fluxo de carga. Ao longo do trabalho foi possível identificar os parâmetros e suas formas de representação em linhas utilizadas em SDEE, verificando, portanto, a forma de representação da resistência, indutância própria e mútua, condutância e capacitância em derivação para linhas aéreas (convencionais e compactas) e subterrâneas. Feito isso, foi realizado um levantamento dos modelos que permitem representar os segmentos de linhas, para qualquer tipo de configuração encontrado em um SDEE.

A partir do levantamento bibliográfico foi identificado o modelo que permite representar melhor o comportamento físico das linhas de distribuição (sendo elas aéreas ou subterrâneas), diante de condições operativas em regime permanente, com cargas equilibradas e desequilibradas.

Por fim, na segunda etapa foram realizadas simulações computacionais a fim de identificar as relações entre as tensões, correntes e potências, utilizando para tal ferramentas de simulação, tais como MATLAB® e OpenDSS®. Nesta etapa foram definidos sistemas testes para verificar a influência dos parâmetros e dos modelos na solução do fluxo de carga, a qual poderá ser vista nas tensões, correntes, potências e nas perdas do sistema.

1.5 Estrutura do Trabalho

Esta dissertação está dividida em seis capítulos, incluindo este no qual é contextualizado e definido o problema de pesquisa e são colocados os objetivos.

O segundo capítulo descreve as principais características dos sistemas de distribuição brasileiros, mostrando sua topologia, níveis de tensão, níveis de carregamento e os tipos de configuração das linhas.

O terceiro capítulo apresenta uma revisão bibliográfica acerca dos parâmetros de linhas de distribuição, para redes aéreas e subterrâneas.

O quarto capítulo apresenta os principais modelos encontrados na literatura que podem ser utilizados para representar linhas de sistemas de distribuição.

O quinto capítulo expõe os resultados encontrados nas simulações desenvolvidas com objetivo de avaliar individualmente as influências dos parâmetros e modelos de linhas, na solução do fluxo de carga em regime permanente.

O sexto capítulo traz as conclusões do presente trabalho e aponta as sugestões para trabalhos futuros.

Por fim, têm-se o apêndice A, que contém o artigo publicado sobre o tema da dissertação durante a elaboração deste trabalho.

Capítulo 2

Redes de Distribuição de Energia

Elétrica

O presente capítulo descreve as principais características dos SEP, colocando em evidência as diferenças entre o sistema de transmissão e o sistema de distribuição. Das características distintas surge que a modelagem aplicada a linhas de distribuição (primária e secundária) não pode utilizar as mesmas simplificações presentes nos modelos de linhas de sistemas de transmissão.

Sendo assim, na seção 2.1 será apresentada a topologia, os níveis de tensão e os tipos de carregamento que caracterizam os sistemas de transmissão e de distribuição, ressaltando que o sistema de distribuição é composto pelo sistema de subtransmissão, sistema de distribuição primária e secundária. Na seção 2.2 são apresentados os tipos de redes de distribuição de energia elétrica presentes nas redes de média e baixa tensão. Por fim, na seção 2.3 são apresentadas as principais diferenças entre as linhas dos sistemas de transmissão e distribuição, com a transmissão transportando grandes blocos de potência a grandes distâncias, com elevados níveis de tensão, suprindo cargas balanceadas, o qual influencia nos modelos e parâmetros da linha, e com a distribuição entregando a energia ao consumidor final com níveis de tensão inferiores, fornecendo energia para cargas menores e geralmente desbalanceadas.

2.1 Sistemas elétricos de potência

Os SEP têm como objetivo fornecer energia elétrica aos consumidores, quando solicitado, de forma segura, com uma qualidade dentro dos padrões estabelecidos pelo órgão regulador e com o menor custo possível (Kersting, 2010). Particularmente, no Brasil o parque de geração elétrica é hidrotérmico, com forte predominância de centrais hidrelétricas, normalmente afastadas dos grandes centros consumidores, resultando na necessidade de um

extenso sistema de transmissão, que transporta a energia elétrica até os consumidores de forma eficiente e a um baixo custo operacional (ANEEL, 2005; Kagan *et al.*, 2005).

Para tornar exequível a operação do sistema, é necessário elevar a tensão a fim de transportar energia a grandes distâncias. Próximo aos centros de carga, esse elevado nível de tensão é reduzido a um valor compatível para suprir grandes consumidores e subestações de distribuição, denominado de tensão de subtransmissão. O sistema de subtransmissão supre subestações de distribuição, que realizam o abaixamento da tensão de entrada para o nível de distribuição primária, ou média tensão. A rede de distribuição primária, por sua vez, tem como função alimentar cargas que operem nesse nível e/ou transformadores de distribuição, dos quais deriva a rede de distribuição secundária ou de baixa tensão. Assim, os sistemas elétricos de potência podem ser divididos em três grandes blocos: Geração, Transmissão e Distribuição (Kagan *et al.*, 2005), conforme ilustrado na Figura 2.1.

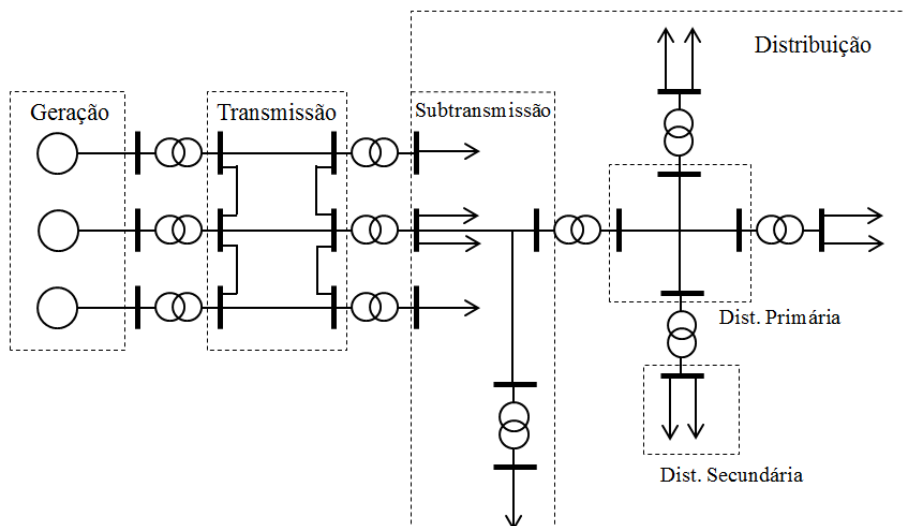


Figura 2.1: Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência tradicional. Fonte: Kagan *et al.*, 2005.

A geração tem como função converter alguma forma de energia primária em energia elétrica. As turbinas convertem as fontes primárias (fóssil, nuclear, hidráulica) em energia mecânica, que é então convertida em energia elétrica por meio de geradores (Kagan *et al.*, 2005).

O sistema de transmissão está no mais alto nível de tensão, operando no Brasil em tensões de 230 kV a 750 kV, denominada rede básica (ANEEL, 2013), sendo considerada a espinha dorsal do SEP (Kundur, 1994). Este sistema forma uma rede complexa de componentes passivos, constituído principalmente por linhas de transmissão e transformadores, e seu comportamento é comumente avaliado utilizando circuitos equivalentes que consistem de indutâncias, capacitâncias e resistências (Arrillaga & Watson, 2001).

O sistema de distribuição, foco deste trabalho, representa o estágio final na transferência de potência e inclui as redes a partir do nível de tensão de subtransmissão até o nível de distribuição secundária.

O sistema de subtransmissão transporta energia desde a subestação de transmissão até as Subestações de Distribuição (SED) e pode suprir diretamente grandes consumidores, como indústrias e estações de tratamento e bombeamento de água. A transmissão da energia elétrica é feita por meio de linhas trifásicas (geralmente com três condutores) que operam em tensões na faixa de 69 kV a 138 kV (ANEEL, 2013) e com capacidade de transporte na faixa de 20 MW a 150 MW (Kagan *et al.*, 2005).

A configuração de um sistema de subtransmissão varia desde um sistema radial simples até sistemas malhados. Os fatores que determinam o tipo de sistema utilizado são o custo e a confiabilidade. Os sistemas radiais simples apresentam o menor custo de implantação, porém oferecem menor confiabilidade (uma falta no circuito de subtransmissão pode forçar a interrupção de várias subestações de distribuição e, conseqüentemente, comprometer o fornecimento de energia elétrica a muitos consumidores). Deste modo, é preferível utilizar a configuração radial com circuitos redundantes, pois essa permite restaurar o sistema em menor tempo em caso de falhas. Contudo, sistemas de subtransmissão transportam grandes quantidades de energia e por isso necessitam de alta confiabilidade, logo, o esquema mais utilizado é o malhado. Essa configuração necessita de cuidados com a proteção, tais como controle do fluxo de potência (Short, 2004; Gönen, 2008).

As SED são responsáveis pela redução da tensão de subtransmissão ao nível de distribuição primária, tendo como função atender aos consumidores e os transformadores de distribuição, denominados de “estações transformadoras”. O diagrama unifilar de uma subestação de distribuição simples é apresentado na Figura 2.3.

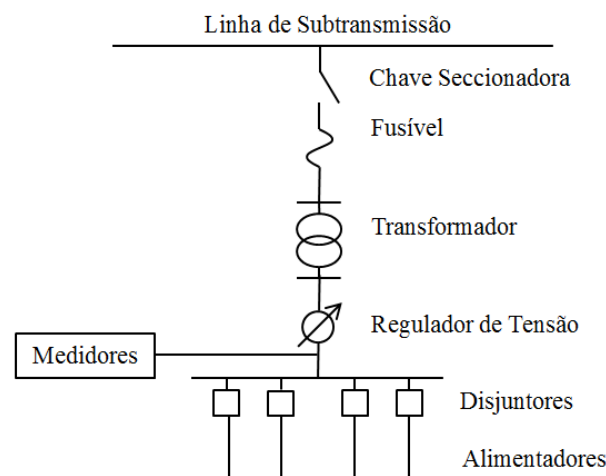


Figura 2.3: Diagrama unifilar de uma SED simples. Fonte: Kersting (2002).

Normalmente, as SED são constituídas pelos seguintes equipamentos: transformadores de potência, disjuntores, chaves seccionadoras, fusíveis, reguladores de tensão, barras,

isoladores, equipamentos de proteção, entre outros. Existem várias configurações de subestação, dentre elas: barra simples, barra de transferência, disjuntor e meio. Cada uma delas apresenta suas vantagens e desvantagens, portanto, o arranjo utilizado depende de fatores econômicos e do grau de confiabilidade exigido (Gönen, 2008).

A parte do sistema entre a SED e as estações transformadoras é chamada de rede primária. Essa rede é composta por alimentadores que operam normalmente em tensões padronizadas de 13,8/7,967 kV e 34,5/19,92 kV . O alimentador primário é constituído pelo tronco, o qual normalmente é um circuito trifásico (a três fios, quando a rede opera em delta, ou quatro fios quando a rede opera em estrela multiaterrado), e pelos ramais, trifásicos ou monofásicos, que são conectados ao tronco (Gönen, 2008). Portanto, os alimentadores podem ser vistos como um aglomerado de barras interligadas por trechos, com cada trecho tendo suas características: comprimento, tipo de cabo, configuração espacial dos condutores, barra de origem e barra destino. Nas barras pode haver cargas instaladas.

O alimentador primário pode ser aéreo ou subterrâneo, com redes aéreas do tipo convencional, protegida ou isolada (Cemig, 2014a). Os alimentadores subterrâneos são utilizados em regiões de alta densidade de carga ou com restrições paisagísticas. São normalmente radiais com três cabos. A melhora visual e a menor ocorrência de falhas estão entre as vantagens desse método. Contudo, são bem mais caros e o tempo de reparo é maior quando comparado aos sistemas aéreos.

A configuração da rede primária é definida em função do grau de confiabilidade adotado no projeto da rede de distribuição urbana, sendo este compatível com a importância da carga ou da localidade a ser atendida. Assim, podem ser utilizadas as configurações radial simples ou radial com recurso para o sistema aéreo primário (Copel, 1999).

O sistema radial simples, ilustrado na Figura 2.4, é aquele em que o fluxo de potência tem um único trajeto da fonte para a carga. É o tipo mais simples de alimentação e deve ser utilizado em aéreas de baixa densidade de carga, nas quais o circuito toma direções distintas, dificultando o estabelecimento de pontos de interligação. Apresenta baixa confiabilidade, devido à falta de recurso para manobra diante de perda do circuito de distribuição geral (Copel, 1999; Cemig, 2014a). Essa topologia é a predominante por ser mais simples e barata (Short, 2004).

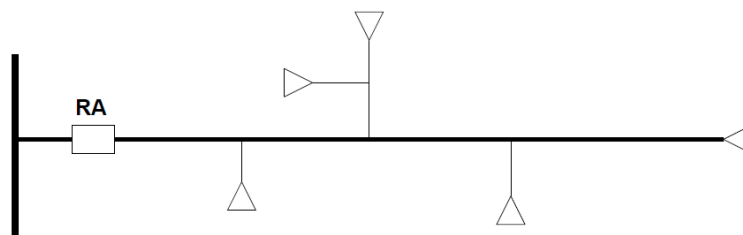


Figura 2.4: Configuração Radial Simples. Fonte: Copel (1999).

O sistema radial com recurso, ilustrado na Figura 2.5, é aquele em que o sentido do fluxo de potência poderá ser orientado por diversos trajetos até as cargas do sistema, conforme as configurações de manobras. Costuma ser utilizado em áreas com alta densidade de carga ou que necessitem de maior grau de confiabilidade (hospitais, centros de computação e similares). A perda eventual de um dos circuitos de distribuição ou alimentação não deve afetar a continuidade de fornecimento, exceto durante o período de manobras das chaves, caso estas sejam manuais e o sistema opere na configuração radial. Ou seja, possibilita a transferência de blocos de carga entre circuitos em condições de reconfiguração ou restauração do sistema (Copel, 1999; Cemig, 2014a).

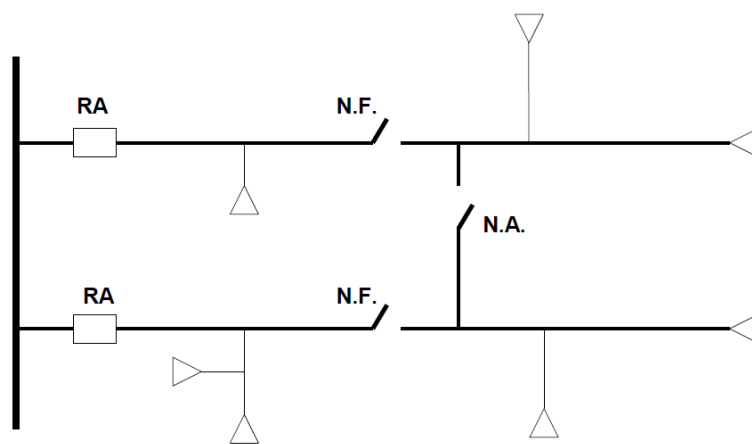


Figura 2.5: Configuração Radial com Recurso. Fonte: Copel (1999).

As estações transformadoras têm a função de reduzir a tensão primária para a baixa tensão, e assim suprir pequenos consumidores comerciais e residenciais, urbanos e rurais. Para tal, utilizam alimentadores secundários que são semelhantes aos alimentadores primários, podendo apresentar configurações diferentes.

Em geral, os transformadores de distribuição apresentam potência nominal na faixa de 10 kVA a 150 kVA, com os enrolamentos do primário do transformador conectados em delta e os enrolamentos do secundário em estrela aterrado (Kagan *et al.*, 2005). No Brasil, para a tensão secundária os valores padronizados são de 380/220 V e 220/127 V em redes trifásicas e de 440/220 V e 254/127 V em redes monofásicas (ANEEL, 2013). Essa configuração pode ser visualizada na Figura 2.6, na qual é mostrada a configuração do sistema elétrico da Companhia Paranaense de Energia (Copel) de 13,8 kV (Copel, 2012b). Além da Copel, esse esquema também é utilizado por várias concessionárias, dentre elas estão a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig) (Cemig, 2013), ELEKTRO (ELEKTRO, 2014b) e a Eletrobras Distribuição (Eletrobras, 2015).

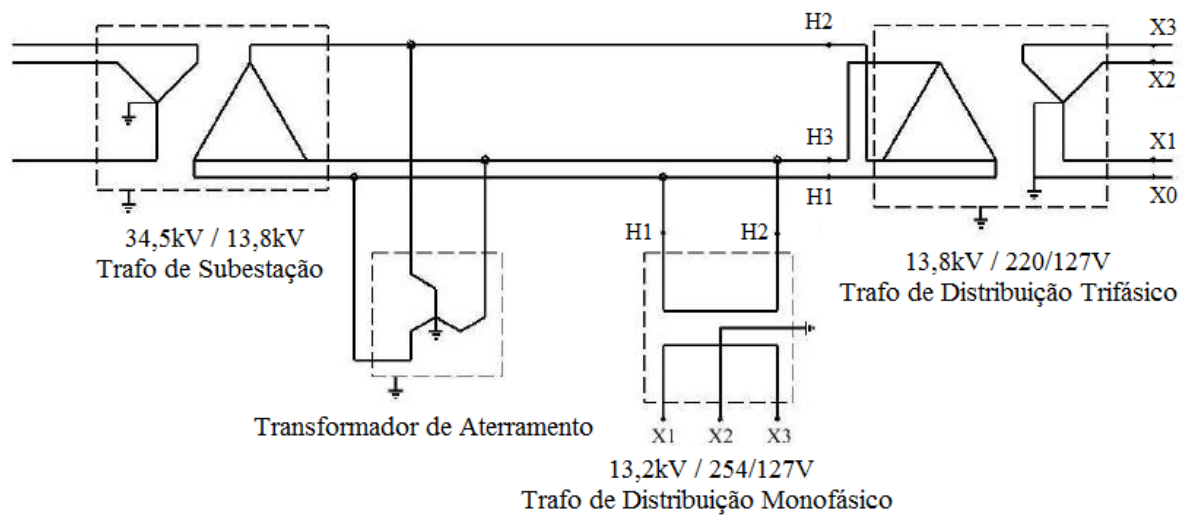


Figura 2.6: Diagrama unifilar da configuração do sistema de distribuição da Copel. Fonte: Copel (2012b).

2.2 Tipos de redes de distribuição de energia elétrica

Existem quatro tipos de redes de distribuição de energia elétrica: aérea convencional, aérea compacta, aérea isolada e subterrânea. Essas redes são detalhadas a seguir.

2.2.1 Rede de distribuição aérea convencional

É o tipo de rede elétrica mais encontrada no Brasil, a qual é caracterizada por utilizar cabos de alumínio nus (sem isolamento). Por estarem desprotegidas são mais susceptíveis à ocorrência de faltas (curto-circuitos), quando há contato de galhos de árvores com os condutores elétricos, provocando a interrupção do fornecimento de energia, a queima de eletrodomésticos, o comprometimento da iluminação pública e riscos a transeuntes, logo, apresentam altas taxas de falhas e requerem drásticas e constantes podas de árvores (Gomes, 2010).

Na média tensão os condutores nus são dispostos horizontalmente, apoiados sobre isoladores (de porcelana ou vidro), fixados sobre cruzetas (de madeira, fibra, plástico ou metal) de 2,0 m ou 2,4 m, conforme ilustrado na Figura 2.7. Na baixa tensão os condutores são dispostos verticalmente, fixos no poste por isoladores do tipo roldana, com um espaçamento médio de 20 cm, sendo o neutro o condutor do topo (ou o condutor utilizado para iluminação pública), também ilustrado na Figura 2.7. Quando existem ambos os circuitos no mesmo poste, o circuito primário fica acima do transformador e o secundário abaixo (ABNT, 1982).

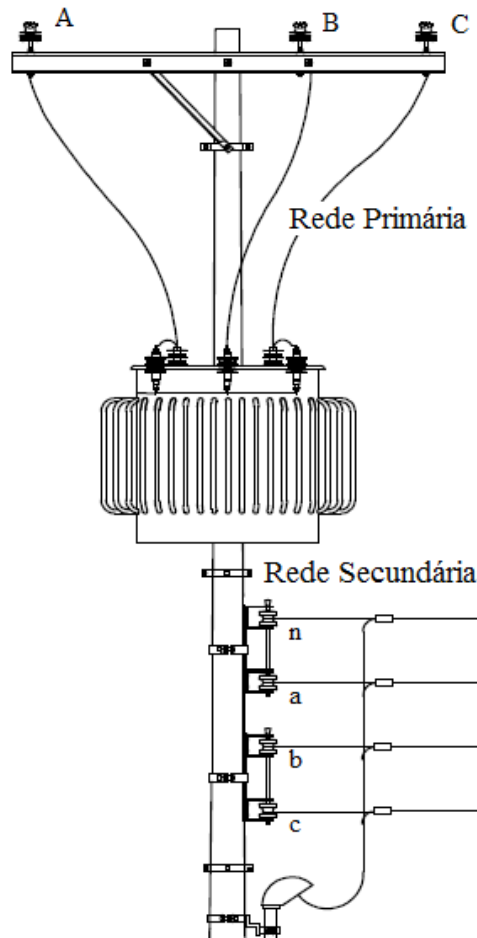


Figura 2.7: Configuração espacial dos condutores de linhas aéreas convencionais da rede primária e secundária. Fonte: Cemig (2013).

2.2.2 Rede de distribuição aérea compacta

Surgidas no Brasil na década de 1990, as primeiras empresas a realizar estudos e a construção de redes compactas foram a Cemig e a Copel, sendo que atualmente existem cidades com 100% das redes urbanas no sistema compacto (Velasco, 2003).

A rede compacta ou rede protegida, ilustrada na Figura 2.8, é constituída por três cabos cobertos por uma camada de polietileno reticulado (XLPE - composto extrudado de polietileno termofixo), sustentados por um cabo mensageiro de aço (com 9,5mm de diâmetro, de alta resistência), que tem como função absorver todo o esforço mecânico. O cabo mensageiro sustenta espaçadores plásticos (polietileno de alta densidade – HDPE, dotados de anéis ou laços poliméricos, para amarração dos condutores e do mensageiro), que são instalados em intervalos regulares, e têm a função de apoiar os condutores, dispendo-os em um arranjo triangular compacto. O cabo mensageiro é, por sua vez, fixado aos postes, através de um braço suporte tipo “L” (Cemig, 2014a; Copel, 2013b; CPFL, 2009).

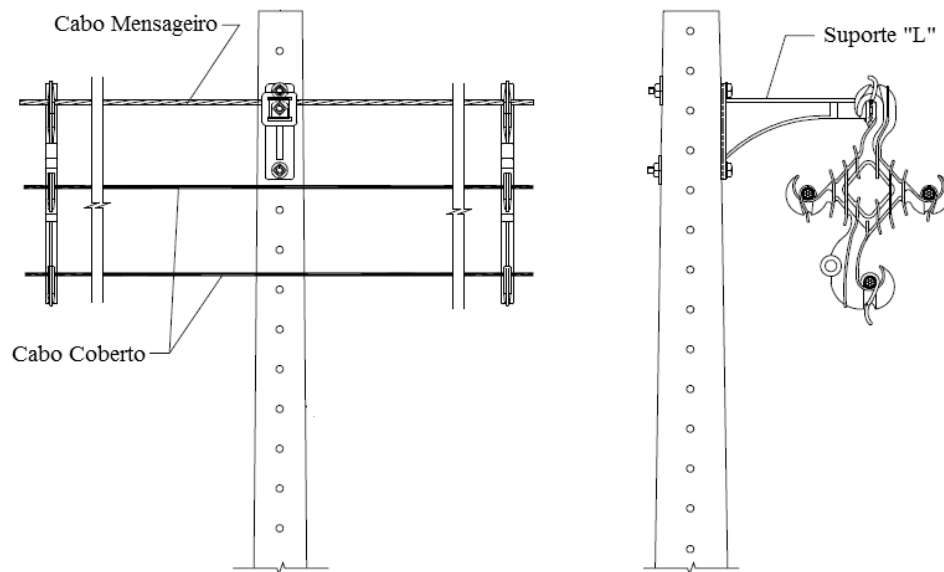


Figura 2.8: Elementos da rede compacta: cabo mensageiro, cabos de fase, espaçador plástico e o braço suporte tipo “L” . Fonte: ELEKTRO (2014a).

Apesar dos condutores terem um revestimento plástico, estes não podem ser considerados isolados, uma vez que o campo elétrico não fica confinado no dielétrico de isolamento do cabo, mas permite eventuais contatos de galhos e folhas sem interromper o fornecimento de energia. Assim, essa configuração reduz a área e a frequência das podas de árvores (Copel, 2013b), resultando em maior confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia quando comparadas às redes convencionais.

2.2.3 Rede de distribuição aérea isolada

Esse tipo de rede é bastante protegido, pois os condutores são encapados com isolamento suficiente para serem trançados. Geralmente mais cara, essa rede é utilizada em condições especiais, tais como áreas densamente arborizadas, com galhos em contato permanente com os condutores ou em ambientes que facilitam a abertura de arcos elétricos.

Na rede isolada de baixa tensão, apresentada na Figura 2.9, são utilizados cabos pré-reunidos (multiplexados), caracterizados por serem autossustentados, classe de tensão 0,6/1 kV e constituídos por três condutores de fase de alumínio de seção compacta, com isolamento sólida extrudada de polietileno reticulado (XLPE), nas cores preto, cinza e vermelho. Esses condutores são dispostos helicoidalmente em torno de um condutor neutro em liga de alumínio nu ou isolado (ELEKTRO, 2015; Cemig, 2014a).

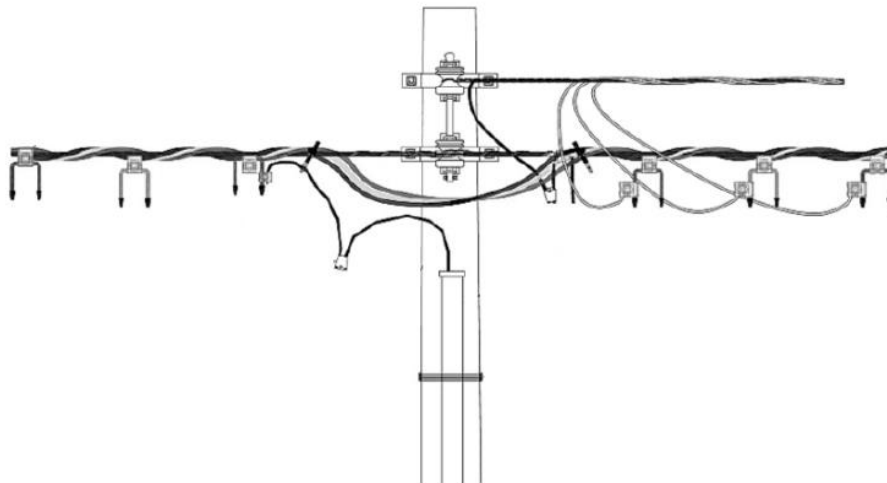


Figura 2.9: Configuração espacial dos condutores de linhas aéreas compactas isoladas de redes secundárias. Fonte: Copel (2012a).

Na média tensão são utilizados cabos pré-reunidos (multiplexados), com configuração semelhante a apresentada para a baixa tensão, contudo, são utilizados condutores de fases com isolamento sólida extrudada de polietileno reticulado (XLPE) entre camadas semicondutoras de composto termofixo, com blindagem metálica e cobertura de polietileno (PE), espinados em torno de um cabo mensageiro de aço de 9,5 mm de diâmetro (ou em liga de alumínio) responsável pela sustentação dos cabos das fases (ELEKTRO, 2015; Cemig, 2014a). Os cabos condutores da rede isolada de média tensão são ilustrados na Figura 2.10.

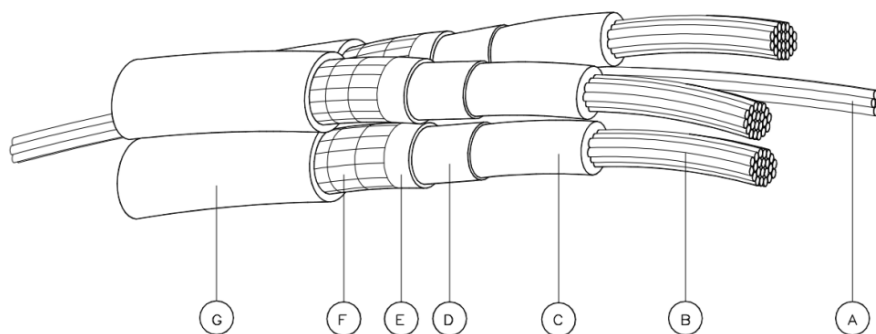


Figura 2.10: Cabo de Alumínio Isolado Multiplexado 20/35 kV autossustentado com mensageiro de aço galvanizado. Fonte: Copel (2013a).

Onde:

- A. Cabo mensageiro em aço galvanizado;
- B. Cabo de alumínio;
- C. Blindagem semicondutora do condutor;
- D. Isolação;
- E. Blindagem semicondutora da isolamento;

- F. Blindagem metálica;
- G. Cobertura.

2.2.4 Rede de distribuição subterrânea

A rede subterrânea é aquela que proporciona o maior nível de confiabilidade, menor custo de manutenção e também o melhor resultado estético, dado que as redes ficam enterradas. No entanto, as redes subterrâneas são bem mais caras que as demais soluções, sendo comuns apenas em regiões muito densas ou onde há restrições para a instalação das redes aéreas.

As redes de distribuição de energia elétrica subterrâneas podem ser divididas em semienterradas ou totalmente subterrâneas, e podem operar utilizando os seguintes tipos de sistemas: Reticulado (*Network*), Anel Aberto, Dupla Alimentação, Radial com Recurso (Cemig, 2014b).

As semienterradas apresentam os equipamentos da rede instalados sobre o solo, com os cabos subterrâneos. Já os sistemas subterrâneos são caracterizados pelo uso de cabos e demais equipamentos elétricos totalmente enterrados. A utilização desse tipo de rede é indicada em áreas urbanas em que rede aérea é inviável devido à alta densidade de carga, onde ocorre congestionamento de equipamentos elétricos, e em locais onde os fatores estéticos têm de ser levados em conta, tais como cidades históricas e turísticas (Azevedo, 2010).

Nesse tipo de rede, todos os cabos são isolados (cabo concêntrico ou blindado). Os cabos, podendo ser instalados protegidos em galerias subterrâneas compostas por bancos de dutos, caixas de passagem e câmaras, ou diretamente enterrados utilizando cabos “*air bag*”. Os cabos “*air bag*” são compostos por uma camada especial de material plástico protetor, que aumenta sua durabilidade e resistência a impactos, permitindo que esses cabos sejam instalados diretamente no solo, o que reduz os custos das instalações, pois reduz a mão-de-obra de instalação da rede (Velasco, 2003).

2.3 Diferenças entre as linhas na transmissão e na distribuição

Segundo Garcia *et al.* (2001) é fundamental para a operação e planejamento de sistemas de distribuição que sejam considerados modelos e ferramentas específicos que incorporem as características de operação dos mesmos. Portanto, são necessários modelos adequados de todos os componentes do sistema (Kersting, 2002). Uma vez que a exatidão das análises realizadas depende da modelagem desses componentes, é essencial que o alimentador seja modelado de forma que se aproxime ao máximo do seu comportamento real.

Conforme foi apresentado na seção anterior, os sistemas de transmissão e subtransmissão operam normalmente de forma malhada, atendendo cargas trifásicas equilibradas por meio de linhas longas, transpostas e com tensões elevadas. Essas características permitem realizar algumas simplificações nos modelos, e assim representar a rede através de uma de suas fases (Grainger & Stevenson, 1994; Balamurugan & Srinivasan, 2011). Para essas condições operativas os modelos e as ferramentas de análise utilizadas são robustos e eficientes.

