UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO JOÃO DEL-REI
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA

CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO
TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGEL

ANÁLISE DO PERFIL DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO DESEQUILIBRADOS

Tallita Lisboa Vieira

Orientador: Prof. Leonidas Chaves de Resende

Coorientadora: Profª. Valceres Vieira Rocha e Silva

Dissertação submetida ao PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA – PPGEL, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Agosto de 2012

São João del-Rei – MG – BRASIL

Tallita Lisboa Vieira

ANÁLISE DO PERFIL DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO DESEQUILIBRADOS

Banca Examinadora:

Orientador: Leonidas Chaves de Resende

Coorientador: Valceres Vieira Rocha e Silva

Paulo Augusto Nepomuceno Garcia

Luiz Antônio da Fonseca Manso

São João del-Rei, 08 de agosto de 2012

AGRADECIMENTOS

- A Deus pela bondade de conceder a melhor família e amigos.
- À minha mãe e ao meu irmão pelo apoio e confiança depositada no meu trabalho.
- Ao Diego pelo amor, força, carinho e compreensão.
- Ao Prof. Leonidas Chaves de Resende, pelas orientações durante o desenvolvimento desse trabalho.
- À Profª. Valceres Vieira Rocha e Silva, pela compreensão e auxílio nos momentos necessários.
- Aos amigos do mestrado obrigado pela grande ajuda, dicas e aprendizado.
- Aos amigos pela solidariedade, incentivo e carinho.
- À Universidade Federal de São João del-Rei, ao REUNI e à CAPES, pelo apoio financeiro indispensável para a concretização desse trabalho.

RESUMO

O serviço de fornecimento de energia elétrica no Brasil é regulamentado e fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Um dos principais objetivos é garantir a qualidade do fornecimento de energia de igual modo para todos. Neste sentido, as leis que protegem os consumidores e a regulamentação entre os agentes dos setores devem ser rigorosamente cumpridas.

Dentre os diversos aspectos que são regulados e fiscalizados pela ANEEL está o nível de tensão em Sistemas Elétricos de Distribuição. Para as concessionárias, operar fora dos limites estabelecidos pelas agências reguladoras pode provocar o pagamento de multas e até mesmo ações indenizatórias para os consumidores. Outro item relacionado com a qualidade da energia é a questão do desequilíbrio de tensão. Atualmente é imprescindível manter os níveis de desequilíbrio dentro de limites que garantam a operação regular dos sistemas de energia a custos aceitáveis.

Esta dissertação está focada na implementação de um algoritmo para verificar o desequilíbrio da tensão em um sistema de distribuição com o objetivo de manter os níveis de tensão e de desequilíbrio dentro dos limites estabelecidos, melhorando a qualidade da energia entregue ao consumidor e reduzindo custos da distribuidora. Neste estudo são consideradas as não-linearidades dos Sistemas Elétricos de Distribuição, bem como as assimetrias dos acoplamentos mútuos entre as fases, através da construção de um modelo trifásico para o *IEEE 34 Node Test Feeder* em Simulink na plataforma MatLab®.

O modelo desenvolvido é utilizado no planejamento de curto prazo a fim de ilustrar a metodologia proposta.

ABSTRACT

The supplying electricity in Brazil is regulated and supervised by an electrical energy national agency (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL). To ensure the power supply same quality levels for all costumers is one of the main goals. Thus, laws to protect costumers and to regulate the energy supply must be strictly followed.

The Power Systems Distribution voltage levels are one of the main features regulated and supervised by ANEEL. The power producers can be fined or even undergo a law suit if operating out of the regulatory agency limits. Voltage unbalance is pointed as another issue related to energy quality matter. It is very important that the voltage levels unbalance to be kept within the limits that ensure the power systems regular operation at acceptable costs.

This work is focused on an algorithm implementation to check the voltage unbalance in a distribution system, to maintain the voltage operating values and unbalance levels within the limits established, in order to improve the costumer's delivered energy quality and low distribution costs.

For this study, the Power Systems Distribution non-linearities and the mutual coupling between phases' asymmetries are considered, when constructing a three phase model for the IEEE 34 Test Node Feeder in Simulink platform of MatLab®.

This model is used for short-term planning to illustrate the proposed methodology.

ÍNDICE

LISTA DE TABELAS ..... **xii**

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS ..... **xiv**

1 INTRODUÇÃO **1**

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS 1

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 3

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO 7

2 OS SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO **8**

2.1 INTRODUÇÃO 8

2.2 UTILIDADE DE UMA MODELAGEM TRIFÁSICA 9

2.3 REPRESENTAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS 10

2.3.1 GERADORES 10

2.3.2 LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO 11

2.3.3 TRANSFORMADORES 13

2.3.4 CARGAS 16

2.3.5 BANCO DE CAPACITORES 23

2.4 CONCLUSÕES 24

3 MODELAGEM COMPUTACIONAL **25**

3.1 INTRODUÇÃO 25

3.2 O SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO IEEE 34 26

3.3 *SOFTWARE* PARA CRIAÇÃO DO MODELO 26

3.4 MODELAGEM COMPUTACIONAL 29

3.4.1 MODELAGEM DA SUBESTAÇÃO 29

3.4.2 MODELAGEM DAS LINHAS 30

3.4.3 MODELAGEM DAS CARGAS 41
3.5 MODELAGEM DOS REGULADORES DE TENSÃO 44
3.6 MODELAGEM DOS CAPACITORES: 46
3.7 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA 47
3.7.1 MÉTODO PARA O CÁLCULO DO FATOR DE DESEQUILÍBRIO 47
3.7.2 MODELO DE LINHA CURTA 48
3.7.3 MODELO π EQUIVALENTE 55
3.8 CONCLUSÃO 59
4 UM ESTUDO DE CASO 60
4.1 INTRODUÇÃO 60
4.2 HORIZONTE DE PLANEJAMENTO DE CINCO ANOS 61
4.2.1 ANO BASE 61
4.2.2 ANO 1 63
4.2.3 ANO 2 64
4.2.4 ANO 3 65
4.2.5 ANO 4 66
4.2.6 ANO 5 67
4.3 ALOCAÇÃO DE CAPACITORES A PARTIR DA AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS 69
4.3.1 ANO 1 69
4.3.2 ANO 2 71
4.3.3 ANO 3 72
4.3.4 ANO 4 73
4.3.5 ANO 5 75
4.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS 77
4.5 CONCLUSÃO 77
5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS 79
5.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO 79

5.2 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS 80

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 82

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Modelo da linha curta [B05]. 11

Figura 2.2 - Modelo equivalente π de uma linha de distribuição [B05]. 12

Figura 2.3 - Modelo de transformador Y-Y de dois enrolamentos [J05]. 13

Figura 2.4 - Transformador representado pelo modelo π equivalente [E77]. 14

Figura 2.5 - Cargas distribuídas ao longo de uma linha de distribuição [MS07]... 19

Figura 3.1 - Sistema teste de distribuição IEEE34 [K91]. 26

Figura 3.2 - Interconexão entre os modelos lineares e não-lineares. 28

Figura 3.3 - Fonte de tensão da subestação. 30

Figura 3.4 - Transformador de linha. 30

Figura 3.5 - Espaçamento de linhas aéreas [R91]. 31

Figura 3.6 - Três conjuntos de fasores equilibrados que são componentes de três fasores desequilibrados. 35

Figura 3.7 - Diagrama de impedâncias. 36

Figura 3.8 - Bloco para o modelo π equivalente. 40

Figura 3.9 - Bloco para o modelo de linha curta. 41

Figura 3.10 - Bloco para modelagem das cargas de potência constante. 43

Figura 3.11 - Bloco para modelagem de carga de corrente constante e impedância constante. 43

Figura 3.12 - Transformador com mudança de tape. 45

Figura 3.13 - Bloco para modelagem do transformador com mudança de tape... 46

Figura 3.14 - Bloco para modelagem dos bancos de capacitores. 47

Figura 3.15 - Tensões nas fases A, B e C para o modelo 1. 50

Figura 3.16 - Tensão média do modelo 1 *versus* tensão média [K91]. 50

Figura 3.17 - Desequilíbrio entre as fases: modelo 1 *versus* [K91]. 51

Figura 3.18 - Tensões nas fases A, B e C para o modelo 2. 52

Figura 3.19 - Tensão média do modelo 2 *versus* tensão média [K91]. 52

Figura 3.20 - Desequilíbrio entre as fases. 53

Figura 3.21 - Tensão nas fases A, B e C para o modelo 3. 54

Figura 3.22 - Tensão média do modelo 3 *versus* [K91]. 54

Figura 3.23 - Desequilíbrio entre as Fases. 55

Figura 3.24 - Tensão nas fases A, B e C para o Modelo 4. 56

Figura 3.25 - Tensão média do Modelo 4 *versus* [K91]. 56

Figura 3.26 - Desequilíbrio entre as fases. 57

Figura 3.27 - Tensão nas fases A, B e C para o Modelo 5. 58

Figura 3.28 - Tensão média do modelo 5 *versus* [K91]. 58

Figura 3.29 - Desequilíbrio entre as Fases. 59

Figura 4.1 - Perfil de tensão para o ano base sem banco de capacitores. 62

Figura 4.2 - Perfil de tensão do alimentador ano base com banco de capacitores. 63

Figura 4.3 - Perfil de tensão para o ano 1. 64

Figura 4.4 - Perfil de tensão do alimentador ano 2. 65

Figura 4.5 - Perfil de tensão do alimentador ano 3. 66

Figura 4.6 - Perfil de tensão do alimentador no ano 4. 67

Figura 4.7 - Perfil de tensão período de carga leve para o ano 5. 68

Figura 4.8 - Perfil de tensão período de carga média para o ano 5. 68

Figura 4.9 - Perfil de tensão período de carga pesada para o ano 5. 69

Figura 4.10 - Tensão para o período de carga média para o ano 1. 70

Figura 4.11 - Tensão para o período de carga pesada para o ano 1. 71

Figura 4.12 - Tensão para o período de carga média para o ano 2. 72

Figura 4.13 - Tensão para o período de carga pesada para o ano 2. 72

Figura 4.14 - Tensão para o período de carga média para o ano 3. 73

Figura 4.15 - Tensão para o período de carga pesada para o ano 3. 73

Figura 4.16 - Tensão para o período de carga média para o ano 4. 74

Figura 4.17 - Tensão para o período de carga pesada para o ano 4. 75

Figura 4.18 - Tensão para o período de carga pesada para o ano 5. 76

Figura 4.19 – Desequilíbrio para o sistema no ano 5. 76

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Dados dos transformadores. 29

Tabela 3.2 - Configurações de linhas aéreas. 31

Tabela 3.3 - Espaçamento e tipos de linhas aéreas. 31

Tabela 3.4 - Dados de segmento de linha. 32

Tabela 3.5 - Resistência, indutância e capacitância. 40

Tabela 3.6 - Código de modelos de cargas. 41

Tabela 3.7 - Cargas concentradas. 41

Tabela 3.8 - Cargas distribuídas. 42

Tabela 3.9 - Dados dos reguladores de tensão. 45

Tabela 3.10 - Capacitor *shunt*. 46

Tabela 3.11 - Injeções de Potência Ativa e Reativa. 49

Tabela 4.1 - Carregamento do alimentador principal. 61

Tabela 4.2 - Tensões míninas (em pu) no decorrer do ano base do horizonte de planejamento. 63

Tabela 4.3 - Atuação do banco de capacitores. 63

Tabela 4.4 - Tensões míninas (em pu) no decorrer do ano 1 do horizonte de planejamento. 64

Tabela 4.5 - Tensões míninas (em pu) no decorrer do ano 2 do horizonte de planejamento. 65

Tabela 4.6 - Tensões míninas (em pu) no decorrer do ano 3 do horizonte de planejamento. 66

Tabela 4.7 - Tensões míninas (em pu) no decorrer do ano 4 do horizonte de planejamento. 66

Tabela 4.8 – Tabela resumo da atuação dos bancos de capacitores (Dados em kVAr). 77

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ANNEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
FACTS	-	*Flexible AC Transmission System*
PRODIST	-	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SED	-	Sistemas Elétricos de Distribuição
SEP	-	Sistemas Elétricos de Potência
$\dot{E}_k$	-	Tensão complexa na barra *k*
$\dot{E}_m$	-	Tensão complexa na barra *m*
$\dot{E}_p$	-	Tensão complexa no ponto *p*
$\dot{I}_{km}$	-	Corrente da barra *k* para a barra *m*
$\dot{I}_{mk}$	-	Corrente da barra *m* para a barra *k*
$\dot{I}_s$	-	Corrente da barra emissora *(source)*
$\dot{I}_r$	-	Corrente da barra receptora
$\dot{I}_1$	-	Corrente na impedância série da linha
L	-	Indutância da linha
r	-	Resistência da linha
z	-	Impedância da linha
$\dot{V}_k$	-	Tensão na barra *k*
$\dot{V}_m$	-	Tensão na barra *m*
$\dot{V}_p$	-	Tensão no ponto *p*
$\dot{V}_s$	-	Tensão na barra emissora (*source*)
$\dot{V}_r$	-	Tensão na barra receptora
y_{km}	-	Admitância entre as barras *k* e *m*
$\frac{y}{2}$	-	Admitância em derivação

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O setor elétrico brasileiro teve seu período de crescimento durante os anos cinquenta, sessenta e setenta. A partir de 1979, seu endividamento externo agravou-se, principalmente pelo aumento das taxas de juros internacionais e pela manipulação das tarifas, como um mecanismo de controle da inflação no período de 1982 a 1993. A utilização das empresas do setor como instrumento de implantação das políticas de desenvolvimento industrial no país, a recessão e o não crescimento da demanda levou o setor à estagnação por falta de recursos. Logo, o modelo de monopólio estatal, para esse setor, exauriu-se por todos esses motivos apresentados e o governo, por pressões interna e externa, decide pela reestruturação e a privatização das empresas, de modo a tornar o setor elétrico mais eficiente e competitivo [A99].

O processo de desverticalização, constituído da privatização de muitas empresas estatais e da separação dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil, ganhou impulso com a aprovação das leis 8.987 e 9.074, ambas de 1995. Essas normas dispõem sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, destacando aqueles relativos à energia elétrica. A partir daí, começa a entrada de investimentos privados no setor elétrico.

Em 26 de dezembro de 1996, a Lei 9.427 instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com o papel de disciplinar o regime econômico e financeiro das concessões de serviço públicos de energia elétrica. A ANEEL começou a funcionar em dezembro de 1997 como órgão regulador e fiscalizador do setor elétrico nacional e uma das suas principais competências foi regimentar as concessões referentes aos serviços de energia elétrica. Para isso, tem-se a descentralização de parte das suas atividades, por meio de convênios de cooperação com as agências reguladoras estaduais credenciadas, em

conformidade com a legislação pertinente. Essa descentralização é um mecanismo facultativo de delegação das competências da Agência Nacional aos estados e ao Distrito Federal, objetivando agilizar e aproximar as ações da ANEEL junto aos consumidores de energia elétrica, agentes setoriais e demais segmentos da sociedade, com respeito às peculiaridades locais e regionais. As atividades descentralizáveis abrangem preferencialmente a fiscalização, o apoio à regulação dos serviços e instalações de energia elétrica e a mediação de problemas e soluções entre os agentes e entre esses e os consumidores [A99].

Essas mudanças objetivavam assegurar o suprimento de energia elétrica. Visavam também a liberdade de competição na geração e na comercialização e a melhoria dos serviços prestados aos consumidores, já que o aumento das exigências de qualidade dos produtos manufaturados e da competitividade das atividades industriais, certamente, em futuro próximo seria fator dependente da continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica [G03]. As diversas áreas industriais e econômicas do país necessitam de energia elétrica de qualidade como garantia para o seu funcionamento.

Todo o processo de reestruturação do setor elétrico ocorreu em busca do equilíbrio econômico e financeiro entre os agentes e consumidores. Com isso, os contratos de concessão de serviço público de energia elétrica entre o poder concedente e empresas concessionárias estabeleceram obrigações e encargos a serem cumpridos pela distribuidora, de forma a assegurar ao consumidor qualidade e continuidade na prestação do serviço [U07]. Esses contratos prescrevem que a concessionária de distribuição adote, na prestação de serviços, tecnologia adequada e equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e modicidade tarifária.

Para maior rentabilidade das empresas de distribuição de energia é preciso investimentos, principalmente, em equipamentos e em sistemas de controles sofisticados de modo que seus sistemas operem com um alto nível de confiabilidade e de eficiência energética.

Uma grandeza, relacionada com a qualidade de energia fornecida pelas empresas de distribuição, é o nível de tensão fornecido aos consumidores. A

resolução da ANEEL nº 505 [A01], a qual estabelece as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente, apresenta faixas adequadas de variação de tensão, para as respectivas tensões nominais nos pontos de entrega ou conexão, que a concessionária é obrigada a fornecer aos seus consumidores.

Outro fator importante, para as empresas de distribuição, é com relação aos desequilíbrios de tensão. Atualmente é imprescindível manter os níveis de desequilíbrio dentro de limites que garantam a operação regular dos sistemas de energia a custos aceitáveis [T05].

A qualidade da energia elétrica, principalmente no que tange à melhoria do perfil de tensão em sistemas de distribuição, será o assunto tratado nesta dissertação. Os principais estudos e trabalhos divulgados sobre esse assunto serão abordados nas próximas seções.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O serviço de fornecimento de energia elétrica no Brasil é regulamentado e fiscalizado pela ANEEL e um dos objetivos é garantir a qualidade do fornecimento de energia de igual modo para todos os consumidores, fazendo com que as leis que protegem os consumidores e a regulamentação entre os agentes dos setores sejam rigorosamente cumpridas.

Dentre os diversos aspectos que são regulados e fiscalizados pela ANEEL está o nível de tensão em Sistemas de Elétricos de Distribuição (SED). Este quesito é regulado pela Resolução ANEEL 505 de novembro de 2001 [A01], a qual “estabelece de forma atualizada e consolidada as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão em regime permanente”. Para as concessionárias, operar fora dos limites estabelecidos pelas agências reguladoras pode provocar o pagamento de multas e até mesmo ações indenizatórias para os consumidores. Desta maneira torna-se necessário o planejamento de curto prazo da rede de distribuição com a instalação de dispositivos que assegurem ao sistema uma operação dentro dos limites das magnitudes de tensão estabelecidas pelas agências reguladoras [JCM06].

A principal dificuldade de fornecer aos consumidores tensões em faixas apropriadas é o problema da queda de tensão durante o transporte da energia, ou seja, o nível de tensão no barramento secundário da subestação não é o mesmo no ponto de entrega aos consumidores [U07]. Para solucionar este problema o tema vem sendo amplamente estudado por diversos autores.

No primeiro artigo sobre o tema de controle de tensão, de autoria de C. Noe intitulado de "*Le Reglage Automatique de la Tension du Réseau de Transport d'EdF*", publicado em Maio de 1972, até os mais recentes, observa-se a preocupação de apresentar propostas de um sistema de controle. A grande preocupação daquele momento [NRBM72] era a vulnerabilidade do Sistema Elétrico de Potência (SEP) quanto às variações de tensão em redes pouco malhadas e com longas distâncias de transmissão, reconhecendo a instabilidade de tensão como um fenômeno complexo e de natureza dinâmica, além de provocar efeitos danosos à operação do sistema elétrico.

Durante a década de 80, os autores Paul, Léost e Tesseron [PLTM86] propuseram o controle secundário de tensão aplicado no sistema da EdF (*Electricité de France*), e que assumia um desacoplamento entre as regiões de controle. [ILLAPV95] e [CMLMP95] apresentam estratégias de controle de tensão no SEP da EdF e ENEL (*Italian Eletric Power Company*). O projeto é baseado no procedimento de despacho de potência reativa.

Em [VPLH96] o tema controle de tensão e potência reativa é abordado de uma maneira ampla e traz informações básicas dos principais equipamentos envolvidos no controle.

Já em [OK98] se tem sugestões de esquemas de ações de controle para o restabelecimento do sistema elétrico em emergências. O controle de tensão em um ambiente competitivo é destacado em [FS98] que ressalta a importância de um controle coordenado do perfil de tensão de um sistema.

[VLV99] apresenta um aplicativo para controle automático de tensão (CAT) no controle da malha da rede básica do sistema CEMIG.

O controle de tensão e potência reativa na distribuição é proposto em [BH99], que destaca a importância de um esquema de controle para regular a tensão e potência reativa.

[TMFB99] e [TMFBS00] avaliam as vantagens e limitações do uso de uma estrutura centralizada no controle de tensão em situações hipotéticas envolvendo o sistema da Área do Rio de Janeiro.

No que diz respeito a critérios e procedimentos para compensação reativa e controle de tensão, as referências [AO99] e [V01] apresentam propostas identificando as necessidades, aplicação de compensação e controles que envolvam as análises no planejamento de sistemas elétricos.

As referências [SLA02] e [SL03] apresentam uma proposta de controle para equipamentos de dinâmica lenta como LTC.

Os equipamentos FACTS (*Flexible AC Transmission System*), utilizados no controle, têm a capacidade de variação contínua dentro de faixas operativas [G02].

Uma análise de controladores eletrônicos em sistemas de distribuição de energia é realizada em [F05] abordando o conceito FACTS que define o uso de equipamentos que utilizam a eletrônica de potência e que permitem maior flexibilidade de controle dos sistemas elétricos.

Sobre as ferramentas computacionais e matemáticas, encontram-se várias abordagens, como a aplicação usando Lógica *Fuzzy* para avaliar a estabilidade de tensão entre áreas e o controle tem sido investigado pela *Bonneville Power Administracion* [TC00].

Um método proposto em [SS00] utiliza um procedimento recursivo para determinar a melhor localização para os reguladores de tensão em grandes redes de distribuição radiais.

Em [A05] foi desenvolvida e construída uma ferramenta computacional que utiliza uma metodologia baseada em programação evolutiva para determinar o local e a capacidade ótima de bancos de capacitores e reguladores de tensão, com o objetivo de minimizar o custo de instalação e das perdas, respeitando os limites de tensão e considerando a variação da carga.

Em [RSB10] é proposta a alocação e ajustes ótimos de reguladores de tensão em SED, com o objetivo principal de manter os níveis de tensão dentro dos limites estabelecidos na Resolução ANEEL 505.

A grande dificuldade para se determinar as ações do controle coordenado de tensão e potência reativa em um SEP está relacionada com a dificuldade de se compatibilizar ou coordenar os diversos equipamentos no tempo e a condição operativa do sistema num determinado instante. Para resolver esse problema são instalados alguns dispositivos para o controle da tensão. Os principais são: banco de capacitores, reguladores de tensão utilizando ou não transformadores de potência com comutação de tape. Estes dispositivos são utilizados em sistemas de distribuição de energia elétrica visando a minimização dos efeitos provocados pela queda de tensão ao longo dos alimentadores [U07]. Além de possibilitar estes benefícios, a compensação reativa, aliada ao controle de tensão é uma das alternativas mais atrativas sob o ponto de vista econômico [V05].

Um perfil de tensão adequado traz benefícios tanto para as distribuidoras quanto para os consumidores, uma vez que os desequilíbrios do sistema são reduzidos e os equipamentos operam corretamente [S04]. Ainda, são evitadas as penalidades a que a concessionária é submetida caso os níveis de tensão estejam fora dos limites estabelecidos pelo órgão regulador.

O trabalho aqui proposto está focado na regulação de tensão de um SED, com o objetivo principal de manter os níveis de tensão dentro dos limites estabelecidos na Resolução ANEEL 505 [A01], melhorando a qualidade da energia entregue ao consumidor e reduzindo custos da distribuidora.

Neste estudo são consideradas as não-linearidades dos SED, bem como as assimetrias dos acoplamentos mútuos entre as fases, através da construção de um modelo trifásico para o *IEEE 34 Node Test Feeder* [K91] em Simulink na plataforma MatLab®.

Para se entender estes e outros pontos relevantes sobre o tema, serão desenvolvidos e apresentados nos capítulos 2 e 3 vários conceitos relacionados aos dispositivos de controle.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação esta divida em cinco capítulos, os quais são resumidos a seguir.

Neste capítulo, foram descritas em linhas gerais, a relevância do tema “controle de tensão em sistemas de distribuição”. Por fim, foram enumeradas as contribuições dos principais trabalhos pertinentes aos assuntos discutidos nesta dissertação.

O Capítulo 2 descreve a modelagem matemática dos elementos de um SED tais como: linhas de distribuição aéreas monofásicas e trifásicas, modelos de bancos de capacitores ligados em estrela e em delta, modelos de cargas monofásicas, e trifásicas de potência constante, impedância constante, corrente constante; modelos de transformadores e de regulador de tensão.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia proposta neste trabalho, a qual é baseada na regulação de tensão de um modelo matemático para o IEEE34 em Simulink. As variações de algumas grandezas elétricas são analisadas como: perfil de tensões, variação percentual de tensões, grau de desequilíbrio de determinadas barras do sistema.

O Capítulo 4 ilustra a aplicação da metodologia desenvolvida por meio de estudos de casos realizados com configurações do sistema IEEE 34. Tais configurações são utilizadas para validar e exemplificar a utilização da metodologia proposta nesta dissertação.

Finalmente, o Capítulo 5 sumariza as principais contribuições deste trabalho e as conclusões referentes aos modelos desenvolvidos e às análises realizadas. Adicionalmente, mostram-se as perspectivas para continuação deste trabalho.

2 OS SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO

2.1 INTRODUÇÃO

O estudo mais frequente de um sistema elétrico, seja este de transmissão ou distribuição, é o cálculo das condições de operação em regime permanente. Nestes cálculos, as grandezas de maior interesse são, em geral, as tensões nas diferentes barras da rede, os fluxos de potência ativa e reativa em todas as linhas, as perdas nas linhas e nos transformadores, etc.

Estudos desta natureza são de grande importância em sistemas já existentes, visando resolver problemas de operação econômica, regulação de tensão, etc., como também no planejamento de novos sistemas.

O processo de análise de SED mudou consideravelmente ao longo dos últimos quarenta anos. No início, os engenheiros utilizavam uma simples técnica de cálculo de queda de tensão que podia ser feita de forma manual para sistemas de porte médio. Com o crescimento da indústria de sistemas de potência e a ampliação dos SED, os engenheiros das companhias distribuidoras de energia elétrica passaram a fazer a análise através de programas computacionais. A técnica empregada era agora denominada de fluxo de potência e o seu algoritmo podia resolver sistemas de grandes dimensões compatíveis com os existentes na realidade. No entanto, essa técnica de fluxo de potência pressupunha sempre um sistema de potência equilibrado, fato que ocorre de maneira mais comum nos sistemas de transmissão de energia elétrica. Assim, os resultados obtidos com o emprego dessa técnica em SED com grande grau de desequilíbrio não eram satisfatórios e os resultados de um fluxo de potência convencional não poderiam ser utilizados.

O desenvolvimento do fluxo de potência trifásico permitiu analisar um SED com um considerável grau de desequilíbrio e no caso de sistemas equilibrados esse

algoritmo permitia obter os mesmos resultados do fluxo de potência convencional [M09].

Um grande desenvolvedor desse algoritmo de fluxo de potência trifásico foi o professor William H. Kersting, da Universidade do Novo México. O professor Kersting adaptou uma técnica chamada de técnica iterativa de escada (*Ladder Iterative Technique*) para que fosse possível analisar SED.

Para isso, foram incluídos juntamente com a técnica os modelos de todos os componentes presentes em SED: linhas de distribuição, banco de capacitores, reguladores de tensão, transformadores de distribuição, modelos de cargas distribuídas ou concentradas. Com essa modelagem e juntamente com o levantamento de dados trifásicos de alguns SED dos Estados Unidos, foi possível se obter resultados confiáveis para sistemas de distribuição desequilibrados como os sistemas IEEE13 barras, IEEE34 barras, IEEE37 barras e IEEE123 barras [R91].

Com o objetivo de realizar estudos mais rápidos e econômicos, têm-se desenvolvido eficientes programas computacionais de fluxo de potência. Nas últimas décadas, aproveitando a grande disponibilidade dos recursos computacionais aperfeiçoou-se cada vez mais a simulação dos sistemas elétricos, utilizando técnicas numéricas [P02].

O objetivo desta dissertação é apresentar uma modelagem trifásica para o sistema IEEE34 no Simulink. Assim representados por um *software* comercial de grande aplicação pelos diversos segmentos da comunidade científica permitirá sua utilização na simulação e desenvolvimento de tecnologias e metodologias/procedimentos que envolvam pesquisas na área de sistemas elétricos de potência.

2.2 UTILIDADE DE UMA MODELAGEM TRIFÁSICA

As principais ferramentas de análise disponíveis para resolver redes elétricas de distribuição são os fluxos de potência monofásicos desenvolvidos para sistemas de transmissão. Em geral, a aplicação direta de tais algoritmos ao SED apresenta, em muitos casos, más características de convergência [D00].

Como consequência, as empresas de distribuição têm optado por usar, para estudos de planejamento e operação métodos simples de análise, os quais exigem dentre outras coisas, uma grande simplificação na modelagem da rede, muitas vezes por falta de dados. Um destes estudos empregou como metodologia a redução da rede a um alimentador principal suprindo uma carga (no seu extremo) e um comprimento equivalente [VSCS87]. Os resultados só permitiam conhecer de forma muito aproximada a queda de tensão total no extremo do alimentador e as perdas envolvidas. Outros estudos apontam a distribuição da carga uniformemente numa área retangular e assim mostravam as relações entre a máxima queda de tensão, densidade da carga e tamanho e forma da área alimentada [S78]. Técnicas para o cálculo aproximado de quedas de tensão e perdas em linhas com cargas uniformemente distribuídas ou áreas geométricas com densidades de carga constantes, são muito úteis devido a sua rapidez [K02]. Estas abordagens eram utilizadas principalmente em planejamento. No entanto, os resultados de estudos tão generalizados dificilmente podiam ser aplicados diretamente para a resolução de problemas específicos como: fluxos de potência em ramais distintos da rede, tensão numa determinada barra, etc.

Um cálculo de fluxo de potência trifásico eficaz, rápido, computacionalmente eficiente e que contemple todas as características já apontadas das redes de distribuição (acoplamentos, desequilíbrios, etc.) é parte importante deste trabalho.

2.3 REPRESENTAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

Sistemas de potência trifásicos consistem principalmente de interconexões de geradores, transformadores, linhas de transmissão e cargas. Os elementos em um sistema de potência são relativamente simples, entretanto as redes a que estão ligados estão cada vez mais extensas e complexas [VSC10]. Apresenta-se a seguir uma discussão sobre o comportamento desses elementos.

2.3.1 GERADORES

Os geradores são responsáveis pelo suprimento da demanda de potência ativa e reativa do sistema elétrico. Estes elementos possuem limitações, curva de capacidade, que influenciam neste equilíbrio [CM78]. A operação de geradores

em condições onde estes limites são violados é indesejável e proporciona atuação da proteção.

No estudo de fluxo de potência o gerador é representado com sua tensão terminal controlada.

2.3.2 LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO

A linha de distribuição aérea é o componente mais comumente utilizado nos sistemas de potência e particularmente nos SED. Dois tipos de modelagem são utilizados: modelo de linha curta e modelo π equivalente.

Para o modelo de linha curta a capacitância da linha, por ser pequena, é desprezada, sendo a linha representada pelos parâmetros série, ou seja, a resistência (r) e a indutância (L). A Figura 2.1 mostra o modelo da linha curta [B05].

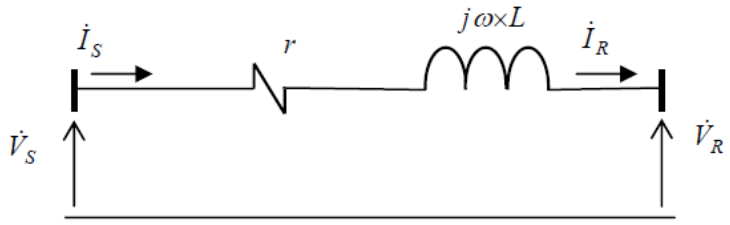


Figura 2.1 - Modelo da linha curta [B05].

Da Figura 2.1, pode-se tirar as seguintes equações:

$$z = r + j\omega \times L \tag{2.1}$$

$$\dot{I}_S = \dot{I}_R \tag{2.2}$$

$$\dot{V}_S = \dot{V}_R + z \times \dot{I}_R \tag{2.3}$$

Onde:

z é a impedância da linha

r é a resistência da linha

L é a indutância da linha

$\dot{I}_S$ é a corrente do barramento da fonte (*source*)

$\dot{I}_R$ é a corrente da barra receptora (R)

$\dot{V}_S$ é a tensão no barramento da fonte (*source*)

$\dot{V}_R$ é a tensão na barra receptora (R)

Explicitando-se as variáveis da barra receptora tem-se:

$$\dot{I}_R = \dot{I}_S \tag{2.4}$$

$$\dot{V}_R = \dot{V}_S - z \times \dot{I}_S \tag{2.5}$$

Utilizando o modelo equivalente π de uma linha de distribuição, a capacitância da linha é considerada concentrada em ambas as extremidades da mesma [B05].

A admitância em derivação, normalmente uma capacitância pura, é incluída no cálculo de linhas médias. Se a admitância total em derivação da linha for dividida em duas partes iguais, e colocadas junto às barras emissoras e receptoras da linha $\left(\frac{y}{2}\right)$, o circuito recebe o nome de π nominal [SW78].

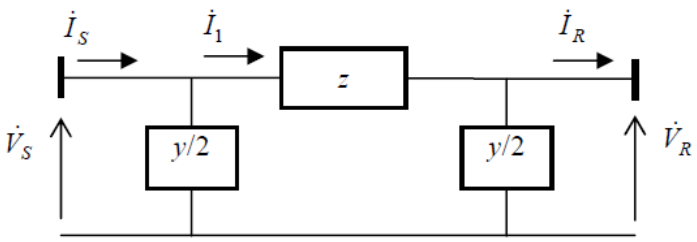


Figura 2.2 - Modelo equivalente π de uma linha de distribuição [B05].

Da Figura 2.2 pode-se tirar as seguintes equações:

$$\dot{V}_S = \dot{V}_R + z \times \dot{I}_1 \tag{2.6}$$

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_R + \frac{y}{2} \times \dot{V}_R \tag{2.7}$$

$\dot{I}_1$ é a corrente na impedância série da linha.

Substituindo a corrente $\dot{I}_1$ na Equação (2.6) e agrupando os termos tem-se:

$$\dot{V}_s = \left(1 + z \times \frac{y}{2}\right) \times \dot{V}_R + z \times \dot{I}_R \tag{2.8}$$

$$\dot{I}_S = \dot{I}_1 + \frac{y}{2} \times \dot{V}_s \tag{2.9}$$

Substituindo na Equação (2.9) a corrente $\dot{I}_1$ (Equação 2.7) e a tensão $\dot{V}_S$ (Equação 2.8) e agrupando tem-se:

$$\dot{I}_S = \dot{I}_R + \frac{y}{2} \times \dot{V}_R + \frac{y}{2} \times \left[\left(1 + Z \times \frac{y}{2} \right) \times \dot{V}_R + z \times \dot{I}_R \right]$$
$$\dot{I}_S = \left[z \times \left(\frac{y}{2} \right)^2 + 2 \times \left(\frac{y}{2} \right) \right] \times \dot{V}_R + \left(1 + Z \times \frac{y}{2} \right) \times \dot{I}_R \qquad (2.10)$$

2.3.3 TRANSFORMADORES

Os transformadores são elementos das redes elétricas utilizados para elevar, reduzir e regular os níveis de tensão das barras. A modelagem de um transformador de dois enrolamentos estrela - estrela (Y-Y), é representada por um transformador ideal com uma relação de *1:a* em série com uma admitância $\dot{y}$ [E77], conforme ilustrado na Figura 2.3.

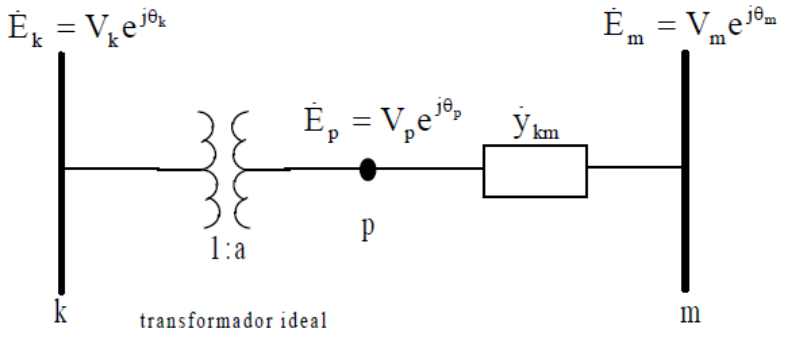


Figura 2.3 - Modelo de transformador Y-Y de dois enrolamentos [J05].

Onde:

$\dot{E}_k$ é a tensão complexa na barra *k*

$\dot{E}_p$ é a tensão complexa no ponto *p*

$\dot{E}_m$ é a tensão complexa na barra *m*

V_k é a tensão na barra *k*

V_p é a tensão no ponto *p*

$\dot{y}_{km}$ é a admitância série do transformador

A Figura 2.3 mostra o modelo do transformador em fase, indicando a tensão do nó intermediário *p* [M83]. A relação de transformação, *a*, é definida pela razão entre as tensões complexas das barras *k* e *p*. No caso dos transformadores em

fase, como $\theta_k = \theta_p$, a relação de transformação resulta na razão entre os módulos dessas duas tensões, ou seja:

$$a = \frac{\dot{E}_p}{\dot{E}_k} = \frac{V_p e^{j\theta_p}}{V_k e^{j\theta_k}} = \frac{V_p}{V_k} \tag{2.11}$$

O fato do transformador entre as barras *p* e *k* ser ideal, a potência de entrada é igual à potência de saída, ou seja, não há perdas entre as duas barras. Consequentemente as correntes $\dot{I}_{km}$ e $\dot{I}_{mk}$ estarão defasadas de 180°, pois:

$$\begin{aligned} &\dot{E}_k \dot{I}_{km}^* + E_p I_{mk}^* = 0 \\ &\frac{\dot{I}_{km}}{\dot{I}_{mk}} = -\frac{|I_{km}|}{|I_{mk}|} = -a \end{aligned} \tag{2.12}$$

$\dot{I}_{km}$ é a corrente da barra *k* para barra *m*

$\dot{I}_{mk}$ é a corrente da barra *m* para barra *k*

O transformador pode também ser representado por um circuito π equivalente similar ao utilizado para a linha de transmissão [E77], conforme ilustrado na Figura 2.4.

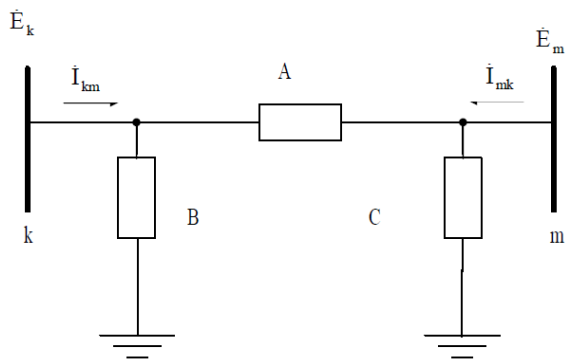


Figura 2.4 - Transformador representado pelo modelo π equivalente [E77].

A determinação das admitâncias A, B e C são feitas identificando as correntes $\dot{I}_{km}$ e $\dot{I}_{mk}$ dos circuitos representados pelas Figuras 2.3 e 2.4 [LCSC04]. Da Figura 2.3 verifica-se que:

$$\dot{I}_{km} = -a\dot{y}_{km}(\dot{E}_m - \dot{E}_p) = (a^2 \dot{y}_{km})\dot{E}_k - (a\dot{y}_{km})\dot{E}_m \tag{2.13}$$

$$\dot{I}_{mk} = \dot{y}_{km}(\dot{E}_m - \dot{E}_p) = (-a\dot{y}_{km})\dot{E}_k + (\dot{y}_{km})\dot{E}_m \tag{2.14}$$

Da Figura 2.4 (modelo π) determina-se:

$$\dot{I}_{km} = (A+B)\dot{E}_k - A\dot{E}_m \quad (2.15)$$

$$\dot{I}_{mk} = -A\dot{E}_k + (A+C)\dot{E}_m \quad (2.16)$$

Identificando os coeficientes de $\dot{E}_k$ e $\dot{E}_m$ nas Equações (2.13), (2.14), (2.15) e (2.16) as seguintes equações para as admitâncias do modelo π equivalente são determinadas.

$$A = a\dot{y}_{km} \quad (2.17)$$

$$B = a(a-1)\dot{y}_{km} \quad (2.18)$$

$$C = (1-a)\dot{y}_{km} \quad (2.19)$$

No que se refere à relação de transformação *a*, podem-se fazer as seguintes considerações:

- Se a=1, B e C serão nulos e A será igual a $\dot{y}_{km}$ (relação de espiras iguais);
- Para a<1, B terá sinal contrário de $\dot{y}_{km}$ tendo efeito capacitivo, enquanto C terá efeito indutivo; ou seja, haverá uma tendência de elevação da tensão V_k e redução da tensão V_m (transformador abaixador);
- Para a>1, B terá mesmo sinal de $\dot{y}_{km}$ tendo efeito indutivo, enquanto C terá efeito capacitivo; ou seja, haverá uma tendência de redução V_k e aumento da tensão V_m (transformador elevador).

A utilização de transformador com relações de espiras variáveis é uma das maneiras utilizadas pelas Concessionárias de Energia para regular as tensões nas barras das subestações [AVSM98].

A modelagem de um transformador estrela - triângulo $(Y-\Delta)$, onde há um defasamento angular de ± 30°, consegue-se fazendo o parâmetro *a* no transformador ideal assumir um valor complexo dado por [AVSM98].

$$\dot{a} = ae^{\pm j\varphi^{o}} \quad (2.20)$$

Onde φ pode valer $\pm 30^{o}$.

2.3.3.1 TRANSFORMADOR COM COMUTAÇÃO AUTOMÁTICA DE TAPE

Os transformadores com mudança de tape ou LTC (*Line Tap Change*) controlam a tensão do sistema elétrico com a mudança de posição do seu tape, a qual provoca uma redistribuição de fluxo de potência reativa nos lados primário e secundário do transformador. Cada posição do tape corresponde a um determinado número de espiras, normalmente 16 ou 32 *steps*, ou seja, 1,25% ou 0,625% para cada *step*, proporcionando uma variação total de ± 10% em relação à tensão nominal. Ao variar a posição do tape, a relação de transformação modifica-se, permitindo assim alteração na tensão terminal [A02].

Observa-se ainda que o efeito resultante nas tensões da barra depende de outros fatores, como topologia da rede e distribuição carga/geração. Os tapes dos transformadores podem ser dos tipos: fixo, sendo necessário desenergização do equipamento para mudança do tape, e tape sob carga, que atua de forma contínua. Os transformadores com LTC são utilizados em sistemas onde há a necessidade de variações com muita freqüência na relação de transformação para o controle diário da tensão na carga. Dentre as diversas limitações para operação deste equipamento destaca-se: número máximo e mínimo de tapes, tempo de comutação, banda morta, número de manobras diárias, número máximo de manobras para intervenção de manutenção e outros.

2.3.4 CARGAS

De acordo com [K05], a forma construtiva e o princípio de funcionamento de cada equipamento elétrico definem seu comportamento em regime permanente perante variações do nível de tensão de fornecimento. Ou seja, a potência elétrica absorvida por uma carga depende de sua natureza, e pode variar em função da tensão a ela aplicada.