No entanto, os sistemas de distribuição primária e secundária operam, predominantemente, de forma radial, com tensões padronizadas menores que as utilizadas nos sistemas de transmissão e subtransmissão, e são responsáveis por suprir um grande número de cargas monofásicas, bifásicas e/ou trifásicas através de linhas não transpostas e com diferentes configurações.

Por atender diversos tipos de consumidores, os sistemas de distribuição são denominados multifásicos, pois qualquer uma das sete combinações a seguir pode estar presente nos segmentos de linha do sistema: *abc*, *ab*, *bc*, *ca*, *a*, *b* e *c* (com ou sem neutro) (Broadwater *et al.*, 1988). Tal característica não permite que o sistema seja representado por uma única fase, como ocorre em sistemas de transmissão (Srinivas, 2000; Garcia *et al.*, 2001).

Por atender cargas desequilibradas e devido a presença de geradores distribuídos, o carregamento das fases é inerentemente desequilibrado (Kersting, 2002; Kagan *et al.*, 2005; Barbosa, 1995). Um desequilíbrio adicional é introduzido em linhas trifásicas convencionais devido aos espaçamentos desiguais entre os condutores, conforme mostrado na Figura 2.7. Essa assimetria gera acoplamentos eletromagnéticos distintos entre as fases da linha, resultando em impedâncias próprias e mútuas diferentes para cada fase, o que influencia nas quedas de tensão do alimentador. Portanto, mesmo em situações em que o alimentador esteja suprindo cargas perfeitamente equilibradas, devido à configuração espacial das linhas, as tensões no alimentador serão desequilibradas (Kersting, 2002).

O acoplamento deve ser considerado uma vez que as linhas dos sistemas de distribuição não são transpostas e devido à grande proximidade dos condutores. Além disso, é necessário considerar o caminho de retorno por terra devido ao desequilíbrio de correntes (Glover *et al.*, 2008).

Uma das principais diferenças entre as linhas do sistema de transmissão e do sistema de distribuição é a relação X/R dos condutores. Devido a menor espessura dos condutores utilizados nos SDEE, estes apresentam baixa relação X/R , na faixa de 0,3 a 2, enquanto que em linhas de transmissão de sistemas com tensões elevadas a reatância apresenta valores da ordem de 20 a 30 vezes maior que a resistência (Carvalho, 2006; Loddi, 2010; Monticelli & Garcia, 2011).

Ainda deve-se ressaltar que as linhas de distribuição podem ser aéreas, convencionais ou compactas, e/ou subterrâneas. Nas linhas aéreas convencionais são utilizados condutores nus, porém as redes compactas e isoladas, que vem substituindo as redes convencionais, utilizam condutores revestidos com XLPE e que podem ser blindados dependendo do nível de

tensão, com características construtivas semelhantes aos cabos até então utilizados nas redes subterrâneas. Esse revestimento influencia na capacitância resultante, como consequência essas linhas apresentam admitâncias maiores. Além disso, essas novas configurações apresentam uma grande aproximação entre os condutores da linha. Devido a essa maior proximidade entre os condutores, o acoplamento magnético resultante é maior, quando comparados aos das redes convencionais.

Em resumo, as suposições feitas para sistemas de transmissão não podem ser aplicadas a sistemas de distribuição pelas seguintes razões (Srinivas, 2000; Kersting, 2010):

- Linhas de distribuição não são transpostas;
- Linhas de distribuição podem ter uma, duas ou três fases;
- O carregamento não é balanceado.
- Sistemas radiais ou fracamente malhados;
- Apresentam baixa relação X/R.

Desta forma, verifica-se que a análise de sistemas de distribuição exige modelos de linhas mais detalhados que os utilizados em sistemas de transmissão. Neste contexto, o presente trabalho explora os principais modelos existentes na literatura para representar linhas de sistemas de distribuição, primária e secundária, para análises do sistema em estado estacionário, tais como análises de fluxo de carga e curto-circuito. O trabalho está limitado a análises em estado estacionário, que permitem representar a linha para uma determinada frequência (geralmente a frequência fundamental da rede).

Capítulo 3

Parâmetros de Linhas de Sistemas de Distribuição

Uma linha polifásica é definida pela sua matriz impedância série por unidade de comprimento e por sua matriz admitância *shunt* por unidade de comprimento (Galloway *et al.*, 1964). A matriz de impedância série é formada pelas resistências somadas as reatâncias indutivas, próprias e mútuas, enquanto que, a matriz de admitâncias *shunt* é constituída pelas condutâncias e susceptâncias capacitivas (Glover *et al.*, 2008; Grainger & Stevenson, 1994; Saadat, 1999). A resistência, indutância, condutância e a capacitância são parâmetros que estão relacionados com o comportamento físico de linha e a determinação dos mesmos é fundamental para analisar as tensões e correntes do SDEE (Chen *et al.*, 1991).

Assim sendo, neste capítulo será apresentado o processo de cálculo de cada um desses parâmetros, tanto para linhas de distribuição aéreas quanto subterrâneas, excetuando-se a condutância (utilizada para representar as correntes de fuga através dos isoladores), que será desprezada por ser muito pequena quando comparada a susceptância capacitiva.

Inicialmente será mostrado que devido a topologia da rede dos SDEE, os cálculos das impedâncias e admitâncias tornam-se um pouco mais complexos que os realizados em sistemas de transmissão. Será apresentado o método de cálculo de impedâncias próprias e mútuas considerando segmentos de linhas aéreas e subterrâneas. Na sequência será apresentado o cálculo das admitâncias próprias e mútuas, também considerando linhas aéreas e subterrâneas.

As impedâncias e as admitâncias por unidade de comprimento, próprias e mútuas são utilizadas para determinar a matriz de impedância série e a matriz de admitância *shunt*, respectivamente. Essas matrizes serão utilizadas no capítulo seguinte na construção de modelos que permitem representar as linhas de sistemas de distribuição.

Em geral, as ferramentas de análise de sistemas de distribuição utilizam modelos a três fios, por isso o presente trabalho será voltado para esse tipo de modelagem. Assim, caso a linha apresente outros condutores (neutro) além dos três condutores de fase (a , b , c), o efeito

dos mesmos será transferido para os condutores de fase através da redução de Kron, resultando em uma matriz equivalente 3×3 .

Em algumas aplicações, tais como análise de qualidade de energia e análise de perdas, existe a necessidade de se conhecer de forma direta as tensões e correntes de neutro, principalmente em trechos que apresentam elevado desequilíbrio. Nesses casos recomenda-se a utilização de modelos a quatro fios, pois o neutro está explícito na modelagem. Esse tipo de modelagem aplicado a redes radiais pode ser encontrada em Pizzali (2003), (Ciric *et al.*, 2003) e Ciric *et al.* (2004).

É importante destacar que ao definir que a modelagem do sistema será feita a três fios, independentemente de um componente ser trifásico, bifásico ou monofásico, este será representado por uma matriz 3×3 . Assim, no caso de segmentos bifásicos ou monofásicos, as fases que não fazem parte deste segmento serão preenchidas com zero. Desta forma pode-se utilizar um único modelo para representar os vários arranjos de linha encontrados nos SDEE. Além disso, esta abordagem facilita a leitura dos dados nos algoritmos de análise de sistemas.

3.1 Impedância série de linhas aéreas

A impedância série por unidade de comprimento consiste na resistência do condutor somada à reatância resultante dos campos magnéticos que circundam os condutores. Para linhas de distribuição, a resistência do segmento de linha é obtida diretamente a partir de tabelas de condutores e catálogos dos fabricantes, enquanto que a reatância indutiva deve ser calculada levando em consideração a configuração espacial da linha e o tipo de condutor utilizado.

A impedância série da linha por unidade de comprimento pode ser representada pela equação (3.1). Ao calcular a reatância indutiva em linhas de transmissão, assume-se um carregamento equilibrado e que a linha é transposta, ou seja, é considerado que os espaçamentos entre condutores formam um triângulo equilátero. Nessas condições as indutâncias próprias são idênticas nas três fases e as indutâncias mútuas se anulam, obtendo-se uma indutância por fase conforme apresentado em (3.2). Logo a reatância indutiva pode ser calculada pela equação (3.3) (Monticelli & Garcia, 2011; Grainger & Stevenson, 1994; Glover *et al.*, 2008).

$$z_i = R_i + j \cdot X_i \quad (3.1)$$

$$L_i = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{D_{eq}}{RMG_i} \right) \quad (3.2)$$

$$X_i = \omega L_i \quad (3.3)$$

Onde:

- L_i Indutância associada ao condutor i (H/m);
- μ_0 Permeabilidade magnética do vácuo ($4\pi \times 10^{-7} H/m$);
- D_{eq} Distância média geométrica entre os condutores (m);
- RMG_i Raio médio geométrico do condutor i (m);
- ω Frequência angular (rad/s);
- X_i Reatância indutiva de fase por unidade de comprimento;
- R_i Resistência ôhmica do condutor por unidade de comprimento, corrigida para a temperatura de operação e levando em conta os efeitos pelicular e de proximidade;
- z_i Impedância série por unidade de comprimento.

Todavia, conforme apresentado no Capítulo 2, os sistemas de distribuição são multifásicos, com linhas não transpostas, apresentam assimetria entre os condutores e cargas desequilibradas. Essas características resultam em enlaces de fluxos magnéticos e indutâncias diferentes para cada fase. Nessas condições é necessário manter a identidade das impedâncias próprias e mútuas dos condutores, que podem ser calculadas pelas equações (3.4) e (3.5). Essas equações utilizam o método das imagens ilustrado na Figura 3.1 e consideram a terra como um condutor ideal (Kagan *et al.*, 2005; Ciric *et al.*, 2004; Pizzali, 2003).

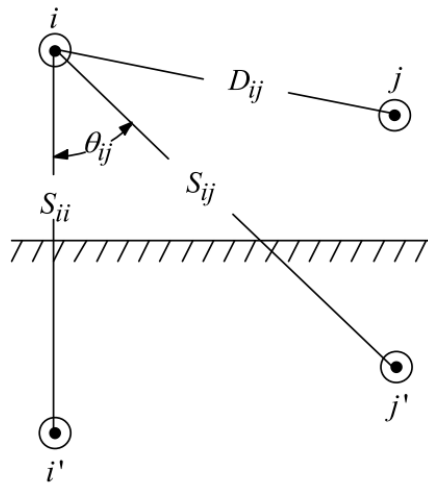


Figura 3.1: Distâncias entre condutores e suas imagens. Fonte: Kersting & Green (2011).

$$\bar{z}_{ii} = R_i + j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{S_{ii}}{RMG_i} \right) \quad (3.4)$$

$$\bar{z}_{ij} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{S_{ij}}{\sqrt{D_{ij}}} \right) \quad (3.5)$$

Onde:

- \bar{z}_{ii} Impedância própria por unidade de comprimento;
 \bar{z}_{ij} Impedância mútua por unidade de comprimento.

Devido ao desequilíbrio de correntes intrínseco dos SDEE, é necessário considerar as correntes que retornam por terra. Para tal, utilizam-se as equações propostas por Carson (1926). Neste trabalho o autor apresentou um método para calcular as impedâncias próprias e mútuas para um número arbitrário de condutores aéreos, considerando que as correntes que retornam pela terra fluem através de um condutor fictício utilizado para representar a mesma, conforme ilustrado na Figura 3.2. No entanto, não era conhecida a resistência série da terra, nem o raio médio geométrico (RMG) do condutor fictício “terra”, muito menos as distâncias entre este condutor fictício e os condutores de fase. Como solução deste impasse Carson utilizou o método das imagens, que considera a rede constituída por seus condutores e pelas suas respectivas imagens em relação ao plano do solo, conforme ilustrado na Figura 3.1. Além disso, considerou a terra como uma superfície infinita, uniformemente sólida e com resistividade constante, o que permitiu definir os parâmetros até então desconhecidos.

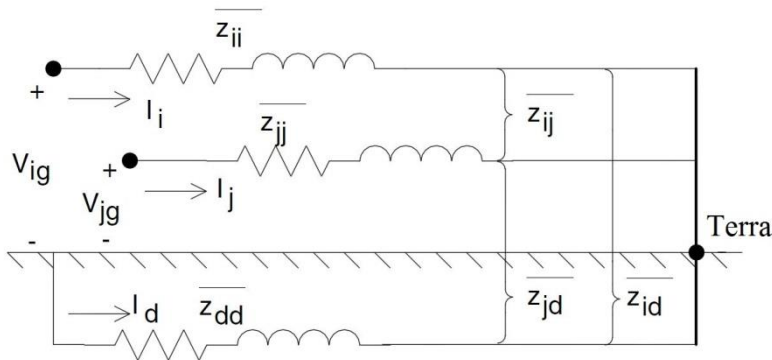


Figura 3.2: Linha com dois condutores e o caminho de retorno por terra.

Desse modo as impedâncias próprias e mútuas que consideram o caminho de retorno por terra podem ser calculadas utilizando as equações (3.6) e (3.7) (Carson, 1926). Essas equações são denominadas de Equações de Carson Completas e podem ser utilizadas para linhas aéreas e subterrâneas. Devido à complexidade e quantidade de termos que devem ser calculados nessas equações, o método não foi bem aceito inicialmente, porém com o surgimento dos computadores digitais, passou a ser amplamente utilizado.

$$\hat{z}_{ii} = R_i + j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\ln \frac{S_{ii}}{RMG_i} + J_{ii} \right) \quad (3.6)$$

$$\hat{z}_{ij} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} + J_{ij} \right) \quad (3.7)$$

Os termos J representam as contribuições devido ao caminho de retorno pelo solo, dados pelas integrais infinitas apresentadas em (3.8) e (3.9):

$$J_{ii} = P_{ii} + jQ_{ii} = \int_0^{\infty} \frac{2e^{-2h_i\lambda}}{\lambda + \sqrt{\lambda^2 + j\omega \frac{\mu_0}{\rho}}} d\lambda \quad (3.8)$$

$$J_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij} = \int_0^{\infty} \frac{2e^{-(h_i+h_j)\lambda}}{\lambda + \sqrt{\lambda^2 + j\omega \frac{\mu_0}{\rho}}} \cos(x_{ij}\lambda) d\lambda \quad (3.9)$$

Onde:

- h_i Altura do condutor i (m);
- h_j Altura do condutor j (m);
- x_{ij} Distância horizontal entre os condutores i e j (m);
- ρ Resistividade média do solo ($\Omega \cdot m$).

Para resolver as equações (3.8) e (3.9) é necessário aplicar soluções numéricas que são computacionalmente complexas, o que justifica o uso de algumas simplificações (Keshtkar *et al.*, 2013). Assim sendo, Carson aproximou essas integrais por series infinitas, obtendo as seguintes equações, em Ω/km :

$$\hat{z}_{ii} = R_i + 4\omega GP + j2\omega G \left(\ln \frac{S_{ii}}{RMG_i} + 2Q \right) \quad (3.10)$$

$$\hat{z}_{ij} = 4\omega GP + j2\omega G \left(\ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} + 2Q \right) \quad (3.11)$$

P , Q considerando os seis primeiros termos da série são apresentados em (3.12), (3.13) e (3.14) (Kersting and Green, 2011):

$$P = \frac{\pi}{8} - \frac{1}{3\sqrt{2}} k_{ij} \cos(\theta_{ij}) + \frac{k_{ij}^2}{16} \cos(2\theta_{ij}) \left(0,6728 + \ln \frac{2}{k_{ij}} \right) + \frac{k_{ij}^2}{16} \theta_{ij} \sin(\theta_{ij}) + \frac{k_{ij}^3}{45\sqrt{2}} \cos(3\theta_{ij}) - \frac{\pi k_{ij}^4}{1536} \cos(4\theta_{ij}) \quad (3.12)$$

$$Q = -0,0386 + \frac{1}{2} \ln \frac{2}{k_{ij}} + \frac{1}{3\sqrt{2}} k_{ij} \cos(\theta_{ij}) - \frac{\pi k_{ij}^2}{64} \cos(2\theta_{ij}) + \frac{\pi k_{ij}^3}{45\sqrt{2}} \cos(3\theta_{ij}) - \frac{\pi k_{ij}^4}{384} \cos(4\theta_{ij}) \left(\ln \frac{2}{k_{ij}} + 1,0895 \right) \quad (3.13)$$

$$k_{ij} = 8,565 \cdot 10^{-4} \cdot S_{ij} \sqrt{\frac{f}{\rho}} \quad (3.14)$$

Onde:

- \hat{z}_{ii} Impedância própria considerando o caminho de retorno por terra (Ω/km);
- \hat{z}_{ij} Impedância mútua considerando o caminho de retorno por terra (Ω/km);
- G $0,1609344 \cdot 10^{-6}$;
- D_{ij} Distância entre o condutor i e o condutor j (m);
- S_{ij} Distância entre o condutor i e a imagem j' (m);
- θ_{ij} Ângulo entre o par de linhas $i - i'$ e $j - j'$ (rad).

Em Kersting (2002) é apresentada uma simplificação que limita o número de termos utilizados em P e Q . Nessa aproximação é utilizado apenas o primeiro termo de P e os dois primeiros termos de Q , conforme mostrados a seguir:

$$P = \frac{\pi}{8} \quad (3.15)$$

$$Q = -0,0386 + \frac{1}{2} \ln \frac{2}{k_{ij}} \quad (3.16)$$

Desse modo as equações (3.10) e (3.11) podem ser reajustadas, obtendo as equações simplificadas (3.17) e (3.18), denominadas de “Equações de Carson Modificadas”.

$$\hat{z}_{ii} = R_i + 0,000987f + j0,001257f \left(\ln \frac{1}{RMG_i} + 6,4905 + \frac{1}{2} \ln \frac{\rho}{f} \right) \quad (3.17)$$

$$\hat{z}_{ij} = 0.000987f + j0.001257f \left(\ln \frac{1}{D_{ij}} + 6.4905 + \frac{1}{2} \ln \frac{\rho}{f} \right) \quad (3.18)$$

Segundo Kersting & Green (2011) e Keshtkar *et al.* (2013) não há diferença significativa nos resultados obtidos para \hat{z}_{ii} e \hat{z}_{ij} utilizando as Equações de Carson Completas e as Equações de Carson Modificadas. Assim sendo, a redução no esforço computacional torna conveniente o uso das equações simplificadas, uma vez que está garantida a qualidade dos resultados.

As equações (3.17) e (3.18) são utilizadas para calcular os elementos da Matriz de Impedâncias “Primitiva”, sendo que esse trecho de linha pode ser aéreo ou subterrâneo. O tamanho dessa matriz é dado pelo número de condutores de fase e neutro. Ou seja, uma linha aérea trifásica, com quatro fios, como a ilustrada na Figura 3.3, resultará numa matriz primitiva 4×4 , conforme (3.19). Para uma linha subterrânea trifásica consistindo de três cabos com neutro concêntrico resultará numa matriz primitiva 6×6 .

$$[\hat{z}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} \hat{z}_{aa} & \hat{z}_{ab} & \hat{z}_{ac} & | & \hat{z}_{an} \\ \hat{z}_{ba} & \hat{z}_{bb} & \hat{z}_{bc} & | & \hat{z}_{bn} \\ \hat{z}_{ca} & \hat{z}_{cb} & \hat{z}_{cc} & | & \hat{z}_{cn} \\ - & - & - & + & - \\ \hat{z}_{na} & \hat{z}_{nb} & \hat{z}_{nc} & | & \hat{z}_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

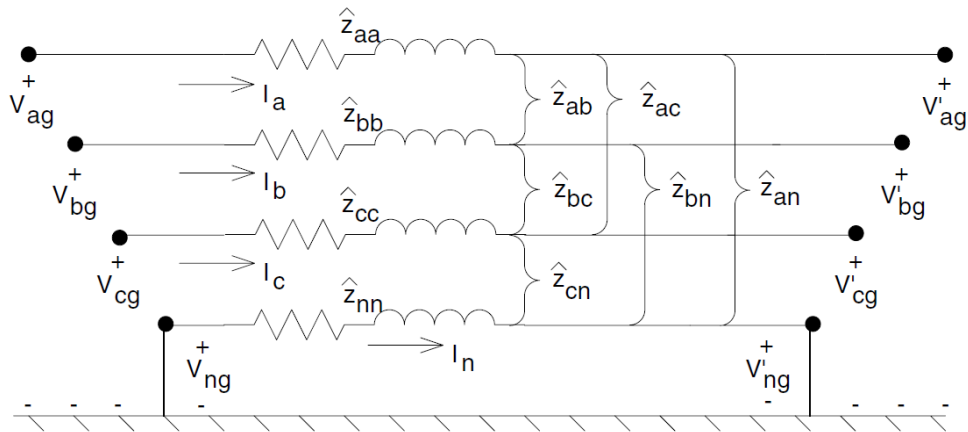


Figura 3.3: Linha a quatro fios com o neutro multiaterrado.

Em sua forma particionada a Matriz de Impedâncias Primitiva pode ser representada pela equação (3.20).

$$[\hat{z}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} [\hat{z}_{ij}] & [\hat{z}_{in}] \\ [\hat{z}_{nj}] & [\hat{z}_{nn}] \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Onde:

$[\hat{z}_{ij}]$ Submatriz com as impedâncias próprias e mútuas entre os condutores de fase, com dimensão 3×3 ;

$[\hat{z}_{in}]$ Submatriz com as impedâncias mútua entre os condutores de fase e neutro, com dimensão $3 \times n$;

$[\hat{z}_{nj}]$ Submatriz com as impedâncias mútua entre os condutores de fase e neutro, com dimensão $n \times 3$;

$[\hat{z}_{nn}]$ Submatriz com as impedâncias próprias e mútuas entre os condutores de neutro, com dimensão $n \times n$.

Normalmente em sistemas de distribuição é utilizada a representação através das três fases (a , b e c), sendo comum aplicar o método de redução de Kron (1951) para reduzir a matriz primitiva $n \times n$ em uma matriz equivalente 3×3 , denominada de Matriz Impedância de Fase ou Matriz Impedância Série, que consiste das impedâncias série, próprias e mútuas equivalentes para cada fase. Os efeitos do neutro e da terra continuam inclusos nessa representação, mesmo após a redução de Kron (Chen *et al.*, 1991).

Para aplicar este método e determinar a Matriz Impedância de Fase, considera-se que os condutores de neutro são multiterrados, ou seja, o aterramento do neutro é realizado em cada nó do sistema. Desta forma, considerando, por exemplo, o caso de uma linha com quatro fios conforme ilustrado na Figura 3.3, utilizando a Lei das Tensões de Kirchhoff tem-se:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \\ V_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V'_{ag} \\ V'_{bg} \\ V'_{cg} \\ V'_{ng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{z}_{aa} & \hat{z}_{ab} & \hat{z}_{ac} & \hat{z}_{an} \\ \hat{z}_{ba} & \hat{z}_{bb} & \hat{z}_{bc} & \hat{z}_{bn} \\ \hat{z}_{ca} & \hat{z}_{cb} & \hat{z}_{cc} & \hat{z}_{cn} \\ \hat{z}_{na} & \hat{z}_{nb} & \hat{z}_{nc} & \hat{z}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

A equação (3.21) na forma particionada é dada por:

$$\begin{bmatrix} [V_{abc}] \\ [V_{ng}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [V'_{abc}] \\ [V'_{ng}] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [\hat{z}_{ij}] & [\hat{z}_{in}] \\ [\hat{z}_{nj}] & [\hat{z}_{nn}] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [I_{abc}] \\ [I_n] \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Com o neutro aterrado, as tensões no neutro são nulas, portanto, $V_{ng} = V'_{ng} = 0$, logo:

$$[I_n] = -[\hat{z}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{z}_{nj}] \cdot [I_{abc}] \quad (3.23)$$

Resultando em:

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + ([\hat{z}_{ij}] - [\hat{z}_{in}] \cdot [\hat{z}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{z}_{nj}]) \cdot [I_{abc}] \quad (3.24)$$

E assim, a Matriz Impedância de Fase (Z_{abc}), de dimensão 3×3 , pode ser calculada utilizando a expressão apresentada em (3.24).

$$[z_{abc}] = [\hat{z}_{ij}] - [\hat{z}_{in}] \cdot [\hat{z}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{z}_{nj}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

No caso de linhas bifásicas e monofásicas é necessário preencher com zeros a linha e coluna correspondente a fase que não pertence ao trecho, devido à modelagem ser trifásica a três fios (Cheng & Shirmohammadi, 1995). Nesse sentido, a matriz impedância de fase para um trecho de linha bifásico contendo as fases a e b e o neutro (n), após a aplicação da redução na matriz $\hat{z}_{primitiva}$, terá a forma de (3.26).

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & 0 \\ z_{ba} & z_{bb} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

E a matriz z_{abc} para uma linha monofásica contendo apenas a fase c e n , após a redução de Kron será dada por:

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & z_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Em Keshtkar *et al.* (2013) foram comparados diferentes métodos de aproximação apresentados na literatura, utilizados para simplificar as equações de Carson para modelos de linhas/cabos de distribuição. Dentre os métodos testados estão o método proposto pelo próprio autor e por Deri *et al.* (1981), Alvarado & Betancourt (1983) e Noda (2006). As impedâncias calculadas através desses métodos foram comparadas com as impedâncias obtidas por meio da solução numérica das equações de Carson. A partir dessa comparação foi

verificado que o cálculo de impedâncias tem efeitos significativos sobre os resultados do fluxo de carga, especialmente nas tensões nodais, que são críticas para análises em estado estacionário e de qualidade de energia. Além disso, o autor afirma que as equações que representam a integral por meio de termos da série infinita, tais como: Equações de Carson com seis termos, Equações de Carson com três termos e Equações de Carson Modificadas, são as aproximações que apresentam os resultados mais próximos da solução numérica, e ainda que esses três métodos têm resultados muito similares.

3.2 Impedância série de linhas subterrâneas

As Equações de Carson podem ser aplicadas para cabos subterrâneos assim como para linhas aéreas. Contudo, antes de calcular as impedâncias série por meio das equações (3.17) e (3.18), é necessário determinar algumas distâncias, que dependem do tipo de condutor utilizado (Kersting, 2002). Assim sendo, são apresentadas a seguir as considerações a serem feitas para cabos com neutro concêntrico e cabos blindados, respectivamente.

3.2.1 Cabos com neutro concêntrico

Um cabo condutor com neutro concêntrico é ilustrado na Figura 3.4. Para este tipo de cabo deve-se primeiramente identificar o tipo de condutor de fase, o tipo de condutor do neutro e o número de condutores neutro (k) no cabo. Em seguida, deve-se calcular o RMG_{cn} equivalente do neutro, a resistência equivalente (r_{cn}) dos k fios de neutro concêntricos e as distâncias entre esse condutor e os demais condutores (fase e neutro) presentes na linha. Determinados esses valores, a construção da $\hat{z}_{primitiva}$ é similar ao caso de linhas aéreas.

A resistência equivalente, em Ω/mi , e o raio médio geométrico equivalente dos k fios de neutro que circundam o condutor de fase podem ser obtidos da seguinte forma:

$$r_{cn} = \frac{r_s}{k} \quad (3.28)$$

$$RMG_{cn} = \sqrt[k]{RMG_s \cdot k \cdot R^{k-1}} \quad (3.29)$$

$$R = \frac{d_{od} - d_s}{2} \quad (3.30)$$

Onde:

RMG_s Raio médio geométrico de um único fio neutro (m);

- k Número de fios de neutro concêntricos;
 r_s Resistência dos fios de neutro (Ω/km);
 R Raio do círculo que passa pelo centro do condutor dos fios de neutro concêntricos (m).

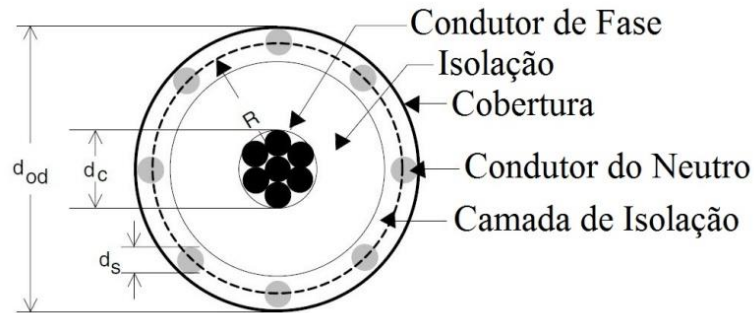


Figura 3.4: Seção transversal de um cabo com neutro concêntrico. Fonte: Kersting (2002).

Onde:

- d_{od} Diâmetro nominal do cabo (m);
 d_s Diâmetro de um fio de neutro (m);
 d_c Diâmetro do condutor de fase (m).

A distância entre o condutor neutro equivalente e os demais condutores (fase e neutro) é ilustrada na Figura 3.5.

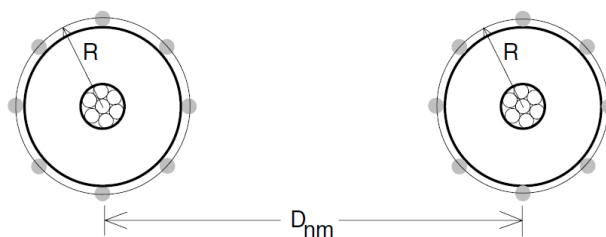


Figura 3.5: Distâncias entre cabos com neutro concêntrico. Fonte: Kersting (2002).

Com base na Figura 3.5, as seguintes distâncias podem ser definidas:

- Neutro concêntrico equivalente até seu próprio condutor de fase: $D_{ij} = R$ (m);
- Neutro concêntrico equivalente até um neutro equivalente adjacente: $D_{ij} = D_{nm}$ (m);
- Neutro concêntrico equivalente até um condutor de fase adjacente: $D_{ij} = D_{nm}$ (m); considerando que $D_{nm} \gg R$.

3.2.2 Cabos blindados (*tape-shielded*)

A Figura 3.6 ilustra a seção transversal de um cabo com blindagem metálica (*Tape-Shielded*). No cálculo da matriz $\hat{z}_{primitiva}$ de linhas subterrâneas que utilizam esse tipo de cabo é necessário calcular a resistência da blindagem metálica com espessura T , que circunda o condutor de fase (r_{cn}), conforme indicado em (3.31), e o RMG dessa blindagem pode ser calculado pela eq. (3.32).

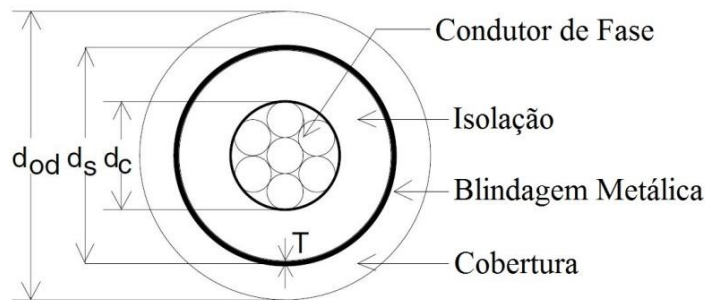


Figura 3.6: Seção transversal de um cabo blindado. Fonte: Kersting (2002).

Onde:

T Espessura da blindagem metálica (mm).

$$r_{cn} = 7.6458 \times 10^{11} \frac{\rho}{d_s \cdot T} \text{ (}\Omega/km\text{)} \quad (3.31)$$

$$RMG_{cn} = \frac{d_s - \frac{T}{1000}}{2} \text{ (m)} \quad (3.32)$$

Com base na configuração espacial da linha, devem-se obter as distâncias equivalentes entre a fita metálica (neutro) e os demais condutores (fase e neutro) da linha. Essas distâncias são dadas por:

- Fita até seu próprio condutor de fase: $D_{ij} = RMG_{cn} \text{ (m)}$;
- Fita até uma fita adjacente: $D_{ij} = D_{nm} \text{ (m)}$;
- Fita até um condutor de fase ou neutro adjacente: $D_{ij} = D_{nm} \text{ (m)}$.