As cargas podem ser distribuídas uniformemente ao longo de uma seção de linha (carga distribuída) ou conectadas a um nó (carga concentrada). Além disso, as cargas podem ser trifásicas (equilibrada ou desequilibrada) ou monofásicas. As cargas trifásicas podem ser conectadas em estrela ou delta, enquanto cargas monofásicas podem ser conectadas linha-terra ou linha-linha [R91]. As seções a seguir tratam de como modelar cada tipo de carga seja elas ligadas em estrela ou em delta.

Diferentes modelos podem ser utilizados para representá-las em redes de distribuição [P02]:

- Potência ativa e reativa constante;
- Corrente constante;
- Impedância constante (admitância constante); ou
- Qualquer combinação das três citadas acima.

Em todas as representações, parte-se de um valor de potência aparente (especificado) e de um valor de tensão que, dependendo do modelo empregado, pode ou não sofrer alterações durante o processo iterativo.

2.3.4.1 CARGA DE POTÊNCIA CONSTANTE COM A TENSÃO

Nesta modelagem de carga, as potências ativa e reativa são invariantes com as variações da tensão da barra que as alimenta, isto é, tais potências são iguais aos seus valores nominais, ou de referência, independentemente do valor da tensão fornecida. A potência absorvida por uma carga com essas características é dada pela Equação (2.21).

$$\overline{S}_{NF} = S_{NF}\angle\varphi = P_{NF} + jQ_{NF} \qquad (2.21)$$

A corrente absorvida por esta carga, quando alimentada com uma tensão qualquer $\dot{V}_F = V_F\angle\theta_1$, é obtida pela Equação (2.22):

$$\dot{I}_F = \frac{\overline{S}_{NF}^*}{\dot{V}_F^*} = \frac{S_{NF}\angle-\varphi}{V_F\angle-\theta_1} = \frac{S_{NF}}{V_F}\angle\theta_1-\varphi \qquad (2.22)$$

Ou seja, a corrente absorvida é inversamente proporcional á tensão aplicada.

2.3.4.2 CARGAS DE CORRENTE CONSTANTE COM A TENSÃO

Nesta representação para as cargas, os valores da intensidade de corrente e do ângulo de fase da corrente em relação à tensão são aqueles obtidos para a carga alimentada com tensão nominal. Assim, a corrente que circula em uma carga que absorve a potência dada pela Equação (2.23), quando alimentada por sua tensão nominal $V_{NF} = V_{NF}\angle\theta$.

$$\dot{I}_{NF} = \frac{\overline{S}^*_{NF}}{\dot{V}^*_{NF}} = \frac{S_{NF}\angle -\varphi}{V_{NF}\angle -\theta_1} = \frac{S_{NF}}{V_{NF}}\angle \theta_1 - \varphi = I_{NF}\angle \theta - \varphi \qquad (2.23)$$

em que o módulo da corrente $\left(I_{NF} = \frac{S_{NF}}{V_{NF}} \right)$ e o ângulo de fase entre a tensão e a corrente $(-\varphi)$ permanecem constantes.

Para qualquer valor de tensão $\dot{V}_F = V_F \angle \theta$ aplicado à carga, a corrente será dada pela Equação (2.24):

$$I_F = I_{NF}\angle \theta_1 - \varphi \qquad (2.24)$$

E a potência absorvida será dada pela Equação (2.25):

$$\begin{aligned} \overline{S}_F &= \dot{V}_F \dot{I}^*_F = V_F \angle \theta_1 I_{NF} \angle -(\theta_1 - \varphi) = \\ \overline{S}_F &= V_F I_{NF} \angle \varphi = V_F I_{NF} \cos\varphi + jV_F I_{NF} sen\varphi \end{aligned} \qquad (2.25)$$

Portanto, a potência absorvida pela carga varia linearmente com a tensão a ela aplicada, conforme a Equação (2.26).

$$\overline{S}_F = \frac{V_F}{V_{NF}} \overline{S}_{NF} \qquad (2.26)$$

2.3.4.3 CARGAS DE IMPEDÂNCIA CONSTANTE COM A TENSÃO

Nestas cargas, a impedância se mantém constante, e é obtida a partir das potências ativa e reativa absorvidas pela carga quando alimentada com tensão nominal, Equação (2.27).

$$\overline{S}_{NF} = S_{NF}\angle \varphi = P_{NF} + jQ_{NF} \qquad (2.27)$$

A potência absorvida pela carga quando alimentada por tensão nominal $\dot{V}_{NF} = V_{NF}\angle \theta$, resulta na impedância dada pela Equação (2.28):

$$\overline{Z}_{cons} = \frac{V^2_{NF}}{\overline{S}^*_{NF}} = \frac{V^2_{NF}}{S_{NF}} \angle \varphi = R + jX \qquad (2.28)$$

em que:

$$R = \frac{V^2_{NF}}{S_{NF}} \cos\varphi \text{ e } X = \frac{V^2_{NF}}{S_{NF}} sen\varphi \qquad (2.29)$$

para qualquer valor de tensão $\dot{V}_F = V_F \angle \theta_1$ aplicada à carga, ou seja, a potência absorvida pela carga varia com o quadrado da tensão a ela aplicada.

2.3.4.4 CARGAS REPRESENTADAS PELO MODELO COMBINADO

Uma combinação dos três modelos descritos para a representação das cargas pode ser utilizada atribuindo uma porcentagem de cada um deles.

2.3.4.5 REPRESENTAÇÃO DE CARGAS DISTRIBUÍDAS

Para o sistema analisado nesse trabalho as cargas distribuídas são modeladas linearmente, ou seja, não são distribuídas ao longo de uma área e sim ao longo de um segmento de reta, conforme Figura 2.5.

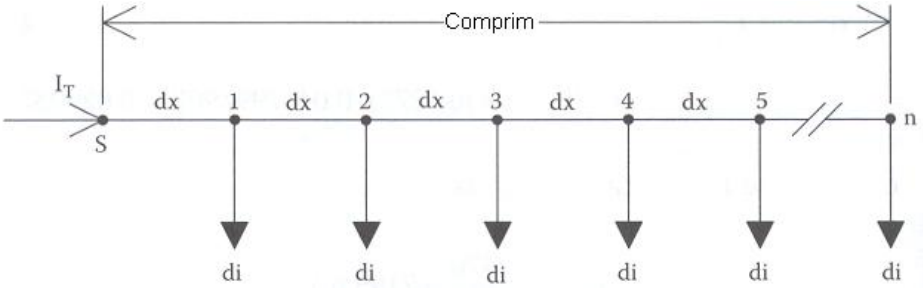


Figura 2.5 - Cargas distribuídas ao longo de uma linha de distribuição [MS07].

A Figura 2.5 mostra n cargas iguais uniformemente espaçadas de uma distância dx, as quais solicitam uma corrente di. Observe que esse modelo é perfeitamente geral, pois não se especifica qual modelo da carga é utilizado. Deseja-se determinar a queda de tensão total do nó fonte *(S)* até o último nó *n* [MS07], onde:

l	é o comprimento do alimentador;
$z = r + jx$	é a Impedância da linha em Ω/metro;
dx	é a distância entre duas cargas consecutivas (separadas por segmentos de reta);
di	é a corrente das cargas em cada nó;
n	é o número de cargas e número de segmentos de reta;
I_T	é a corrente total no alimentador.

As correntes de carga são dadas por:

$$di = \frac{I_T}{n} \qquad (2.30)$$

A queda de tensão no primeiro segmento de reta é dada por:

$$\Delta V_1 = \mathrm{Re}\{z \cdot dx \cdot (n \cdot di)\} \tag{2.31}$$

A queda de tensão no segundo segmento de reta é dada por:

$$\Delta V_2 = \mathrm{Re}\{z \cdot dx \cdot [(n-1) \cdot di]\} \tag{2.32}$$

A queda de tensão total do nó fonte até o último nó é dada por:

$$\begin{aligned} \Delta V_{total} &= \Delta V_1 + \Delta V_2 + ... + \Delta V_n \\ \Delta V_{total} &= \mathrm{Re}\{z \cdot dx \cdot di \cdot [n + (n-1) + (n-2) + ... + (1)]\} \end{aligned} \tag{2.33}$$

Usando a fórmula da soma dos termos de uma progressão aritmética na Equação (2.34), obtém-se:

$$1 + 2 + 3 + ... + n = \frac{n(n+1)}{2} \tag{2.34}$$

Logo:

$$\begin{aligned} \Delta V_{total} &= \mathrm{Re}\left\{ z \cdot dx \cdot di \cdot \left[\frac{n \cdot (n+1)}{2} \right] \right\} \\ dx &= \frac{l}{n} \\ di &= \frac{I_T}{n} \end{aligned} \tag{2.35}$$

Obtém-se:

$$\begin{aligned} \Delta V_{total} &= \mathrm{Re}\left\{ z \cdot \frac{l}{n} \cdot \frac{I_T}{n} \cdot \left[\frac{n \cdot (n+1)}{2} \right] \right\} \\ \Delta V_{total} &= \mathrm{Re}\left\{ z \cdot l \cdot I_T \left[\frac{(n+1)}{2n} \right] \right\} \end{aligned} \tag{2.36}$$

Como $z \cdot l = Z$, chega-se a:

$$\Delta V_{total} = \mathrm{Re}\left\{ \frac{1}{2} Z I_T \left(1 + \frac{1}{n} \right) \right\} \tag{2.37}$$

Quando n tende para infinito, a queda de tensão total tende para:

$$\Delta V_{total} = \mathrm{Re}\left\{ \frac{1}{2} Z I_T \right\} \tag{2.38}$$

A Equação (2.38) pode ser interpretada de duas maneiras: a primeira é colocar a carga I_T no ponto médio da linha; a segunda é colocar metade da carga total I_T

no final da linha. Obtém-se, portanto, dois modelos válidos para calcular a queda de tensão ao longo da linha. No entanto, esses modelos não permitem calcular a perda total de potência na linha.

Para realizar este cálculo, considere a Equação (2.39), na qual as perdas são dadas por:

$$P_{perdas} = 3 \cdot |I_T|^2 \cdot \frac{R}{2} = \frac{3}{2} \cdot |I_T|^2 \cdot R \qquad (2.39)$$

Por outro lado, quando a Equação (2.39) é aplicada, as perdas atingem:

$$P_{perdas} = 3 \cdot \left(\frac{|I_T|}{2} \right)^2 \cdot R = \frac{3}{4} \cdot |I_T|^2 \cdot R \qquad (2.40)$$

Naturalmente, os dois cálculos, a partir das Equações (2.39) e (2.40), chegam a resultados distintos para as perdas totais de potência na linha. No entanto, nenhum dos dois está correto, pois o modelo de queda de tensão utilizado não deve ser aplicado ao cálculo das perdas na linha. Para tal, um novo modelo precisa ser desenvolvido.

Escrevendo as equações para as perdas de potência, considerando as cargas distribuídas, obtém-se:

$$\begin{aligned} P_{perdas1} &= 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot |(n \cdot di)|^2 \\ P_{perdas2} &= 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot |(n-1) \cdot di|^2 \end{aligned} \qquad (2.41)$$

Assim, a perda total é dada por:

$$P_{perdas(total)} = 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot |di|^2 \left[n^2 + (n-1)^2 + (n-2)^2 + ... + 1^2 \right] \qquad (2.42)$$

A série dada pela Equação (2.42) tem a seguinte fórmula geral:

$$1^2 + 2^2 + ... + n^2 = \frac{n \cdot (n+1) \cdot (2n+1)}{6} \qquad (2.43)$$

A equação para a perda de potência total pode ser escrita como:

$$P_{perdas(total)} = 3 \cdot \left(r \cdot \frac{l}{n} \right) \cdot \left(\frac{|I_T|^2}{n} \right) \left[\frac{n \cdot (n+1) \cdot (2n+1)}{6} \right] \qquad (2.44)$$

Simplificando a Equação (2.44), obtém-se:

$$P_{perdas(total)} = 3 \cdot R \cdot |I_T|^2 \left[\frac{(n+1)\cdot(2n+1)}{6n^2} \right]$$
$$P_{perdas(total)} = 3 \cdot R \cdot |I_T|^2 \left[\frac{(2n^2+3n+1)}{6n^2} \right] \qquad (2.45)$$
$$P_{perdas(total)} = 3 \cdot R \cdot |I_T|^2 \left[\frac{1}{3} + \frac{1}{2n} + \frac{1}{6n^2} \right]$$

onde $R = r \cdot l$ (l é o comprimento da linha) é a resistência total por fase da linha. Assim quando n tende a infinito, as perdas totais tendem a:

$$P_{perdas(total)} = 3 \cdot \left[\frac{1}{3} \cdot R \cdot |I_T|^2 \right] \qquad (2.46)$$

A Equação (2.46) permite concentrar toda a corrente I_T a uma distância, a partir do início, de um terço do comprimento total da linha.

Obtém-se, então, três modelos da linha (2 para calcular a queda de tensão e 1 para calcular a perda total de potência). Deriva-se agora um modelo exato da linha que permite calcular tanto a perda de potência total como a queda de tensão.

A queda total de tensão é dada por:

$$\Delta V_{(total)} = \mathrm{Re}\left[kZI_T + (1-k)ZcI_T \right] \qquad (2.47)$$

Onde:

Z é a impedância total da linha em ohms;

k é o fator do comprimento total da linha onde se concentra a primeira parte da corrente total (I_X);

c é o fator da corrente total para colocar no final da linha tal que: $I_T = I_X + c \cdot I_T$.

Igualando as Equações (2.38) e (2.47), obtém-se:

$$\mathrm{Re}\left\{ \frac{1}{2} ZI_T \right\} = \mathrm{Re}\left\{ kZI_T + (1-k)ZcI_T \right\} \qquad (2.48)$$

Logo:

$$\frac{1}{2} ZI_T = kZI_T + (1-k)ZcI_T \qquad (2.49)$$

Simplificando a Equação (2.49) obtém-se:

$$\frac{1}{2} = k + (1-k)c \qquad (2.50)$$

Resolvendo a Equação (2.50) para k , obtém-se:

$$k = \frac{0{,}5 - c}{1 - c} \qquad (2.51)$$

O mesmo procedimento pode ser desenvolvido para a perda total de potência. A perda de potência total trifásica considerando cargas distribuídas é dada por:

$$P_{perda(total)} = 3 \cdot \left[kR|I_T|^2 + (1-k)R(c|I_T|^2) \right] \qquad (2.52)$$

Igualando a Equação (2.46) à Equação (2.52), obtém-se:

$$\left[\frac{1}{3} \cdot R \cdot |I_T|^2 \right] = \left[kR|I_T|^2 + (1-k)R(c|I_T|^2) \right] \qquad (2.53)$$

Simplificando a Equação (2.53), obtém-se:

$$\begin{aligned} \frac{1}{3} &= k + (1-k)c^2 \\ \frac{1}{3} &= k + c^2 - kc^2 = k \cdot (1-c^2) + c^2 \end{aligned} \qquad (2.54)$$

Substituindo k da Equação (2.50) na Equação (2.54), obtém-se:

$$\frac{1}{3} = \frac{0{,}5 - c}{1 - c}(1 - c^2) + c^2 \qquad (2.55)$$

Das Equações (2.55) e (2.50), obtém-se, respectivamente: $c = \frac{1}{3}$ e $k = \frac{1}{4}$.

Estes resultados demonstram que um terço da carga deve ser colocada no final da linha e os dois terços restantes devem ser colocados a uma distância de um quarto do comprimento da linha, a partir do nó fonte.

2.3.5 BANCO DE CAPACITORES

O objetivo da aplicação de bancos de capacitores em sistemas de potência é a compensação de potência reativa produzida por cargas reativas ou pelas indutâncias das linhas, e desta forma, mantendo a regulação de tensão dentro de limites pré-estabelecidos. Além da regulação de tensão vários benefícios são alcançados com o uso adequado de capacitores, tais como, o aumento do

faturamento das empresas de distribuição, correção do fator de potência da rede, etc.

A instalação de bancos de capacitores no sistema de distribuição atende duas funções: nas subestações de distribuição, no inicio dos circuitos primários, para compensar o consumo de reativos no sistema de distribuição, de forma a não causar problemas de afundamento de tensão e necessidade de compensação de reativos nos sistemas de subtransmissão e transmissão; e/ou instalá-los próximo das cargas.

No planejamento de reativos dos sistemas de distribuição devem ser utilizados os bancos fixos e chaveados com os respectivos controles. A alocação de bancos capacitivos chaveados proporciona maior flexibilidade e qualidade na operação da rede. Evita que em cenários de operação de cargas leves as injeções de potência reativa causem sobretensões ou subtensões nos cenários de carga pesada, que prejudicando a qualidade do serviço de fornecimento, e evitando também violações das magnitudes das tensões dos limites pré-estabelecidos pelas agências reguladoras [JCM06].

2.4 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou uma discussão sobre o funcionamento dos equipamentos que compõem um SED. Foram revisadas as características de operação dos geradores, transformadores, linhas de distribuição, cargas, banco de capacitores e transformadores com mudança de tape.

A revisão do comportamento de cada elemento de um SED fez-se necessária para a modelagem trifásica proposta nesta dissertação. O próximo capítulo apresenta as etapas envolvidas para a obtenção do modelo matemático para o Sistema IEEE34.

3 MODELAGEM COMPUTACIONAL

3.1 INTRODUÇÃO

Em decorrência da complexidade dos sistemas atuais, muitas técnicas aplicadas à análise e projeto de sistemas de controle têm sido amplamente baseadas nos modelos matemáticos adotados. Em sistemas elétricos de potência, é possível verificar que esta característica também é presente.

Sistemas de potência trifásicos consistem principalmente de interconexões de geradores, transformadores, linhas de transmissão e cargas. Os elementos em um sistema de potência são relativamente simples, entretanto as redes a que estão ligados estão cada vez mais extensas e complexas. Para auxiliar na análise de sistemas de distribuição trifásicos desbalanceados, muitos programas computacionais têm sido desenvolvidos.

Estes programas, por sua vez, utilizam uma variedade de técnicas iterativas que vão desde muito simples, assumindo várias simplificações nos modelos de linhas e cargas, até os mais sofisticados com pouca ou nenhuma simplificação em relação aos modelos adotados. Diante deste cenário, a existência de um modelo em Simulink para um sistema de distribuição radial trifásico com cargas desequilibradas nesta plataforma possibilitará sua utilização no estudo do controle do fluxo de potência e tensão nas linhas. Vários estudos e aplicações poderão fazer uso deste modelo desenvolvido com o fim de serem testados e comparados [CHY95].

Neste trabalho, é proposto um modelo na plataforma Simulink do *Software* MatLab® para o sistema teste de distribuição IEEE34 proposto por [K91]. Este modelo simula todas as ligações físicas, comportamentos das resistências, indutâncias e capacitâncias das linhas, e efeito da inserção de cargas nos diversos barramentos.

3.2 O SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO IEEE 34

A planta modelada neste trabalho é o sistema de distribuição de 34 barras utilizado para testar novas tecnologias e faz parte da rede de abastecimento de energia do estado do Arizona, Estados Unidos da América (Figura 3.1) [K91].

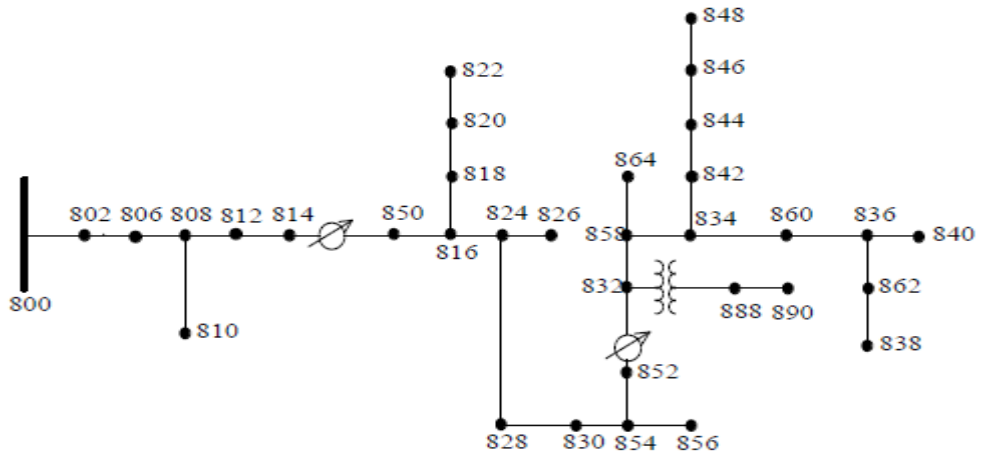


Figura 3.1 - Sistema teste de distribuição IEEE34 [K91].

A tensão nominal do alimentador principal é 24,9 kV e possui as seguintes características:

- É um sistema grande e muito carregado;
- Possui dois reguladores de tensão para manter o perfil de tensão;
- Possui um transformador de linha que reduz a tensão para 4,16 kV;
- Alimenta cargas desequilibradas concentradas e distribuídas;
- Possui capacitores *shunt* instalados.

3.3 *SOFTWARE* PARA CRIAÇÃO DO MODELO

Os estudos para a simulação foram desenvolvidos utilizando o *toolbox* SimPowerSystems do MatLab®/Simulink.

O MatLab®é um programa de desenvolvimento de sistemas que combina em um ambiente integrado de fácil utilização recursos avançados de computação numérica, visualização de dados e linguagem de programação de alto nível baseada em matrizes. Construído no ambiente MatLab®, o Simulink é uma ferramenta interativa para desenvolvimento, simulação e análise de sistemas dinâmicos através da criação de modelos baseados em diagramas de blocos.

O *SimPowerSystems* é um *toolbox* que apresenta um conjunto de programas em linguagem fonte que podem ser editados e modificados conforme necessidade do usuário. O conjunto de bibliotecas do *SimPowerSystems* contem diversos componentes de sistemas de potência, os quais podem ser usados em conjunto com modelos existentes no MatLab®/Simulink. Em razão da grande aceitação no meio acadêmico, neste trabalho a modelagem de um SED será desenvolvida utilizando-se o ambiente MatLab®/Simulink.

O conjunto de bibliotecas do *SimPowerSystems* é bastante completo, fornecendo modelos de diversos componentes de rede, por exemplo, elementos RLC concentrados; cargas não-lineares; diversos modelos de máquinas elétricas e controles associados; modelos de linhas de transmissão e cabos concentrados (modelo π-equivalente) e distribuídos; disjuntores (*circuit breakers*); componentes de eletrônica de potência e controles associados; etc. Tais componentes podem ser utilizados em conjunto com modelos existentes no Simulink, assim como com modelos desenvolvidos pelo usuário empregando Simulink, MatLab® (arquivos.m), linguagem de programação Fortran ou C.

A estrutura lógica do *SimPowerSystems* é simplificadamente discutida a seguir. Inicialmente, é necessário construir o circuito utilizando os componentes existentes nas bibliotecas do *SimPowerSystems (powerlib)* e do Simulink, assim como componentes definidos pelo usuário. A partir desse ponto, a simulação é automatizada conforme segue:

- A função “power2sys” divide os blocos que compõem o sistema em blocos pertencentes ao Simulink e blocos pertencentes ao SimPowerSystems. Então os parâmetros da rede são obtidos e a topologia é analisada. Os blocos pertencentes ao *SimPowerSystems* são divididos em blocos lineares e não-lineares e para cada nó elétrico é dado um número automaticamente.
- Após a topologia da rede ter sido obtida, a função “circ2sys” constrói o modelo de variáveis de estado, como descrito na Equação (3.1) considerando a parte linear do circuito. Todos os cálculos para o regime permanente e inicialização das variáveis são efetuados neste instante,

inclusive os dos controladores das máquinas elétricas, através de um fluxo de carga (*Load Flow*).

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu \\ \dot{y} &= Cx + Du \end{aligned} \tag{3.1}$$

- Se a opção de discretizar o sistema for escolhida, o modelo em espaço de estado em da Equação (3.1) é discretizado utilizando o método Tustin[1] (CHEN, 1999).
- Então a simulação é iniciada, interconectando os modelos lineares e não-lineares, existentes ou definidos pelo usuário, conforme representado na Figura 3.2.

Como pode ser observado na Figura 3.2, os componentes não-lineares do circuito são modelados através de relações tensão-corrente $(v \times i)$. A saída do programa são as variáveis elétricas, mecânicas e de controle escolhidas pelo usuário.

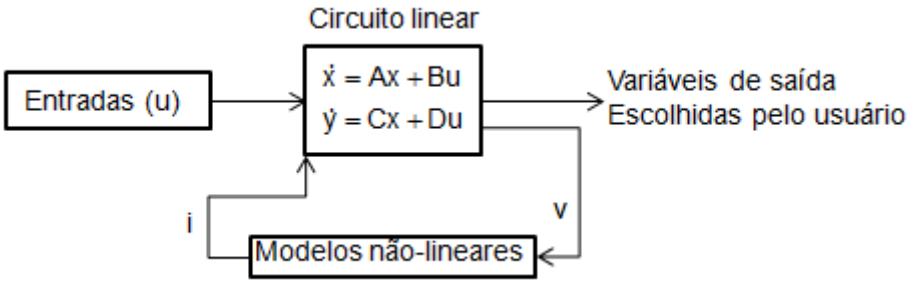


Figura 3.2 - Interconexão entre os modelos lineares e não-lineares.

O modelo em espaço de estados pode ser solucionado empregando tanto abordagens discretas quanto contínuas (CHEN, 1999). Além disso, na versão 2.3 do Simulink, pode-se solucionar as equações que representam a rede elétrica utilizando o método fasorial, em que as variáveis nodais são representadas por fasores. Consequentemente, as equações de rede tornam-se algébricas, diminuindo drasticamente o tempo de simulação. As equações diferenciais podem ser solucionadas utilizando um dos diversos métodos de integração existentes no Simulink, os quais empregam tanto algoritmos com passo de integração fixo quanto variável. O melhor método de solução (discreto, contínuo ou fasorial),

[1] Método Tustin: Método de transformação bilinear, que é equivalente a uma integração numérica, conhecida como método dos trapézios.

considerando precisão e tempo de processamento, depende das características do circuito e dos fenômenos a serem analisados. Comentário similar é válido para qual método de integração utilizar.

3.4 MODELAGEM COMPUTACIONAL

De acordo com os dados do sistema foi possível realizar a modelagem do sistema IEEE34 utilizando o *Software* Simulink em ambiente MatLab®.

3.4.1 MODELAGEM DA SUBESTAÇÃO

Para alimentação da subestação foi utilizada uma fonte de tensão trifásica de 24,9 kV. Um transformador de linha (XFM-1) de 150 kVA de potência, 24,9 kV-GrW/4,16 kV-GrW onde os lados de alta e baixa tensão dos transformadores devem ser simulados em estrela aterrado. A Tabela 3.1 apresenta os dados da subestação e do transformador de linha, potência (kVA), tensão no lado de alta (kV-alta), tensão no lado de baixa (kV-baixa), tipo de ligação (D - delta e Gr.W - estrela aterrado), além da resistência e indutância do enrolamento (R e X).

Tabela 3.1 - Dados dos transformadores.

	kVA	**kV-alta**	**kV-baixa**	**R - %**	**X - %**
Subestação:	2500	69 - D	24,9 -Gr. W	1	8
XFM -1	150	24,9 - Gr. W	4,16 - Gr. W	1,9	4,08

A fonte de tensão programada, ilustrada pela Figura 3.3, pode gerar uma tensão trifásica senoidal com parâmetros de tempo variados. É possível programar o tempo para a variação de amplitude, fase ou frequência da componente fundamental da fonte.

A Figura 3.4 mostra os parâmetros de um transformador trifásico, no qual o bloco oferece opção de modo de ligação do transformador, a potência nominal, resistência de cada enrolamento e tensões; todos os parâmetros dados em por unidade (PU).

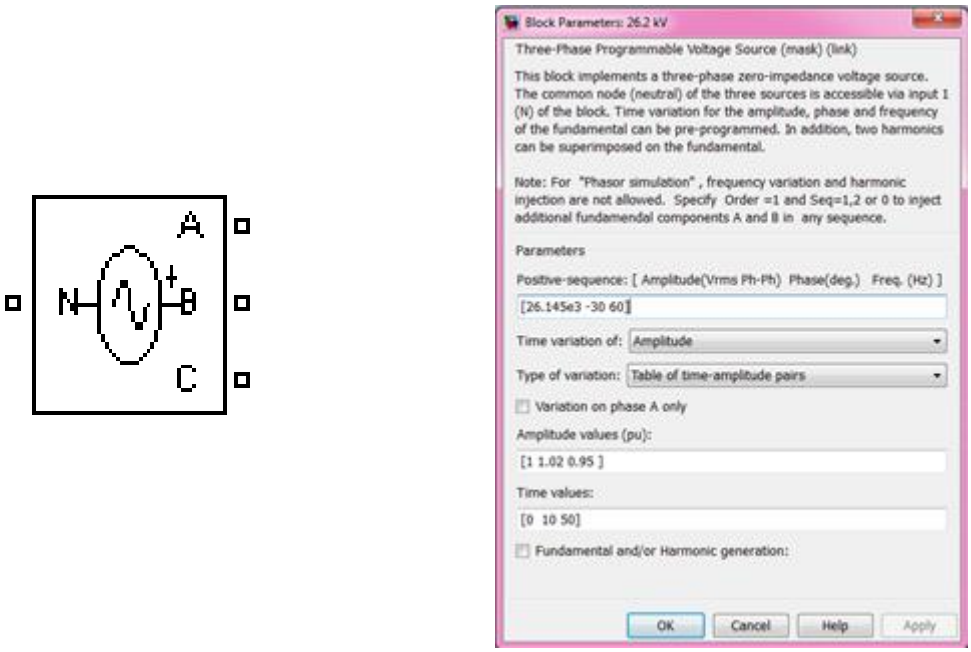


Figura 3.3 - Fonte de tensão da subestação.

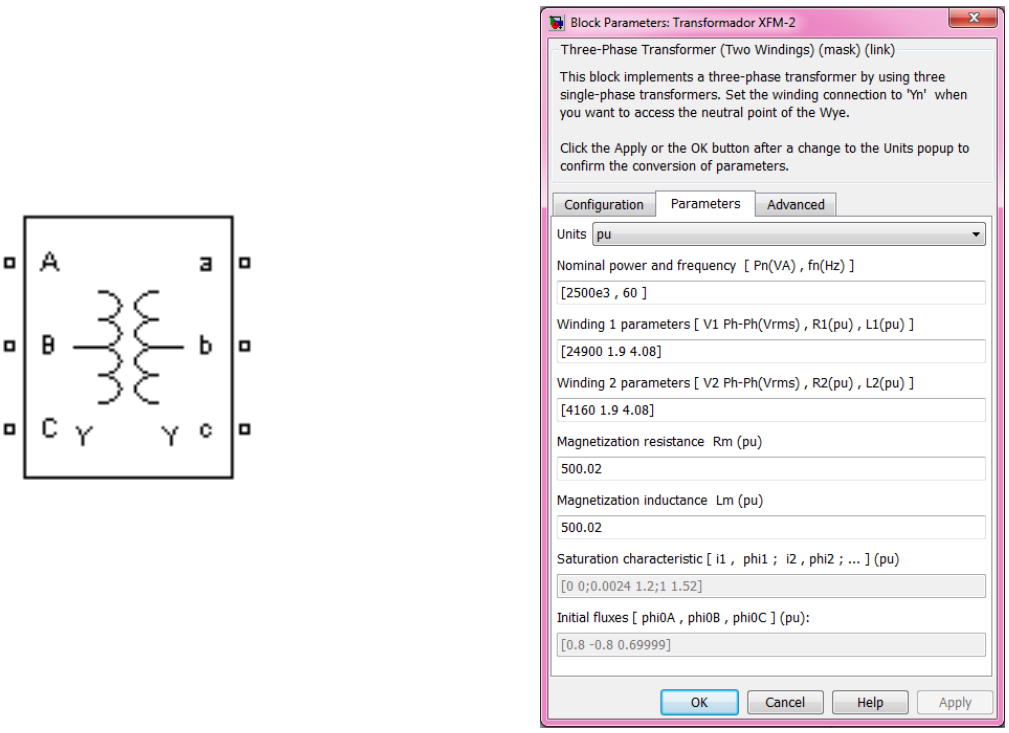


Figura 3.4 - Transformador de linha.

3.4.2 MODELAGEM DAS LINHAS

Os parâmetros da linha de distribuição como resistência, indutância e capacitância foram modelados de acordo com o espaçamento dos cabos, número de fases, comprimento da linha, extraído de [VS09] e [K91]. A Tabela 3.2 apresenta as configurações de linhas aéreas (IEEE 34 *Node Test Feeder*).

Tabela 3.2 - Configurações de linhas aéreas.

Configuração	Fase	Fase ACSR	Neutro ACSR	Espaçamento
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

Os modelos de espaçamento e tipo de linhas aéreas são resumidos na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Espaçamento e tipos de linhas aéreas.

Espaçamento	Tipo de linha
500	Três fases, 4 condutores
505	Duas fases, 3 condutores
510	Uma fase, 2 condutores

A Figura 3.5 mostra as distâncias de espaçamento entre as fases para os códigos 500, 505 e 510.

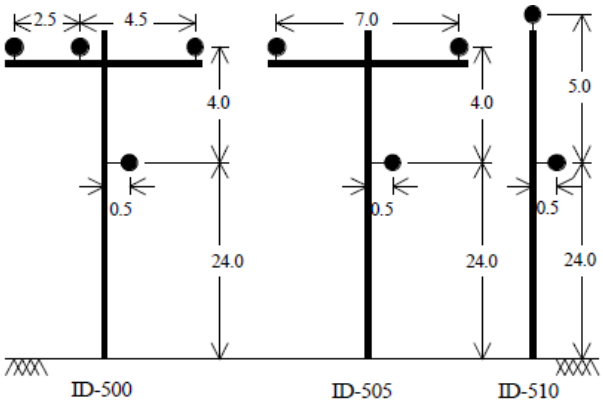


Figura 3.5 - Espaçamento de linhas aéreas [R91].

Cada sistema teste proposto por [K91] tem uma tabela de configuração de códigos. O código de configuração é um número único que indica o número e o espaçamento entre as fases.

A Tabela 3.4 apresenta os dados de cada segmento de linha (da barra A para barra B), o comprimento do segmento de linha e o código da configuração.

Tabela 3.4 - Dados de segmento de linha.

Barra A	Barra B	Comprimento (ft.)	Configuração
800	802	2580	301
802	806	1730	301
806	808	32230	301
808	810	5804	303
808	812	37500	301
812	814	29730	301
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
824	826	3030	303
824	828	840	301
828	830	20440	301
830	854	520	301
832	858	4900	301
832	888	0	XFM-1
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301
836	862	280	301
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301
850	816	310	301
852	832	10	301
854	856	23330	303
854	852	36830	301
858	864	1620	303
858	834	5830	301
860	836	2680	301
862	838	4860	304
888	890	10560	300

De acordo com os códigos das configurações das linhas, verifica-se a seguir a impedância de cada configuração extraída de [K91], sendo $Z = (R + jX)$ e B a impedância e susceptância, respectivamente, em ohm por milha e micro Siemens por milha.

- Configuração 300:

$$Z = \begin{bmatrix} (1{,}3368 + j1{,}3343) & (0{,}2101 + j0{,}5779) & (0{,}2130 + j0{,}5015) \\ (0{,}0000 + j0{,}0000) & (1{,}3238 + j1{,}3569) & (0{,}2066 + j0{,}4591) \\ (0{,}0000 + j0{,}0000) & (0{,}0000 + j0{,}0000) & (1{,}3294 + j1{,}3471) \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

$$B = \begin{bmatrix} 5{,}3350 & -1{,}5313 & -0{,}9943 \\ 0{,}0000 & 5{,}0979 & -0{,}6212 \\ 0{,}0000 & 0{,}0000 & 4{,}8880 \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

- Configuração 301

$$Z = \begin{bmatrix} (1{,}9300 + j1{,}4115) & (0{,}2327 + j0{,}6442) & (0{,}2359 + j0{,}5691) \\ (0{,}0000 + j0{,}0000) & (1{,}9157 + j1{,}4281) & (0{,}2288 + j0{,}5238) \\ (0{,}0000 + j0{,}0000) & (0{,}0000 + j0{,}0000) & (1{,}9219 + j1{,}4209) \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

$$B = \begin{bmatrix} 5{,}1207 & -1{,}4364 & -0{,}9402 \\ 0{,}0000 & 4{,}9055 & -0{,}5951 \\ 0{,}0000 & 0{,}0000 & 4{,}7154 \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

- Configuração 302

$$\begin{bmatrix} (2{,}7995 + j1{,}4855) & (0{,}0000 + j0{,}0000) & (0{,}0000 + j0{,}0000) \\ (0{,}0000 + j0{,}0000) & (0{,}0000 + j0{,}0000) & (0{,}0000 + j0{,}0000) \\ (0{,}0000 + j0{,}0000) & (0{,}0000 + j0{,}0000) & (0{,}0000 + j0{,}0000) \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

$$\begin{bmatrix} 4{,}2251 & 0{,}0000 & 0{,}0000 \\ 0{,}0000 & 0{,}0000 & 0{,}0000 \\ 0{,}0000 & 0{,}0000 & 0{,}0000 \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

- Configuração 303

$$\begin{bmatrix} (0{,}0000 + j0{,}0000) & (0{,}0000 + j0{,}0000) & (0{,}0000 + j0{,}0000) \\ (0{,}0000 + j0{,}0000) & (2{,}7995 + j1{,}4855) & (0{,}0000 + j0{,}0000) \\ (0{,}0000 + j0{,}0000) & (0{,}0000 + j0{,}0000) & (0{,}0000 + j0{,}0000) \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$\begin{bmatrix} 0{,}0000 & 0{,}0000 & 0{,}0000 \\ 0{,}0000 & 4{,}2251 & 0{,}0000 \\ 0{,}0000 & 0{,}0000 & 0{,}0000 \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

- Configuração 304

$$\begin{bmatrix} (0{,}0000 + j0{,}0000) & (0{,}0000 + j0{,}0000) & (0{,}0000 + j0{,}0000) \\ (0{,}0000 + j0{,}0000) & (1{,}9217 + j1{,}4212) & (0{,}0000 + j0{,}0000) \\ (0{,}0000 + j0{,}0000) & (0{,}0000 + j0{,}0000) & (0{,}0000 + j0{,}0000) \end{bmatrix} \tag{3.10}$$

$$\begin{bmatrix} 0{,}0000 & 0{,}0000 & 0{,}0000 \\ 0{,}0000 & 4{,}3637 & 0{,}0000 \\ 0{,}0000 & 0{,}0000 & 0{,}0000 \end{bmatrix} \tag{3.11}$$

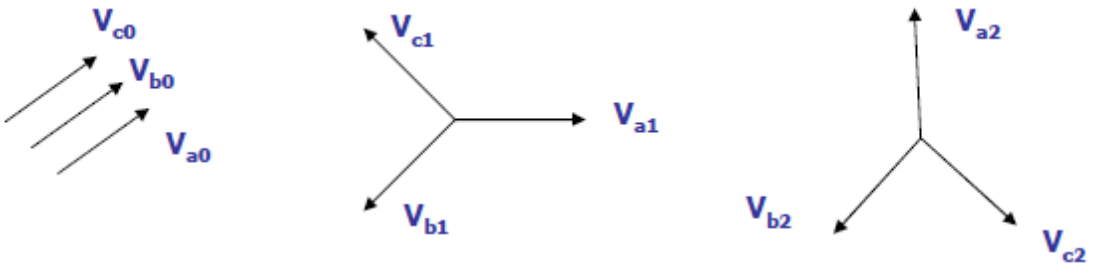
Para modelagem das linhas utilizou-se o modelo π equivalente e o modelo de linha curta. Os blocos para modelagem das linhas de distribuição disponíveis no ambiente Simulink exigem dados de um sistema equilibrado. Com o auxílio de componentes simétricos foi possível adequar os dados existentes para que esses blocos fossem utilizados nas simulações realizadas.

Em 1918, uma das mais poderosas ferramentas para tratar com circuitos polifásicos desequilibrados foi apresentada por C. O. Fortescue num encontro do *American Institute of Eletrical Engineers*. Desde aquele ano, o método de componentes simétricos, tornou-se de grande importância e foi objeto de muitos artigos e pesquisas experimentais.

O trabalho de Fortescue prova que um sistema desequilibrado de *n* fasores correlacionados pode ser decomposto em *n* sistemas de fasores equilibrados denominados *componentes simétricos* dos fasores originais. Os *n* fasores de cada conjunto de componentes são iguais em comprimento, e os ângulos entre os fasores adjacentes do conjunto são iguais [SW78].

Como cada um dos fasores desequilibrados originais é a soma de seus componentes. Os fasores originais expressos em termos de seus componentes são:

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\ V_b &= V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \\ V_c &= V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \end{aligned} \tag{3.12}$$



Sequência zero Sequência positiva Sequência negativa

Figura 3.6 - Três conjuntos de fasores equilibrados que são componentes de três fasores desequilibrados.

Devido à defasagem dos componentes simétricos das tensões e correntes num sistema trifásico, é conveniente ter-se um método simplificado para indicar a rotação de um fasor de 120º. A letra *a* é geralmente usada para designar o operador que causa uma rotação de 120º no sentido contrário ao dos ponteiros do relógio. Tal operador é um número complexo de módulo unitário com um ângulo de 120º e é definido por:

$$\begin{aligned} a &= 1\angle 120^{\circ} = -0{,}5 + j0{,}866 \\ a^2 &= 1\angle 240^{\circ} = -0{,}5 - j0{,}866 \\ a^3 &= 1\angle 0^{\circ} = 1 \end{aligned} \tag{3.13}$$

Verificam-se as seguintes relações:

$$\begin{aligned} V_{b1} &= a^2 V_{a1} \quad & V_{c1} &= a V_{a1} \\ V_{b2} &= a V_{a2} \quad & V_{c2} &= a^2 V_{a2} \\ V_{b0} &= V_{a0} \quad & V_{c0} &= V_{a0} \end{aligned} \tag{3.14}$$

Substituindo nas Equações (3.12), tem-se:

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\ V_b &= a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0} \\ V_c &= a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0} \end{aligned} \tag{3.15}$$

Ou na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \tag{3.16}$$

Por conveniência, faz-se:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \tag{3.17}$$

Então, como pode ser verificado facilmente:

$$A^{-1} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \tag{3.18}$$

E pré-multiplicando ambos os lados da equação (3.14) por A^{-1}, tem-se:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \tag{3.19}$$

Que nos mostra como decompor três fasores assimétricos em seus componentes simétricos.

Componentes Simétricos das impedâncias

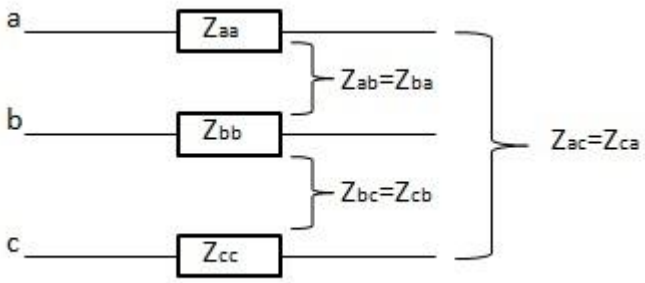


Figura 3.7 - Diagrama de impedâncias.