3.3 Admitâncias *shunt* de linhas aéreas

A admitância *shunt* consiste na soma da condutância e da susceptância capacitiva. A susceptância capacitiva resulta das diferenças de potenciais criadas pelos campos elétricos gerados pelos condutores eletricamente carregados. A relação entre cargas e fluxos de campo elétrico é regida pela Lei de Gauss, que é uma das equações de Maxwell (Monticelli & Garcia, 2011). Já a condutância, representa as perdas de potência ativa devido as correntes de fuga através dos isoladores e/ou através da isolação dos cabos e pelo efeito corona, porém, normalmente é desprezada por ser muito menor que a susceptância capacitiva (Glover *et al.*, 2008; Grainger & Stevenson, 1994; Saadat, 1999).

Para linhas de transmissão trifásicas, no caso particular em que os espaçamentos entre condutores são simétricos e a carga é equilibrada, a capacitância da linha é calculada pela equação (3.33). Com a capacitância conhecida e desprezando a condutância, pode-se então calcular a admitância por fase por unidade de comprimento da seguinte forma, aplicando a equação (3.34) (Monticelli & Garcia, 2011; Grainger & Stevenson, 1994; Glover *et al.*, 2008):

$$C_i = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln\left(\frac{D_{eq}}{RD_i}\right)} \quad (3.33)$$

$$y_i = j\omega C_i \quad (3.34)$$

Onde:

- C_i Capacitância associada ao condutor i (F/m);
- ϵ_0 Permissividade do vácuo (8.85×10^{-12} F/m; 8.85×10^{-3} μ F/km);
- ϵ_r Permissividade relativa do meio;
- RD_i Raio do condutor i (m);
- y_i Admitância de fase por unidade de comprimento (S/m).

Para linhas de distribuição, devido a assimetria dos condutores e ao desequilíbrio das cargas, as capacitâncias mútuas entre fases não são nulas. Para determinar a capacitância nessas condições utiliza-se também o método das imagens.

A capacitância da linha resulta da diferença de potencial entre os condutores. Um condutor carregado gera um campo elétrico que emana do centro para fora, criando linhas equipotenciais concêntricas ao condutor. A diferença de potencial entre dois pontos é o resultado do campo elétrico gerado pelo condutor carregado. Quando essa diferença de potencial entre os dois pontos é conhecida, a capacitância pode ser calculada. Se houver outros condutores carregados nas proximidades, a diferença de potencial entre os dois pontos

será função da distância até os outros condutores e das cargas de cada condutor. Assim, aplica-se o princípio da superposição para calcular a queda de tensão total entre os dois pontos, resultando na capacitância total entre estes pontos (Kersting, 2002).

A Figura 3.7 ilustra o método das imagens para uma linha aérea com n condutores.

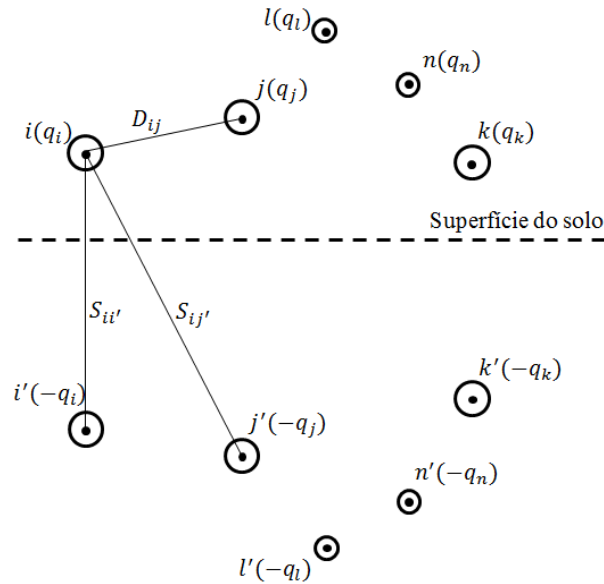


Figura 3.7: Distâncias entre cabos com neutro concêntrico.

Os condutores $i, j \dots n$ possuem densidades de carga $q_i, q_j \dots q_n$, respectivamente, enquanto que os condutores imagem $i', j' \dots n'$ têm cargas idênticas com sinal contrário $-q_i, -q_j \dots -q_n$. Aplicando o princípio da superposição, a diferença de potencial total entre um condutor i e sua imagem i' é dada por (Glover *et al.*, 2008):

$$V_{ii'} = \frac{1}{\pi \epsilon_0 \epsilon_r} \sum_{m=i}^n q_m \ln \frac{S_{im}}{D_{im}} \quad (3.35)$$

Onde:

- q_m Densidade de carga no condutor m (cb/m);
- S_{im} Distância entre o condutor i e a imagem do condutor m (m);
- D_{im} Distância entre os condutores i e m (m).

Lembrando que, quando calculada a porção da tensão referente ao próprio condutor na equação (3.35), utiliza-se: $D_{im} = D_{ii} = RD_i$. Por simetria, a tensão entre o condutor i e a terra será, portanto, a metade do valor de $V_{ii'}$, sendo obtida conforme (3.36).

$$V_{ig} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \sum_{m=i}^n q_m \ln \frac{S_{im}}{D_{im}} \quad (3.36)$$

Considerando, por exemplo, o caso de uma linha com quatro fios, conforme ilustrado na Figura 3.3, onde o condutor de neutro está conectado a terra, a diferença de potencial entre o neutro e a terra será nula. Nessa condição as tensões das fases e de neutro podem ser expressas matricialmente da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} & P_{an} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} & P_{bn} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} & P_{cn} \\ P_{na} & P_{nb} & P_{nc} & P_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} q_a \\ q_b \\ q_c \\ q_n \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

A matriz com os coeficientes potenciais de Maxwell é definida como $P_{primitiva}$. Utilizando o valor da constante de permissividade em $\mu F/km$, os elementos dessa matriz podem ser determinados aplicando as equações (3.38) e (3.39) (Glover *et al.*, 2008; Kagan *et al.*, 2005).

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} \quad (3.38)$$

$$P_{im} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0\epsilon_r} \ln \frac{S_{im}}{D_{im}} \quad (3.39)$$

Na forma particionada a equação (3.37) é dada por:

$$\begin{bmatrix} [V_{abc}] \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [P_{ij}] & [P_{in}] \\ [P_{nj}] & [P_{nn}] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} q_{abc} \\ q_n \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

Onde:

$[P_{ij}]$ Submatriz com os coeficientes potenciais próprios e mútuos entre os condutores de fase, com dimensão 3×3 ;

$[P_{in}]$ Submatriz com os coeficientes potenciais mútuos entre os condutores de fase e neutro, com dimensão $3 \times n$;

$[P_{nj}]$ Submatriz com os coeficientes potenciais mútuos entre os condutores de fase e neutro, com dimensão $n \times 3$;

$[P_{nn}]$ Submatriz com os coeficientes potenciais próprios e mútuos entre os condutores de neutro, com dimensão $n \times n$.

Rearranjando os termos em (3.40), obtém-se a seguinte equação:

$$[V_{abc}] = ([P_{ij}] - [P_{in}] \cdot [P_{nn}]^{-1} \cdot [P_{nj}]) \cdot [q_{abc}] \quad (3.41)$$

E assim, a Matriz Capacitância de Fase (C_{abc}), de dimensão 3×3 , pode ser determinada:

$$[C_{abc}] = ([P_{ij}] - [P_{in}] \cdot [P_{nn}]^{-1} \cdot [P_{nj}])^{-1} \quad (3.42)$$

Desprezando a condutância, a Matriz de Admitâncias *Shunt*, em $\mu S/km$, da linha é dada por:

$$[y_{abc}] = j \cdot \omega \cdot \begin{bmatrix} C_{aa} & C_{ab} & C_{ac} \\ C_{ba} & C_{bb} & C_{bc} \\ C_{ca} & C_{cb} & C_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

Assim como no caso da matriz z_{abc} , deve-se preencher com zero as linhas e colunas das fases faltantes na matriz y_{abc} , mantendo a dimensão da matriz em 3×3 .

3.4 Admitâncias *shunt* de linhas subterrâneas

As linhas subterrâneas são geralmente construídas utilizando cabos com neutros concêntricos ou utilizando cabos blindados. Em ambos os casos existe uma isolação entre o cabo condutor e o neutro, conforme pode ser visualizado nas Figuras 3.4 e 3.6. Esta isolação pode ser feita por materiais, tais como PE, PVC e XLPE, tendo todos eles uma permissividade relativa (ϵ_r) maior que a do ar. Como consequência, linhas subterrâneas tendem a ter uma admitância *shunt* por unidade de comprimento muito maior do que linhas aéreas (Kersting, 2002).

A seguir são apresentadas as formas de determinar a admitância *shunt* para linhas subterrâneas para trechos com cabos com neutro concêntrico e com cabos blindados, respectivamente.

3.4.1 Cabos com neutro concêntrico

No caso de linhas subterrâneas que utilizam cabos com neutro concêntrico, os fios de neutro que circundam o condutor de fase costumam ser aterrados, de forma que estes tenham o mesmo potencial da terra. Desse modo o campo elétrico criado pelo condutor de fase fica confinado pelos condutores de neutro, o que resulta apenas em uma capacitância própria entre o condutor de fase e a terra (Kersting, 2002). Sendo assim, não há capacitâncias mútuas entre os condutores. Nesse caso, as admitâncias de cada fase podem ser determinadas por:

$$y_i = 0 + j\omega \frac{2\pi \varepsilon_r \varepsilon_0}{\left(\ln \frac{R}{RD_{cf}} - \frac{1}{k} \ln \frac{k \cdot RD_{cn}}{R} \right)} \quad (3.44)$$

Onde:

y_i Admitância do condutor i por unidade de comprimento ($\mu S/km$);

RD_{cf} Raio do condutor de fase (m);

RD_{cn} Raio do condutor neutro (m);

ε_r Permissividade relativa do material.

A partir da eq. (3.44), pode ser verificado que a admitância é diretamente proporcional à constante de permissividade do material isolante. Sendo assim, quanto maior a permissividade relativa do material, maior será a admitância da linha subterrânea. O mesmo ocorre para cabos blindados, como será mostrado a seguir.

Como não existe acoplamento entre as fases, a matriz de admitâncias é formada apenas pelos elementos da diagonal principal:

$$[y_{abc}] = \begin{bmatrix} y_{aa} & 0 & 0 \\ 0 & y_{bb} & 0 \\ 0 & 0 & y_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

3.4.2 Cabos blindados (*tape-shielded*)

De maneira semelhante ao caso anterior, o campo elétrico fica confinado dentro da fita de cobre de modo que a permissividade relativa tem influência significativa. O cabo blindado é similar ao cabo com neutro concêntrico, exceto pelo fato que os k fios de neutro tendem ao infinito quando se tem uma fita ao redor da isolação do cabo condutor, como consequência o segundo termo do denominador da eq. (3.44) tende a zero. Assim sendo, a admitância de fase é determinada por (3.46) (Kersting, 2002).

$$y_i = 0 + j\omega \frac{2\pi\epsilon_r\epsilon_0}{\left(\ln \frac{R}{RD_{cf}}\right)} \quad (3.46)$$

3.5 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os processos de cálculo das impedâncias e admitâncias de linhas aéreas e subterrâneas. Mostrou-se que para linhas de sistemas de distribuição, devido à topologia e ao carregamento da rede, deve-se calcular às impedâncias próprias e mútuas por unidade de comprimento através das equações de Carson completas. No entanto, as equações de Carson modificadas são mais simples e proporcionam resultados muito próximos aos obtidos com as equações completas, sendo conveniente utilizá-las. Além disso, foi mostrado que o cálculo das impedâncias depende do tipo de condutor, da resistividade do solo e geometria espacial dos condutores. A influência desses parâmetros será avaliada no Capítulo 5.

Com relação às admitâncias *shunt*, foi mostrado que as capacitâncias da linha são calculadas através dos coeficientes de potencial de Maxwell. Estes coeficientes dependem da distância entre os condutores e do coeficiente de permissividade do material. Desta forma, conclui-se que as redes subterrâneas, devido a isolação dos cabos e a maior proximidade dos condutores, tendem a apresentar maiores capacitâncias que as redes aéreas. A influência das admitâncias na solução do fluxo de carga também será avaliada no Capítulo 5.

Capítulo 4

Modelos de Linhas para Sistemas de Distribuição

Nas análises de SDEEs são utilizadas representações matemáticas dos componentes do sistema que tentam se aproximar do seu comportamento físico. A estas representações matemáticas dá-se o nome de “modelos” (Chen *et al.*, 1991). Este capítulo apresenta os modelos de linhas aéreas e subterrâneas, presentes na literatura, que podem ser utilizados para estudos de regime permanente, tais como algoritmos de fluxo de carga e análise de curto-circuito.

Uma linha de transmissão tem seus parâmetros distribuídos uniformemente ao longo de seu comprimento. Portanto, para que a natureza distribuída das constantes seja considerada, é necessária a utilização de modelos matemáticos baseados em equações diferenciais lineares. Como resultado dessas equações têm-se as tensões e correntes ao longo da linha dependentes de funções hiperbólicas (Monticelli & Garcia, 2011; Glover *et al.*, 2008; Grainger & Stevenson, 1994).

Para estudos em regime permanente, o interesse está nos terminais das linhas, o que pode simplificar a modelagem, pois o modelo precisa reproduzir corretamente o comportamento da linha apenas nas suas barras terminais. Dessa forma a linha pode ser representada pelo “modelo π nominal”, que fornece as relações entre as tensões e correntes no terminal de envio e de recebimento da linha.

O modelo π nominal é um modelo trifásico no domínio de fases, que considera os parâmetros da linha concentrados. As impedâncias e admitâncias totais da linha são dadas por matrizes 3×3 , que podem ser calculadas simplesmente pela multiplicação das matrizes z_{abc} e y_{abc} , apresentadas no Capítulo 3, pelo comprimento total da linha. Como nessas matrizes é considerada a configuração espacial dos condutores, a não transposição da linha e as correntes de retorno por terra, esse modelo é indicado para linhas curtas e médias (comprimentos menores que 240 km), podendo ser encontrado aplicado a SDEE nos trabalhos apresentados por Chen *et al.* (1991), Kersting (2010) e Garcia *et al.* (2001).

Entretanto, por não utilizar parâmetros uniformemente distribuídos, a diferença entre o circuito π nominal e a linha real se torna maior na medida que o comprimento da linha aumenta, pois nessa condição a variação da indutância é dada de forma não linear (Monticelli & Garcia, 2011; Grainger & Stevenson, 1994). Portanto, para representar linhas longas com boa precisão é mais indicado utilizar o “modelo π equivalente”. Este é um circuito π que inclui fatores de correção hiperbólicos nas impedâncias e admitâncias para um determinado comprimento de linha. O processo de cálculo dos fatores de correção é apresentado de forma detalhada em Bowman & McNamee (1964).

Segundo Kagan *et al.* (2005), nas redes aéreas convencionais de média tensão, as linhas apresentam capacitâncias muito pequenas, da ordem de 10 nF/km, que resultam em pouca geração de potência reativa. Nesse caso costuma-se utilizar o “modelo de linha curta”, no qual a linha é representada unicamente por seus elementos série, desprezando as admitâncias em derivação.

Em Kersting & Phillips (1995) são apresentados modelos aproximados obtidos a partir das componentes de sequência. Esses modelos podem ser uma alternativa interessante, pois, segundo os autores, muitas vezes os únicos dados disponíveis da linha são as impedâncias de sequência positiva e zero. Assim, a matriz Z_{abc} é calculada pela transformação das componentes de sequência em componentes de fase.

A seguir esses modelos de linha serão apresentados de forma detalhada, considerando a representação por três fios. No capítulo seguinte estes modelos serão aplicados a SDEE e comparados entre si, visando avaliar o quanto as simplificações apresentadas pelos modelos influenciam nas tensões nodais, potências ativas e reativas e sobre as perdas do sistema.

4.1 Modelo π nominal

O modelo π nominal de um segmento de linha trifásico é ilustrado na Figura 4.1. Nessa representação os parâmetros são considerados concentrados, portanto, a aplicação deste modelo é indicada para linhas com comprimentos menores que 240 km em 60 Hz (Grainger & Stevenson, 1994; Glover *et al.*, 2008). Como, em sua grande maioria, as linhas de distribuição apresentam comprimentos menores que 240 km, esse modelo é uma boa opção para a representação de linhas de SDEE.

Nesse modelo a linha é representada pela matriz de impedâncias de fase (Z_{abc}) e pela matriz de admitâncias *shunt* (Y_{abc}), que são calculadas através da multiplicação desses parâmetros por unidade de comprimento pelo comprimento do segmento conforme apresentado pelas equações (4.1) e (4.2).

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \times l (\Omega) \quad (4.1)$$

$$[Y_{abc}] = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \times l (\mu S) \quad (4.2)$$

Onde:

Z_{abc} Matriz de Impedâncias de fase;

Y_{abc} Matriz de Admitância *Shunt*;

l Comprimento do segmento de linha.

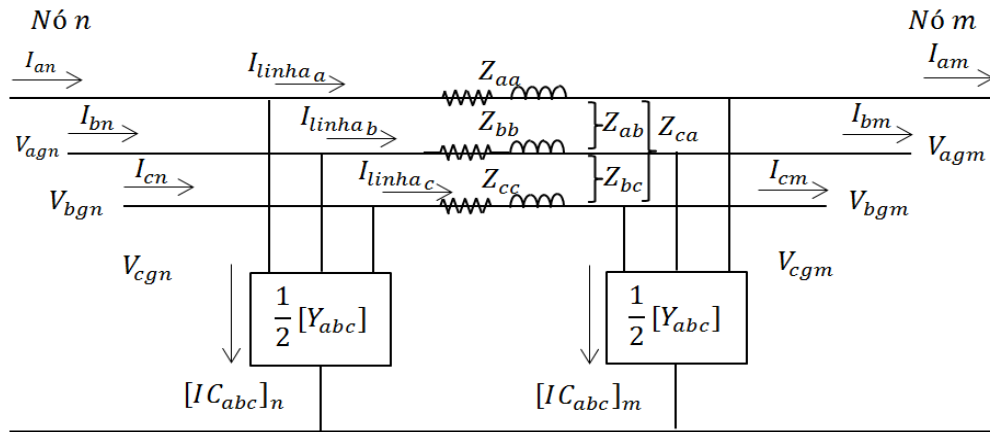


Figura 4.1: Modelo π nominal. Fonte: Kersting (2002).

No Capítulo 2 foi mostrado que os SDEEs são multifásicos, podendo apresentar trechos trifásicos (simétricos ou assimétricos), bifásicos e monofásicos, no entanto, este trabalho utiliza a representação trifásica da rede. Sendo assim, caso a linha seja bifásica ou monofásica, o modelo de linha utilizado é o mesmo, devendo-se preencher com zero os elementos das matrizes referentes a(s) fase(s) faltante(s), mantendo assim as matrizes Z_{abc} e Y_{abc} com dimensão 3×3 , conforme detalhado no Capítulo 3.

Uma forma conveniente de representar os componentes do sistema de distribuição é expressar as tensões e correntes no terminal de envio (nó n) em função das tensões e correntes no terminal de receptor (nó m). Dessa forma, para o segmento de linha apresentado na Figura 4.1, essas equações podem ser obtidas aplicando as Leis de Kirchhoff ao circuito.

Aplicando a Lei das Correntes de Kirchhoff no terminal m podem ser obtidas as correntes que fluem através da linha, conforme (4.3).

$$\begin{bmatrix} I_{linha_a} \\ I_{linha_b} \\ I_{linha_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_m + \frac{1}{2} \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_m \quad (4.3)$$

Aplicando a Lei das Correntes de Kirchhoff no terminal n encontram-se as correntes que fluem a partir do terminal de envio da linha.

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} I_{linha_a} \\ I_{linha_b} \\ I_{linha_c} \end{bmatrix} + \frac{1}{2} \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_n \quad (4.4)$$

E, aplicando a Lei das Tensões de Kirchhoff no terminal n , encontram-se as tensões no terminal de envio da linha em função das tensões no terminal receptor e das correntes que fluem pela linha.

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}_m + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{linha_a} \\ I_{linha_b} \\ I_{linha_c} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Substituindo a equação (4.3) em (4.5), as tensões no terminal n podem ser expressas em função das tensões e correntes no terminal m , conforme mostra, de forma condensada, a equação (4.6).

$$[V_{abc}]_n = \left([u] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}] \right) [V_{abc}]_m + [Z_{abc}] [I_{abc}]_m \quad (4.6)$$

Onde:

u Matriz identidade de ordem 3.

Substituindo as equações (4.3) e (4.6) em (4.4), obtêm-se as correntes no terminal n em função das tensões e correntes no terminal m :

$$[I_{abc}]_n = [Y_{abc}] \left([u] + \frac{1}{4} [Y_{abc}] [Z_{abc}] \right) [V_{abc}]_m + \left([u] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}] \right) [I_{abc}]_m \quad (4.7)$$

Definindo:

$$[a] = [u] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}] \quad (4.8)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (4.9)$$

$$[c] = [Y_{abc}] \left([u] + \frac{1}{4} [Y_{abc}] [Z_{abc}] \right) \quad (4.10)$$

$$[d] = [u] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}] \quad (4.11)$$

Onde $[a]$, $[b]$, $[c]$ e $[d]$ são denominadas “matrizes generalizadas”, cada uma de ordem 3. Assim sendo, as equações que relacionam as tensões e correntes no terminal n com as tensões e correntes no terminal m , na forma compacta, é expressa pela equação (4.12).

$$\begin{bmatrix} V_{abc} \\ I_{abc} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{abc} \\ I_{abc} \end{bmatrix}_m \quad (4.12)$$

Nota-se que a equação (4.12) é semelhante a equação utilizada em linhas de transmissão. Todavia, sistemas de transmissão geralmente são representados por uma única fase, logo a , b , c e d passam a ser escalares e não matrizes. Além disso, a equação (4.12) pode ser utilizada para representar qualquer componente que esteja situado entre os terminais n e m , sendo necessário apenas aplicar as Leis de Kirchhoff ao modelo do componente para determinar suas matrizes generalizadas.

Neste trabalho as análises dos modelos serão realizadas por meio da utilização do fluxo de potência baseado no método de varredura que utiliza a soma de correntes. Assim, durante o processo de varredura reversa utiliza-se a equação (4.12). No entanto, durante o procedimento de varredura direta é necessário calcular as tensões no terminal m em função das tensões no terminal n e das correntes do terminal m , devendo-se utilizar a equação (4.13) (Kersting, 2002). As matrizes $[A]$ e $[B]$ são calculadas pelas equações (4.14) e (4.15), respectivamente.

$$[V_{abc}]_m = [A][V_{abc}]_n - [B][I_{abc}]_m \quad (4.13)$$

$$[A] = [a]^{-1} \quad (4.14)$$

$$[B] = [a]^{-1} \times [b] \quad (4.15)$$

4.2 Modelo π equivalente

O modelo π equivalente é uma representação trifásica no domínio das fases que inclui fatores de correção hiperbólicos nas matrizes Z_{abc} e Y_{abc} para um determinado comprimento de linha. Este modelo é o mais completo dos apresentados na literatura, que utiliza parâmetros concentrados, permitindo representar linhas trifásicas longas, médias e curtas com boa exatidão. Porém, calcular os fatores de correção exige um custo computacional maior quando comparado aos demais modelos.

Assim sendo, a escolha desse modelo deve levar em consideração o grau de exatidão desejado na análise e principalmente o comprimento da linha. Como os sistemas de distribuição apresentam, em geral, pequenos comprimentos, a utilização desse modelo não é necessária, uma vez que o modelo π consegue representar bem esse tipo de linha. Este comparativo será analisado com maiores detalhes no Capítulo 5.

O processo de cálculo utilizado para modificar as matrizes impedância e admitância do modelo π nominal, que permite obter um modelo equivalente apropriado para representar linhas longas, é apresentado em Bowman & McNamee (1964).

Assim como em sistemas de transmissão, é necessário conhecer a constante de propagação da linha. Nesse caso, considerando que a linha é não transposta e apresenta condutores assimetricamente espaçados, é necessário obter os valores das constantes de propagação para as três fases. Sendo assim, o método propõe calcular a matriz P , que resulta do produto entre z_{abc} e y_{abc} , apresentado pela equação (4.16).

$$[P] = [y_{abc}] \times [z_{abc}] \quad (4.16)$$

A partir da matriz P são extraídos os autovalores γ_1 , γ_2 e γ_3 , que representam as constantes de propagação de cada fase, e a matriz M , formada pelos autovetores de P , apresentada na eq. (4.17).

$$[M] = \begin{bmatrix} 1 & m_{12} & m_{1n} \\ m_{21} & 1 & m_{2n} \\ m_{n1} & m_{n2} & 1 \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

Utilizando os autovalores de P são calculadas as matrizes diagonais $\left[\frac{\sinh \gamma l}{\gamma l} \right]$ e $\left[\frac{\tanh \frac{\gamma l}{2}}{\frac{\gamma l}{2}} \right]$ apresentadas nas equações (4.18) e (4.19).

$$\left[\frac{\sinh \gamma l}{\gamma l} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\sinh(\gamma_1 l)}{(\gamma_1 l)} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\sinh(\gamma_2 l)}{(\gamma_2 l)} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\sinh(\gamma_3 l)}{(\gamma_3 l)} \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

$$\left[\frac{\tanh \frac{\gamma l}{2}}{\frac{\gamma l}{2}} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\tanh\left(\frac{\gamma_1 l}{2}\right)}{\left(\frac{\gamma_1 l}{2}\right)} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\tanh\left(\frac{\gamma_2 l}{2}\right)}{\left(\frac{\gamma_2 l}{2}\right)} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\tanh\left(\frac{\gamma_3 l}{2}\right)}{\left(\frac{\gamma_3 l}{2}\right)} \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

Utilizando os autovalores e autovetores de P e as matrizes diagonais, calculam-se as matrizes impedância equivalente, $[Z_{abc}^{eq}]$, e a admitância equivalente, $[Y_{abc}^{eq}]$, conforme indicado nas equações (4.20) e (4.21), respectivamente.

$$[Z_{abc}^{eq}] = [z_{abc}][M] \left[\frac{\sinh \gamma x}{\gamma x} \right] [M]^{-1} \times l (\Omega) \quad (4.20)$$

$$[Y_{abc}^{eq}] = [M] \left[\frac{\tanh \frac{\gamma x}{2}}{\frac{\gamma x}{2}} \right] [M]^{-1} [y_{abc}] \times l (\Omega) \quad (4.21)$$

Das equações (4.20) e (4.21) podem ser obtidas as seguintes matrizes generalizadas:

$$[a] = [u] + \frac{1}{2} [Z_{abc}^{eq}] [Y_{abc}^{eq}] \quad (4.22)$$

$$[b] = [Z_{abc}^{eq}] \quad (4.23)$$

$$[c] = [Y_{abc}^{eq}] \left([u] + \frac{1}{4} [Y_{abc}^{eq}] [Z_{abc}^{eq}] \right) \quad (4.24)$$

$$[d] = [u] + \frac{1}{2} [Z_{abc}^{eq}] [Y_{abc}^{eq}] \quad (4.25)$$

4.3 Modelo de linha curta

O modelo para linhas curtas, apresentado na Figura 4.2, deriva do modelo π nominal. Nesse modelo a representação das impedâncias é feita através da matriz Z_{abc} , que por sua vez apresenta correções devido as correntes de retorno por terra, a não transposição da linha e a configuração espacial dos condutores no cálculo das impedâncias próprias e mútuas. Porém, as admitâncias da linha são desprezadas.

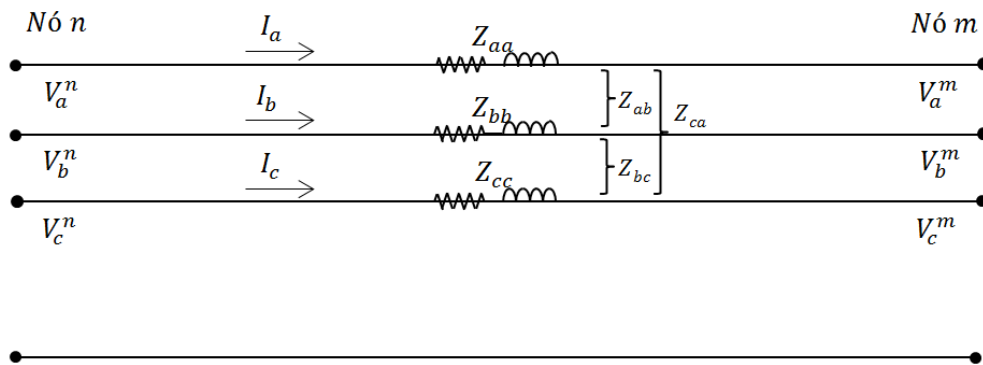


Figura 4.2: Modelo de linha curta.

As matrizes generalizadas desse modelo são dadas por:

$$[a] = [u] \quad (4.26)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (4.27)$$

$$[c] = [0] \quad (4.28)$$

$$[d] = [u] \quad (4.29)$$

Este modelo pode ser utilizado em SDEE, pois em geral as linhas desse sistema são curtas. Logo é um dos modelos mais utilizados nos trabalhos que envolvem fluxo de carga aplicado a sistemas de distribuição, podendo ser encontrado em Ciric *et al.* (2004), Teng (2002), Teng (2003), Cheng & Shirmohammadi (1995) e Mishra (2008).

Apesar da simplicidade apresentada por esse modelo, deve-se verificar se a linha é aerea ou subterrânea, e a configuração espacial dos condutores, pois será visto no Capítulo 5, que devido à grande compactação dos condutores, as redes subterrâneas e redes aéreas isoladas passam a apresentar capacitâncias consideráveis, tornando mais adequada a utilização do modelo π nominal.

4.4 Modelos alternativos

Em Kersting & Phillips (1995) são apresentados modelos aproximados no domínio de fases que são obtidos a partir das componentes de sequência da linha. Esses modelos são apresentados a seguir:

4.4.1 Modelo aproximado

Segundo Kersting & Phillips (1995), muitas vezes os únicos dados disponíveis sobre uma determinada linha são as impedâncias de sequência zero (z_0) e de sequência positiva (z_1). Nessa condição a matriz com as impedâncias da linha em componentes de sequência é dada pela equação (4.30).

$$[Z_{012}] = \begin{bmatrix} z_0 & 0 & 0 \\ 0 & z_1 & 0 \\ 0 & 0 & z_1 \end{bmatrix} \times l (\Omega) \quad (4.30)$$

Aplicando a transformação para componentes de fase em $[Z_{012}]$ obtém-se a matriz simétrica $[Z_{abc}^{approx}]$, apresentada em (4.31).

$$[Z_{abc}^{approx}] = [A_s][Z_{012}][A_s]^{-1} \quad (4.31)$$

Sendo que a matriz $[A_s]$ é dada pela equação (4.32) e $a = 1 \angle 120^\circ$.

$$[A_s] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (4.32)$$

Com a transformação da matriz no domínio de fases em função das componentes de sequência tem a forma apresentada pela equação (4.33).

$$[z_{aprox}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} (2z_1 + z_0) & (z_0 - z_1) & (z_0 - z_1) \\ (z_0 - z_1) & (2z_1 + z_0) & (z_0 - z_1) \\ (z_0 - z_1) & (z_0 - z_1) & (2z_1 + z_0) \end{bmatrix} (\Omega/mi) \quad (4.33)$$

A linha representada pela matriz $[Z_{abc}^{approx}]$ é ilustrada na Figura 4.3. As matrizes generalizadas desse modelo são as mesmas apresentadas para o modelo de linha curta, devendo-se unicamente substituir $[Z_{abc}]$ por $[Z_{abc}^{approx}]$ na equação (4.27).