Para a Figura 3.7 as relações para as correntes e tensões são definidas pelas equações seguintes:

$$\begin{aligned} V_a &= Z_{aa}I_a + Z_{ab}I_b + Z_{ac}I_c \\ V_b &= Z_{ba}I_a + Z_{bb}I_b + Z_{bc}I_c \\ V_c &= Z_{ca}I_a + Z_{cb}I_b + Z_{cc}I_c \end{aligned} \tag{3.20}$$

Matricialmente:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{3.21}$$

Ou:

$$V_{012} = Z_{012} I_{012} \tag{3.22}$$

Em termos de componentes simétricas pode também ser representado como:

$$V_{abc} = Z_{abc} I_{abc} \tag{3.23}$$

Sabendo que:

$$V_{abc} = A^{-1} V_{012} \tag{3.24}$$

$$I_{abc} = A^{-1} I_{012} \tag{3.25}$$

substituindo as equações (3.24) e (3.25) em (3.23):

$$A^{-1} V_{012} = Z_{abc} A^{-1} I_{012} \tag{3.26}$$

pré-multiplicando ambos os lados por *A*:

$$V_{012} = A Z_{abc} A^{-1} I_{012} \tag{3.27}$$

Igualando (3.27) e (3.22):

$$\begin{aligned} A Z_{abc} A^{-1} I_{012} &= Z_{012} I_{012} \\ Z_{012} &= A Z_{abc} A^{-1} \end{aligned} \tag{3.28}$$

pré-multiplicando por A^{-1}:

$$A^{-1} Z_{012} = Z_{abc} A^{-1} \tag{3.29}$$

pós-multiplicando por *A*:

$$Z_{012} = A Z_{abc} A^{-1} \tag{3.30}$$

matricialmente:

$$Z_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \tag{3.31}$$

adotando:

$$Z_p = (Z_a + Z_b + Z_c)/3$$
$$Z_m = (Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ac})/3 \tag{3.32}$$

substituindo a Equação (3.32) em (3.31):

$$Z_{012} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} Z_p & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_p & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_p \end{bmatrix}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \tag{3.33}$$

resolvendo:

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} Z_p + 2Z_m & 0 & 0 \\ 0 & Z_p - Z_m & 0 \\ 0 & 0 & Z_p - Z_m \end{bmatrix} \tag{3.34}$$

Logo:

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \tag{3.35}$$

Aplicando componentes simétricos da Equação (3.32) na matriz de impedância da Equação (3.2), tem-se:

$$Z_{p300} = [(1{,}3368 + j1{,}3343) + (1{,}3238 + j1{,}3569) + (1{,}3294 + j1{,}3471)]/3$$
$$Z_{p300} = (1{,}3230 + j1{,}3461)\Omega / milha$$
$$Z_{m300} = [(0{,}2101 + j0{,}5779) + (0{,}2130 + j0{,}5015) + (0{,}2066 + j0{,}4591)]/3$$
$$Z_{m300} = (0{,}2099 + j0{,}5128)\Omega / milha$$
$$Z_{300} = \begin{bmatrix} (1{,}7498 + j2{,}3718) & 0 & 0 \\ 0 & (1{,}1200 + j0{,}8332) & 0 \\ 0 & 0 & (1{,}1200 + j0{,}8332) \end{bmatrix} \Omega / milha$$
$$Z_{300} = \begin{bmatrix} (1{,}0875 + j1{,}4741) & 0 & 0 \\ 0 & (0{,}6961 + j0{,}01373) & 0 \\ 0 & 0 & (0{,}6961 + j0{,}01373) \end{bmatrix} \Omega / km$$
$$R_{300} = \begin{bmatrix} 1{,}0875 & 0 & 0 \\ 0 & 0{,}6961 & 0 \\ 0 & 0 & 0{,}6961 \end{bmatrix} \Omega / km$$
$$X_{L300} = \begin{bmatrix} 1{,}4741 & 0 & 0 \\ 0 & 0{,}01373 & 0 \\ 0 & 0 & 0{,}01373 \end{bmatrix} \Omega / km$$
$$L_{300} = \begin{bmatrix} 3{,}9102 & 0 & 0 \\ 0 & 0{,}0364 & 0 \\ 0 & 0 & 0{,}0364 \end{bmatrix} mH / km$$

Cálculo similar deve ser realizado para a matriz da Equação (3.3):

$$B_{300} = \begin{bmatrix} 3{,}0091 & 0 & 0 \\ 0 & 6{,}1559 & 0 \\ 0 & 0 & 6{,}1559 \end{bmatrix} \mu S / milha$$
$$C_{300} = \begin{bmatrix} 7{,}9819 & 0 & 0 \\ 0 & 0{,}1633 & 0 \\ 0 & 0 & 0{,}1633 \end{bmatrix} nF / milha$$
$$C_{300} = \begin{bmatrix} 4{,}9608 & 0 & 0 \\ 0 & 0{,}1015 & 0 \\ 0 & 0 & 0{,}1015 \end{bmatrix} nF / km$$

O mesmo cálculo foi realizado para as matrizes das Equações (3.3) a (3.11) e a Tabela 3.5 apresenta as resistências, indutâncias e capacitâncias das linhas. As configurações 300 e 301 são trifásicas, e por isso a Tabela 3.5 apresenta os dados de sequencia zero e positiva. Como as configurações 302, 303 e 304 são monofásicas os dados de sequencia positiva foram utilizados [VSC10].

Tabela 3.5 - Resistência, indutância e capacitância.

Configuração	Resistência (Ω/Km)	Indutância (mH/Km)	Capacitância (nF/Km)
300	[1,0875 e 0,6961]	[3,9102 e 0,0364]	[4,9608 e 0,1015]
301	[1,4838 e 1,0504]	[4,2504 e 1,3867]	[4,8349 e 9,7340]
302	[0,5799]	[0,8163]	[0,2323]
303	[0,5799]	[0,8163]	[0,2323]
304	[0,3981]	[0,7809]	[2,3979]

Na Figura 3.8 é apresentado o bloco utilizado para a modelagem da linha, modelo π equivalente onde são especificados os valores de resistência, indutância e capacitância em relação ao comprimento da linha (em km).

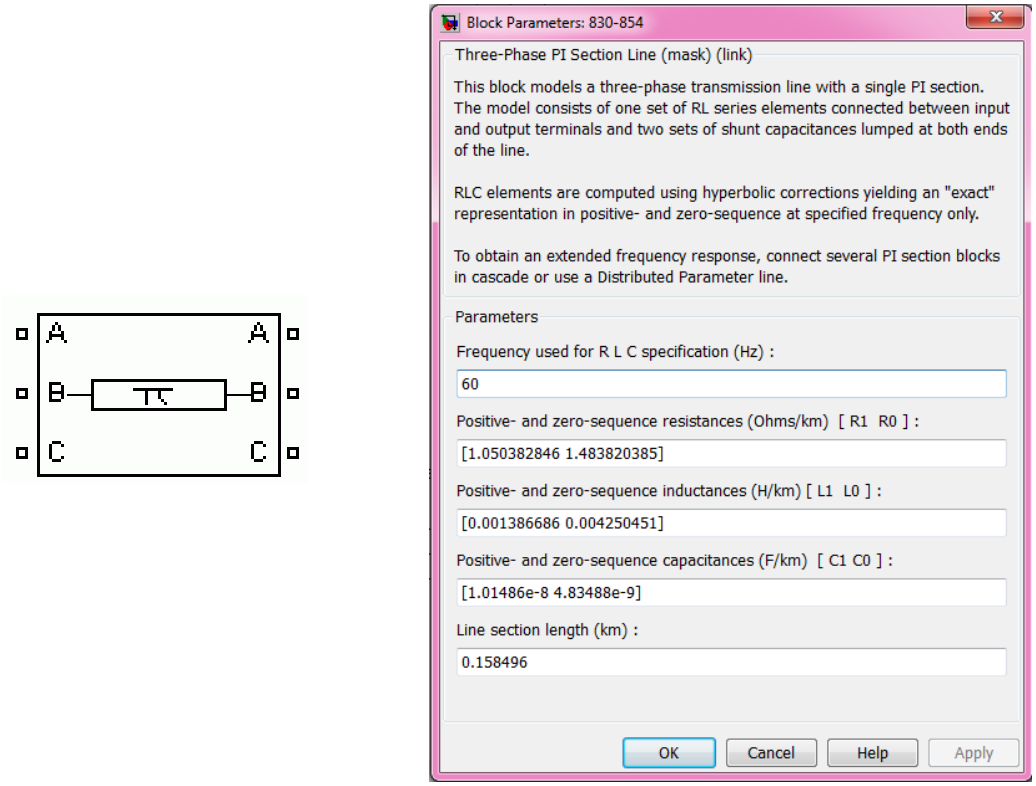
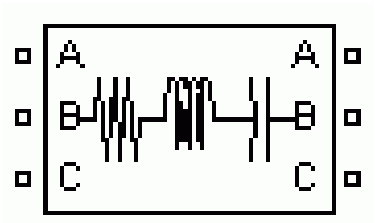


Figura 3.8 - Bloco para o modelo π equivalente.

Para o modelo de linha curta, ilustrado na Figura 3.9, apenas os dados referentes à resistência e indutância devem ser fornecidos.



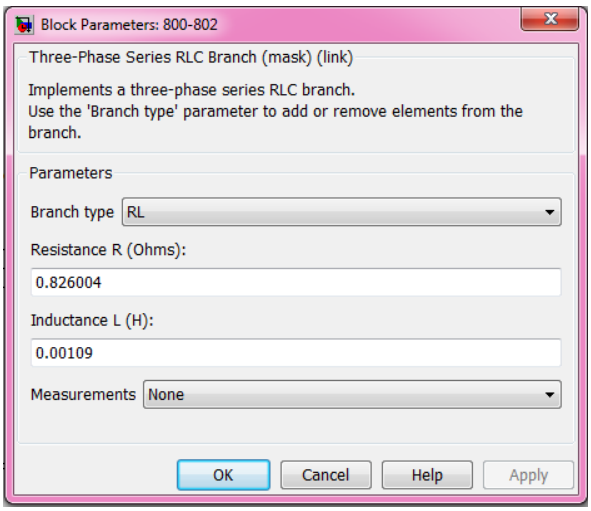


Figura 3.9 - Bloco para o modelo de linha curta.

3.4.3 MODELAGEM DAS CARGAS

De acordo com a Seção 2.3.4 as cargas podem ser conectadas a um nó (carga concentrada) ou distribuídas uniformemente ao longo de uma seção de linha (carga distribuída). A Tabela 3.6 lista os códigos utilizados para descrever como as cargas, representadas pelos vários tipos de modelos presentes no Sistema Teste IEEE34, são conectadas.

Tabela 3.6 - Código de modelos de cargas.

Código	Conexão	Modelo
Y-PQ	Estrela	Potência Constante
Y-I	Estrela	Corrente Constante
Y-Z	Estrela	Impedância Constante
D-PQ	Triângulo	Potência Constante
D-I	Triângulo	Corrente Constante
D-Z	Triângulo	Impedância Constante

A Tabela 3.7 apresenta as cargas concentradas do sistema IEEE 34.

Tabela 3.7 - Cargas concentradas.

Nó	Carga	Fase 1	Fase 1	Fase2	Fase 2	Fase 3	Fase 3
	Ligação	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

A Tabela 3.8 lista todas as cargas distribuídas e os tipos de ligação destas cargas.

Tabela 3.8 - Cargas distribuídas.

Nó	Nó	Carga	Fase 1	Fase1	Fase2	Fase2	Fase3	Fase3
A	B	Ligação	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
Total			262	133	240	120	220	114

A Figura 3.10 representa os blocos utilizados na simulação de cargas de potência constante onde os valores de potência ativa e reativa são especificados.

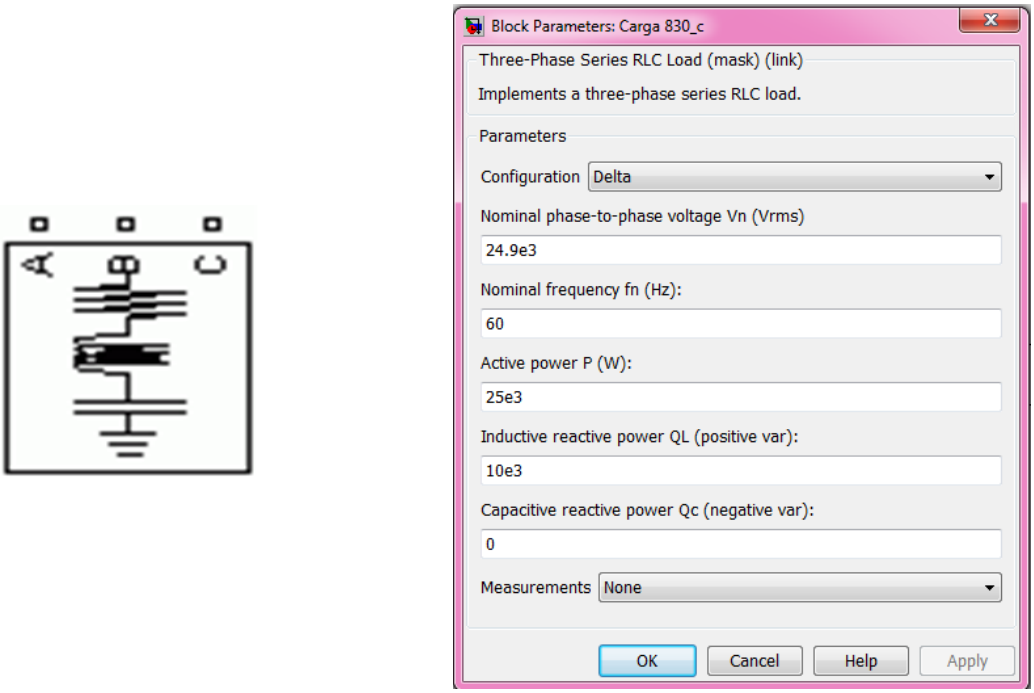


Figura 3.10 - Bloco para modelagem das cargas de potência constante.

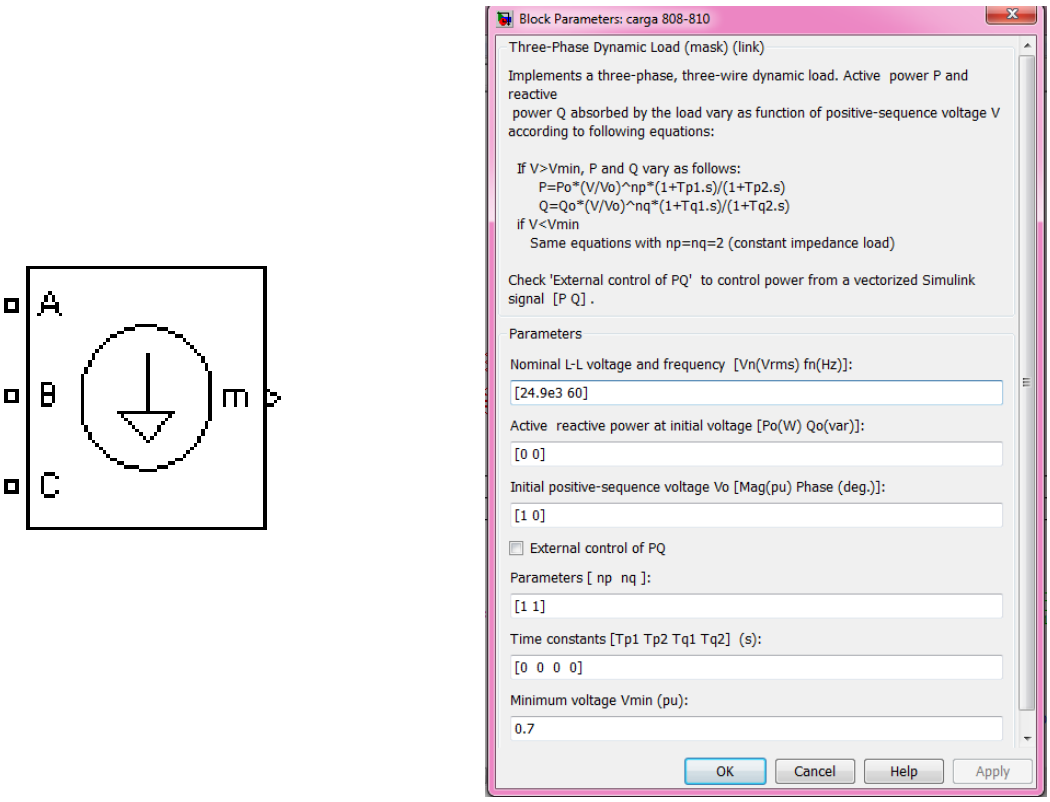


Figura 3.11 - Bloco para modelagem de carga de corrente constante e impedância constante.

Na Figura 3.11 está representado o modelo para a carga de potência constante e impedância constante. Este bloco implementa uma carga dinâmica trifásica, cuja potência ativa *P* e reativa *Q* variam em função da tensão. A impedância da

carga é mantida constante, se a tensão *V* dos terminais da carga é menor do que um valor especificado V_{min}. Quando a tensão no terminal é maior do que o valor V_{min}, a potência ativa *P* e potência reativa *Q* da carga variam de acordo com a equação (3.24):

$$P(s) = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} \frac{(1+T_{p1}s)}{(1+T_{p2}s)}$$
$$Q(s) = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq} \frac{(1+T_{q1}s)}{(1+T_{q2}s)} \qquad (3.36)$$

onde:

V_o é a tensão inicial;

P_o e Q_o são as potências ativa e reativa quando a tensão inicial V_o;

V é a tensão de sequência positiva;

np e *nq* são expoentes (normalmente entre 1 e 3) que controlam a natureza da carga.

T_{P1} e T_{P2} são constantes de tempo que controlam a dinâmica da potência ativa *P*;

T_{Q1} e T_{Q2} são constantes de tempo que controlam a dinâmica da potência reativa *Q*.

Para uma carga de corrente constante, por exemplo, define-se *np* e *nq* igual a 1, e para a carga de impedância constante define-se *np* e *nq* igual a 2.

3.5 MODELAGEM DOS REGULADORES DE TENSÃO

Para regular a tensão utilizou-se transformadores com mudança de tape. A Tabela 3.9 apresenta as especificações dos reguladores de tensão.

Tabela 3.9 - Dados dos reguladores de tensão.

	Regulador 1			Regulador 2		
Segmento de linha	814 - 850			852 - 832		
Localização	814			852		
Fases	A - B -C			A - B -C		
Tipo de conexão	3-Ph,LG			3-Ph,LG		
Fases monitoradas	A-B-C			A-B-C		
Faixa de passagem	2,0 volts			2,0 volts		
Relação do PT	120			120		
Relação do primário do TC	100			100		
Configuração do Compensador	Ph-A	Ph-B	Ph-C	Ph-A	Ph-B	Ph-C
Configuração R	2,7	2,7	2,7	2,5	2,5	2,5
Configuração X	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
Nível de tensão	122	122	122	124	124	124

A Figura 3.12 apresenta o modelo utilizado para modelagem do transformador com mudança de tape. O regulador compara a tensão na barra com a tensão de referência V_m. Para isso é necessário informar o valor do incremento da tensão por tape, que neste caso foi assumido $\Delta V = 0{,}625\,pu$.

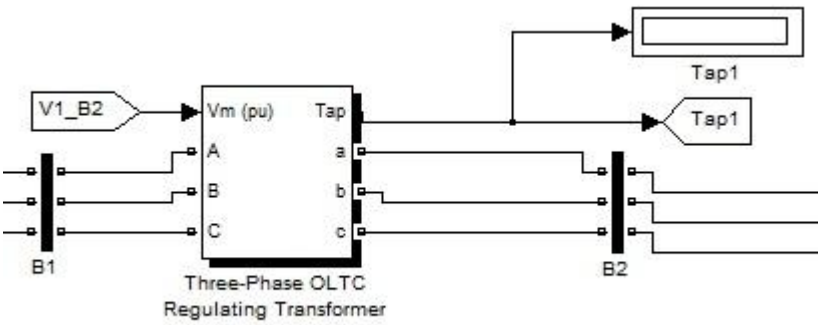


Figura 3.12 - Transformador com mudança de tape.

A Figura 3.13 ilustra os parâmetros do bloco para modelagem do tranformador com mudança de tape.

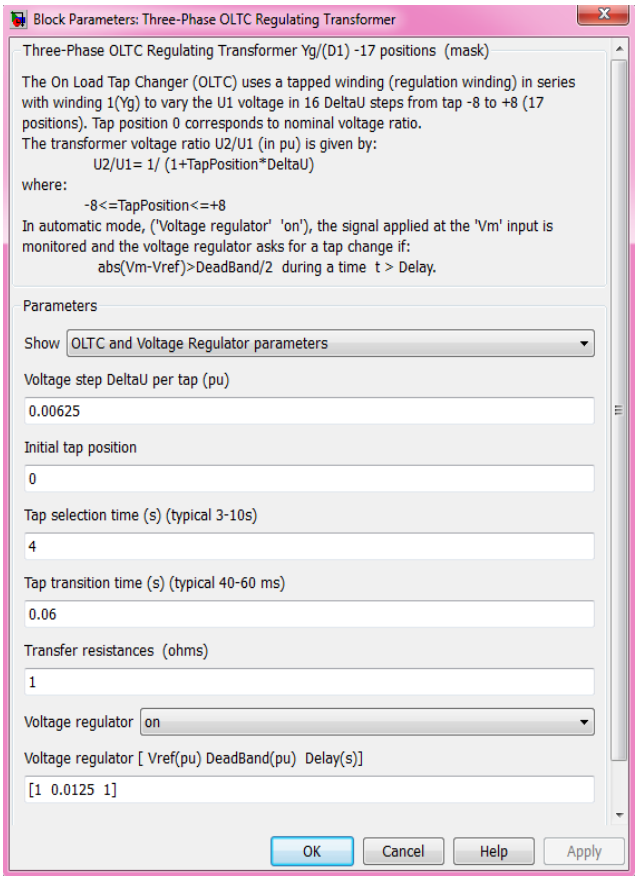


Figura 3.13 - Bloco para modelagem do transformador com mudança de tape.

3.6 MODELAGEM DOS CAPACITORES:

Os capacitores foram modelados com susceptância constante e especificados em kVAr (Tabela 3.10).

Tabela 3.10 - Capacitor *shunt*.

Nó	Fase A (kVAr)	Fase B (kVAr)	Fase C (kVAr)
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

O bloco da Figura 3.14 é novamente utilizado para representação do banco de capacitores, onde somente o valor da capacitância é inserido.

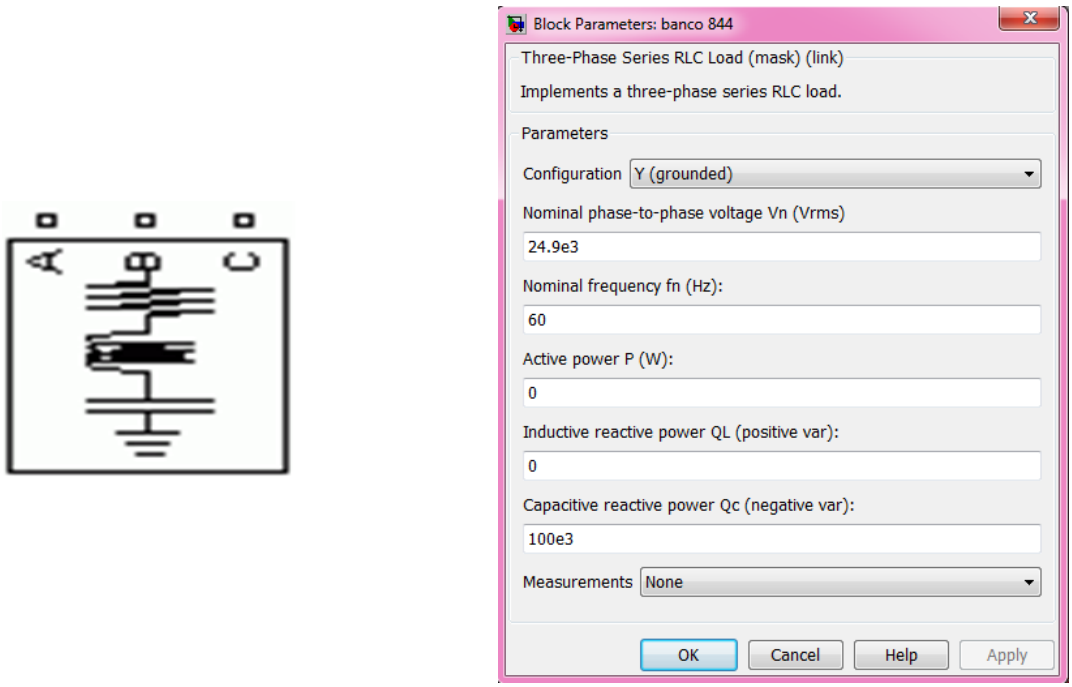


Figura 3.14 - Bloco para modelagem dos bancos de capacitores.

3.7 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

Para validação da metodologia proposta, foram realizadas simulações envolvendo diferentes tipos de linha e tipos de carga. Como resultado os gráficos ilustram as tensões em diversas barras do sistema e o desequilíbrio de tensão entre as fases.

3.7.1 MÉTODO PARA O CÁLCULO DO FATOR DE DESEQUILÍBRIO

O desequilíbrio de tensão em um sistema elétrico trifásico é uma condição na qual as fases apresentam tensões com módulos diferentes entre si, ou defasagem angular entre as fases diferentes de 120º elétricos ou, ainda, as duas condições simultaneamente.

Os efeitos provocados por um sistema elétrico com a presença de desequilíbrios de tensão estão associados a sobreaquecimentos, mau funcionamento e/ou falhas dos dispositivos de proteção, solicitação do isolamento e redução da vida útil [FOP05].

Por definição o fator de desequilíbrio é definido pela relação entre os módulos de tensão de sequência positiva e negativa, como indicado na Equação (3.37). Este procedimento envolve cálculos vetoriais para determinação das componentes

sequenciais e normalmente não é uma forma prática para avaliação dos níveis de desequilíbrio.

$$K\% = \frac{V_-}{V_+} \times 100 \qquad (3.37)$$

Objetivando a simplicidade de cálculo neste trabalho utilizou-se o método definido pelo IEEE que recomenda que o desequilíbrio de tensão pode ser obtido por uma relação que expressa a maior diferença entre as tensões de linhas medidas e o somatório das mesmas, conforme mostrado pela Equação (3.26).

$$K\% = \frac{3(V_{\max} - V_{mim})}{V_{ab} + V_{bc} + V_{ca}} \times 100 \qquad (3.38)$$

Onde:

V_{max} é o maior valor dentre os módulos das tensões trifásicas;

V_{min} é o menor valor dentre os módulos das tensões trifásicas;

V_{ab}, V_{bc}, V_{ca} são os módulos das tensões trifásicas.

O limite máximo recomendado para o nível de desequilíbrio é 2%. Este índice resulta basicamente de um compromisso envolvendo fornecedores de energia e fabricantes de equipamentos.

3.7.2 MODELO DE LINHA CURTA

3.7.2.1 Modelo 1

O sistema foi simulado utilizando o modelo de linha curta e adotando todas as cargas como potência constante (PQ). Assim, a injeção de potência foi igualmente dividida entre as barras do sistema conforme Tabela 3.11.

.

Tabela 3.11 - Injeções de Potência Ativa e Reativa.

Barra	Pa (kW)	Qa (kVAr)	Pb (kW)	Qb (kVAr)	Pc (kW)	Qc (kVAr)
802	0,0	0,0	15,0	7,5	12,5	7,0
806	0,0	0,0	15,0	7,5	12,5	7,0
808	0,0	0,0	8,0	4,0	0,0	0,0
810	0,0	0,0	8,0	4,0	0,0	0,0
816	0,0	0,0	2,5	1,0	0,0	0,0
818	17,0	8,5	0,0	0,0	0,0	0,0
824	0,0	0,0	22,5	11,0	2,0	1,0
820	84,5	43,5	0,0	0,0	0,0	0,0
826	0,0	0,0	20,0	10,0	0,0	0,0
828	3,5	1,5	0,0	0,0	2,0	1,0
822	67,5	35,0	0,0	0,0	0,0	0,0
830	13,5	6,5	10,0	5,0	25,0	10,0
854	0,0	0,0	2,0	1,0	0,0	0,0
856	0,0	0,0	2,0	1,0	0,0	0,0
832	3,5	1,5	1,0	0,5	3,0	1,5
858	6,5	3,0	8,5	4,5	9,5	5,0
834	10,0	5,0	17,5	9,0	61,5	31,0
864	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
890	150,0	75,0	150,0	75,0	150,0	75,0
842	4,5	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
860	43,0	27,5	35,0	24,0	96,0	54,5
836	24,0	12,0	16,0	8,5	21,0	11,0
844	139,5	107,5	147,5	111,0	145,0	110,5
840	18,0	11,5	20,0	12,5	9,0	7,0
846	0,0	0,0	24,0	11,5	10,0	5,5
862	0,0	0,0	14,0	7,0	0,0	0,0
838	0,0	0,0	14,0	7,0	0,0	0,0
848	20,0	16,0	31,5	21,5	20,0	16,0
Total	606,0	357,0	584,0	344,0	579,0	346,0

De acordo com a Tabela 3.11 as cargas não estão distribuídas uniformemente entre as fases, o que justifica o desequilíbrio apontado na Figura 3.15. Esta Figura Figura 3.15 apresenta as tensões nas fases A, B e C para o Modelo 1.

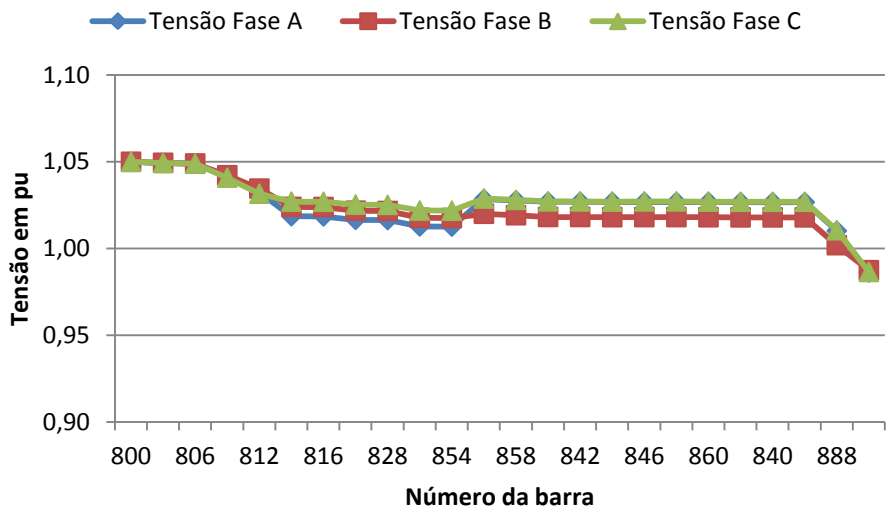


Figura 3.15 - Tensões nas fases A, B e C para o modelo 1.

A Figura 3.16 apresenta a tensão média do modelo comparada com a tensão média fornecida por [K91]. Para este modelo o desvio máximo foi de 4,56%.

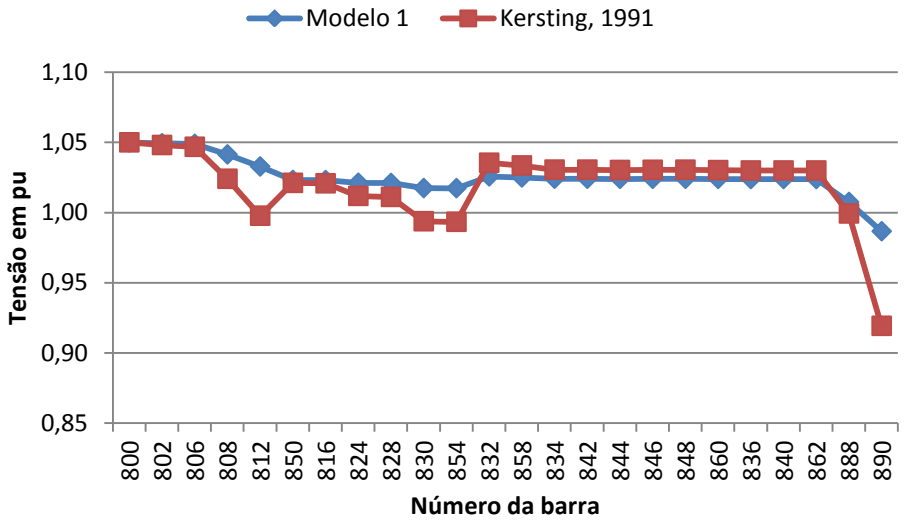


Figura 3.16 - Tensão média do modelo 1 *versus* tensão média [K91].

Na Figura 3.17 são descritos os desequilíbrios de tensão entre as fases e os resultados são comparados com a referência [K91].

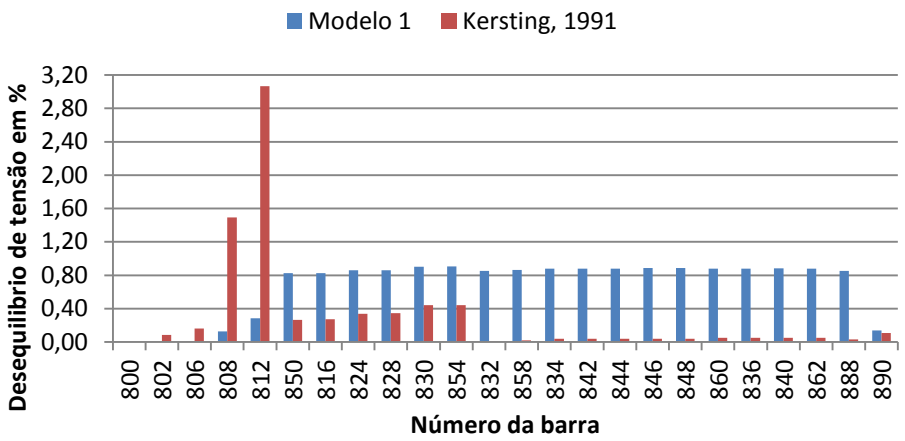


Figura 3.17 - Desequilíbrio entre as fases: modelo 1 *versus* [K91].

Observa-se que a referência [K91] apresenta um desequilíbrio maior que o limite máximo recomendado (2%) em duas barras do sistema, enquanto o modelo proposto não violou o limite recomendado em nenhuma barra.

3.7.2.2 Modelo 2

O sistema foi simulado utilizando o modelo de linha curta e adotando todas as cargas como potência constante (PQ). Assim, 50% das cargas foram colocadas na metade do comprimento de linha e o restante da carga no final do segmento.

A Figura 3.18 apresenta as tensões nas fases A, B e C para este modelo.

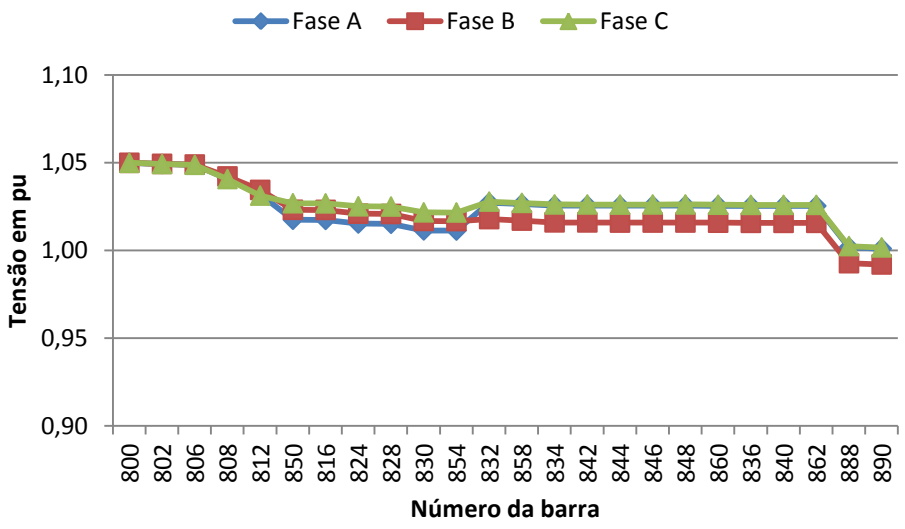


Figura 3.18 - Tensões nas fases A, B e C para o modelo 2.

A Figura 3.19 mostra a tensão média do modelo 2 comparada com a tensão média da referência [K91]. O desvio máximo é de 8,6% no barramento 890.

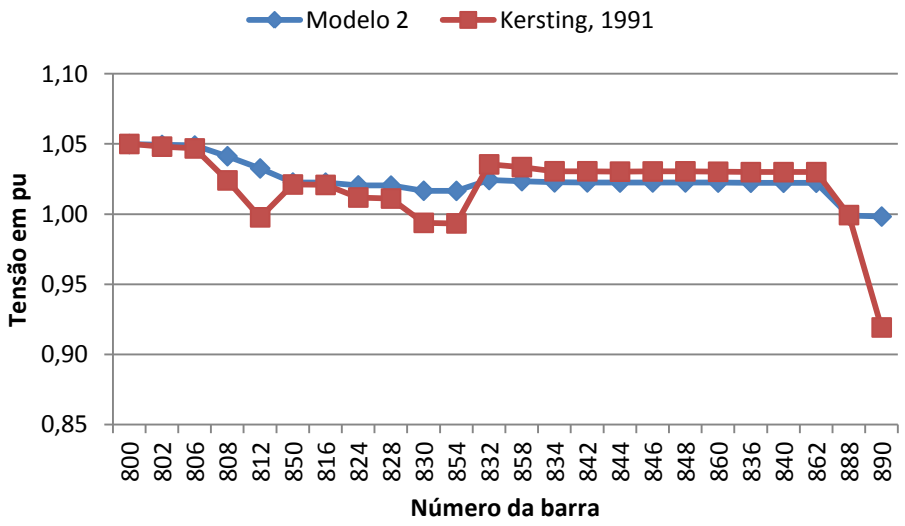


Figura 3.19 - Tensão média do modelo 2 *versus* tensão média [K91].

Na Figura 3.20 são descritos os desequilíbrios de tensão entre as fases para o Modelo 2.

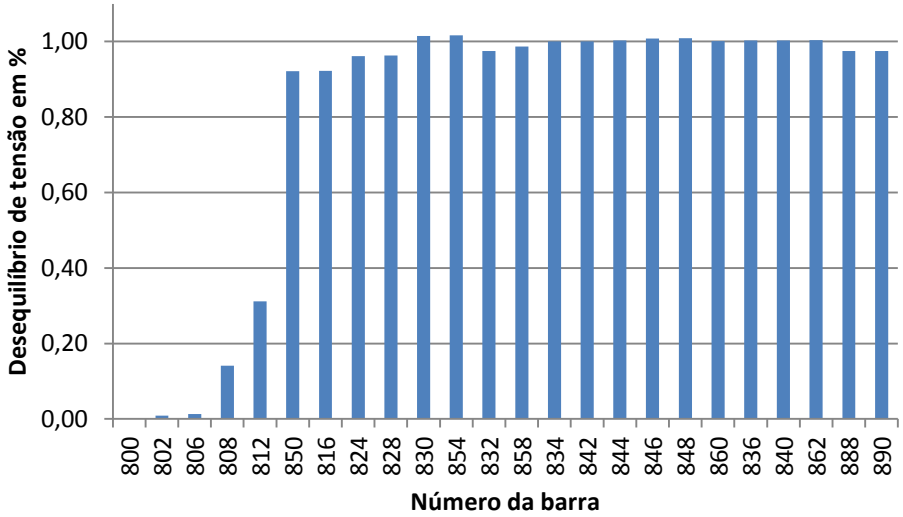


Figura 3.20 - Desequilíbrio entre as fases.

Para a modelagem 2 os resultados obtidos para o grau de desequilíbrio estão próximos de 1% o que não viola os limites estabelecidos.

3.7.2.3 Modelo 3

Neste modelo utilizou-se a modelagem de linha curta e as cargas foram consideradas como cargas de potência constante e alocadas da seguinte forma: um terço da carga está a um quarto de comprimento de linha e dois terços de carga colocadas a três quartos de comprimento da linha [MS07].

Para o Modelo 3 a Figura 3.21 ilustra o perfil de tensão nas três fases A, B e C.

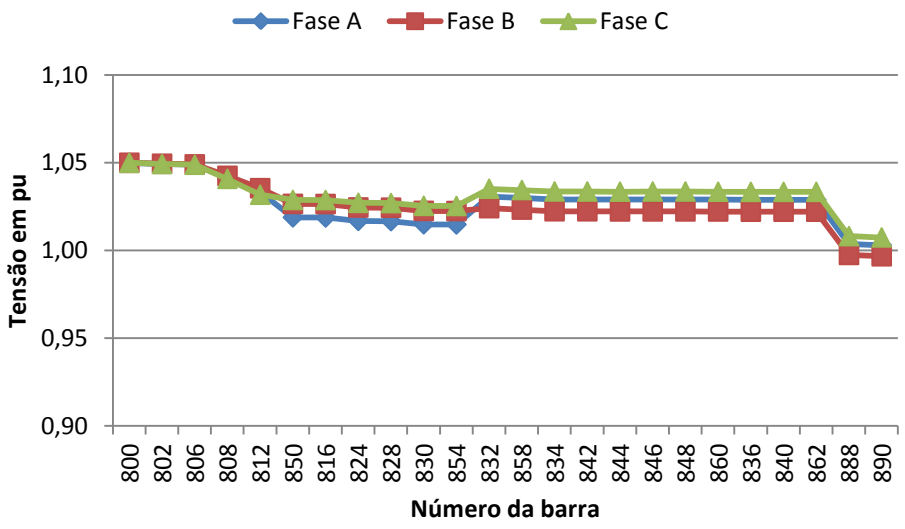


Figura 3.21 - Tensão nas fases A, B e C para o modelo 3.

A tensão média, que para este modelo apresentou desvio máximo de tensão de 9,0%, foi identificada no barramento 890 e ilustrada na Figura 3.22.

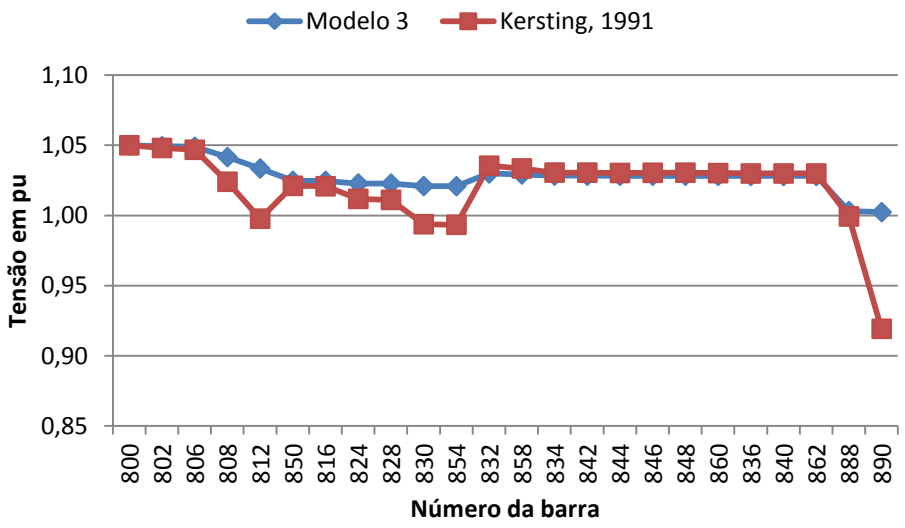


Figura 3.22 - Tensão média do modelo 3 *versus* [K91].