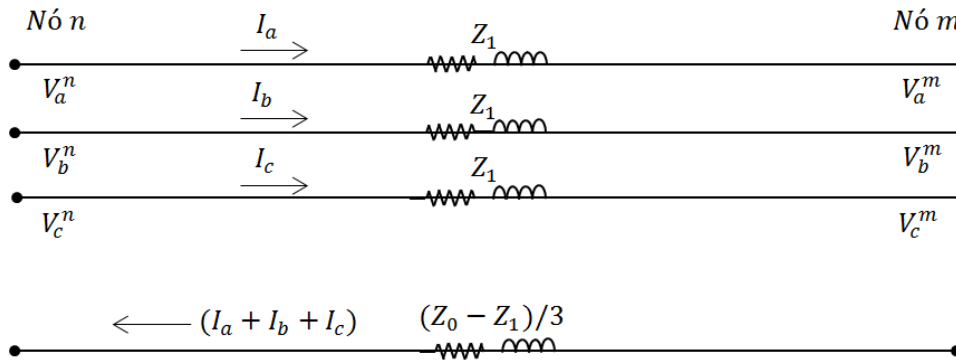


Figura 4.3: Modelo da linha em termos de componentes de sequência.

A matriz $[Z_{abc}^{approx}]$, que resulta da transformação de componentes de sequência para componentes de fase, apresenta um valor para as impedâncias próprias e um valor para as impedâncias mútuas. Para que esse resultado seja obtido quando calculadas as impedâncias da linha através das equações (3.17) e (3.18), é necessário que haja um espaçamento equilátero entre as fases ou que a linha seja transposta. Portanto, utilizar esse modelo para representar um determinado segmento de linha é assumir que o mesmo apresenta um arranjo espacial equilátero ou que a linha é transposta.

Portanto, este modelo pode não ser o ideal para a representação de linhas que apresentam o arranjo convencional, devido a assimetria entre condutores, porém é uma boa alternativa para representar linhas aéreas compactas, dado que a disposição dos condutores nessa rede, apresentada no Capítulo 2, condiz com a suposição feita por esse modelo.

4.4.2 Modelo de sequência positiva

Esse modelo, ilustrado pela Figura 4.4, representa a linha exclusivamente pela impedância de sequência positiva, conforme apresentado na equação (4.34), desprezando os acoplamentos mútuos e as admitâncias *shunt*. Isso torna a implementação do modelo de linha simples e permite que seja utilizado um fluxo de carga monofásico em vez de trifásico, justamente por desconsiderar os acoplamentos. Assim sendo, o fluxo de carga monofásico pode ser resolvido uma vez no caso de redes equilibradas e três vezes, uma vez para cada fase, em caso de cargas desequilibradas.

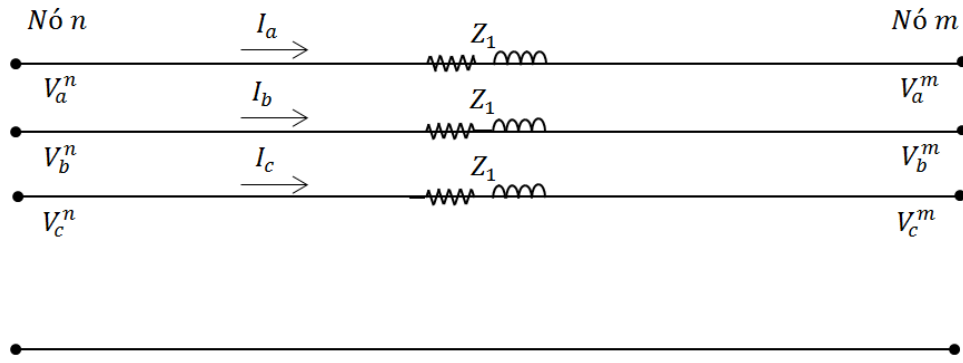


Figura 4.4: Modelo da linha em termos de componentes de sequência positiva.

$$[Z_{abc}^1] = \begin{bmatrix} z_1 & 0 & 0 \\ 0 & z_1 & 0 \\ 0 & 0 & z_1 \end{bmatrix} \times l (\Omega) \quad (4.34)$$

Contudo, é necessário destacar que o pobre nível de detalhamento dessa modelagem afeta o cálculo das quedas de tensão e das perdas em casos de cargas desequilibradas, aumentando o erro à medida que o desequilíbrio aumenta (Kersting & Phillips, 1995). Para redes aéreas perfeitamente equilibradas essa abordagem pode ser uma boa alternativa.

4.5 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os modelos de linhas de distribuição, presentes na literatura, que podem ser utilizados para estudos em regime permanente. Como nesses estudos é de interesse conhecer as tensões e correntes nos terminais da linha, a mesma pode ser representada pelo modelo π . Assim sendo, foram apresentados o modelo π nominal, o modelo π equivalente e o modelo de linha curta (no qual as admitâncias *shunt* são desprezadas). Esses modelos são definidos através das matrizes impedância série e admitância *shunt* mostradas no Capítulo 3. Além disso, foram apresentados outros dois modelos aproximados que são obtidos a partir das componentes de sequência da linha. Esses modelos foram denominados de modelo aproximado, que é definido através das componentes de sequência zero e positiva da linha, e de modelo de sequência positiva, que é obtido através das impedâncias de sequência positiva. A influência desses modelos de linha na solução do fluxo de carga de sistemas de distribuição será avaliada no Capítulo 5.

Capítulo 5

Análise de Resultados

Neste capítulo é avaliada a influência dos parâmetros físicos e geométricos de linhas de distribuição sobre as impedâncias próprias e mútuas que formam a matriz impedância de fase. Assim sendo, é verificado o efeito do tipo de condutor utilizado, a influência da correção devido ao caminho de retorno por terra, proposta por Carson, a resistividade do solo e também a configuração espacial dos condutores.

Também se analisa de que forma o comprimento de um alimentador, aéreo e subterrâneo, afeta as tensões no ponto de conexão de uma carga equilibrada. A carga foi representada de três formas diferentes: potência constante, impedância constante e corrente constante. Essa análise verifica a influência dos modelos de linhas apresentados no Capítulo 4. Tal comparação é realizada utilizando os modelos de linha longa (π equivalente), o modelo de linha média (π nominal) e o modelo de linha curta.

Ao longo do capítulo também se avalia a influência da matriz impedância de fase nos resultados apresentados pelo fluxo de carga para as tensões e perdas ativas de um sistema de distribuição, diante de uma condição de carga equilibrada e de uma carga desequilibrada. Finalmente é realizada uma comparação entre uma rede convencional e uma rede compacta, tanto primária quanto secundária, com o objetivo de verificar o comportamento quanto ao desequilíbrio de tensão e perdas.

Todas as análises realizadas neste capítulo foram feitas utilizando algoritmos desenvolvidos em Matlab®, sendo alguns resultados comparados com os obtidos com o *software* OpenDSS®. O algoritmo de solução de fluxo de carga utilizado considera o método de varredura baseado na soma de correntes (Shirmohammadi *et al.*, 1988; Cheng and Shirmohammadi, 1995), cujas características de leitura de dados e varredura da rede foram baseadas em Mishra (2008), Kersting (2002) e Rao (2012). Esse algoritmo foi validado através dos sistemas teste IEEE de 4 barras (IEEE, 2009) e IEEE de 34 barras (IEEE, 2010).

5.1 Influência dos parâmetros de linha

Nesta seção será mostrada a influência dos parâmetros físicos e geométricos sobre as impedâncias série e admitâncias *shunt*, próprias e mútuas, de uma linha de distribuição, dadas as várias configurações de rede presentes nos SDEE. Para tal, serão adotados condutores e configurações presentes nas redes das empresas de distribuição de energia elétrica, dando ênfase as redes aéreas devido a sua maior presença nos sistemas de distribuição.

5.1.1 Tipo de condutor

O tipo do condutor influencia tanto nas impedâncias próprias da linha, conforme apresentado na equação (3.17), quanto nas admitâncias em derivação, conforme mostram as equações (3.38) e (3.39). Assim sendo, na Tabela 5.1, são apresentados os dados de condutores, extraídos de catálogos da Nexans (Nexans, 2013a; Nexans, 2013b), tipicamente utilizados pelas concessionárias de energia nas redes de distribuição primária e secundária (ABNT, 1982; Cemig, 2014a; CPFL, 2015).

Tabela 5.1: Dados dos condutores tradicionalmente utilizados pelas concessionárias de energia elétrica. Fonte: Nexans (2013a).

Bitola (AWG/MCM)	Composição (CA/CAA)	Resistência* (Ohm/km)	Diâmetro** (mm)	RMG (m)	Ampacidade* (A)
4 AWG	CAA	1,712	6,4	0,00244	140,0
2 AWG	CAA	1,102	8,0	0,00308	190,0
1/0 AWG	CAA	0,709	10,1	0,00388	240,0
2/0 AWG	CAA	0,577	11,4	0,00436	280,0
2/0 AWG	CA	0,521	10,5	0,00381	290,0
4/0 AWG	CAA	0,380	14,3	0,00550	370,0
336,4 MCM	CAA	0,203	18,3	0,00742	530,0
477 MCM	CAA	0,144	21,8	0,00884	660,0

*a 75°C, na frequência de 60 Hz

**Diâmetro sem considerar a isolamento no caso de condutores isolados. Para rede multiplexada deve-se considerar a espessura da isolamento de 1,52 mm nos condutores das fases.

Utilizando os dados dos condutores compostos por alumínio com alma de aço (CAA) apresentados na Tabela 5.1 foram calculadas as matrizes de impedância de fase e admitâncias *shunt* desses sete condutores para uma linha aérea convencional trifásica com três condutores (*a*, *b*, *c*), cuja configuração espacial é apresentada na Figura 5.1 (ABNT, 1982).

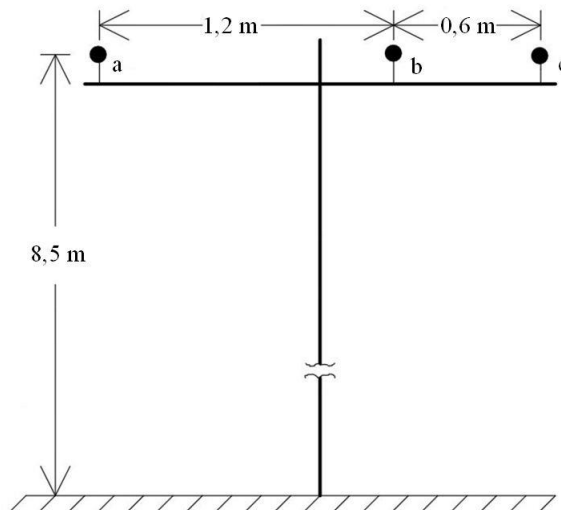


Figura 5.1: Estrutura da Linha Elétrica.

A partir dos elementos das matrizes Z_{abc} e Y_{abc} , foram elaborados os gráficos apresentados nas Figuras 5.2 e 5.3, que relacionam as impedâncias e as admitâncias ao tipo de condutor da linha, respectivamente.

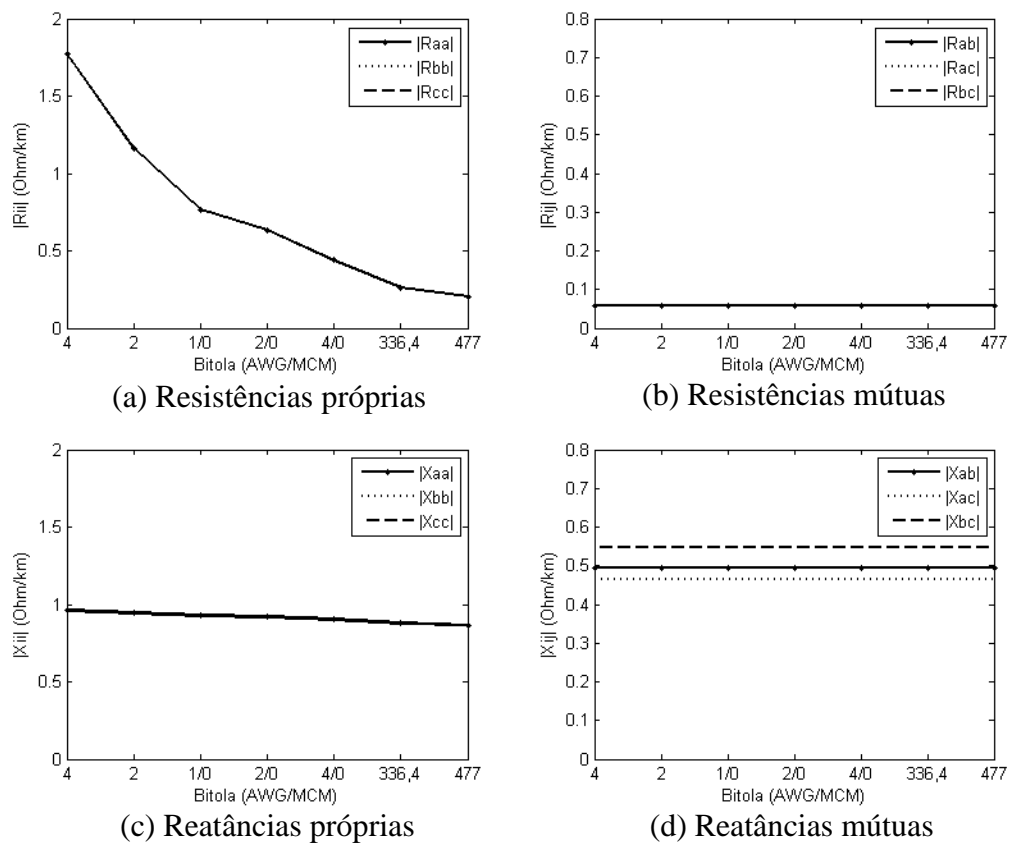


Figura 5.2: Relação entre os módulos dos elementos de Z_{abc} com o tipo de condutor.

Uma vez que a resistência do condutor está relacionada à área de sua seção transversal, quanto maior o seu diâmetro menor será a resistência por unidade de comprimento, conforme mostra a Figura 5.2.a. Já a indutância própria é dependente apenas do RMG do condutor, cuja variação é atenuada porque este parâmetro está dentro do logaritmo (Figura 5.2.c). Além disso, as impedâncias próprias não dependem da configuração geométrica da linha, logo os módulos de R_{ii} (Figura 5.2.a) e X_{ii} (Figura 5.2.c) são idênticos para as três fases. As resistências mútuas (Figura 5.2.b) dependem unicamente da resistência do solo e as reatâncias mútuas (Figura 5.2.d) são dependentes da configuração geométrica da linha, por isso apresentam valores distintos entre si, no entanto, independem do tipo de condutor.

Na Figura 5.3, são apresentados os módulos das admitâncias próprias e mútuas. Com base nessa figura, pode-se concluir que condutores com diâmetro maior apresentam admitâncias maiores, e que ambas as admitâncias, próprias (Figura 5.3.a) e mútuas (Figura 5.3.b) são dependentes da configuração espacial da linha, pois apresentam valores distintos entre si.

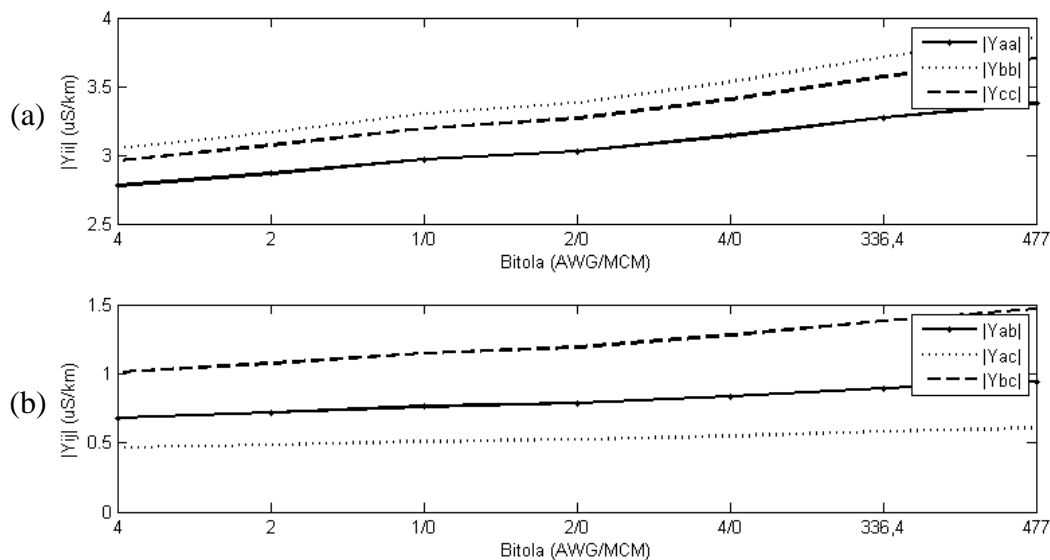


Figura 5.3: Relação entre módulos das admitâncias próprias (a) e mútuas (b) de Y_{abc} com o tipo de condutor da linha.

5.1.2 Caminho de retorno por terra

Como já mencionado, os sistemas de distribuição, em geral, apresentam cargas desbalanceadas e, portanto, deve-se considerar o caminho de retorno por terra. A seguir será comparada a diferença entre a matriz Z_{abc} calculada pelas equações (3.4) e (3.5), que consideram a terra como um condutor ideal, e com a matriz calculada através das equações

(3.17) e (3.18), que consideram a terra com uma resistividade constante, em geral, de $100 \Omega \cdot m$.

Para efetuar tal análise será utilizada a configuração espacial da linha mostrada na Figura 5.1 e os condutores das fases serão os apresentados na Tabela 5.1, tipo CAA. Para o condutor CAA 336,4 MCM 26/7 se mostra a matriz Z_{abc} com e sem a correção do neutro em (5.1) e (5.2), respectivamente. Para os outros condutores os valores são apresentados na Tabela 5.2, na qual podem ser observadas as diferenças percentuais entre os termos das matrizes Z_{abc_g} e Z_{abc} , considerando Z_{abc_g} como base.

$$Z_{abc_g} = \begin{bmatrix} 0,2622 + 0,8784i & 0,0592 + 0,4951i & 0,0592 + 0,4647i \\ 0,0592 + 0,4951i & 0,2622 + 0,8784i & 0,0592 + 0,5472i \\ 0,0592 + 0,4647i & 0,0592 + 0,5472i & 0,2622 + 0,8784i \end{bmatrix} (\Omega/km) \quad (5.1)$$

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} 0,2030 + 0,5834i & 0 + 0,2001i & 0 + 0,1697i \\ 0 + 0,2001i & 0,2030 + 0,5834i & 0 + 0,2522i \\ 0 + 0,1697i & 0 + 0,2522i & 0,2030 + 0,5834i \end{bmatrix} (\Omega/km) \quad (5.2)$$

Tabela 5.2: Comparação entre os módulos das impedâncias com e sem a correção devido as correntes de retorno por terra.

Condutor	$ Z $	Z_{abc_g}	Z_{abc}	Redução (%)
Impedâncias Próprias				
4 AWG	$ Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc} $	2,0157	1,8374	13,3
2 AWG		1,4969	1,2792	14,54
1/0 AWG		1,2041	0,9499	21,1
2/0 AWG		1,1173	0,8495	24,0
4/0 AWG		1,0023	0,7152	28,6
336,4 MCM		0,9167	0,6177	32,6
477 MCM		0,8887	0,5880	33,8
Impedâncias Mútuas				
Todos	$ Z_{ab} $	0,4986	0,2001	59,9
	$ Z_{ac} $	0,4681	0,1697	63,7
	$ Z_{bc} $	0,5504	0,2522	54,2

Desprezar o caminho de retorno por terra resulta em impedâncias menores, tanto próprias quanto mútuas, sendo que as impedâncias mútuas são as mais afetadas, com uma redução média de 59,2% para a configuração espacial convencional que é apresentada na Figura 5.1. Realizando a mesma simulação considerando a configuração da rede compacta, que foi apresentada no Capítulo 2, a redução média das impedâncias mútuas foi de 47%, e as impedâncias próprias por não serem afetadas pela configuração da linha apresentaram os mesmos valores contidos na Tabela 5.2. Com base na análise das equações (3.5) e (3.18), verifica-se que não há influência do tipo de condutor nas impedâncias mútuas, por isso na Tabela 5.2 as impedâncias mútuas são iguais para os sete condutores considerados na análise.

Também é possível notar que a correção devido ao caminho de retorno por terra influencia mais nas impedâncias próprias de condutores com bitola maior, como é o caso do condutor CAA 477 MCM, o qual se deve ao fator de ter resistência própria menor.

5.1.3 Resistividade do solo

Foram apresentadas no item anterior as diferenças nos valores das impedâncias da matriz Z_{abc} utilizando as equações com e sem a correção devido ao caminho de retorno por terra. Foi mostrado que os parâmetros mais afetados são as impedâncias mútuas, na ordem de 50% de diferença, o que reflete na solução do fluxo de carga, principalmente quando as cargas são desequilibradas, conforme será visto posteriormente neste capítulo.

Conforme pode ser visto nas equações (3.17) e (3.18), a frequência (f) e a resistividade média do solo (ρ) influenciam no valor das impedâncias quando considerado o caminho de retorno por terra. A frequência pode ser considerada como um parâmetro constante em regime permanente, e a resistividade depende geralmente do tipo do solo em que a linha se encontra, conforme pode ser observado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Resistividade dos solos. Fonte: Mamede Filho (2010).

Natureza dos Solos	Resistividade ($\Omega \cdot m$)	
	Mínima	Máxima
Húmus	10	150
Argilas Compactas	100	200
Argila Seca	1.500	5.000
Solo pedregoso nu	1.500	3.000
Calcários moles	100	400
Calcários compactos	100	5.000
Xisto	50	300
Granito e arenito	500	10.000

Na Figura 5.4 são apresentados os valores dos módulos das impedâncias Z_{aa} , Z_{ab} , Z_{ac} e Z_{bc} , calculados através das equações (3.17) e (3.18), considerando configuração da linha aérea da Figura 5.1, para os sete condutores tipo CAA da Tabela 5.1 e variando o valor de ρ de $10 \Omega \cdot m$ até $10.000 \Omega \cdot m$. Os valores obtidos para resistividade de $100 \Omega \cdot m$, normalmente utilizada na literatura, encontram-se destacados (Kersting, 2002; Kagan *et al.*, 2005; Pizzali, 2003).

Com base na Figura 5.4, pode-se concluir que devido a variação da resistividade do solo as impedâncias têm seus valores alterados, contudo ρ tem sua influência atenuada pelo logaritmo. Comparando os valores de $|Z_{aa}|$ e $|Z_{ac}|$ para $100 \Omega \cdot m$ e $10.000 \Omega \cdot m$ do condutor CAA 336,4 MCM 26/7, tem-se respectivamente um acréscimo percentual de 18,3% e 36,9%. Portanto, dependendo do grau de exatidão exigido pela análise, é necessário utilizar

um valor de resistividade adequado, que pode ser obtido a partir de tabelas ou por meio de medições. Como foi visto na Tabela 5.3, terrenos mais secos ou rochosos podem apresentar altos valores de resistividade, por isso algumas concessionárias, como por exemplo a CPFL utiliza o valor médio de $600 \Omega \cdot m$ (CPFL, 2015).

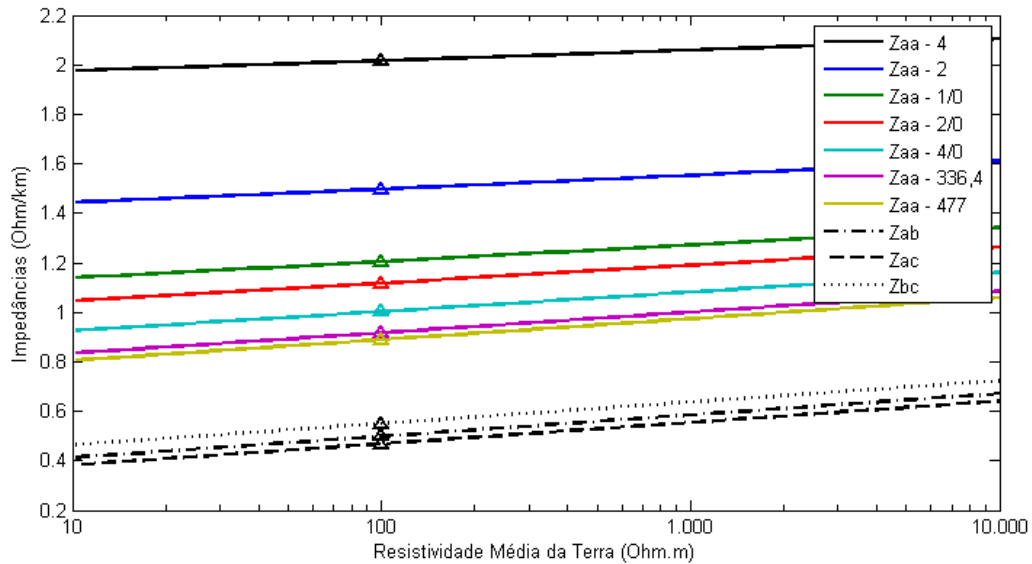


Figura 5.4: Módulo das impedâncias da linha em função da resistividade do solo.

5.1.4 Configuração geométrica da linha

A partir da análise das equações apresentadas no capítulo 3, verifica-se que as impedâncias mútuas e as admitâncias, próprias e mútuas, dependem da configuração geométrica dos condutores da linha. Além disso, quando é utilizada a representação a três fios, para o caso de uma linha contendo as três fases e o neutro, a matriz de impedâncias e admitâncias da linha deve ser reduzida pelo método de Kron para obter as matrizes equivalentes. Como o neutro faz parte do caminho percorrido pelas correntes que fluem através da linha, a sua impedância e admitância influencia no valor das componentes de Z_{abc} e Y_{abc} .

Serão avaliados os efeitos da configuração dos condutores sobre os valores das impedâncias e admitâncias, próprias e mútuas, alterando o espaçamento entre os condutores mostrados na Figura 5.5. Os condutores de fase e de neutro utilizados nesse estudo são do tipo CAA 336,4 MCM e CAA 2/0 AWG 6/1, respectivamente, cujos dados estão na Tabela 5.1 e a resistividade do solo considerada é de $100 \Omega \cdot m$.

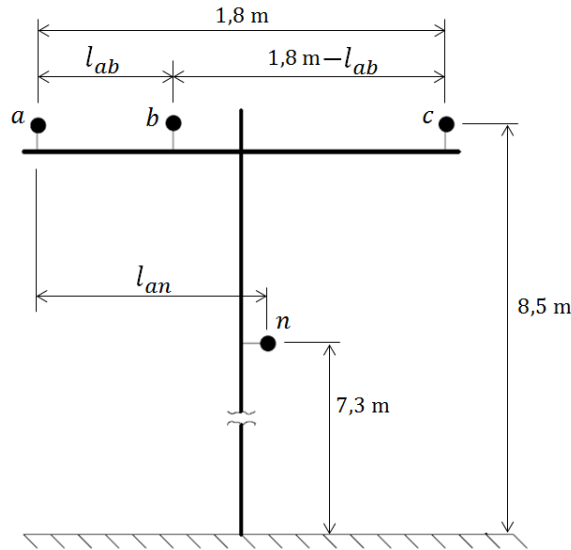


Figura 5.5: Configuração geométrica da linha.

Serão analisados dois casos, conforme consta na Tabela 5.4, sendo alterada a posição da fase b em ambos os casos. No primeiro caso a linha é trifásica a três fios, ou seja, sem neutro, de modo a verificar o efeito do espaçamento dos condutores sobre o módulo das impedâncias e admitâncias, próprias e mútuas, sem a influência do condutor de neutro, uma vez que nessa condição não é realizada a redução de Kron, os valores das impedâncias e admitâncias primitivas e equivalentes são os mesmos, conforme citado no capítulo 3. No caso 2 considera-se a linha a quatro fios. Em ambas as análises os condutores a e c são mantidos fixos.

Tabela 5.4: Variação das distâncias entre condutores (fases a e c fixas).

Caso	Condutor Deslocado	Espaçamento (m)	
		l_{ab}	l_{an}
1	b	0,1-1,7	-
2	b	0,1-1,7	1

Variando a posição do condutor da fase b (l_{ab}) no intervalo de 0,1 m até 1,7 m para o caso 1, foram obtidos os módulos dos elementos da matriz Z_{abc} e Y_{abc} e então gerados os gráficos ilustrados nas Figuras 5.6 e 5.7, respectivamente.

Na Figura 5.6, são apresentados os valores dos módulos das impedâncias próprias $|Z_{aa}|$, $|Z_{bb}|$ e $|Z_{cc}|$ e das impedâncias mútuas $|Z_{ab}|$, $|Z_{ac}|$ e $|Z_{bc}|$. Nota-se que nessa condição as impedâncias próprias (Figura 5.6.a) apresentam o mesmo valor e permanecem constantes, pois independem da posição relativa dos condutores. Contudo, as impedâncias mútuas (Figura 5.6.b) se mostram sensíveis à variação do condutor b . Pode-se verificar que a medida que o condutor da fase b se afasta do condutor da fase a , $|Z_{ab}|$ decai exponencialmente, de 0,6848 Ω/km para 0,4724 Ω/km , e $|Z_{ac}|$ cresce exponencialmente.

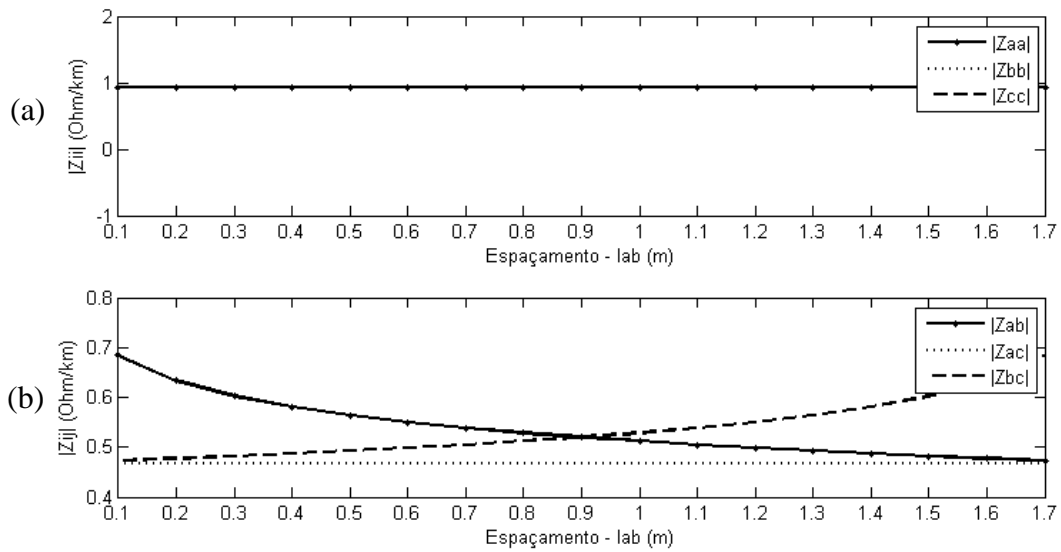


Figura 5.6: Módulos das impedâncias próprias (a) e mútuas (b) de Z_{abc} variando a posição horizontal da fase b .

A Figura 5.7 contém os módulos das admitâncias, em $\mu S/km$. A partir dessa figura é possível verificar que ambas as admitâncias, próprias e mútuas, são afetadas pela variação da posição da fase b . Além disso, quando a fase b se encontra muito próxima de um dos outros condutores, ambas as admitâncias próprias aumentam seu módulo, e a admitância mútua entre esses dois condutores também, como é o caso, por exemplo, de $|Y_{aa}|$, $|Y_{bb}|$ e $|Y_{ab}|$ que apresentam seus máximos na posição l_{ab} igual a 0,1 m.