A Figura 3.23 apresenta os desequilíbrios de tensão entre as fases. Nenhuma das barras violou o limite determinado.

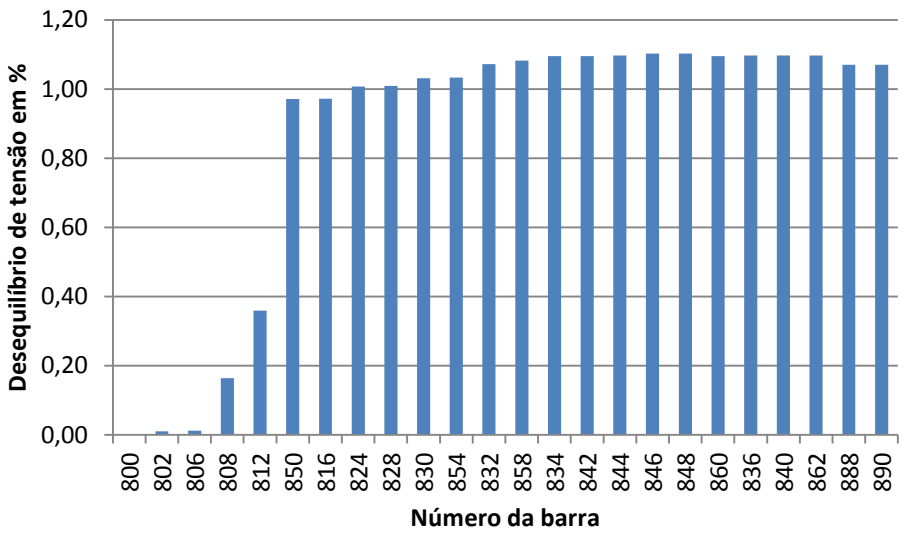


Figura 3.23 - Desequilíbrio entre as Fases.

3.7.3 MODELO π EQUIVALENTE

3.7.3.1 Modelo 4

O sistema foi simulado utilizando o modelo π equivalente para as linhas de distribuição e adotando todas as cargas como potência constante (PQ). Assim, 50% das cargas foram colocadas na metade do comprimento de linha e o restante da carga no final do segmento.

As Figura 3.24 e 3.25 apresentam o comportamento do sistema quando se utiliza o Modelo 4. O máximo desvio de tensão encontrado foi de 8,7% no barramento 890.

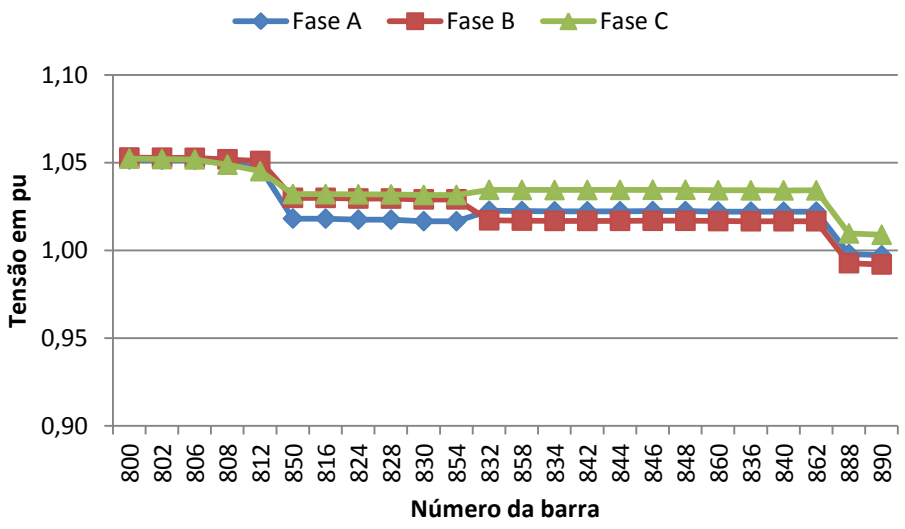


Figura 3.24 - Tensão nas fases A, B e C para o Modelo 4.

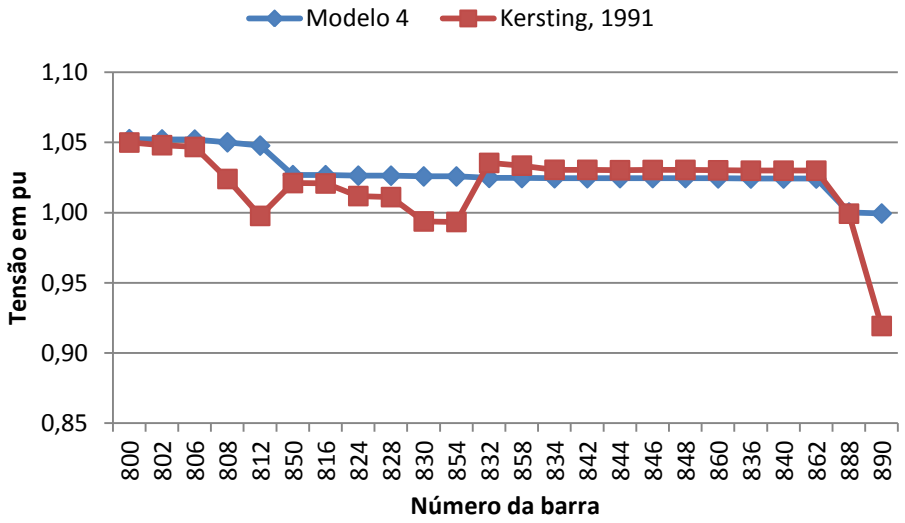


Figura 3.25 - Tensão média do Modelo 4 *versus* [K91].

A Figura 3.26 ilustra o grau de desequilíbrio deste sistema quando se utiliza a modelagem 4.

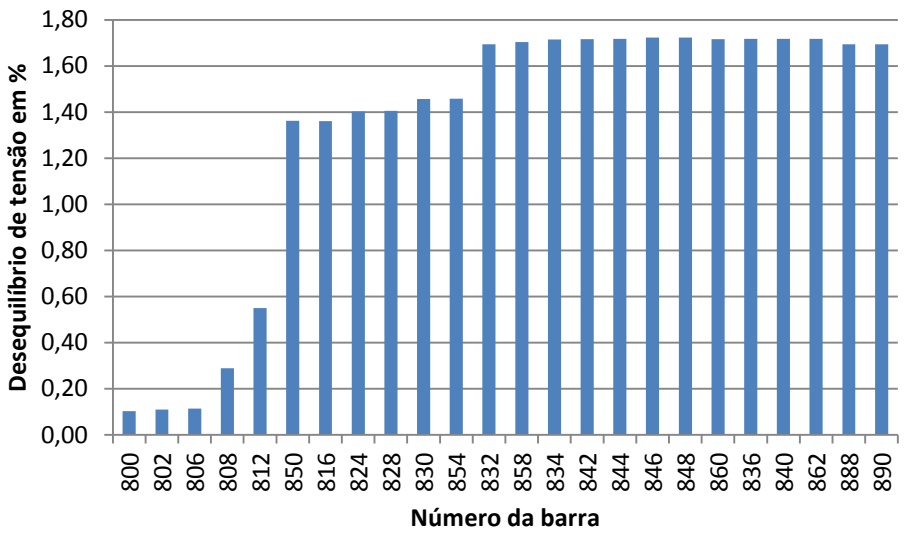


Figura 3.26 - Desequilíbrio entre as fases.

O Modelo 4 apresentou desequilíbrio maior (1,7%) quando comparado aos demais modelos.

3.7.3.2 Modelo 5

Cargas consideradas como impedância constante, corrente constante e potência constante foram alocadas da seguinte forma: um terço da carga está a um quarto de comprimento de linha e dois terços de carga colocadas a três quartos de comprimento da linha [MS07].

A Figura 3.27 apresenta o perfil de tensão por fase do Modelo 5, onde nenhuma barra violou o limite estabelecido para a tensão (0,95 < V < 1,05 pu).

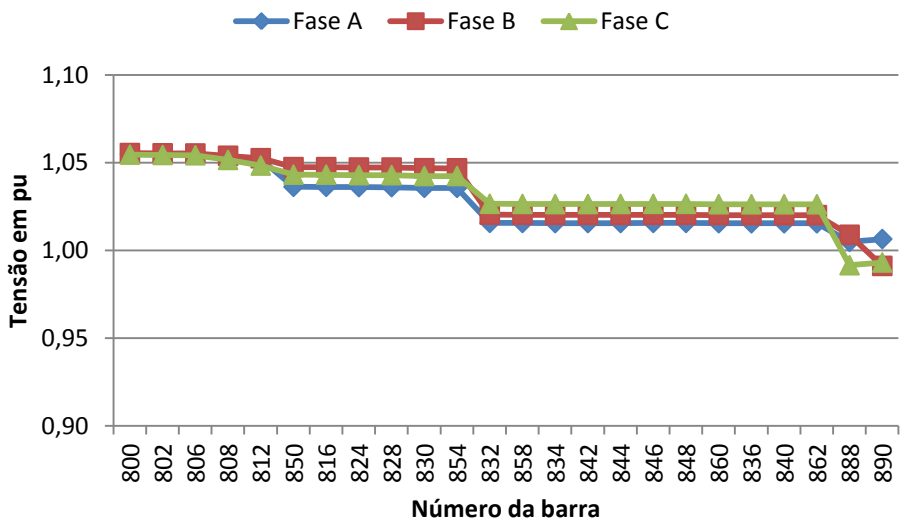


Figura 3.27 - Tensão nas fases A, B e C para o Modelo 5.

A Figura 3.28 ilustra a tensão média do modelo 5 comparada com a tensão média obtida em [K91].

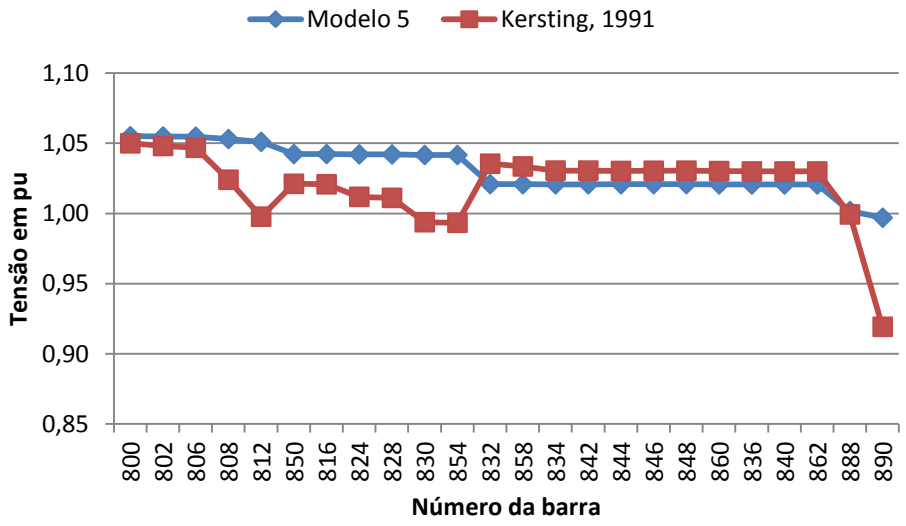


Figura 3.28 - Tensão média do modelo 5 *versus* [K91].

O desvio máximo de tensão foi de 8,45% no barramento 890 conforme a Figura 3.28. A Figura 3.29 mostra o desequilíbrio entre as fases para a modelagem 5. O maior desequilíbrio de tensão foi encontrado nas barras 888 (1,7%) e 890 (1,5%).

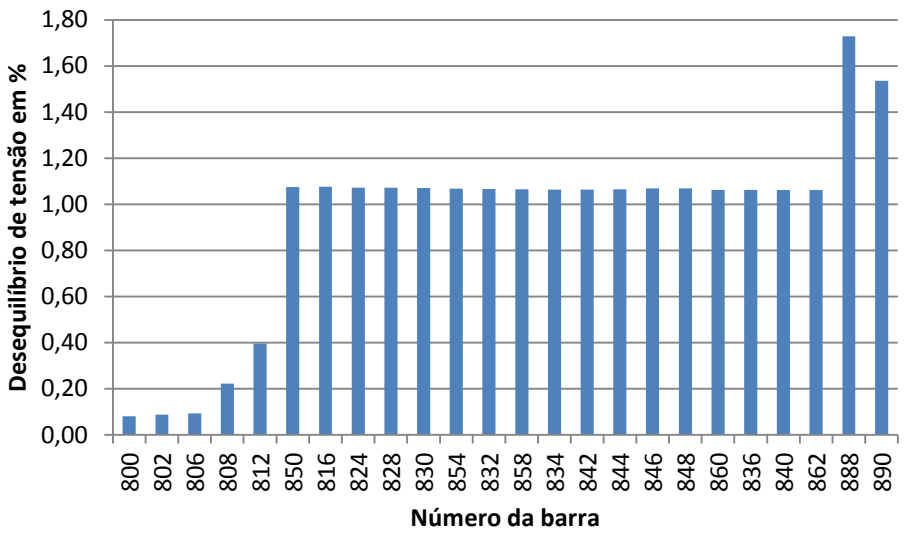


Figura 3.29 - Desequilíbrio entre as Fases.

3.8 CONCLUSÃO

Cinco modelos diferentes foram apresentados neste capítulo para a representação dos elementos de um sistema elétrico de distribuição. Os três primeiros, 1, 2 e 3, utilizam a modelagem de linha curta para as linhas de distribuição, as disposições das cargas entre as barras terminais do segmento aos quais pertencem é o ponto que os diferenciam. O modelo 4 utiliza o modelo π equivalente da linha e as cargas são consideradas de potência constante. Já o modelo 5, além da linha modelada como π equivalente, engloba todas as características das cargas, tais como de potência constante, corrente constante e impedância constante. Todos apresentaram desempenho similar quando comparados com os dados do IEEE 34 [R91].

Os resultados para todos os modelos aqui abordados apresentam tensões entre $0{,}95 < V < 1{,}05$ pu e desequilíbrio dentro dos padrões desejados de até 2%. O que indica o bom desempenho dos modelos apresentados, desde o modelo mais simples (modelo 1) onde as cargas são tratadas como simples injeções nas barras, até o modelo mais complexo (modelo 5). O modelo de linha curta, mesmo sendo mais simples, alcançou resultados semelhantes àqueles apresentados pelo modelo π equivalente, podendo ser utilizado em diferentes estudos na área de sistemas elétricos de potência. Por questão de simplificação nas simulações o Modelo 3 será utilizado nas aplicações do capítulo seguinte.

4 UM ESTUDO DE CASO

4.1 INTRODUÇÃO

O crescimento da demanda de energia elétrica, aliado à necessidade de atender aos consumidores com elevado grau de qualidade, torna o desenvolvimento de modelos matemáticos e de técnicas de solução para o planejamento da expansão dos sistemas de distribuição fundamental para as empresas distribuidoras.

O planejamento de sistemas de distribuição engloba duas fases: (1) Alocação e especificação de subestações, roteamento e determinação das bitolas de alimentadores principais e ramais laterais; (2) Alocação de dispositivos de controle e proteção para contemplar a confiabilidade da rede [BJ96]. No Brasil, os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, elaborados pela ANEEL [A11].

No contexto geral dos trabalhos sobre planejamento encontrados na literatura os modelos matemáticos desenvolvidos para efetuar o planejamento de redes contemplam a alocação de novos equipamentos para fins de restauração e reconfiguração do sistema. Os aspectos relativos à confiabilidade são considerados através do projeto do sistema de controle e proteção.

O objetivo deste capítulo é apresentar um conjunto de simulações realizadas no modelo matemático desenvolvido no Capítulo 3 a fim de demonstrar o seu potencial para outros estudos futuros. Essas simulações permitem analisar o comportamento do sistema, quando submetido a um aumento da demanda, bem como o perfil de tensão e o desequilíbrio entre as fases.

Todas as simulações consideram os seguintes fatores de restrição:

- A tensão em uma determinada barra deve estar dentro da faixa de 1,0 pu +/- 5% [A01].

- O limite máximo recomendado para o nível de desequilíbrio é 2%, de acordo com a Equação (3.3).

O modelo de linha curta, mesmo sendo mais simples, alcançou resultados semelhantes àqueles apresentados pelo modelo π equivalente. Por este motivo, os estudos realizados a seguir fazem uso do Modelo 3 apresentado no Capítulo 3.

4.2 HORIZONTE DE PLANEJAMENTO DE CINCO ANOS

O planejamento de sistemas de distribuição pode ser genericamente estabelecido da seguinte forma: seja um sistema de distribuição de energia elétrica atendendo um número fixo de consumidores. A demanda de consumo de energia elétrica desse sistema não é estática, e aumenta geográfica e temporalmente. O crescimento da demanda impõe a necessidade da expansão da rede: construção de novas linhas e/ou troca das linhas existentes por outras de maior capacidade, construção de subestações e ampliação das existentes, alocação de novos dispositivos reguladores de tensão. Desta forma, para considerar esta característica, adotou-se um horizonte de planejamento de cinco anos com crescimento anual de carga de 5% para o *IEEE 34 Node Test Feeder.*

Na Tabela 4.1 são apresentados os níveis de carregamento, ao longo do horizonte de planejamento, utilizados nas simulações.

Tabela 4.1 - Carregamento do alimentador principal.

Carga	Ano base	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Leve (pu)	0,5000	0,5250	0,5513	0,5788	0,6077	0,6381
Média (pu)	0,8000	0,8400	0,8820	0,9261	0,9724	1,0210
Pesada (pu)	1,0000	1,0500	1,1025	1,1577	1,2156	1,2764
Pesada (kW)	1769,00	1857,45	1950,33	2047,97	2150,40	2257,95

4.2.1 ANO BASE

Considera-se para o ano base a simulação do modelo trifásico com todas as cargas alocadas. Num primeiro momento apresenta-se uma simulação do modelo operando sem os bancos de capacitores. A tensão no barramento da subestação é ajustada em 1,0 pu. A Figura 4.1 ilustra a tensão média para o ano base sem a inserção do banco de capacitores.

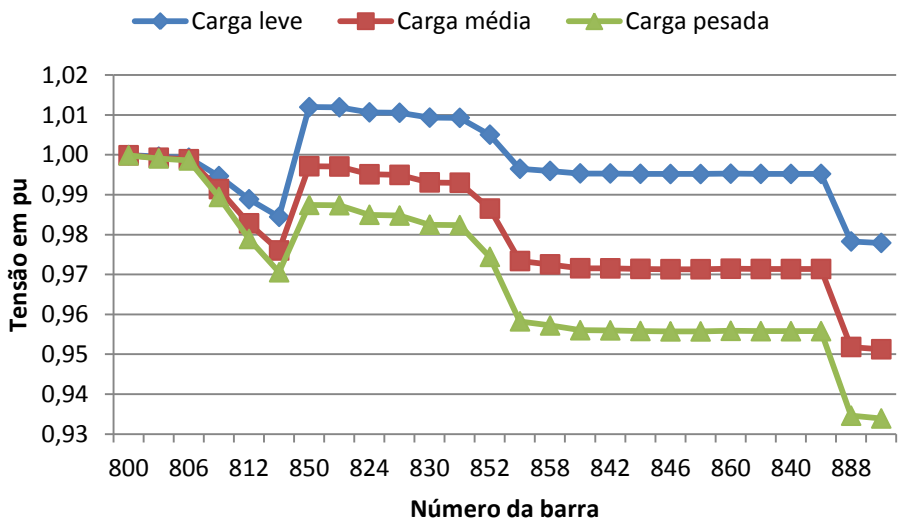


Figura 4.1 - Perfil de tensão para o ano base sem banco de capacitores.

De acordo com a Figura 4.1 para os períodos de carga leve e média o sistema apresenta um perfil de tensão adequado, não violando os limites especificados. Porém, quando a carga atinge o patamar mais elevado, as tensões em algumas barras violam os limites inferiores estabelecidos, o que acarreta na necessidade da aplicação de uma correção para os níveis de tensão destas barras. O que justifica a inserção dos bancos de capacitores pré-determinados em [K91]. Os bancos de capacitores existentes no modelo operam para o ano base somente quando o carregamento atinge o nível de carga pesada, mantendo assim a tensão dentro dos limites pré-especificados.

A Figura 4.2 apresenta o perfil de tensão do alimentador para o ano base com a inserção dos bancos de capacitores nas barras 844 e 848, Tabela 3.10.

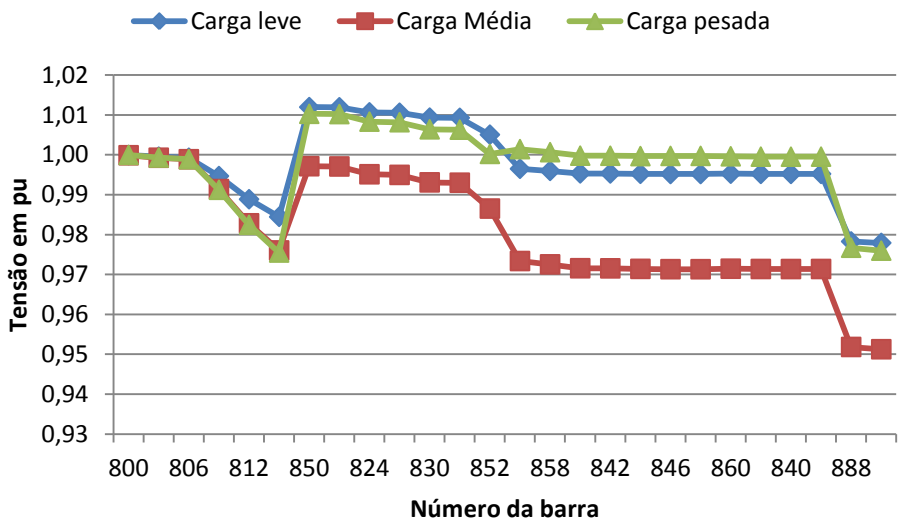


Figura 4.2 - Perfil de tensão do alimentador ano base com banco de capacitores.