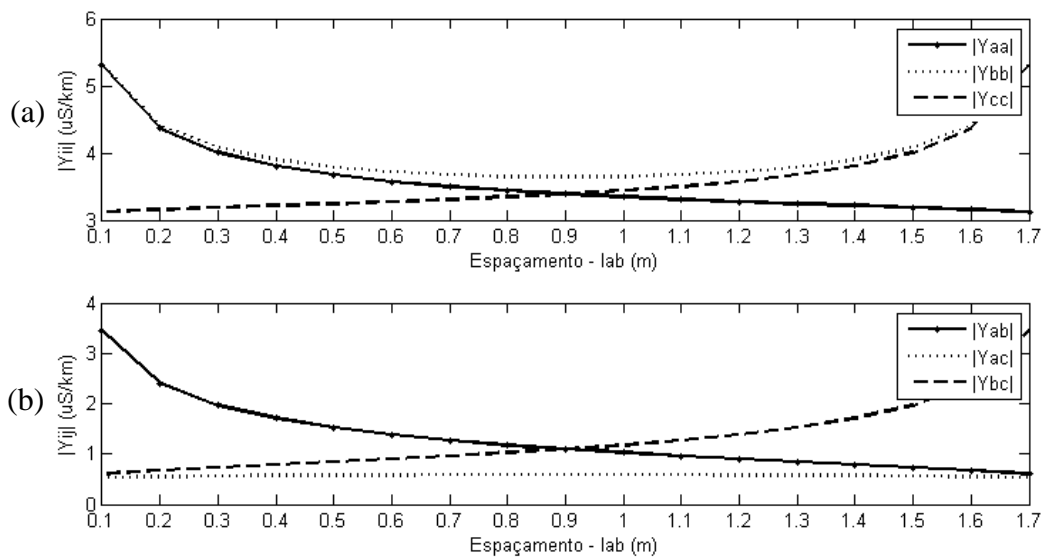


Figura 5.7: Módulos das admitâncias próprias (a) e mútuas (b) de Y_{abc} , variando a posição horizontal da fase b .

No caso 2 os valores dos módulos das impedâncias e admitâncias, próprias e mútuas, além de dependerem da disposição geométrica, também dependem do condutor neutro, devido a redução de Kron realizada para obter as impedâncias equivalentes. Considerando a posição do neutro fixa em l_{an} igual a 1 m e variando o condutor b de 0,1 m até 1,7 m, obtêm-se os gráficos apresentados nas Figuras 5.8 e 5.9.

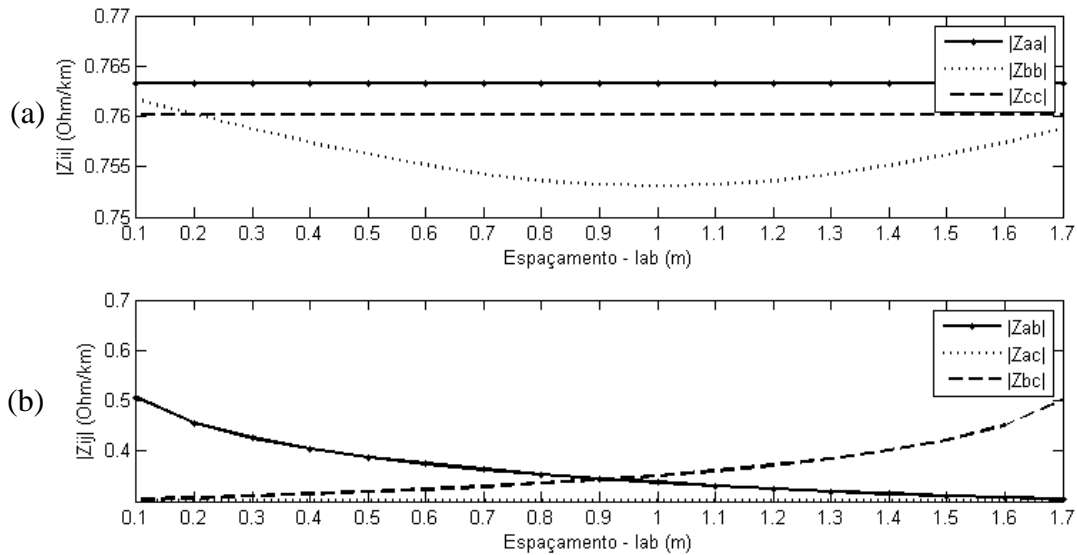


Figura 5.8: Módulos das impedâncias próprias (a) e mútuas (b) de Z_{abc} , variando a posição horizontal da fase b da linha trifásica a quatro fios.

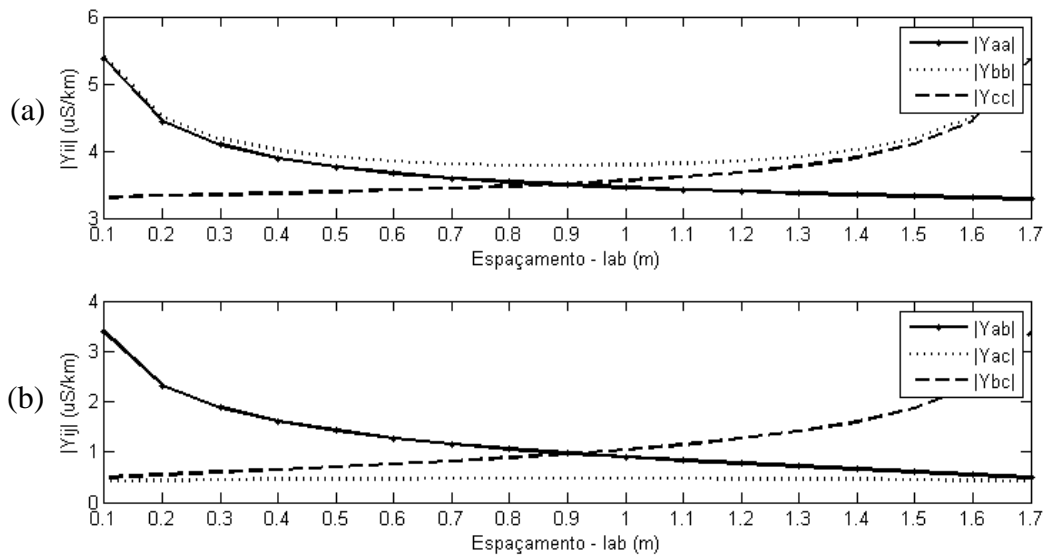


Figura 5.9: Admitâncias próprias (a) e mútuas (b) de Y_{abc} variando a posição horizontal da fase b da linha trifásica a quatro fios.

Nesse caso é verificado que as impedâncias equivalentes $|Z_{aa}|$, $|Z_{bb}|$ e $|Z_{cc}|$ (Figura 5.8.a) apresentam valores distintos entre si. Isso se deve a distância de cada condutor com relação ao condutor neutro. Os módulos de $|Z_{aa}|$ e $|Z_{cc}|$ permanecem fixos porque as fases a e c têm suas distâncias fixas com relação ao neutro e o valor de $|Z_{cc}|$ é menor que $|Z_{aa}|$, pois a distância entre c e n é menor do que a e n . Esse efeito de diminuição das impedâncias próprias é resultado da redução de Kron, portanto, não é algo físico, mas sim uma representação matemática, que expressa o efeito do neutro sobre essas impedâncias equivalentes, uma vez que o condutor neutro forma parte do caminho de retorno das correntes de fase.

De forma resumida esse efeito pode ser explicado da seguinte forma, condutores paralelos com correntes fluindo em direções opostas apresentam impedâncias menores quando próximos porque as correntes fluem mais facilmente devido ao acoplamento magnético, que nessa condição gera quedas de tensão que encorajam a corrente que induz o fluxo de direção oposta, o que representa, do ponto de vista da fonte, uma impedância menor (Short, 2004). Assim, o acoplamento entre as fases e o neutro faz com que a fonte passe a enxergar uma impedância equivalente menor do que as impedâncias de fase primitivas, e essa influência aumenta na medida que as fases e neutro se aproximam (Short, 2004). Por essa razão $|Z_{bb}|$ tem seu módulo reduzido na medida que a fase b se aproxima do neutro, tendo seu valor mínimo obtido quando l_{ab} e l_{an} são iguais a 1 m. Além disso, nota-se que o neutro nessa condição também contribui reduzindo os módulos das impedâncias mútuas, que pode ser comparado através das Figuras 5.6.b e 5.8.b.

Comparando as Figuras 5.7 e 5.9, pode-se notar que as admitâncias apresentam os mesmos comportamentos, sem e com o neutro, e não são verificadas diferenças significativas em seus módulos. Assim, conclui-se que o condutor neutro tem uma influência maior sobre as impedâncias da linha.

5.2 Comparação dos modelos de linhas

Nesta seção se avalia de que forma os modelos de linha afetam os valores obtidos das tensões no fim de um alimentador primário, cuja tensão nominal é de 13,8 kV na subestação. Este alimentador é constituído por uma única linha, aérea ou subterrânea, conforme ilustrado na Figura 5.10, que deve atender uma carga trifásica equilibrada de 400 kVA, com fator de potência indutivo 0,9. O objetivo dessa análise é estimar um valor aproximado de comprimento de linha para o qual se pode utilizar o modelo de linha curta em que a exatidão da solução do fluxo de carga seja mantida, tanto para linhas aéreas quanto subterrâneas.

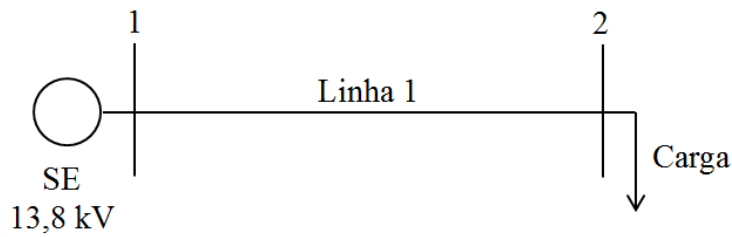


Figura 5.10: Diagrama unifilar do sistema teste de 2 barras.

O comprimento dessa linha será alterado de 10 km até 100 km, com um passo de 10 km, utilizando os modelos de linha longa, média e curta. A carga será representada pelos modelos de potência, corrente e impedância constante.

5.2.1 Linha aérea

A configuração espacial dos condutores da linha aérea é apresentada na Figura 5.11. Essa linha é trifásica a quatro fios e constituída por condutores de fase e neutro do tipo CA 1/0 AWG, cujos dados estão na Tabela 5.5.

Tabela 5.5: Dados do condutor da linha aérea. Fonte: Kersting (1991).

Bitola (AWG/MCM)	Composição (CA/CAA)	Resistência* (Ohm/mi)	Diâmetro (in)	RMG (ft)	Ampacidade* (A)
1/0 AWG	CA	0,970	0,368	0,0111	202,0

*a 50°C, na frequência de 60 Hz

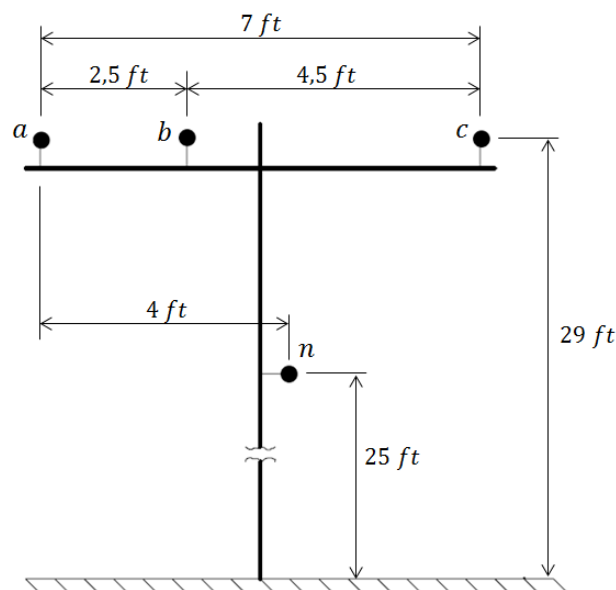


Figura 5.11: Configuração espacial da linha aérea trifásica.

Depois de resolvido o fluxo de carga para esse sistema, considerando dez diferentes comprimentos de linha, na Tabela 5.6 são mostrados os valores encontrados para a tensão da fase *a* na carga, contemplando os modelos de linha longa, média e curta, para a carga representada por potência constante (PQ). Os desvios 1 e 2 mostrados nessa tabela representam as diferenças percentuais entre as tensões obtidas ao utilizar, respectivamente, modelos de linha média e curta, quando comparados os resultados obtidos com o modelo de linha longa. As tensões para a fase *a* para os diferentes comprimentos da linha também são mostrados na Figura 5.12.

Tabela 5.6: Tensões na fase *a* no fim do alimentador representando a carga como PQ.

Comprimento (km)	Tensão na Fase A da Carga (pu)			Desvio 1 (%)	Desvio 2 (%)
	Linha Longa	Linha Média	Linha Curta		
10,0	0,9837	0,9837	0,9836	0,00	0,01
20,0	0,9670	0,9670	0,9667	0,00	0,03
30,0	0,9499	0,9499	0,9491	0,00	0,08
40,0	0,9324	0,9323	0,9309	0,01	0,16
50,0	0,9142	0,9141	0,9118	0,01	0,26
60,0	0,8954	0,8952	0,8919	0,02	0,39
70,0	0,8758	0,8755	0,8710	0,03	0,55
80,0	0,8553	0,8549	0,8489	0,05	0,75
90,0	0,8336	0,8330	0,8255	0,07	0,97
100,0	0,8106	0,8097	0,8003	0,11	1,27

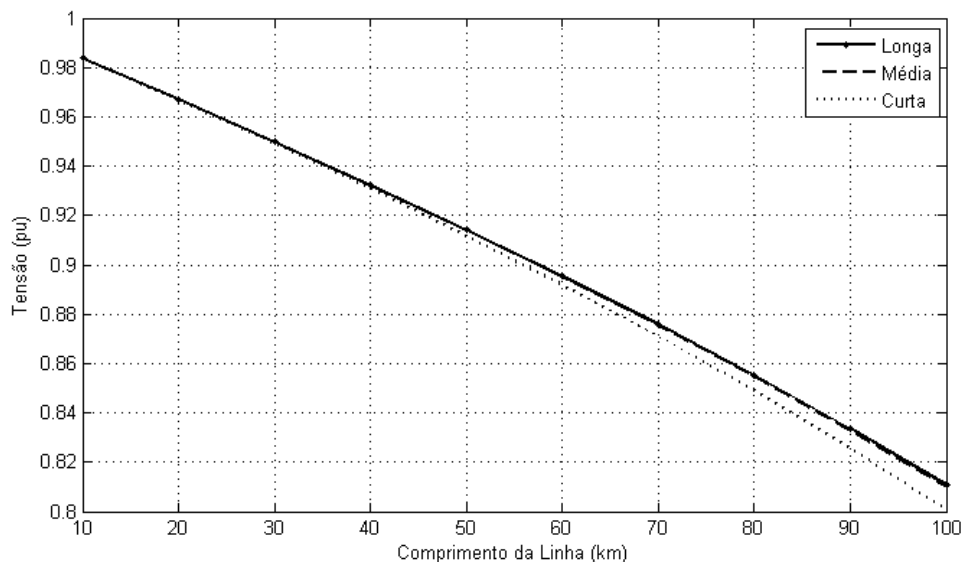


Figura 5.12: Tensão da fase *a* no fim do alimentador aéreo para a carga representada por PQ.

A partir da Tabela 5.6 e da Figura 5.12, nota-se que até 100 km de comprimento os modelos de linha longa, média e curta apresentaram valores muito próximos, com desvios de

0,11% para o modelo de linha média e 1,27% para o modelo de linha curta. Isso mostra que para linhas aéreas de sistemas de distribuição, utilizar os modelos π torna-se desnecessário em vista da insignificante diferença apresentada com relação ao modelo de linha curta.

Na Figura 5.13 são apresentados os valores das tensões na fase a para os comprimentos de linha variando de 10 km até 100 km, considerando os três modelos de linha longa, média e curta, para a carga modelada como potência constante (PQ), impedância constante (Z) e corrente constante (I).

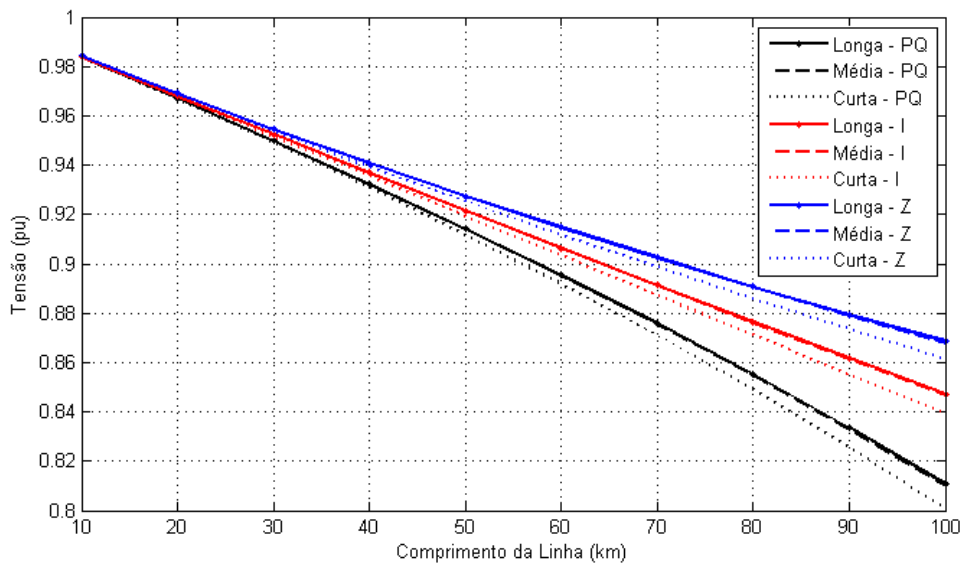


Figura 5.13: Tensão da fase a do alimentador aéreo para as cargas representadas como PQ, I e Z constante.

Para o comprimento de 100 km, considerando o modelo de linha longa, com as cargas modeladas como Z e PQ constante, a diferença na tensão da fase a é de 6,67%, e com as cargas representadas como Z e I constante, a diferença é de 2,45%.

Com base nos resultados da Tabela 5.6 e na Figuras 5.12 e 5.13, conclui-se que o modelo de linha curta apresenta resultados similares aos obtidos com os modelos π independentemente do modelo da carga utilizado. Segundo Kagan *et al.* (2005), é adequada a utilização do modelo de linha curta para representação de redes primárias aéreas, com tensão de 13,8 kV, até comprimentos de cerca de 60 km.

5.2.2 Linha subterrânea

A configuração espacial dos condutores da linha subterrânea é apresentada na Figura 5.14. Essa é uma linha trifásica constituída por três cabos com neutro concêntrico, cujos dados

estão na Tabela 5.7, e os dados dos condutores que constituem os cabos são apresentados na Tabela 5.8.

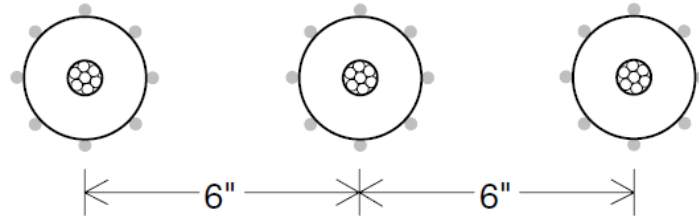


Figura 5.14: Configuração espacial da linha subterrânea. Fonte: Kersting (2002).

Tabela 5.7: Dados dos cabos da linha subterrânea. Fonte: Kersting (1991).

Condutor de Fase	Condutor Neutro	k	d_{od} (in)	R (ft)	ϵ_r
1/0 AWG	#14 AWG	6	1,06	0,0415	2,3

Tabela 5.8: Dados dos condutores da linha subterrânea. Fonte: Kersting (1991).

Bitola (AWG/MCM)	Composição	Resistência* (Ohm/mi)	Diâmetro (in)	RMG (ft)	Ampacidade* (A)
1/0 AWG	CAA	1,120	0,398	0,00446	230,0
#14 AWG	CU	14,872	0,064	0,00210	20,0

*a 50°C, na frequência de 60 Hz

Os valores encontrados para a tensão na fase a da carga, considerando os modelos de linha longa, média e curta, e os valores percentuais dos desvios com relação ao modelo de linha longa, com a carga representada como PQ constante, são mostrados na Tabela 5.9. As tensões para a fase a também são mostradas na Figura 5.15.

Tabela 5.9: Tensões na fase a no fim do alimentador representando a carga como PQ.

Comprimento (km)	Tensão na Fase A da Carga (pu)			Desvio 1 (%)	Desvio 2 (%)
	Linha Longa	Linha Média	Linha Curta		
10,0	0,9828	0,9828	0,982	0	0,08
20,0	0,9666	0,9665	0,9632	0,0103	0,35
30,0	0,9512	0,951	0,9436	0,021	0,80
40,0	0,9367	0,9362	0,9231	0,0534	1,45
50,0	0,9229	0,922	0,9014	0,0975	2,33
60,0	0,9098	0,908	0,8784	0,1978	3,45
70,0	0,8972	0,8942	0,8539	0,3344	4,83
80,0	0,8851	0,8803	0,8273	0,5423	6,53
90,0	0,8733	0,8661	0,7981	0,8245	8,61
100,0	0,8618	0,8512	0,765	1,23	11,20

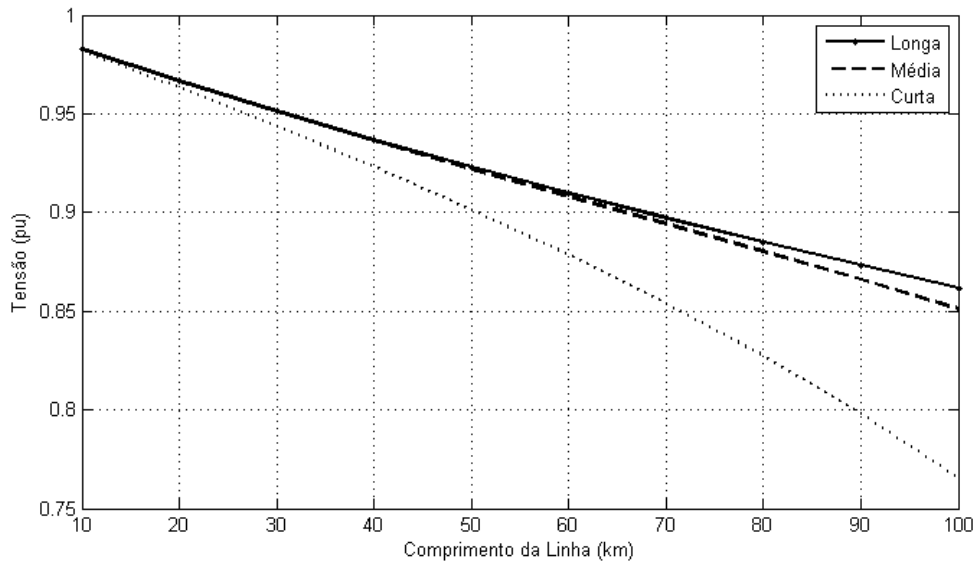


Figura 5.15: Tensão da fase a no fim do alimentador subterrâneo para a carga do tipo PQ.

A partir dos resultados mostrados na Tabela 5.9 e na Figura 5.15 é evidente que as admitâncias de linhas subterrâneas se tornam significativas com o aumento do comprimento da linha, por isso as tensões no terminal da carga são diferentes na comparação do modelo de linha curta com os demais, chegando a diferença de 11,2% para 100 km. Essas admitâncias influenciam nas tensões e no fluxo de reativos na rede.

Na Figura 5.16 são apresentados os valores das tensões na fase a para os comprimentos de linha variando de 10 km até 100 km, considerando os três modelos de linha para os três modelos de carga.

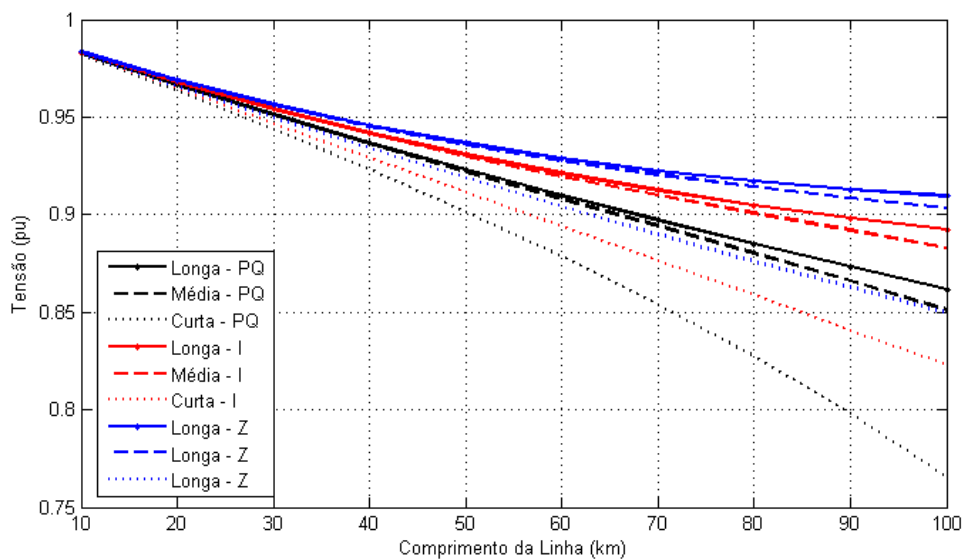


Figura 5.16: Tensão da fase a do alimentador subterrâneo para as cargas representadas como PQ, I e Z constante.

Com base nos dados apresentados, nota-se que para comprimentos maiores que 40 km o fluxo de carga apresenta tensões com diferenças acima de 1% utilizando o modelo de linha curta. Isso pode ser utilizado como um indicador para utilização do modelo de linha curta apenas para linhas subterrâneas com comprimentos menores que 40 km, garantindo que a solução do fluxo de carga apresente resultados similares aos obtidos com os modelos π . A partir desse valor é recomendável a utilização do modelo de linha média. Cabe ressaltar que as admitâncias de linhas subterrâneas dependem da isolação do cabo, como consequência seus valores são proporcionais a constante dielétrica do material isolante. Nessa simulação foi considerada a permissividade relativa do material isolante XLPE, cujo valor é de 2,3.

5.3 Comparação entre os modelos de linhas alternativos

Nesta seção são utilizados dois sistemas teste para comparar os resultados que são obtidos através da solução de fluxo de carga para o modelo de linha curta, aproximado e de sequência positiva apresentados no capítulo 4. O objetivo dessa comparação é analisar a possibilidade de utilização dos modelos simplificados no caso de análises que não exijam um elevado grau de exatidão. O primeiro sistema é de duas barras, o que resulta em menos variáveis e, portanto, facilita a visualização das diferenças de resultados apresentados pelos modelos. Já o segundo é o sistema teste IEEE de 34 barras, cujo objetivo é avaliar o perfil de tensão ao longo do tronco do alimentador. Ambos os sistemas apresentam somente linhas aéreas e todos os segmentos de linha apresentam comprimentos menores que 15 km, logo podem ser bem representados através do modelo de linha curta, conforme foi visto na seção anterior. Assim sendo, o modelo de linha curta será o parâmetro de comparação para os demais modelos utilizados nas simulações.

5.3.1 Sistema teste de 2 barras

Nessa análise é considerado um alimentador simples contendo apenas duas barras, sendo uma a barra da subestação e a outra a barra de carga, conforme mostra a Figura 5.10. A tensão na subestação é de 1,05 pu da tensão nominal, que é de 13,8 kV. A linha responsável por atender a carga tem um comprimento de 10 km, é trifásica a três fios e tem configuração espacial igual à apresentada na Figura 5.1. Os condutores da linha são do tipo CAA 336,4 MCM, cujos dados estão na Tabela 5.1.

As matrizes impedância de fase dessa linha, em Ω/km , calculadas conforme apresentado no capítulo 4, para o modelo de linha curta, aproximado e de sequência positiva, são apresentadas na Tabela 5.10.

Tabela 5.10: Matrizes Z_{abc} , em Ω/km , para os modelos de linha curta, aproximado e de sequência positiva.

Modelo de Linha Curta (Z_{abc})		
0,2622+0,8784i	0,0592+0,4949i	0,0592+0,4643i
0,0592+0,4949i	0,2622+0,8784i	0,0592+0,5472i
0,0592+0,4643i	0,0592+0,5472i	0,2622+0,8784i
Modelo de Linha Aproximado (Z_{abc}^{approx})		
0,2622+0,8784i	0,0592+0,5021i	0,0592+0,5021i
0,0592+0,5021i	0,2622+0,8784i	0,0592+0,5021i
0,0592+0,5021i	0,0592+0,5021i	0,2622+0,8784i
Modelo de Linha de Sequência Positiva (Z_{abc}^1)		
0,2030+0,3763i	0,0+0,0i	0,0+0,0i
0,0+0,0i	0,2030+0,3763i	0,0+0,0i
0,0+0,0i	0,0+0,0i	0,2030+0,3763i

Nesse sistema são testadas duas condições de carga, uma balanceada e outra com 10% de desequilíbrio, ambas com fator de potência indutivo, conforme apresentado na Tabela 5.11. Tais cargas estão conectadas em estrela e são do tipo potência constante, onde S_i é a potência aparente e FP_i é o fator de potência na fase i , respectivamente.

Tabela 5.11: Dados de carga do sistema de 2 barras.

Carga	$S_a(kVA)$	FP_a	$S_b(kVA)$	FP_b	$S_c(kVA)$	FP_c
Balanceada	1500	0.92	1500	0.92	1500	0.92
Desbalanceada	1650	0.92	1500	0.92	1350	0.92

O fluxo de carga foi resolvido para a condição de carga balanceada e os valores obtidos para as tensões nas fases a , b e c na barra de carga, as perdas ativas da linha e o fator de desequilíbrio de tensão percentual ($FD\%$), calculado com base no Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST se mostram na Tabela 5.12. O desequilíbrio de tensão é calculado através da razão entre a magnitude da tensão de sequência negativa pela magnitude da tensão de sequência positiva, conforme a expressão apresentada em (5.3) (ANEEL, 2015).

$$FD\% = \frac{V_2}{V_1} * 100\% \quad (5.3)$$

Verifica-se a partir dos dados mostrados na Tabela 5.12, que os modelos, aproximado e de sequência positiva, apresentam exatamente os mesmos valores, pelo fato da carga balanceada. Além disso, esses dois modelos apresentam valores próximos dos obtidos pelo modelo de linha curta para a perda ativa total da linha. Apesar disso, esses dois modelos não conseguem representar o desequilíbrio de tensão apresentado pelo modelo de linha curta e quando se trata das perdas individuais das fases, esses valores diferem consideravelmente.

Tabela 5.12: Dados da simulação do sistema de 2 barras com carga balanceada.

<i>Modelo</i>	$ V_a (pu)$	$ V_b (pu)$	$ V_c (pu)$	<i>FD</i> (%)	<i>Perda_a</i> (kW)	<i>Perda_b</i> (kW)	<i>Perda_c</i> (kW)	<i>Perda Total</i> (kW)
Z_{abc}^{curta}	0,9522	0,9611	0,9858	1,29	95,32	88,12	47,89	231,33
Z_{abc}^{seq}	0,9662	0,9662	0,9662	0,00	77,07	77,07	77,07	231,21
Z_{abc}^+	0,9662	0,9662	0,9662	0,00	77,07	77,07	77,07	231,21

Na Tabela 5.13 são apresentados os valores das tensões na barra da carga, fator de desequilíbrio e perdas ativas da linha para a carga com 10% de desequilíbrio, sendo a fase *a* a mais carregada. Com base nessa tabela é verificado que os modelos aproximado e de sequência positiva passam a apresentar valores distintos entre si, e isso se deve ao desequilíbrio de correntes que como consequência resulta em correntes de sequência negativa fluindo pelo circuito.

Na condição de carga desequilibrada as perdas ativas totais ainda apresentam valores similares para os três modelos. Contudo, enquanto o modelo aproximado e de sequência positiva ainda apresentam o módulo da tensão na fase *a* acima de 0,93 pu, o que é considerado pelo PRODIST como tensão de atendimento adequada, o modelo de linha curta indica que de fato na fase *a* se tem uma tensão de aproximadamente 0,92 pu, que está dentro do intervalo definido pelo PRODIST como tensão de atendimento precária. Outro fato a ser destacado é que nessa condição o modelo de linha curta indica um fator de desequilíbrio acima de 2%, valor acima do indicado no PRODIST, no qual o valor de referência do *FD*% nos barramentos de sistemas de distribuição primária deve ser igual ou inferior a 2%. Enquanto que na simulação com os modelos alternativos, o fator de desequilíbrio, se mostrou dentro do limite.

Dadas as condições dos sistemas de distribuição o ideal é a utilização do modelo de linha curta, mas, apesar disso as concessionárias costumam realizar análises mais simplificadas. Nesse sentido, com base na análise considerando a carga balanceada, o modelo de sequência positiva, por ser relativamente mais simples e ainda apresentar os mesmos resultados que o modelo aproximado, se mostra uma melhor opção para estimar a solução do fluxo de carga de um alimentador com carga equilibrada. Contudo, é importante ressaltar que o fator de desequilíbrio e as perdas individuais não apresentarão os resultados obtidos com o modelo de linha curta, logo a escolha por esse modelo depende da relevância que o grau de exatidão que a análise exige.

Tabela 5.13: Dados da simulação do sistema de 2 barras com carga desbalanceada.

<i>Modelo</i>	$ V_a (\text{pu})$	$ V_b (\text{pu})$	$ V_c (\text{pu})$	<i>FD</i> (%)	<i>Perda_a</i> (kW)	<i>Perda_b</i> (kW)	<i>Perda_c</i> (kW)	<i>Perda Total</i> (kW)
Z_{abc}^{curta}	0,9179	0,9844	0,9975	2,13	146,60	44,73	46,16	237,49
Z_{abc}^{seq}	0,9309	0,9893	0,9783	0,89	127,90	35,16	72,78	235,85
Z_{abc}^+	0,9567	0,9662	0,9755	0,68	95,12	77,07	61,24	233,43

Com relação à carga desequilibrada o modelo aproximado se mostrou melhor que o modelo de sequência positiva, pois nessa condição de carga apresentou valores em média mais próximos dos apresentados pelo modelo de linha curta, tanto para as perdas individuais quanto para as tensões. Assim para cargas desbalanceadas esse modelo pode ser considerado uma opção.

5.3.2 Sistema teste IEEE 34 barras

Esta seção tem como objetivo comparar os perfis de tensão ao longo de um alimentador multifásico utilizando os modelos de linha curta, aproximado e de sequência positiva, na solução do fluxo de carga. Para realizar essa comparação foi escolhido o sistema teste IEEE de 34 barras (IEEE, 2010), mostrado na Figura 5.17. Este sistema é um alimentador localizado no Arizona nos Estados Unidos da América, com tensão nominal de 24,9 kV e que tem como característica ser radial, muito longo e pouco carregado, com segmentos trifásicos não transpostos e segmentos monofásicos (Kersting, 1991). Os segmentos trifásicos são destacados na Figura 5.17 por linhas mais grossas.

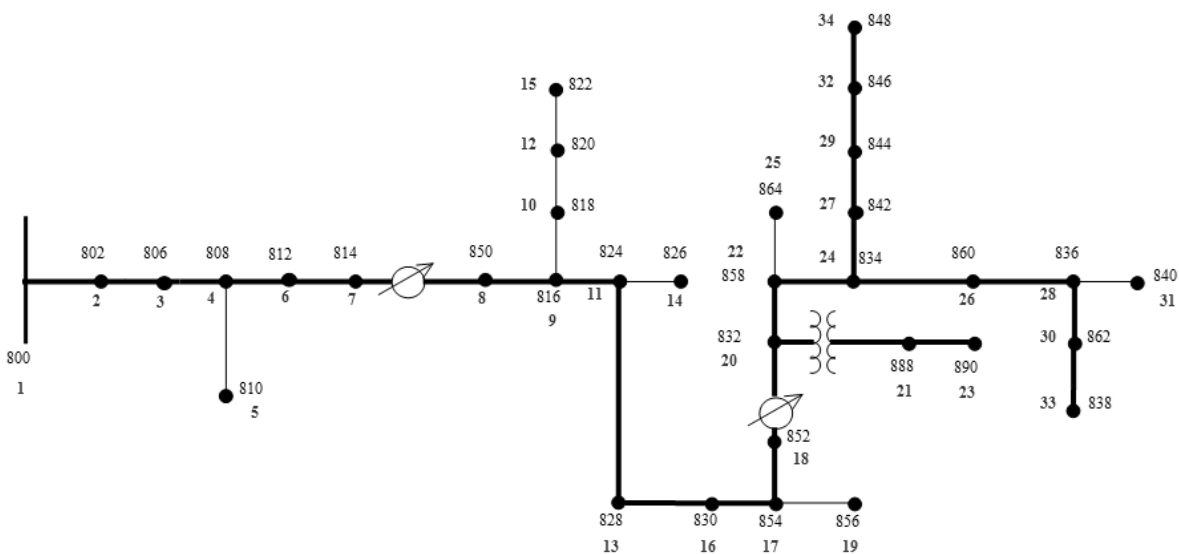


Figura 5.17: Diagrama unifilar do sistema teste IEEE 34 barras.

Esse sistema conta com dois reguladores de tensão em série ao longo do tronco do alimentador para manter um bom perfil de tensão, localizados entre as barras 814-850 e 852-832, respectivamente. Conta também com um transformador que reduz a tensão para 4.16 kV entre as barras 832-858. Além disso, apresenta bancos de capacitores trifásicos nas barras 844 e 848. Quanto ao carregamento desse alimentador, existe um leve desequilíbrio entre as fases e algumas das cargas são concentradas e outras distribuídas, porém nos testes realizados as mesmas foram consideradas concentradas conforme apresentado na Tabela 5.14.

Tabela 5.14: Dados de carga do sistema teste IEEE 34 barras.

Barra	Fase <i>a</i>		Fase <i>b</i>		Fase <i>c</i>	
	<i>P(kW)</i>	<i>Q(kVAr)</i>	<i>P(kW)</i>	<i>Q(kVAr)</i>	<i>P(kW)</i>	<i>Q(kVAr)</i>
2	0,0	0,0	15,0	7,5	12,5	7,0
3	0,0	0,0	15,0	7,5	12,5	7,0
4	0,0	0,0	8,0	4,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	8,0	4,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	2,5	1,0	0,0	0,0
10	17,0	8,5	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	22,5	11,0	2,0	1,0
12	84,5	43,5	0,0	0,0	0,0	0,0
13	3,5	1,5	0,0	0,0	2,0	1,0
14	0,0	0,0	20,0	10,0	0,0	0,0
15	67,5	35,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	13,5	6,5	10,0	5,0	25	10,0
17	0,0	0,0	2,0	1,0	0,0	0,0
19	0,0	0,0	2,0	1,0	0,0	0,0
20	3,5	1,5	1,0	0,5	3,0	1,5
22	6,5,0	3,0	8,5	4,5	9,5	5,0
23	150,0	75,0	150	75,0	150	75,0
24	10,0	5,0	17,5	9,0	61,5	31,0
25	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
26	43,0	27,5	35,0	24,0	96,0	54,5
27	4,5	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
28	24,0	12,0	16,0	8,5	21,0	11,0
29	139,5	107,5	147,5	111,0	145,0	110,5
30	0,0	0,0	14,0	7,0	0,0	0,0
31	18,0	11,5	20,0	12,5	9,0	7,0
32	0,0	0,0	24,0	11,5	10,0	5,5
33	0,0	0,0	14,0	7,0	0,0	0,0
34	20,0	16,0	31,5	21,5	20,0	16,0
Total	606,0	357,0	584,0	344,0	579,0	343,0

Como o objetivo dessa análise é comparar os perfis de tensão ao longo do tronco do alimentador para os três modelos acima citados, foram feitas as seguintes considerações nesse sistema teste:

- Os reguladores de tensão tiveram seus taps travados no valor central;

- Os bancos de capacitores foram desconsiderados;
- Renumeração das barras utilizando o método de camadas;
- Todas as cargas foram modeladas como PQ, concentradas e conectadas em Y.

A numeração utilizada está destacada na Figura 5.17, próximos da numeração original de cada barra. Essa renumeração foi feita por uma necessidade do algoritmo, uma vez que a utilização desse procedimento permite uma leitura eficiente e rápida da rede.

Aplicando tais considerações, foram obtidos os perfis de tensão para o tronco do alimentador, utilizando tensão de 1,05 pu na barra 1 (SE). O tronco do alimentador é constituído pelas barras: 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 11, 13, 16, 17, 20, 22, 24, 27, 29, 32 e 34. Nas Figuras 5.18, 5.19 e 5.20 são apresentados os perfis de tensão por fase (*a*, *b* e *c*), considerando os modelos de linha curta, aproximado e de sequência, respectivamente.

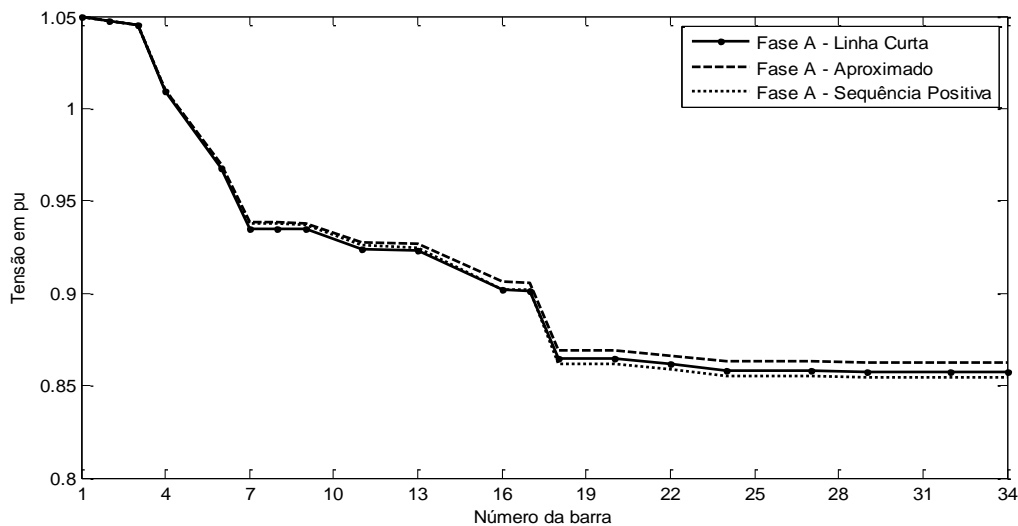


Figura 5.18: Tensões da fase *a* no tronco do alimentador do sistema IEEE de 34 barras.

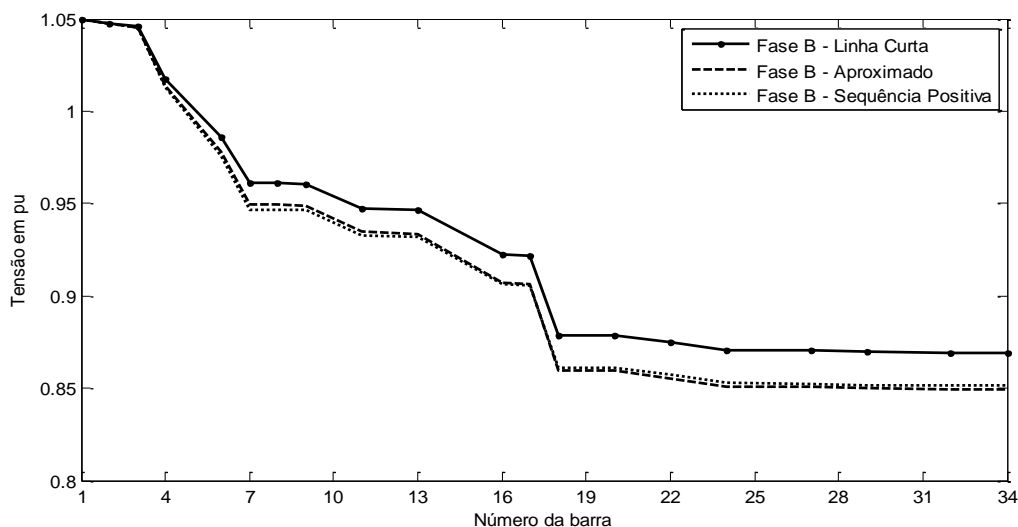


Figura 5.19: Tensões da fase *b* no tronco do alimentador do sistema IEEE de 34 barras.

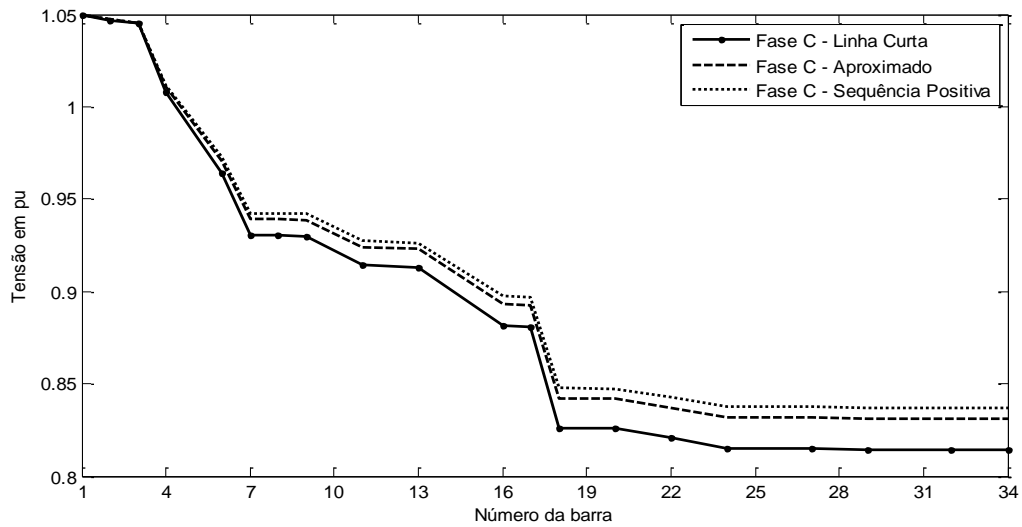


Figura 5.20: Tensões da fase *c* no tronco do alimentador do sistema IEEE de 34 barras.

Com relação as tensões da fase *a*, nota-se a partir das Figuras 5.18, 5.19 e 5.20 que os modelos aproximado e de sequência positiva apresentam valores bem próximos aos apresentados pelo modelo de linha curta. No entanto, nas fases *b* e *c* existe diferença entre os resultados apresentados pelos modelos. Por exemplo, na barra 34, a diferença média foi de aproximadamente 0,02 pu tanto entre o modelo aproximado como o modelo de sequência positiva com relação ao modelo de linha curta.

Nas Figuras 5.21 e 5.22 são apresentadas a comparações entre os perfis de tensão no tronco do alimentador considerando o modelo de linha curta e aproximado, e considerando o modelo de linha curta e de sequência positiva, respectivamente.

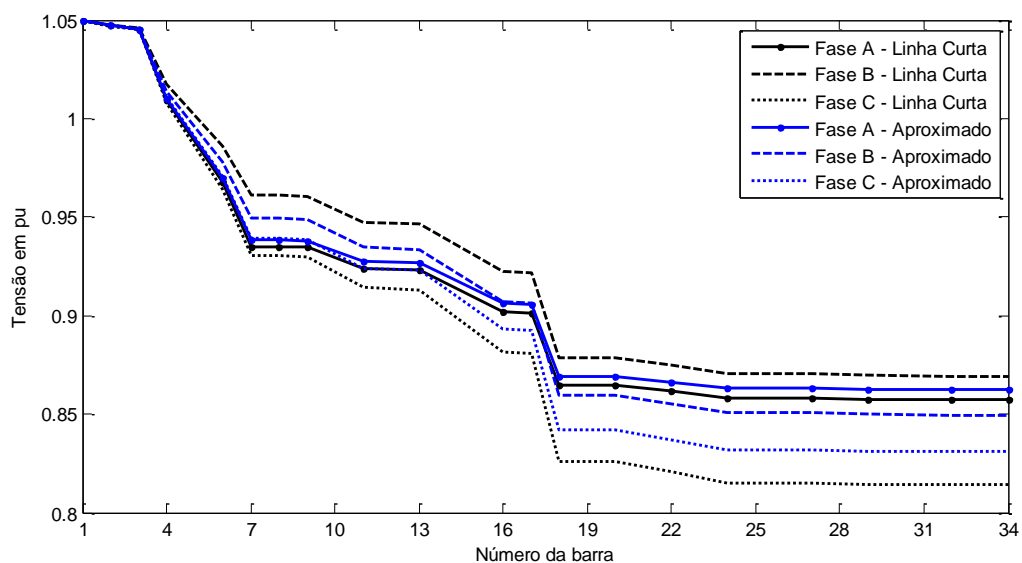


Figura 5.21: Comparação do perfil de tensão no tronco do alimentador do sistema IEEE de 34 barras considerando o modelo de linha curta e o modelo aproximado.

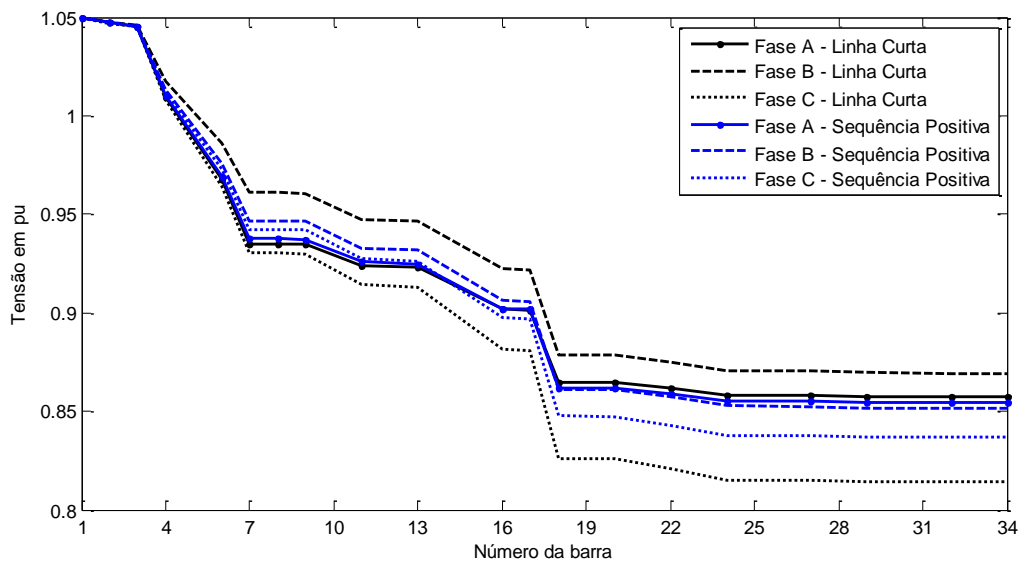


Figura 5.22: Comparação do perfil de tensão no tronco do alimentador do sistema IEEE de 34 barras considerando o modelo de linha curta e o modelo de sequência positiva.

Nos gráficos das Figuras 5.21 e 5.22, verifica-se que a fase *a* está com a tensão maior em relação as demais fases a partir da barra 18 considerando os modelos aproximado e de sequência positiva. Esse resultado difere do perfil apresentado pelo modelo de linha curta, no qual a fase *b* é a fase com maior nível de tensão. Além disso, o modelo de linha curta mostra um desequilíbrio de tensão mais acentuado que os demais modelos. Comparando os $FD\%$ das barras do tronco do alimentador para os modelos aproximado e de sequência positiva com relação ao modelo de linha curta, a diferença média é de 72,3% e 74,7%, respectivamente. As diferenças apresentadas com relação as perdas totais do alimentador são menores, sendo de 1,7% e 1,3%.

A partir desses gráficos e dos resultados apresentados na seção anterior nota-se a importância de modelar a linha de forma detalhada, caso contrário, informações relevantes do sistema ficam omitidas.

5.4 Comparação entre as redes convencionais e compactas

Nesta seção é utilizado o sistema de 4 barras, ilustrado na Figura 5.23, para comparar as diferenças entre as tensões, potências e perdas, ativas e reativas, de linhas de sistemas primários e secundários que utilizam as configurações convencionais e compactas. Esse sistema foi escolhido por sua simplicidade e por permitir analisar tanto a rede primária quanto secundária.

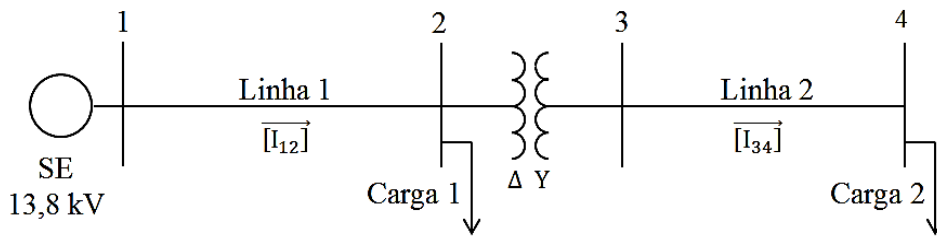


Figura 5.23: Diagrama unifilar do sistema de 4 barras.

O sistema é formado por uma linha trifásica a três fios (Linha 1) de seis quilômetros de comprimento, com condutores de fase CAA 336,4 MCM 26/7 suprimindo um transformador trifásico em 13.8 kV / 220 V. O transformador está conectado em delta no lado de alta tensão e em estrela-aterrado no lado de baixa tensão. O circuito secundário é constituído por uma linha trifásica a quatro fios (Linha 2) de 40 metros, formada por condutores de fase e de neutro do tipo CA 2/0 AWG 7/0 e CAA 2/0 AWG 6/1, respectivamente, que supre uma carga trifásica, tipo PQ, conectada em Y(estrela).

As informações do transformador utilizado nas simulações são apresentadas na Tabela 5.15, que foram extraídas da folha de dados do transformador de distribuição de 75 KVA produzido pela WEG (WEG, 2016).

Tabela 5.15: Dados do transformador do sistema de 4 barras.

$S(kVA)$	Conexão	$V_{AT}(kV)$	$V_{BT}(V)$	$R_{pu}(\%)$	$X_{pu}(\%)$
75	$\Delta - Y$	13.8	220/127	1.86	2.96

Os dados dos condutores utilizados nas simulações foram obtidos do catálogo de condutores da Nexans que estão apresentados na Tabela 5.1. Os espaçamentos entre condutores da rede primária, convencional e compacta são apresentados na Figura 5.24.

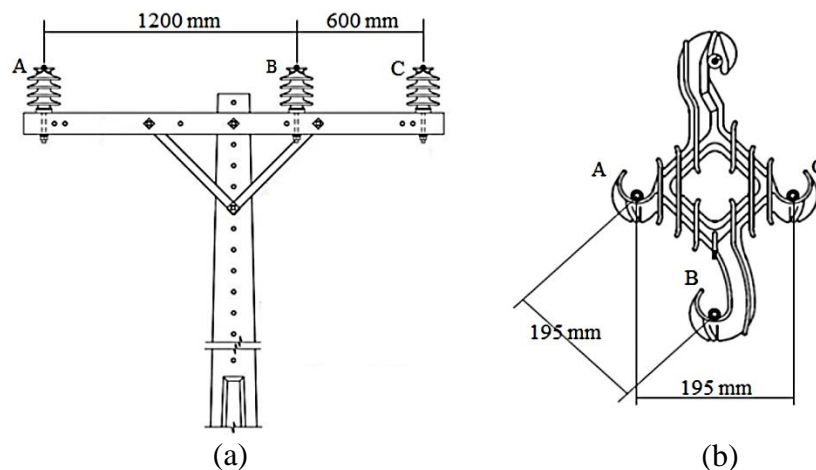


Figura 5.24: Configuração espacial da rede primária convencional (a) e compacta (b).

Os espaçamentos entre condutores da rede secundária, convencional e isolada são apresentados na Figura 5.25.

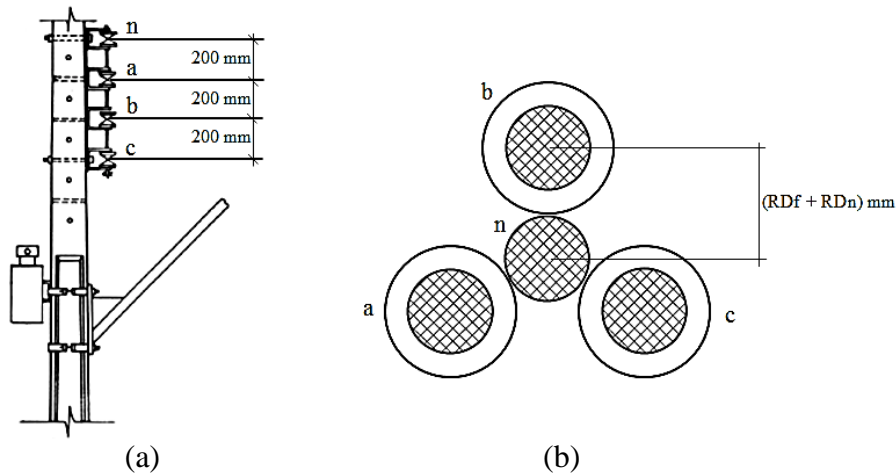


Figura 5.25: Configuração espacial da rede secundária convencional (a) e isolada (b).

Nessa análise é importante que as linhas sejam modeladas de forma exata, por isso os segmentos de linha serão representadas pelo modelo π nominal. Na Tabela 5.16 são apresentadas as matrizes com as impedâncias de fase (Z_{abc}) e as susceptâncias em derivação (B_{abc}), em Ω/km , para cada uma das quatro configurações ilustradas nas Figuras 5.24 e 5.25.

Tabela 5.16: Matrizes Z_{abc} e B_{abc} , em Ω/km , das configurações espaciais das redes convencional e compacta, de média e baixa tensão.

Rede Primária Convencional					
Z_{abc} (Ω/km)			B_{abc} ($\mu\text{S}/\text{km}$)		
0,2622+0,8784i	0,0592+0,4949i	0,0592+0,4643i	3,2740	-0,8960	-0,5810
0,0592+0,4949i	0,2622+0,8784i	0,0592+0,5472i	-0,8960	3,7147	-1,3827
0,0592+0,4643i	0,0592+0,5472i	0,2622+0,8784i	-0,5810	-1,3827	3,5726
Rede Primária Compacta					
Z_{abc} (Ω/km)			B_{abc} ($\mu\text{S}/\text{km}$)		
0,2622+0,8784i	0,0592+0,6319i	0,0592+0,6319i	4,9896	-1,8576	-1,8616
0,0592+0,6319i	0,2622+0,8784i	0,0592+0,6319i	-1,8576	4,9981	-1,8576
0,0592+0,6319i	0,0592+0,6319i	0,2622+0,8784i	-1,8616	-1,8576	4,9896
Rede Secundária Convencional					
Z_{abc} (Ω/km)			B_{abc} ($\mu\text{S}/\text{km}$)		
0,7258+0,6012i	0,1903+0,3283i	0,1818+0,2912i	4,5423	-1,3785	-0,6834
0,1903+0,3283i	0,6982+0,6508i	0,1695+0,3661i	-1,3785	4,5465	-1,5468
0,1818+0,2912i	0,1695+0,3661i	0,6834+0,6779i	-0,6801	-1,5468	4,0268
Rede Secundária Isolada					
Z_{abc} (Ω/km)			B_{abc} ($\mu\text{S}/\text{km}$)		
0,8589+0,3714i	0,3379+0,2336i	0,3379+0,2336i	12,2010	-1,7074	-1,7064
0,3379+0,2336i	0,8589+0,3714i	0,3379+0,2336i	-1,7074	12,4566	-1,7074
0,3379+0,2336i	0,3379+0,2336i	0,8589+0,3714i	-1,7064	-1,7074	12,2010

Para comparar os resultados do fluxo de carga utilizando as duas configurações de rede, foram simulados dois casos, sendo que o primeiro considera uma carga perfeitamente equilibrada e o segundo apresenta uma carga com 25% de desequilíbrio. Essas simulações foram realizadas no Matlab®, no qual foi utilizado o método da soma de correntes para resolver o fluxo de carga.

5.4.1 Sistema de 4 barras com carga balanceada

Nesse caso são comparadas as diferenças resultantes nas tensões nodais, potências e perdas, ativas e reativas, devidas unicamente ao tipo de configuração espacial utilizado pela rede, diante de uma carga equilibrada. Os dados de carregamento do sistema utilizados nesse caso são apresentados na Tabela 5.17. Nessa tabela dadas as potência aparente e o fator de potência para as três fases.

Tabela 5.17: Dados de carga do sistema de 4 barras para a simulação com carga balanceada.

Barra	$S_a(kVA)$	FP_a	$S_b(kVA)$	FP_b	$S_c(kVA)$	FP_c
2	1500	0.92	1500	0.92	1500	0.92
4	24	0.92	24	0.92	24	0.92

Na Tabela 5.18 são apresentados os valores de tensão e o fator de desequilíbrio ($FD\%$), em cada uma das barras do sistema de 4 barras com carregamento equilibrado, para a rede convencional e compacta.

Tabela 5.18: Comparação das tensões nas barras e fator de desequilíbrio do sistema de 4 barras com carregamento equilibrado.

Barra	Rede Convencional			
	1	2	3	4
Fase A	$1.05\angle 0^\circ$	$0.9946\angle -2.21^\circ$	$0.9735\angle -33.66^\circ$	$0.9325\angle -33.77^\circ$
Fase B	$1.05\angle -120^\circ$	$0.9973\angle -121.89^\circ$	$0.9641\angle -153.19^\circ$	$0.9231\angle -153.53^\circ$
Fase C	$1.05\angle 120^\circ$	$1.0118\angle 117.81^\circ$	$0.9764\angle 87.05^\circ$	$0.9429\angle 86.54^\circ$
$FD(\%)$	0.00	0.71	0.75	0.78
Barra	Rede Compacta			
	1	2	3	4
Fase A	$1.05\angle 0^\circ$	$1.0093\angle -1.15^\circ$	$0.9801\angle -32.31^\circ$	$0.9465\angle -32.02^\circ$
Fase B	$1.05\angle -120^\circ$	$1.0093\angle -121.15^\circ$	$0.9801\angle -152.31^\circ$	$0.9465\angle -152.02^\circ$
Fase C	$1.05\angle 120^\circ$	$1.0093\angle 118.85^\circ$	$0.9801\angle 87.69^\circ$	$0.9465\angle 87.98^\circ$
$FD(\%)$	0.00	0.00	0.00	0.00

Com base na Tabela 5.18 verifica-se que, tanto na barra 2, como na barra 4, as tensões se mantiveram dentro dos limites de tensão definidos pelo PRODIST, para ambos os tipos de rede. Contudo, a rede compacta se mostra melhor por resultar em quedas de tensão menores ao longo do alimentador e também por apresentar um menor desequilíbrio. Esse fator de desequilíbrio menor apresentado pela rede compacta se deve a simetria entre os condutores e as menores quedas de tensão são justificadas pela maior aproximação entre condutores, como o próprio nome sugere “rede compacta”. Essa compactação resulta em impedâncias mútuas e admitâncias *shunt* maiores, conforme foi mostrado na seção 5.4.1 e que pode ser comparado pelas matrizes apresentadas na Tabela 5.16.

O fluxo de carga foi resolvido utilizando o modelo π nominal e o modelo de linha curta e em ambos os casos os valores das tensões foram os mesmos, o que indica que as admitâncias nessa condição não tem influência significativa, portanto, podem ser desconsideradas, conforme mostrado na seção 5.2, e que de fato a melhora do perfil de tensão se deve ao aumento das impedâncias mútuas.

As impedâncias mútuas influenciam reduzindo as quedas de tensão, porque quando uma corrente elétrica flui em um determinado condutor, por exemplo, na fase *a*, essa corrente “própria” gera um fluxo magnético que induz uma corrente que resulta em tensão nos condutores adjacentes, por exemplo, nas fases *b* e *c*, assim como ocorre com os transformadores de potência. No entanto, devido à defasagem angular de 120° entre as fases, as quedas de tensão induzidas pela fase *a* tendem a se opor as quedas de tensão produzidas pelas correntes “próprias” dos condutores *b* e *c*. Como consequência as quedas de tensão totais na linha se tornam menores. Isso ocorre para as correntes das demais fases do circuito.

Aplicando maiores comprimentos, tanto para a Linha 1 quanto para a Linha 2, e/ou aumentando a carga do sistema, maior se torna o desequilíbrio de tensão para a rede convencional. No entanto, a rede compacta apresenta um *FD%* quase nulo, devido à simetria espacial dos condutores. Portanto, pode-se concluir que para uma rede maior, com mais barras e com comprimentos maiores, o desequilíbrio de tensão pode se tornar significativo. Considerando, por exemplo, só a carga da barra 2 e alterando o comprimento da Linha 1 para 13,6 km, o desequilíbrio apresentado pela rede convencional é de 2,06 % na barra 2, valor que já supera o limite indicado no PRODIST. Enquanto que para a rede compacta o *FD%* apresentado é de 0,00001%.

A Tabela 5.19 mostra a comparação entre a potência, ativa e reativa trifásica, para a rede convencional e compacta, entregue pela SE para suprir a carga total do sistema. Pode ser observado nessa tabela que as perdas ativas que ocorrem nos dois tipos de rede são praticamente iguais, embora o consumo de reativos mostrasse ligeiramente maior na rede convencional.

Tabela 5.19: Comparação entre as potências fornecidas pela SE para a carga balanceada.

Potência	SE		Carga Total	Diferença na SE (%)
	Convencional	Compacta		
S (kVA)	4798,3	4757,8	4752,0	0,85
P (kW)	4343,9	4341,6	4206,2	0,05
Q (kVAr)	2038,1	1946,1	1791,9	4,51

A Tabela 5.20 apresenta as perdas individuais dos elementos do sistema. Ao comparar a rede primária convencional com a rede primária compacta, é possível observar que a rede compacta apresentou uma redução de 37,6% das perdas de potência reativa. A Linha 2 permite comparar o desempenho da rede secundária, e pode-se observar que a rede isolada resultou em uma redução de 57,4% na perda reativa. Quanto às perdas ativas, as duas configurações apresentaram valores próximos.

Tabela 5.20: Comparação das perdas individuais para as duas configurações espaciais.

Elemento	Rede Convencional		Rede Compacta		Diferença (%)	
	Perda Ativa (kW)	Perda Reativa (kVAr)	Perda Ativa (kW)	Perda Reativa (kVAr)	Perda Ativa	Perda Reativa
Linha 1	133,62	242,32	131,41	151,27	1.65	37.57
Transformador	1,48	2,36	1,44	2,29	2.70	2.97
Linha 2	2,57	1,55	2,49	0,66	3.11	57,42
Total	137,69	246,23	135,34	154,22	1.71	37,37

5.4.2 Sistema de 4 barras com carga desbalanceada

Esse caso compara as diferenças resultantes nas tensões nodais, correntes nos ramos, potências e perdas, ativas e reativas, diante de uma carga com 25% de desequilíbrio, sendo que a fase a apresenta a maior carga. Os dados de carga do sistema são apresentados na Tabela 5.21. Na Tabela 5.22 são apresentados os valores de tensão e o fator de desequilíbrio ($FD\%$), em cada uma das barras do sistema, para a rede convencional e compacta.

Tabela 5.21: Dados de carga do sistema de 4 barras para a simulação com carga desbalanceada.

Barra	S_a (kVA)	FP_a	S_b (kVA)	FP_b	S_c (kVA)	FP_c
2	1875	0.92	1500	0.92	1125	0.92
4	30	0.92	24	0.92	18	0.92

Tabela 5.22: Comparação das tensões nas barras e fator de desequilíbrio do sistema de 4 barras com carregamento desequilibrado.

Rede Convencional				
Barra	1	2	3	4
Fase A	1.05∠0°	0.9503∠ - 3.84°	0.9693∠ - 34.55°	0.9065∠ - 34.76°
Fase B	1.05∠ - 120°	1.0285∠ - 122.82°	0.9540∠ - 153.18°	0.9198∠ - 154.12°
Fase C	1.05∠120°	1.0297∠120.10°	0.9908∠87.77°	0.9732∠87.9362°
FD(%)	0.000	1.7049	2.1967	2.6432
Rede Compacta				
Barra	1	2	3	4
Fase A	1.05∠0°	0.9600∠ - 2.80°	0.9731∠ - 33.08°	0.9183∠ - 32.46°
Fase B	1.05∠ - 120°	1.0485∠ - 122.16°	0.9717∠ - 152.16°	0.9400∠ - 152.59°
Fase C	1.05∠120°	1.0200∠121.47°	0.9937∠88.32°	0.9790∠88.96°
FD(%)	0.000	0.7885	1.3280	1.7015

Comparando os *FD%* apresentados na Tabela 5.22, pode-se concluir que a assimetria entre os condutores pode acentuar o desequilíbrio de tensão para cargas desbalanceadas, atingindo valores quase duas vezes maiores que os apresentados pela rede compacta.

Na Tabela 5.23 são comparadas as potências entregues pela SE para as duas redes, sendo que a rede compacta também se mostra melhor que a rede convencional, pois a SE necessita entregar uma quantidade menor de potência reativa ao sistema, da ordem de 4.8%. Por fim, na Tabela 5.24 são apresentadas as perdas no sistema. Para a carga desequilibrada o sistema também apresenta perdas reativas menores utilizando a rede compacta e as perdas ativas são semelhantes para as duas configurações.

Tabela 5.23: Comparação entre as potências fornecidas pela SE.

Potências	SE		Carga	Diferença na SE (%)
	Convencional	Compacta		
<i>S</i> (kVA)	4831,1	4785,9	4752,0	0,94
<i>P</i> (kW)	4356,9	4353,6	4206,2	0,08
<i>Q</i> (kVAr)	2087,3	1987,5	1791,9	4,78

Tabela 5.24: Comparação das perdas individuais para as duas configurações espaciais.

Elemento	Rede Convencional		Rede Compacta		Diferença (%)	
	Perda Ativa (kW)	Perda Reativa (kVAr)	Perda Ativa (kW)	Perda Reativa (kVAr)	Perda Ativa	Perda Reativa
Linha 1	146,25	291,18	143,09	192,44	2,16	33,91
Transformador	1,58	2,51	1,53	2,44	3,16	2,79
Linha 2	2,84	1,73	2,78	0,79	2,11	54,33
Total	150,67	295,42	147,40	195,69	2,17	33,76

5.5 Conclusão

Neste capítulo foi avaliada a influência dos parâmetros de linhas de distribuição nas impedâncias e admitâncias por unidade de comprimento das mesmas. Verificou-se que o tipo de condutor tem influência significativa sobre as impedâncias, o que mostra a importância do adequado dimensionamento de condutores na construção de linhas. A geometria da linha também foi alterada e verificou-se que na medida que os condutores se aproximam o acoplamento aumenta, como consequência disso as redes compactas apresentam impedâncias mútuas maiores. As impedâncias também dependem da resistividade do solo, sendo importante utilizar valores apropriados de resistividade, que dependem do tipo de solo no qual a linha ou rede se encontra.

Os modelos π equivalente, π nominal e o modelo de linha curta foram avaliados no fluxo de carga de um alimentador com duas barras, cujo comprimento foi alterado de 10 km até 100 km, com a carga representada como corrente, impedância e potência constante. Esses três modelos apresentaram valores muito similares, para comprimentos de linha até 30 km, tanto para linhas aéreas quanto subterrâneas. Isso mostra que o modelo de linha curta é uma boa opção na modelagem das linhas de sistemas de distribuição, pois sua implementação é mais simples e requer menor esforço computacional na solução do problema de fluxo de carga quando este é resolvido utilizando os métodos de varredura, uma vez que as correntes no terminal de envio e de recebimento são idênticas. No entanto, quando o modelo de linha curta (considera as impedâncias próprias e mútuas e a não transposição da linha) é comparado aos modelos o modelo modificado (considera as impedâncias próprias e mútuas e que a é linha perfeitamente transposta), e o modelo de sequência positiva (considera apenas as impedâncias de sequência positiva da linha), é constatado que esses dois modelos mais simples apresentam diferenças nos resultados do fluxo de carga, principalmente nos módulos das tensões e nas perdas por fase. Com base nisso, pode-se afirmar que a melhor representação para linhas de SDEE é o modelo de linha curta apresentado no capítulo 4.

Verificou-se também que as redes compactas apresentam um melhor desempenho quando comparadas às redes convencionais, pois resultam em menores quedas de tensão ao longo do alimentador e menor desequilíbrio entre as fases, e isso se deve a configuração dos condutores ser simétrica e com espaçamento menor entre as fases.

Capítulo 6

Conclusão

No presente trabalho foram apresentadas as diferenças entre redes de sistemas de transmissão e de distribuição, mostrando que devido as características especiais dos SDEE é necessário que as linhas sejam modeladas com um maior nível de detalhes. Nesse contexto, foi feito um trabalho de revisão bibliográfica para obter as formulações utilizadas na determinação dos parâmetros por unidade de comprimento de linhas de distribuição aéreas e subterrâneas. Esses parâmetros são utilizados para construir os modelos de segmentos de linhas sem transposição, podendo ser trifásicas, bifásicas ou monofásicas. Os modelos matemáticos variam desde o π equivalente, que apresenta um alto nível de detalhamento, realizando até correções devido às ondas viajantes, a modelos simples como é o caso do modelo de sequência positiva, que costuma ser empregado pelas empresas de energia elétrica.

A partir desses parâmetros e modelos foram realizadas várias simulações em Matlab® com o intuito de verificar de que forma cada parâmetro influencia nas impedâncias e admitâncias, utilizando para isso condutores e configurações geométricas característicos dos sistemas de distribuição brasileiros. Com base nisso, pode-se afirmar que o tipo de condutor é o parâmetro mais influente, mas que a configuração espacial da linha também pode influenciar de forma significativa. Também foi verificada a influência da correção devido à corrente de retorno por terra e da resistividade do solo, concluindo-se que o valor da resistividade deve ser adequado ao solo da região que a linha se encontra, caso esse valor não seja conhecido deve ser utilizado o valor típico proposto na literatura.

Com relação aos modelos de linha, foi testado desde o mais completo ao mais simples, mostrando como podem afetar a solução do fluxo de carga, considerando os níveis de tensão, desequilíbrio entre as fases, potências ativas e reativas, totais e por fase, e as perdas. Assim, inicialmente foram comparados os modelos π equivalente, π nominal e de linha curta, alterando o comprimento da linha, para linha aérea e subterrânea, diante de uma carga equilibrada, conectada em estrela, e representada por potência, corrente e impedância constante. Conclui-se dessa análise que para linhas aéreas o modelo de linha curta se mostra adequado, pois apresenta valores muito similares aos modelos π , com a vantagem de ser mais simples e exigir um custo computacional menor. Para linhas subterrâneas o comprimento pode influenciar nos resultados a medida que os comprimentos de linha se tornam maiores. Com isso, pode-se concluir que para trechos curtos o modelo de linha curta apresentará bons

resultados com a vantagem de ser mais fácil de ser implementado, já para trechos longos é interessante a utilização do modelo π nominal.

Tendo em vista que o modelo de linha curta é uma boa representação para linhas aéreas, este modelo foi utilizado como referência, sendo então comparado com o modelo aproximado, que resulta da transformação das componentes de sequência zero e positiva, e com o modelo de sequência positiva que, como o nome sugere, considera apenas as componentes de sequência positiva. Nessa comparação foram utilizados dois sistemas teste, um com duas barras e o sistema teste IEEE de 34 barras. A partir dessas simulações, pôde-se concluir que os modelos alternativos, devido a suas suposições, não conseguem apresentar resultados similares aos encontrados com o modelo de linha curta, quando se trata dos níveis de tensão, desequilíbrio e perdas nas fases. Como consequência disso, estudos de planejamento que visam a redução de perdas técnicas, redução do desequilíbrio de fases através da melhor distribuição de cargas, reconfiguração da rede, melhor alocação de bancos de capacitores, entre outros, ficam comprometidos pela utilização desses modelos e apresentarão soluções que não serão as ideais, do ponto de vista de otimização da rede.

Por fim, foram comparadas as redes compactas com as redes convencionais, utilizando o mesmo alimentador, com as mesmas cargas e mesmos condutores, diferenciando as redes, tanto primária quanto secundária, pela configuração geométrica dos condutores. Dessa comparação surge que a rede compacta se mostra tecnicamente superior por dois motivos, o primeiro deles é que apresentou menores quedas de tensão e o segundo é que o desequilíbrio entre fases apresentado nessa configuração é quase nulo em caso de carga equilibrada e bem menor que o apresentado pela rede convencional diante de carga desequilibrada. Além disso, a potência reativa fornecida pela subestação foi menor para a rede compacta. Isso pode ser somado as vantagens apresentadas em outros trabalhos que indicam à redução de custos devido a podas de árvores e melhorias nos índices de confiabilidade.

Portanto, este trabalho reuniu os principais modelos de linha presentes na literatura, junto com a forma de calcular as impedâncias e admitâncias para as várias configurações de rede que são encontradas nos sistemas de distribuição. Além disso, mostrou através da comparação desses modelos a importância da representação detalhada das linhas na solução do fluxo de carga, uma vez que a qualidade dos resultados é dependente da modelagem. Esse conceito pode ser estendido a todos os elementos constituintes do sistema.

Assim sendo, este trabalho mostra a importância da utilização de programas computacionais adequados a sistemas de distribuição que considerem a modelagem detalhada de todos os componentes do sistema. Pois, assim é possível realizar estudos nas áreas de planejamento e operação, considerando condições de configuração e carregamento da rede, atuais e futuras, de modo a operar o SDEE de forma mais eficiente e dentro dos requisitos estabelecidos na legislação. Dentre os estudos de otimização que podem ser realizados, se destacam os seguintes: reconfiguração da rede, ajuste dos reguladores de tensão, alocação e dimensionamento ótimo de bancos de capacitores, melhor distribuição das cargas ao longo do alimentador, correção do fator de potência, redução das perdas de energia, entre outros.

Um trabalho futuro a ser desenvolvido é a elaboração de um método de medição, simples e robusto, que possa ser implementado nas redes de distribuição, que permita estimar os parâmetros das linhas. Com os dados provenientes dessas medições será então possível verificar se os resultados estimados com os modelos apresentados nesse trabalho são compatíveis com a realidade.

Referências Bibliográficas

- ABNT (1982). NBR 5434: Redes de Distribuição Aérea Urbana de Energia Elétrica, Associação Brasileira de Normas Técnicas, Rio de Janeiro.
- Alvarado, F. L., Betancourt, R. (1983). An Accurate Closed-Form Approximation for Ground Return Impedance Calculation. *Proceedings of the IEEE*. **71**(2), 279–280.
- ANEEL (2005). *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*, 2 ed., Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF.
- ANEEL (2013). Nota Técnica nº0153/2013-SRD/ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF.
- ANEEL (2015). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF.
- Arrillaga, J., Watson, N. R. (1983). *Computer Modelling of Electrical Power Systems*, 2 ed., John Wiley & Sons, England.
- Azevedo, Fernando Araujo de (2010). *Otimização de Rede de Distribuição de Energia Elétrica Subterrânea Reticulada através de Algoritmos Genéticos*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Brasil.
- Balamurugan, K., Srinivasan, D. (2011). Review of power flow studies on distribution network with distributed generation. *2011 IEEE Ninth International Conference on Power Electronics and Drive Systems*. (December), 411–417.
- Barbosa, Alison de Souza (1995). *Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição: Aplicações Práticas*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal da Paraíba, Campina Grande, Brasil.
- Bowman, W. I., McNamee, J.M. (1964). Development of Equivalent Pi and T Matrix Circuits for Long Untransposed Transmission Lines. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. **83**(6).
- Broadwater, R. P., Chandrasekaran, A., Huddleston, C. T., Khan, A. H. (1988). Power flow analysis of unbalanced multiphase radial distribution systems. *Electric Power Systems Research*. **14**(1), 23–33.
- Carson, J. R. (1926). Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return. *Bell System Technical Journal*. **5**(4), 539–554.

- Carvalho, M. R. (2006). *Estudo Comparativo de Fluxo de Potência para Sistemas de Distribuição Radial*, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, São Carlos, Brasil.
- Cemig (2014a). ND-3.1: Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas, Companhia Energética de Minas Gerais, Belo Horizonte, Minas Gerais.
- Cemig (2014b). ND-3.3: Projetos de Redes de Distribuição Subterrâneas, Companhia Energética de Minas Gerais, Belo Horizonte, Minas Gerais..
- Cemig (2013). ND-5.3: Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão - Rede de Distribuição Aérea ou Subterrânea, Companhia Energética de Minas Gerais, Belo Horizonte, Minas Gerais..
- Chen, T. H., Chen, M. S., Hwang, K. J., Kotas, P., Chebli, E. A. (1991). Distribution system power flow analysis - A rigid approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*. **6**(3), 1146–1152.
- Cheng, C. S., Shirmohammadi, D. (1995). A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*. **10**(2), 671–679.
- Ciric, R. M., Feltrin, A. P., Ochoa, L. F. (2003). Power flow in four-wire distribution networks-general approach. *IEEE Transactions on Power Systems*. **18**(4), 1283–1290.
- Ciric, R. M., Ochoa, L. F., Padilha, A. (2004). Power flow in distribution networks with earth return. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. **26**(5), 373–380.
- Copel (2013a). NTC 815035/36: Cabo de Alumínio Isolado Multiplexado 20/35 kV, Companhia Paranaense de Energia, Curitiba, Paraná.
- Copel (1999). NTC 841001: Projeto de Redes de Distribuição Urbana, 3 ed., Companhia Paranaense de Energia, Curitiba, Paraná.
- Copel (2013b). NTC 841100: Projeto de Redes de Distribuição Compacta Protegida, 3 ed. , Companhia Paranaense de Energia, Curitiba, Paraná.
- Copel (2012a). NTC 901100: Fornecimento em Tensão Secundária de Dsistribuição, Companhia Paranaense de Energia, Curitiba, Paraná.
- Copel (2012b). NTC 903100: Fornecimento em Tensão Primária de Distribuição, Copel, Curitiba, Paraná.
- CPFL (2015). GED-3667: Projeto de Rede de Distribuição - Cálculo Elétrico, Companhia Paulista de Força e Luz, São Paulo, São Paulo.
- CPFL (2009). GED-11847: Rede Primária Compacta 15kV e 25kV - Estruturas Básicas - Montagem, Companhia Paulista de Força e Luz, São Paulo, São Paulo.
- Das, D., Kothari, D. P., Kalam, A. (1995). Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. **17**(5), 335–346.

- Deri, A., Tevan, G., Semlyen, A., Castanheira, A. (1981). The Complex Ground Return Plane a Simplified Model for Homogeneous and Multi-Layer Earth Return. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. **PAS-100**(8), 3686–3693.
- ELEKTRO (2014a). ND.12: Redes Protegidas Compactas - Critérios para Projetos e Padronização de Estruturas, ELEKTRO Eletricidade e Serviços S.A., Campinas, São Paulo.
- ELEKTRO (2015). ND.25: Projetos de Redes Aéreas Isoladas de Distribuição de Energia Elétrica, ELEKTRO Eletricidade e Serviços S.A., Campinas, São Paulo.
- ELEKTRO (2014b). ND.78: Proteção de Redes Aéreas de Distribuição, ELEKTRO Eletricidade e Serviços S.A., Campinas, São Paulo.
- Eletrobras (2015). MPN-DP-01/MN-001: Manual de procedimentos de redes de distribuição - Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas, Eletrobras Distribuição Roraima, Roraima.
- Galloway, R. H., Shorrocks, W. B., Wedepohl, L.M. (1964). Calculation of electrical parameters for short and long polyphase transmission lines. *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*. **111**(12), 2051.
- García, F. H., Oliveira, M. O., Ferraz, R. G., Bretas, A. S. (2014). Influência dos Parâmetros dos Condutores na Impedância Própria das Fases dos Sistemas Elétricos, *SBSE - V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Foz do Iguaçu, Brasil, pp 1–5.
- Garcia, P. A. N., Pereira, J. L. R., Carneiro Jr., S. (2001). Fluxo De Potência Trifásico por Injeção de Corrente: Parte 1 -Formulação Básica, *Revista Controle & Automação* **12**(03): 178-187.
- Glover, J., Sarma, M., Overbye, T. (2008) *Power System Analysis and Design*. 4 ed. Thomson Learning.
- Gomes, H. J. (2010). *Estudos de Viabilidade das Redes de Distribuição Secundárias Compactas no Sistema Elétrico da CELG D*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, Brasil.
- Gönen, T. (2008). *Electric Power Distribution System Engineering*, 2 ed., CRC Press, California.
- Grainger, J. J., Stevenson, W. D. (1994). *Power System Analysis*, McGraw-Hill, New York.
- IEEE (2010). Distribution Test Feeder Working Group: IEEE 34 Node Test Feeder, IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee's. Acesso em: junho/15.
Disponível em: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>
- IEEE (2009). Distribution Test Feeder Working Group: IEEE 4 Node Test Feeder, IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee's. Acesso em: junho/15.
Disponível em: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>

- Kagan, N., Oliveira, C. C. B. de, Robba, E. J. (2005). *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, 1 ed., Blucher, São Paulo.
- Kersting, W. H. (1984). A Method to Teach the Design and Operation of a Distribution System. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. **PAS-103**(7), 1945–1952.
- Kersting, W. H. (2002). *Distribution System Modeling and Analysis*, CRC Press, Boca Raton.
- Kersting, W. H. (1991). Radial distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*. **6**(3), 975–985.
- Kersting, W. H. (2010). The whys of distribution system analysis. *Papers Presented at the Annual Conference - Rural Electric Power Conference*. (July), 59–65.
- Kersting, W. H., Green, R. K. (2011). The application of Carson's equation to the steady-state analysis of distribution feeders. *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2011*, 1–6.
- Kersting, W. H., Phillips, W. H. (1995). Distribution feeder line models. *IEEE Transactions on Industry Applications*. **31**(4), 715–720.
- Keshtkar, H., Khushalani Solanki, S., Solanki, J. M. (2013). Improving the Accuracy of Impedance Calculation for Distribution Power System. *IEEE Transactions on Power Delivery*. **29**(2), 570–579.
- Kron, G. (1951). Tensorial Analysis of Integrated Transmission Systems Part I. The Six Basic Reference Frames. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*. **70**(2).
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill.
- Loddi, T. (2010). *Cálculo de Fluxo de Potência Unificado em Sistemas de Transmissão e Redes de Distribuição Através do Método de Newton Desacoplado Rápido com Rotação de Eixos*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Brasil.
- Mamede Filho, J. (2010). *Instalações Elétricas Industriais*, 8 ed., LTC, São Paulo.
- Milano, F. (2010). *Power System Modelling and Scripting*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin.
- Mishra, S. (2008). A simple algorithm for unbalanced radial distribution system load flow. *IEEE Region 10 Annual International Conference, Proceedings/TENCON*.
- Monticelli, A., Garcia, A. (2011) *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica*, 2 ed., Editora da Unicamp, Campinas.
- Nexans (2013a). Catálogo de Condutores de Alumínio Nu. Acesso em: novembro/2015. Disponível em: http://www.nexans.com.br/eservice/Brazil-pt_BR/fileLibrary/Download_540134436/Brazil/files/catalogo%20nus_maio%202013.pdf

- Nexans (2013b). Catálogo de Condutores de Alumínio Isolados e Cobertos. Acesso em: novembro/2015.
Disponível em: http://www.nexans.com.br/eservice/Brazilpt_BR/fileLibrary/Download_540134435/Brazil/files/mini%20catalogo%20cobertos_maio%202013.pdf
- Noda, T. (2006). A double logarithmic approximation of Carson's ground-return impedance. *IEEE Transactions on Power Delivery*. **21**(1), 472–479.
- Pizzali, L. F. O. (2003). *Cálculo de Fluxo de Potência em Redes de Distribuição a Quatro Fios*, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, Brasil.
- Rajičić, D., Taleski, R. (1998). Two novel methods for radial and weakly meshed network analysis. *Electric Power Systems Research*. **48**(2), 79–87.
- Rao, P. V. V. R. (2012). *Certain Optimization Aspects of Radial Distribution Systems using Plant Growth Simulation Algorithm*. Jawaharlal Nehru Technological University.
- Saadat, H. (1999). *Power System Analysis*, McGraw-Hill, New York.
- Shirmohammadi, D., Hong, H. W., Semlyen, a., Luo, G.X. (1988). Compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. *IEEE Transactions on Power Systems*. **3**(2), 753–762.
- Short, T. A. (2004). *Electric Power Distribution Handbook*, CRC Press, Boca Raton.
- Srinivas, M. S. (2000) Distribution load flows: a brief review. *2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.00CH37077)*. **2**(c), 942–945.
- Teng, J.-H. (2003). A direct approach for distribution system load flow solutions. *IEEE Transactions on Power Delivery*. **18**(3), 882–887.
- Teng, J.-H. (2002). A modified Gauss–Seidel algorithm of three-phase power flow analysis in distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. **24**(2), 97–102.
- Velasco, G. D. N. (2003). *Arborização Viária X Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica: Avaliação dos Custos, Estudo das Podas e Levantamento de Problemas Fitotécnicos*, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, Piracicaba, Brasil.
- WEG (2016). Folha de Dados do Transformador de Distribuição - 75 kVA 13,8 kV/ 220/127 V. Acesso em: janeiro/16.
Disponível em: http://ecatalog.weg.net/tec_cat/tech_transf_ficha.asp

Apêndice A

Publicação do Trabalho

Neste apêndice encontra-se o trabalho referente ao tema desta dissertação que foi publicado em:

- Montemezzo J. F., Lotero, R. C., “*Modelos de linhas de distribuição para sistemas de distribuição de energia elétrica*”. 11th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE2015. ISBN 978-85-61065-02-7.

Modelos de Linhas de Distribuição para Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

J. F. Montemezzo, UNIOESTE, and R. C. Lotero, UNIOESTE

Abstract-- Distribution Systems traditionally operate radially with untransposed lines and asymmetric spacing among conductors. These characteristics, along with the insertion of distributed generation and feeders with great extension, can result in high level of load imbalance. Thus, lines must be represented in detail in power flow algorithms, using models that consider individual phases, since the accuracy of obtained solution is directly associated with feeder modeling and its elements. Therefore, this work presents a survey of main line models for primary distribution systems, identifying the most appropriate line segment model for each application of load flow, given the operating conditions (voltage level, load imbalance, overhead and undergrounded lines, distributed generation, feeder length). Different types of lines were evaluated by solving cases using the IEEE 34 node test feeder.

Index Terms — Line Models, Distribution Systems, Power Flow Solution, Radial Feeders, Overhead Lines.

I. NOMENCLATURA

z_{ii}	Impedância própria primitiva (Ω/mi)
z_{ij}	Impedância mutua primitiva (Ω/mi)
r_i	Resistência do condutor (Ω/mi)
RMG_i	Raio médio geométrico do condutor i (ft);
RD_i	Raio do condutor i (ft)
D_{ij}	Distancia entre o condutor i e o condutor j (ft)
f	Frequência do sistema (Hz)
ρ	Resistividade média ($\Omega.m$)
RD_i	Raio do condutor i (ft)
D_{ij}	Distancia entre o condutor i e o condutor j (ft)
S_{ij}	Distancia entre o condutor i e a imagem j' (ft)
ϵ_0	Constante de permissividade do vácuo
ϵ_r	Permissividade relativa do meio
q_i, q_j	Densidade de carga no condutor i e j (cb/m)
P_{ii}	Coefficiente de potencial próprio
P_{ij}	Coefficiente de potencial mútuo

II. INTRODUÇÃO

Com o passar dos anos os sistemas de potência se tornaram cada vez maiores e mais complexos, com linhas longas e de grande capacidade de transporte, interligando países e

regiões de um país. A operação desses sistemas de transmissão é cada vez mais robusta, utilizando inovadoras técnicas e ferramentas de análise e operação [1]. Por outro lado, os sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) continuam entregando energia ao consumidor final com pouca ou quase nenhuma análise, resultando em sistemas passivos que operam normalmente sobredimensionados [2].

Contudo, a exigência de operar um sistema de distribuição cada vez mais ativo, visando o melhor aproveitamento dos recursos energéticos distribuídos existentes e a minimização dos custos, levantou diversas questões entre os pesquisadores. Entre elas, como determinar os limites operativos dos recursos de forma que estes operem de maneira eficiente e segura [2].

Assim, é fundamental que o sistema de distribuição seja modelado utilizando modelos detalhados de todos os componentes do sistema, e que sejam utilizadas técnicas de solução adequadas [3][4], de forma tal que represente fielmente os fenômenos que nele ocorrem e desse modo realizar análises que contemplem as mais diversas condições operativas [2][3].

Nos sistemas de transmissão prevalece uma topologia normalmente malhada, com linhas transpostas e elevada relação X/R (na faixa de 2,5 a 20) [5][6], suprimindo cargas trifásicas equilibradas. Essas características permitem que o sistema de transmissão seja representado por uma única fase ou pela rede de sequência positiva [7]. No entanto, nos SDEE a operação da rede é normalmente radial ou é fracamente malhada, as linhas apresentam baixa relação X/R (na faixa de 0,3 a 2) [5][7] e não são transpostas. Ademais, as distâncias entre as fases, por razões construtivas, não são iguais entre si [1], também pode ocorrer um elevado nível de desbalanço de carga entre as fases de um alimentador, devido à presença de segmentos de linha trifásicos, bifásicos e/ou monofásicos e de geradores distribuídos [1][6][8].

É necessário destacar que os alimentadores de distribuição, podem ser subterrâneos, com condutores com neutro concêntrico ou condutores blindados, resultando em um forte acoplamento entre condutores, originando impedâncias próprias e mútuas diferentes, sendo necessário manter a identidade dos termos de cada fase.

Dadas as características anteriores, não é adequado que o sistema de distribuição seja representado por uma única fase como na transmissão [6]. Também, os métodos de solução convencionais de fluxo de potência utilizados em sistemas de transmissão, quando aplicados aos SDEE, podem apresentar problemas de convergência [2][8]. Nesse sentido, vários métodos eficientes para a solução do fluxo de carga foram

J. F. Montemezzo, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual do Oeste do Paraná (e-mail: joao.montemezzo@gmail.com).

R. C. Lotero, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual do Oeste do Paraná (e-mail: roberto.lotero@unioeste.br).

desenvolvidos, dentre eles se destacam o método baseado na matriz impedância nodal implícita [4], o método de soma de potências [9] e o método da soma de correntes [10].

Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo estudar a influência dos modelos utilizados na representação de linhas de distribuição sobre a solução do fluxo de potência. Assim, o trabalho está organizado da seguinte maneira, inicialmente são apresentadas as características de operação do sistema de distribuição. Na sequência são apresentados os métodos de cálculo das impedâncias e admitâncias que são utilizados na construção dos modelos que representam o segmento de linha. É apresentada de forma resumida a formulação de dois modelos, os quais, segundo a literatura consultada são os mais adequados a linhas de distribuição [2][4][11]. Por fim, esses modelos serão comparados com outras duas representações de linha, sendo que em uma delas é aplicada a suposição de que as linhas são transpostas e que as admitâncias podem ser desprezadas [2] e na outra, além de desprezar as admitâncias e considerar as linhas transpostas, também despreza acoplamento mutuo entre as fases [11]. Através de simulações em Matlab®, utilizando um algoritmo que resolve o fluxo pelo método da soma de correntes, serão desenvolvidas análises utilizando o sistema IEEE de 34 barras [12][13], o qual que apresenta as características de sistemas de distribuição acima descritas, sendo comparadas as tensões nodais, quedas de tensão e nível de desequilíbrio para cada um dos quatro modelos.

III. PARÂMETROS E MODELOS DE LINHAS AÉREAS DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Nesta seção são apresentados os parâmetros e modelos que permitem representar o comportamento físico dos segmentos de linhas aéreas utilizados em sistema de distribuição. Inicialmente será mostrado o método utilizado para calcular as impedâncias próprias e mutuas e em seguida será apresentado o processo de cálculo das admitâncias.

No cálculo das impedâncias e admitâncias são utilizadas as equações de Carson que podem ser encontradas em [2].

As impedâncias e as admitâncias são utilizadas para obter a matriz de impedâncias de fase e a matriz de admitâncias *shunt*, respectivamente. Essas matrizes são utilizadas na construção de modelos que permitem representar linhas de distribuição em ferramentas de análise tais como algoritmos de fluxo de carga e cálculo de curto-circuito.

A. Parâmetros de Linhas de SDEE

Um segmento de linha de distribuição pode ser caracterizado por: resistência, indutância, capacitância e condutância. Estes quatro parâmetros estão relacionados com o comportamento físico de uma linha e a determinação dos mesmos é fundamental para analisar as tensões e correntes de um alimentador, sendo que o grau de exatidão das quedas de tensão calculadas depende diretamente do modelo de segmento de linha utilizado [4]. Assim, a seguir é mostrado o processo de cálculo de cada um deles, excetuando-se a condutância (utilizada para representar as correntes de fuga através dos isoladores) que é desprezada por ser muito

pequena quando comparada à capacitância.

1) Impedâncias Série

A impedância série consiste na resistência do condutor somada à reatância própria e mutua resultantes dos campos magnéticos que circundam os condutores. Visto que linhas de distribuição não são transpostas e apresentam uma configuração espacial assimétrica [1], o acoplamento mútuo entre as fases é desigual, resultando em reatâncias próprias e mutuas diferentes para cada fase. Esse acoplamento é ilustrado na Fig. 1.

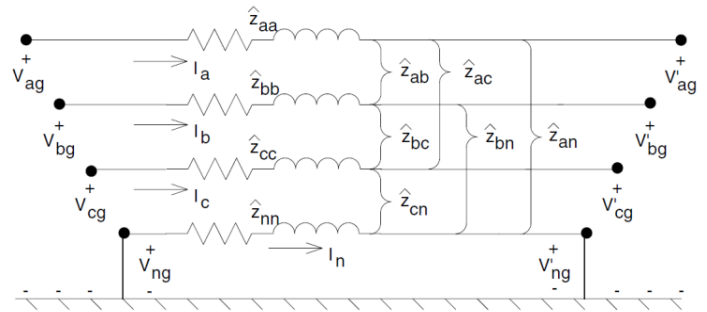


Fig. 1. Linha a quatro fios com o neutro multiaterrado [2].

Para o segmento de linha ilustrado na Figura 1, as impedâncias próprias e mutuas de cada condutor podem ser calculadas utilizando as equações a seguir [2].

$$z_{ii} = r_i + 0.00158836 + j0.00202237 \cdot f \cdot \left(\ln \frac{1}{RMG_i} + 7.6786 + \frac{1}{2} \ln \frac{\rho}{f} \right) \quad (1)$$

$$z_{ij} = 0.00158836 + j0.00202237 \cdot f \cdot \left(\ln \frac{1}{D_{ij}} + 7.6786 + \frac{1}{2} \ln \frac{\rho}{f} \right) \quad (2)$$

As equações (1) e (2) são uma simplificação das Equações originalmente apresentadas em [14]. Segundo [15] e [16] não há diferença significativa nos resultados obtidos utilizando as equações originais e as equações modificadas de Carson proposta em [2]. Assim sendo, a redução no esforço computacional torna conveniente o uso das equações simplificadas, uma vez que está garantida a qualidade dos resultados.

A partir das impedâncias calculadas utilizando (1) e (2) é construída a matriz de impedâncias primitivas. O tamanho dessa matriz é dado pelo número de condutores de fase e neutro. Assim, em sua forma particionada a matriz de impedâncias primitivas pode ser representada por:

$$[Z_{primitiva}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (3)$$

Normalmente em sistemas de distribuição é utilizada a representação do sistema através das três fases (*a*, *b* e *c*),

sendo comum aplicar o método de redução de Kron [17]. Ao aplicar este método se considera os condutores de neutro multiaterrados, o que permite encontrar a “matriz de impedâncias série” (Matriz impedância de fase), que consiste das impedâncias série, próprias e mutuas equivalentes para cada fase. Os efeitos do neutro e da terra continuam inclusos nessa representação, mesmo após a redução de Kron [4].

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} (\Omega/mi) \quad (4)$$

Comparado aos outros métodos encontrados na literatura, as equações de Carson são as que apresentam melhor exatidão no cálculo das impedâncias, e conseqüentemente no cálculo das quedas de tensão do sistema, uma vez que o efeito do acoplamento mutuo é considerado com bastante exatidão [16].

2) Admitâncias Shunt

A admitância *shunt* consiste de condutância e susceptância, porém a condutância é desprezada por ser muito menor que a susceptância capacitiva.

A capacitância da linha é decorrente da diferença de potencial resultante do campo elétrico criado pelos condutores carregados, desta forma, quando a diferença de potencial é conhecida pode-se determinar a capacitância e, portanto, a admitância.

Para obter as admitâncias de linhas aéreas, o procedimento a ser seguido resume-se em aplicar o método das imagens, para obter a equação geral da queda de tensão de linhas aéreas, entre o condutor e a terra [2]:

$$V_{ig} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left(q_i \ln \frac{S_{ij}}{RD_i} + q_j \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} \right) \quad (5)$$

Esta equação pode ter seus termos rearranjados e ser apresentada da seguinte forma:

$$V_{ig} = P_{ii} \cdot q_i + P_{ij} \cdot q_j \quad (6)$$

Para uma linha com *n* condutores, a matriz denominada “matriz de coeficientes de potencial primitiva” de Maxwell, na sua forma particionada, é:

$$[P_{primitiva}] = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} & P_{an} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} & P_{bn} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} & P_{cn} \\ P_{na} & P_{nb} & P_{nc} & P_{nn} \end{bmatrix} \quad (7)$$

Aplicando a redução de Kron, obtêm-se a matriz P_{abc} . A inversa da matriz de coeficientes de potencial será a matriz capacitância C_{abc} . Desprezando a condutância, a matriz admitância é dada por:

$$[y_{abc}] = 0 + j2\pi f [C_{abc}] (\mu S/mi) \quad (8)$$

Assim como na matriz z_{abc} , na matriz y_{abc} as linhas e

colunas das fases que não fazem parte do segmento de linha devem ser preenchidas com zero, mantendo a dimensão da matriz em 3x3.

B. Modelos de Linhas de SDEE

A seguir serão apresentados dois dos modelos encontrados na literatura que são utilizados para representar um segmento de linha de redes de distribuição (primária e secundária) em algoritmos de fluxo de carga e análise de curto-circuito. Os mesmos utilizam uma modelagem a três fios, que têm como característica representar o segmento pelas fases *a*, *b* e *c*, e os efeitos do neutro e da terra são transferidos para as fases usando a redução de Kron, como foi visto anteriormente.

É importante destacar que ao estabelecer que a modelagem do sistema será feita a três fios, independentemente de se um componente é trifásico, bifásico ou monofásico, este pode ser representado por um modelo trifásico de ordem 3. Assim sendo, caso o segmento seja bifásico ou monofásico, o modelo utilizado será o mesmo. Esta abordagem facilita a leitura dos dados em algoritmos de análise de sistemas de distribuição visto que os sistemas são multifásicos e, portanto, podem apresentar vários arranjos para um determinado trecho.

Os valores das impedâncias e admitâncias utilizados nos modelos consideram as impedâncias e admitâncias totais da linha, sendo necessário multiplicar a matriz impedância de fase e a matriz de admitância, anteriormente apresentadas, pelo comprimento total do segmento de linha.

1) Modelo Exato

O modelo de um segmento de linha trifásico, com impedâncias série e admitâncias paralelo é ilustrado na Fig. 2.

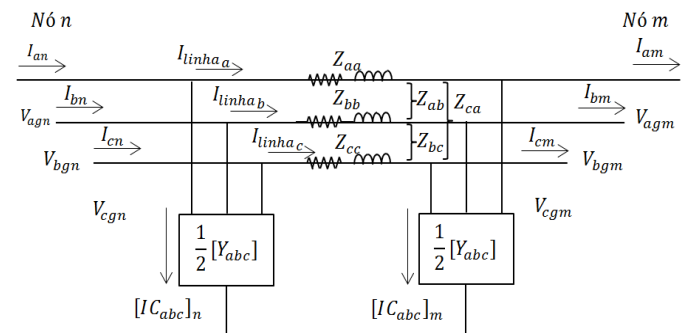


Fig. 2. Modelo exato de segmento de linha [2].

Aplicando as Leis de Kirchhoff nos terminais da linha, mostrada na Fig. 2, podem ser obtidas as tensões e correntes no terminal *n* em função das tensões e correntes no terminal *m*, conforme mostrado a seguir:

$$[V_{abc}]_n = \left\{ [u] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}] \right\} [V_{abc}]_m + [Z_{abc}] [I_{abc}]_m \quad (9)$$

$$[I_{abc}]_n = \left\{ [Y_{abc}] + \frac{1}{4} [Y_{abc}] [Z_{abc}] [Y_{abc}] \right\} [V_{abc}]_m + \left\{ [u] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}] \right\} [I_{abc}]_m \quad (10)$$

Definindo:

$$[a] = [u] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}] \quad (11)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (12)$$

$$[c] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4} [Y_{abc}] [Z_{abc}] [Y_{abc}] \quad (13)$$

$$[d] = [u] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}] \quad (14)$$

Onde $[a]$, $[b]$, $[c]$ e $[d]$ são denominadas de “matrizes generalizadas de linha” e cada uma tem tamanho 3x3. Para este segmento de linha as equações que relacionam as tensões e correntes no terminal n com as tensões e correntes no terminal m , na forma compacta, podem ser expressas da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} [V_{abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [V_{abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix} \quad (15)$$

A equação (15) permite representar qualquer componente que esteja situado entre os terminais n e m , sendo necessário apenas verificar o modelo do componente. Na solução de fluxo de potência que utiliza o método de varredura direta e reversa, durante o procedimento de varredura direta é necessário calcular as tensões no terminal m em função das tensões no terminal n e das correntes entrando no terminal m . Nestes casos a equação passa a ser:

$$[V_{abc}]_m = [A][V_{abc}]_n - [B][I_{abc}]_m \quad (16)$$

$$[A] = [a]^{-1} \quad (17)$$

$$[B] = [a]^{-1} \cdot [b] \quad (18)$$

Caso a linha seja bifásica ou monofásica, o modelo de linha utilizado é o mesmo, contudo os valores de algumas das impedâncias e admitâncias serão nulos, como consequência as matrizes de impedância de fase e as matrizes de admitâncias terão elementos nulos, no entanto, mantêm a dimensão em 3x3.

Devido à configuração espacial da rede os acoplamentos mútuos entre fases não são idênticos, conseqüentemente, mesmo em situações em que o alimentador supre cargas perfeitamente equilibradas, as tensões no alimentador se tornam desequilibradas [2].

Este modelo é o mais completo dos apresentados na literatura e permite representar o segmento de linha com exatidão, porém exige um custo computacional maior quando comparado aos modelos que serão apresentados a seguir. Assim sendo, a escolha ou não desse modelo deve levar em consideração o grau de exatidão e o objetivo em si da análise que será realizada.

2) Modelo Modificado

Linhas de distribuição são, em geral nas redes primárias e secundárias, aéreas, curtas e com níveis de tensão não tão elevados [4], portanto, as admitâncias *shunt* são pequenas, podendo ser desprezadas. A partir desta suposição a linha

pode ser modelada conforme é ilustrado na Figura 3.

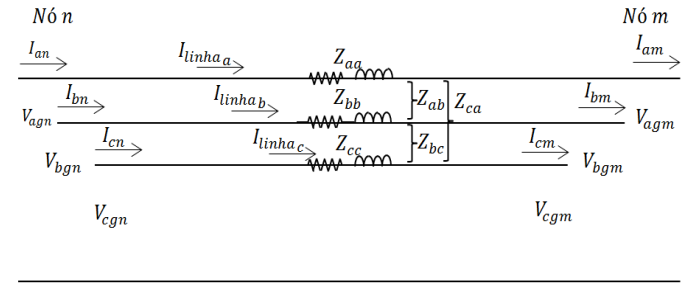


Figura 3. Modelo modificado de segmento de linha [2].

Quando as admitâncias em derivação são desconsideradas, as matrizes generalizadas da linha se tornam:

$$[a] = [u] \quad (19)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (20)$$

$$[c] = [0] \quad (21)$$

$$[d] = [u] \quad (22)$$

$$[A] = [u] \quad (23)$$

$$[B] = [Z_{abc}] \quad (24)$$

Esse modelo preserva as características da linha quanto a sua configuração com relação às impedâncias, porém despreza as admitâncias em derivação. Portanto, esse modelo é mais adequado a análises na rede secundária ou baixa tensão. Sendo que no Brasil, grande parte dessa rede se caracteriza por ser aérea e apresentar tensões de 110/220V ou 380/220V. Já para a distribuição primária (ou média tensão) e de redes que apresentam trechos subterrâneos esse modelo pode não ser o mais adequado devido as características operativas e topológicas do alimentador [2].

IV. ANÁLISE DE RESULTADOS

Esta seção tem como objetivo comparar os valores obtidos na solução do fluxo de potência trifásico utilizando os diferentes modelos apresentados na seção anterior. Para tal, foi utilizado o sistema teste IEEE de 34 barras [12], mostrado na Fig. 4, que tem como característica ser um alimentador radial, longo e pouco carregado [13], com trechos trifásicos não transpostos, trechos bifásicos e monofásicos.

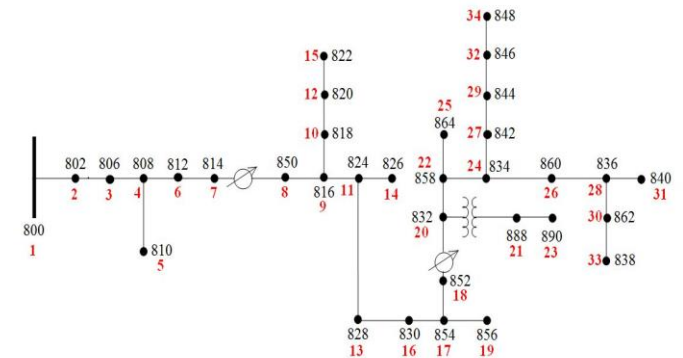


Fig. 4. Sistema Teste IEEE de 34 barras com a numeração original (preto) e a numeração utilizada neste trabalho (vermelho).

Essa rede é totalmente aérea, com a configuração espacial dos condutores conforme mostrado na Fig. 5, e uma relação X/R nas impedâncias próprias das fases entre 0,68 e 0,81 [18].

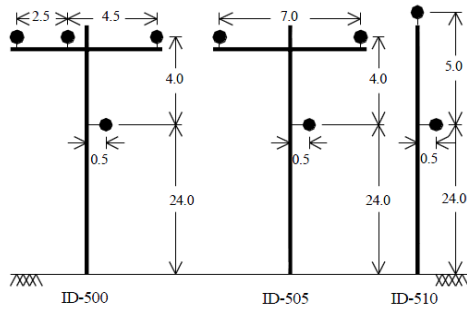


Fig. 5. Configuração e espaçamento dos condutores de linhas aéreas [13].

O algoritmo de solução do fluxo de potência foi implementado no Matlab e a técnica utilizada é o método da soma de correntes, que faz a varredura reversa da rede para calcular as correntes nos ramos do sistema e a varredura direta para atualizar as tensões nodais [7][10][19]. Para a aplicação desse método as barras do sistema teste foram renumeradas através do método de camadas. A numeração utilizada está apresentada na Fig. 4.

O sistema tem uma tensão base de 24,9kV e uma potência base de 30MVA. Nas simulações foi considerado uma tensão de referência de 1,05pu na barra 1 (800). As cargas foram consideradas concentradas e modeladas como impedância constante, conforme apresentado na Tabela I. Na Tabela II são apresentados os valores dos bancos de capacitores.

TABELA I
 INJEÇÕES DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA NAS BARRAS

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)
2	0	0	15	7,5	12,5	7
3	0	0	15	7,5	12,5	7
4	0	0	8	4	0	0
5	0	0	8	4	0	0
9	0	0	2,5	1	0	0
10	17	8,5	0	0	0	0
11	0	0	22,5	11	2	1
12	84,5	43,5	0	0	0	0
13	3,5	1,5	0	0	2	1
14	0	0	20	10	0	0
15	67,5	35	0	0	0	0
16	13,5	6,5	12	6	25	10
17	0	0	2	1	0	0
20	3,5	1,5	1	0,5	3	1,5
22	6,5	3	8,5	4,5	9,5	5
23	150	75	150	75	150	75
24	10	5	17,5	9	61,5	31
25	1	0,5	0	0	0	0
26	43	27,5	35	24	96	54,5
27	4,5	2,5	0	0	0	0
28	24	12	16	8,5	21	11
29	139,5	107,5	147,5	111	145	110,5
30	0	0	14	7	0	0
31	18	11,5	20	12,5	9	7
32	0	0	24	11,5	0	0
33	0	0	14	7	0	0
34	20	16	31,5	21,5	20	16
Total	606	357	584	344	569	337,5

TABELA II
 BANCOS DE CAPACITORES

Barra	Q(kVAr) Fase A	Q(kVAr) Fase B	Q(kVAr) Fase C
29	100	100	100
34	150	150	150
Total	250	250	250

Sendo que o objetivo deste trabalho é analisar a influência dos modelos de linha na solução do fluxo de carga, tanto o transformador 24,9/4,16kV, conectado entre as barras 20 e 21, quanto os dois reguladores de tensão, localizados entre as barras 7-8 e 20-21, foram substituídos por uma linha. Os resultados serão apresentados para o ramal principal da rede 34 barras, composto pelos nós: 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 11, 13, 16, 17, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30 e 33. O critério para a escolha desse caminho foi o comprimento e o carregamento do mesmo, assim como realizado em [18].

Nas simulações foram considerados quatro modelos com o objetivo de avaliar os efeitos das admitâncias *shunt*, da transposição das linhas e do acoplamento entre fases. Assim sendo, o primeiro considera o modelo *Exato* da linha, no segundo é utilizado o modelo *Modificado*, com as admitâncias em derivação desprezadas. No terceiro modelo utilizado, que será denominado *Zaprox* e pode ser encontrado em [2], é aplicada a suposição de que as linhas são transpostas e que as admitâncias podem ser desprezadas. E por fim no quarto modelo, que será denominado de *Zmd* e pode ser encontrado em [11], além de desprezar as admitâncias e considerar as linhas transpostas, o modelo também despreza o acoplamento mútuo entre condutores.

No cálculo das equações de Carson, (1) e (2), utilizados na construção desses modelos foi considerado uma resistividade média do solo de 100 $\Omega.m$ e frequência de 60Hz. Na Tabela III é apresentada a matriz de impedâncias série (*Zabc*) do segmento de linha entre as barras 1-2, para cada um dos quatro modelos.

TABELA III
 MATRIZ *Zabc* CALCULADA PARA O SEGUIMENTO ENTRE AS BARRAS 1 E 2.

<i>Exato e Modificado (Zabc) ($\Omega/milha$)</i>		
1,3368+1,3343i	0,2101+0,5779i	0,2130+0,5015i
0,2101+0,5779i	1,3238+1,3569i	0,2066+0,4592i
0,2130+0,5015i	0,2066+0,4592i	1,3294+1,3471i
<i>Zaprox ($\Omega/milha$)</i>		
1,3300+1,3461i	0,2099+0,5128i	0,2099+0,5128i
0,2099+0,5128i	1,3300+1,3461i	0,2099+0,5128i
0,2099+0,5128i	0,2099+0,5128i	1,3300+1,3461i
<i>Zmd ($\Omega/milha$)</i>		
1,3300+1,3461i	0+0i	0+0i
0+0i	1,3300+1,3461i	0+0i
0+0i	0+0i	1,3300+1,3461i

Dadas as condições operativas do sistema, foi rodado o fluxo de potência do sistema IEEE com cada um desses modelos e a partir dessas simulações foram obtidos os perfis de tensão. Os perfis de tensão do ramal escolhido utilizando o

modelo *Exato* e o modelo *Modificado* é apresentado na Fig. 6.

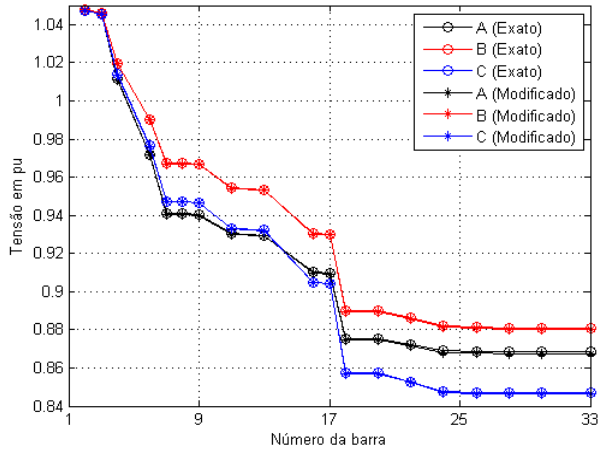


Fig. 6. Comparação do perfil de tensão no ramal considerando os modelos exato e modificado.

A partir da Fig. 6 pode ser verificado que esses modelos apresentam perfis de tensão semelhantes, isso mostra que nessa condição o sistema IEEE pode ser bem representado pelo modelo *Modificado*, reduzindo o custo computacional na solução do fluxo de carga.

Na Fig. 7 são mostrados os perfis de tensão no ramal, considerando o modelo *Exato* e o modelo *Zaprox*.

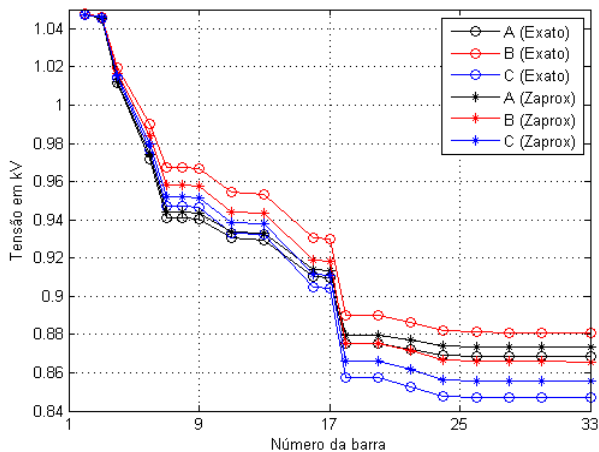


Fig. 7. Comparação do perfil de tensão no ramal considerando os modelos: Exato x Aproximado (Transposto).

O que pode ser observado a partir da Fig. 7 é que o desequilíbrio de tensão do modelo *Zaprox* é menor quando comparado ao desequilíbrio apresentado pelo modelo *Exato*. Além disso, no *Zaprox*, a Fase A tem a menor queda de tensão quando comparada com as demais fases, contudo no modelo exato, a Fase B é quem apresenta a menor queda de tensão.

Na Fig. 8 são mostrados os perfis de tensão no ramal, considerando o modelo *Exato* e o modelo *Zmd*. A partir dessa figura se observa que ao desprezar o acoplamento mutuo entre fases, no caso o modelo *Zmd*, as quedas de tensão se acentuam, apresentando uma diferença de significativa nas

tensões das barras mais distantes da subestação.

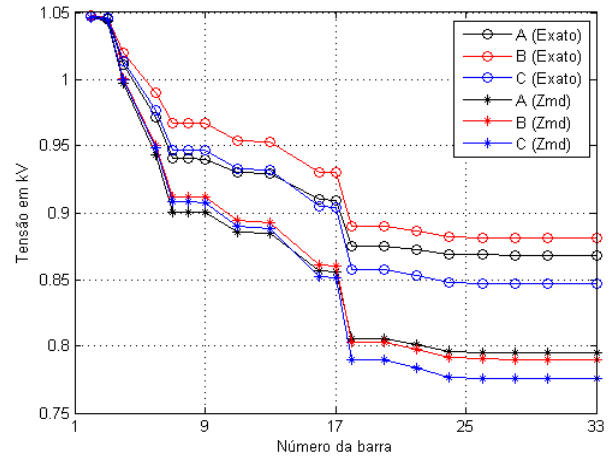


Fig. 8. Comparação do perfil de tensão no ramal considerando os modelos: Exato x Aproximado (Transposto e sem acoplamento mútuo).

Na Tabela IV são apresentados os valores da Fase A, em pu, obtidos na solução do fluxo de potência, para cada modelo acima citado, permitindo comparar os níveis de tensão dos mesmos.

TABELA IV
 TENSÕES DA FASE "A" NO RAMAL ESCOLHIDO EM PU

Barra	MODELO			
	<i>Exato</i> V_a (pu)	<i>Modificado</i> V_a (pu)	<i>Zaprox</i> V_a (pu)	<i>Zmd</i> V_a (pu)
1	1,0500	1,0500	1,0500	1,0500
2	1,0473	1,0473	1,0474	1,0463
3	1,0455	1,0455	1,0456	1,0438
4	1,0114	1,0112	1,0125	0,9971
6	0,9718	0,9715	0,974	0,943
7	0,9408	0,9404	0,9439	0,9008
8	0,9408	0,9404	0,9439	0,9008
9	0,9403	0,9399	0,9435	0,9002
11	0,9304	0,9300	0,9338	0,8859
13	0,9296	0,9292	0,9331	0,8847
16	0,9100	0,9095	0,914	0,8562
17	0,9095	0,9090	0,9135	0,8555
18	0,8752	0,8745	0,8799	0,8056
20	0,8752	0,8745	0,8799	0,8056
22	0,8723	0,8716	0,8771	0,8012
24	0,8689	0,8682	0,8738	0,7961
26	0,8686	0,8679	0,8735	0,7956
28	0,8683	0,8676	0,8732	0,7952
30	0,8683	0,8676	0,8732	0,7952
33	0,8683	0,8676	0,8732	0,7952

A partir da Tabela IV pode-se verificar que os perfis de tensão dos modelos *Exato* e *Modificado* são semelhantes. As tensões no modelo *Exato* são ligeiramente maiores que no modelo *Modificado* por considerar as admitâncias *shunt*. Isso ocorre porque a rede IEEE de 34 barras é totalmente aérea e o nível de tensão não é tão elevado, o que confirma a consideração apresentada em [4].

Outra constatação relevante que pode ser feita a partir da

Tabela IV é que quando é desprezado o acoplamento mútuo, entre os condutores de fase, a queda de tensão ao longo da rede é maior, que também pode ser visualizado na Fig. 8. Se essa modelagem for utilizada para sistemas de distribuição, o ajuste dos reguladores de tensão fica comprometido, podendo surgir sobretensões quando o sistema opera em carga leve.

V. CONCLUSÃO

Um sistema de distribuição apresenta características operativas e topológicas distintas do sistema de transmissão, e para que possa ser analisado corretamente, seja na operação, planejamento ou expansão, o mesmo deve ser representado por modelos detalhados que considerem com exatidão todos os seus componentes.

Assim sendo, este trabalho mostrou a influência dos modelos utilizados na representação de linhas de distribuição na solução do fluxo de potência. Assim, foi possível avaliar os efeitos da capacitância, da não transposição das linhas e do acoplamento mútuo entre as fases. Nesse contexto, foi realizada a comparação de um modelo considerado exato na literatura com outros três modelos que utilizam algumas simplificações. Para tal, foi utilizado o sistema teste IEEE de 34 barras, para avaliar a resposta dos modelos em um fluxo de carga implementado em Matlab.

Pôde ser observado que as admitâncias em derivação (capacitância da linha) apresentam pouca influência. No entanto, os resultados mostram que o acoplamento mútuo entre fases não pode ser desprezado, uma vez que estes afetam significativamente as quedas de tensão ao longo da rede. Para linhas mais longas a realização de transposição pode resultar em um desequilíbrio de tensão menor que o que ocorre na prática.

Assim sendo, conclui-se que a não utilização de modelos adequados na representação das linhas pode afetar a correta distribuição de cargas ao longo do alimentador e o ajuste preciso dos reguladores de tensão e dos relés de proteção.

VI. AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi desenvolvido com o apoio financeiro da CAPES.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] Kagan, N.; Oliveira, C.C. B.; Robba, E. J., Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 2 ed., São Paulo: Blucher, 2010.
- [2] W. H. Kersting, Distribution system modeling and analysis. Boca Raton, FL: CRC Press, 2002.
- [3] Garcia, P. A. N.; Pereira J. L. R.; Carneiro Jr., S.; "Fluxo de Potência Trifásico por Injeção de Corrente: Parte 1 – Formulação Básica", Controle e Automação, vol. 12, pp. 178-187, 2001.
- [4] Chen, T. H.; Chen, M. S.; Hwang, K. J.; Kotas, P.; Chebli, E. A.; "Distribution System Power Flow Analysis: A Rigid Approach", IEE Transactions on Power Delivery, vol. 6, no. 3, pp. 1146-1152, Jul. 1991.
- [5] Carvalho, M. R., Estudo Comparativo de Fluxo de Potência para Sistemas de Distribuição Radial, Dissertação de mestrado, USP, São Carlos, SP, 2006.
- [6] Loddí, T., Cálculo de Fluxo de Potência Unificado em Sistemas de Transmissão e Redes de Distribuição através do Método de Newton Desacoplado Rápido com Rotação de Eixos, Dissertação de mestrado, UFPR, Curitiba, PR, 2010.
- [7] Kersting, W.H., "The Whys of Distribution System Analysis," Industry Applications Magazine, IEEE , vol.17, no.5, pp.59,65, Sept.-Oct. 2011.

- [8] Barbosa, A. S., "Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição: Aplicações Práticas". Dissertação (Mestrado) – UFPP, Campina Grande, PB. 1995.
- [9] Broadwater, P.R. et alii. "Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution Systems", Electric Power Systems Research Journal, Vol. 14, 1988.
- [10] Shirmohammadi, D.; Hong, H.W.; Semlyen, A.; Luo, G.X., "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks," Power Systems, IEEE Transactions on , vol.3, no.2, pp.753,762, May 1988.
- [11] Kersting, W.H.; Phillips, W.H., "Distribution feeder line models," Industry Applications, IEEE Transactions on , vol.31, no.4, pp.715,720, Jul/Aug, 1995.
- [12] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee Report, "Radial distribution test feeders," in 2000 PES Summer Meeting. Available: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>.
- [13] Kersting, W.H., "Radial distribution test feeders," Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE , vol.2, no., pp.908,912 vol.2, 2001.
- [14] John T. Carson, "Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return", Bell System Technical Journal, New York, NY, vol. t, 1926, pp. 539-54.
- [15] Kersting, W.H.; Green, R.K., "The application of Carson's equation to the steady-state analysis of distribution feeders," Power Systems Conference and Exposition (PSC), 2011 IEEE/PES , vol., no., pp.1,6, 20-23 March 2011.
- [16] Keshtkar, H.; Khushalani Solanki, S.; Solanki, J.M., "Improving the Accuracy of Impedance Calculation for Distribution Power System," Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.29, no.2, pp.570,579, April 2014.
- [17] Kron, Gabriel, "Tensorial Analysis of Integrated Transmission Systems Part I. The Six Basic Reference Frames," American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the , vol.70, no.2, pp.1239,1248, July 1951.
- [18] Pizzali, L. F. O., Cálculo de Fluxo de Potência em Redes de Distribuição com Modelagem a Quatro Fios, Dissertação de mestrado, UNESP, Ilha Solteira, SP, 2003.
- [19] Mishra, S., "A simple algorithm for unbalanced radial distribution system load flow," TENCON 2008 - 2008 IEEE Region 10 Conference , vol., no., pp.1,6, 19-21 Nov. 2008.