É possível perceber através das Figuras 4.1 e 4.2 o acréscimo na tensão para o período de carga pesada decorrente da inserção dos bancos de capacitores.

As tensões médias mínimas da rede no período do horizonte de planejamento para os carregamentos são apresentadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Tensões míninas (em pu) no decorrer do ano base do horizonte de planejamento.

Carregamento	Barra	Ano base
Leve	890	0,978
Média	890	0,951
Pesada	890	0,976

4.2.2 ANO 1

Com o crescimento da demanda para o ano 1 uma nova análise pode ser realizada. Para o período de carga leve o modelo mantem as tensões nas barras dentro dos limites, porém para o carregamento médio e pesado é necessário a atuação dos bancos de capacitores alocados nas barras 844 e 848. A Tabela 4.3 apresenta os valores em kVAr dos capacitores utilizados.

Tabela 4.3 - Atuação do banco de capacitores.

Barra	Carga leve (kVAr)	Carga média (kVAr)	Carga pesada (kVAr)
844	0	100	100
848	0	150	150
Total	0	250	250

A Figura 4.3 apresenta o perfil de tensão do alimentador para o primeiro ano de planejamento.

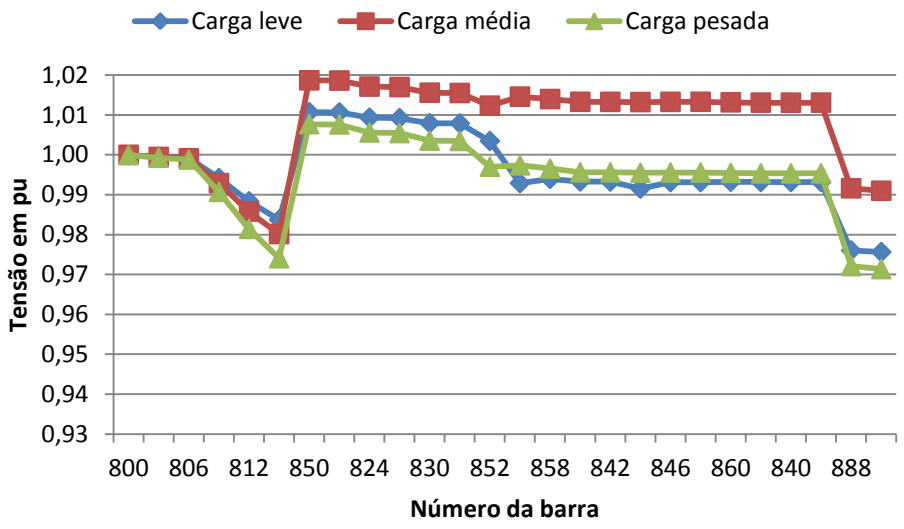


Figura 4.3 - Perfil de tensão para o ano 1.

As tensões para o período de carga média e pesada são aumentadas devido a atuação do banco de capacitores (Tabela 4.3), porém as barras 888 e 890 apresentam as menores tensões do sistema, Figura 4.1 e Figura 4.3. A Tabela 4.4 apresenta as tensões mínimas para o primeiro ano do horizonte de planejamento.

Tabela 4.4 - Tensões míninas (em pu) no decorrer do ano 1 do horizonte de planejamento.

Carregamento	Barra	Ano 1
Leve	890	0,976
Média	890	0,991
Pesada	890	0,971

4.2.3 ANO 2

Análise similiar à realizada no ano 1 deve ser feita para o segundo ano do horizonte de planejamento. O comportamento do modelo para os períodos de carregamento médio e pesado exigiram a atuação dos bancos de capacitores como no ano 1 (Tabela 4.3).

O gráfico da Figura 4.4 apresenta as tensões médias para o alimentador no ano 2 de planejamento.

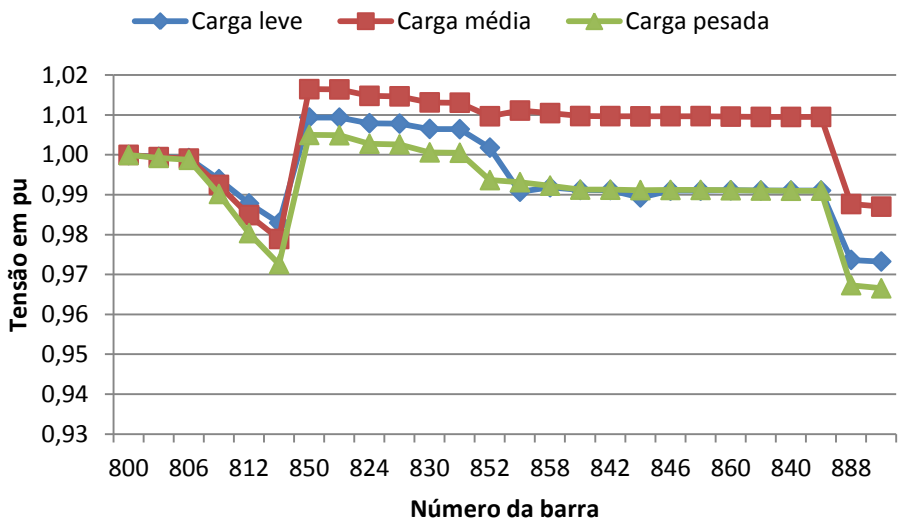


Figura 4.4 - Perfil de tensão do alimentador ano 2.

Os bancos de capacitores aumentam a tensão para o período de carga média e pesada, assim a tensão apresentada na Figura 4.4 é maior para o período de carga média.

As tensões míninas ocorridas no ano 2 de planejamento estão expressas na Tabela 4.5. O barramento 890 apresentou menor tensão como no ano 1 de planejamento.

Tabela 4.5 - Tensões míninas (em pu) no decorrer do ano 2 do horizonte de planejamento.

Carregamento	Barra	Ano 2
Leve	890	0,973
Média	890	0,987
Pesada	890	0,967

4.2.4 ANO 3

Para o ano 3 do horizonte de planejamento é esperado um crescimento de 5% no valor da demanda em relação ao ano 2. Para o terceiro ano de planejamento os bancos de capacitores (barras 844 e 848) atuaram a fim de manter as tensões dentro dos limites pré-estabelecidos (0,95 < V < 1,05 pu).

O perfil de tensão do alimentador para o terceiro ano de planejamento está expresso na Figura 4.5.

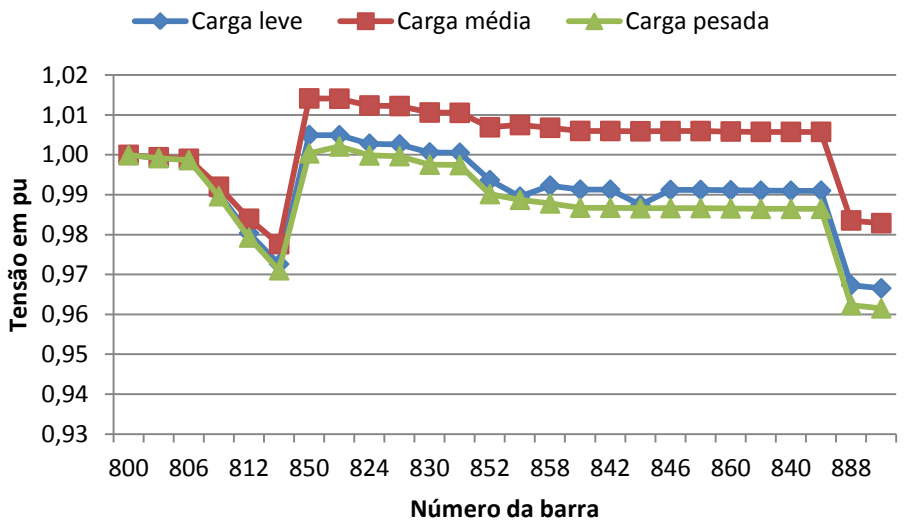


Figura 4.5 - Perfil de tensão do alimentador ano 3.

As tensões para o período de carga média são maiores devido a atuação dos dois bancos de capacitores. Como esperado a barra 890 apresentou a menor tensão do sistema 0,962 pu, Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Tensões míninas (em pu) no decorrer do ano 3 do horizonte de planejamento.

Carregamento	Barra	Ano 3
Leve	890	0,967
Média	890	0,983
Pesada	890	0,962

4.2.5 ANO 4

Devido ao crescimento anual estabelecido de 5% para o ano 4, a tensão apresentada na barra 890 (0,956 pu) estará muito próxima ao limite mínimo de tensão permitido (Tabela 4.7).

Tabela 4.7 - Tensões míninas (em pu) no decorrer do ano 4 do horizonte de planejamento.

Carregamento	Barra	Ano 4
Leve	890	0,968
Média	890	0,979
Pesada	890	0,956

De acordo com a Tabela 4.7 pode-se observar que a tensão apresentada pelo modelo no período de carregamento médio foi maior devido a atuação dos bancos de capacitores, enquanto que para o carregamento pesado os bancos existentes são praticamente insuficientes.

A Figura 4.6 apresenta a tensão média do alimentador no quarto ano do planejamento.

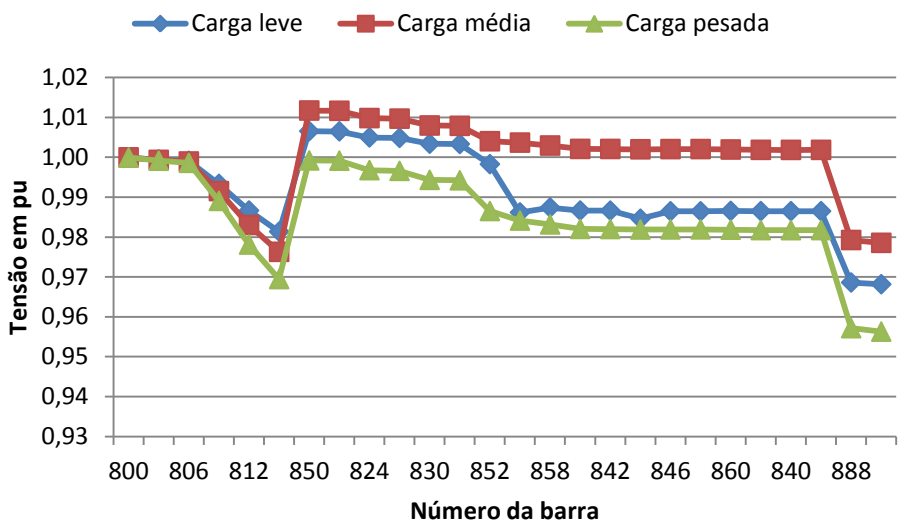


Figura 4.6 - Perfil de tensão do alimentador no ano 4.

Os bancos de capacitores aumentaram o perfil de tensão para o modelo operando com carga média e pesada conforme dados da Tabela 4.3.

4.2.6 ANO 5

Para o ano 5 do horizonte de planejamento, faz-se necessário uma análise mais detalhada. O gráfico da Figura 4.7 apresenta as tensões em cada fase do sistema modelado para o período de carga leve. Não foi necessária a atuação dos bancos de capacitores.

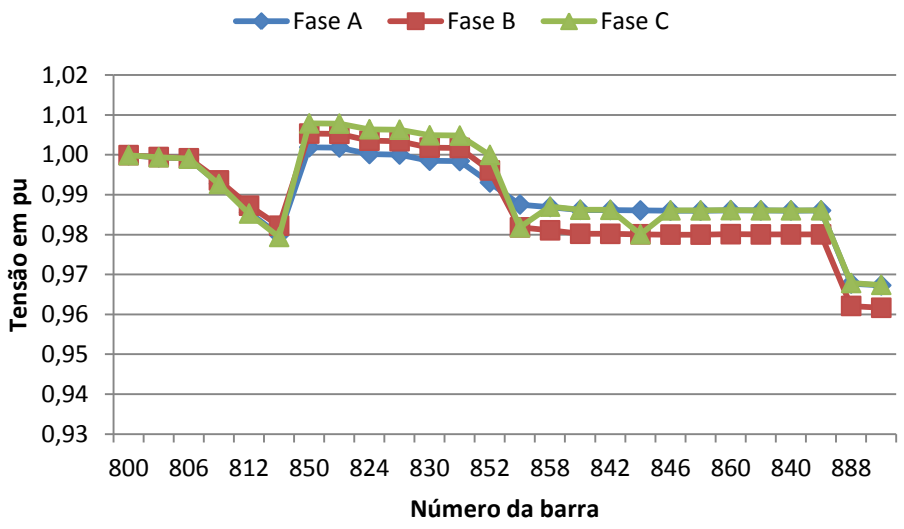


Figura 4.7 - Perfil de tensão período de carga leve para o ano 5.

Figura 4.8 apresenta o perfil de tensão para o período de carga média. A atuação dos bancos de capacitores garantiu a não violação dos limites de tensão.

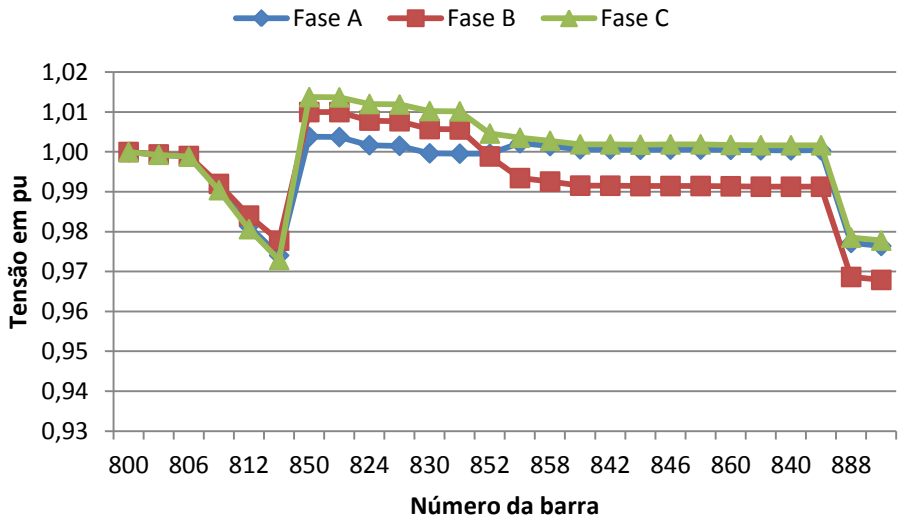


Figura 4.8 - Perfil de tensão período de carga média para o ano 5.

A atuação dos bancos de capacitores no período de carga pesada não foi suficiente para manter a tensão dentro dos limites especificados, conforme ilustra a Figura 4.9.

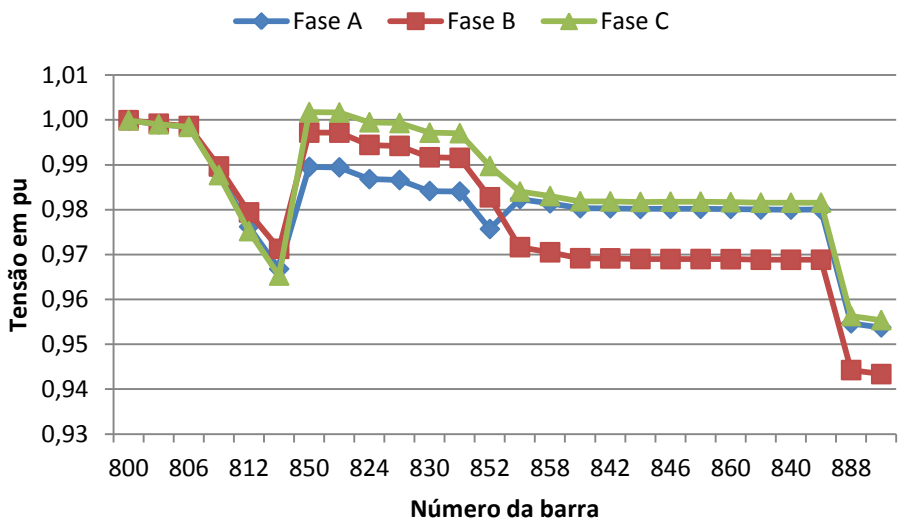


Figura 4.9 - Perfil de tensão período de carga pesada para o ano 5.

As tensões na fase B das barras 888 e 890 ficaram abaixo de 0,95 pu, necessitando assim de um novo método para compensação da tensão em períodos de carga pesada, considerando o horizonte de planejamento de 5 anos. Na próxima Seção apresenta-se uma solução para o melhoramento do perfil de tensão no decorrer dos 5 anos de planejamento.

4.3 ALOCAÇÃO DE CAPACITORES A PARTIR DA AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS

De acordo com as simulações realizadas na Seção 4.2, foi possível verificar que para os 5 anos no decorrer do período de carga média o modelo obteve tensões dentro dos limites pré-estabelecidos, porém no ano 5 para o período de carga pesada os bancos de capacitores existentes (barras 844 e 848) no modelo não foram suficientes para garantir tensões desejadas.

Para solucionar este problema foram realizadas novas simulações, levando em conta as características apresentadas pelo sistema na Seção 4.2.

4.3.1 ANO 1

Para o ano 1 foram realizadas novas simulações adotando o banco de capacitores da barra 844 de 100kVAr como um banco chaveado. Assim, o sistema apresentou melhor desempenho.

A Figura 4.10 apresenta a tensão para o período de carga média do alimentador no decorrer do ano 1 de planejamento.

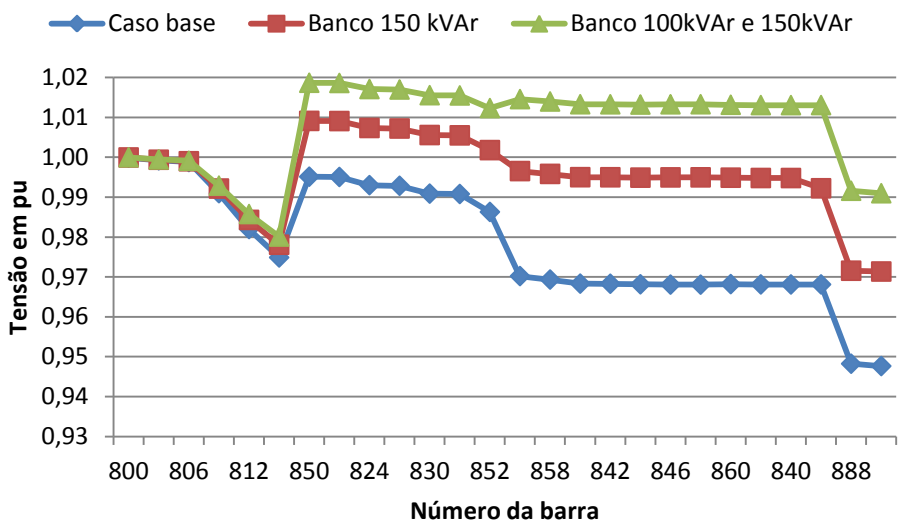


Figura 4.10 - Tensão para o período de carga média para o ano 1[2].

De acordo com a Figura 4.10, pode-se observar que o modelo consegue operar sem o banco de capacitores, visto que, as tensões nas barras 888 e 890 ficam no limite inferior especificado (0,95 pu). Quando este mesmo sistema atua com apenas o banco da 150kVAr (barra 848) as tensões das barras 888 e 890 melhoram significativamente.

A Figura 4.11 mostra a tensão para o período de carga pesada no decorrer do ano 1 de planejamento.

[2] Definindo como caso base o sistema operando sem a inserção de bancos de capacitores.

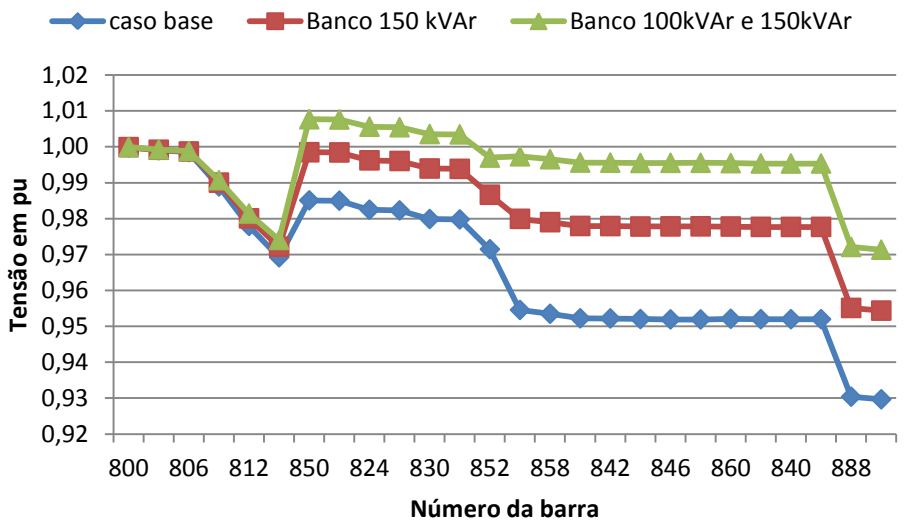


Figura 4.11 - Tensão para o período de carga pesada para o ano 1.

Sem o banco de capacitores o sistema não consegue manter as tensões dentro dos limites,Figura 4.11. Apenas o banco de 150kVAr é suficiente para manter o sistema em funcionamento adequado.

4.3.2 ANO 2

Simulações adotando o banco de 100kVAr (barra 844) como um banco chaveado foram também realizadas no ano 2 de planejamento do sistema.

Para o período de carga média (Figura 4.12) o modelo não consegue operar sem o banco de capacitor (100kVAr), pois as tensões nas barras 888 e 890 estão abaixo do limite, em valores, $V_{888} = 0{,}945\,pu$ e $V_{890} = 0{,}944\,pu$.

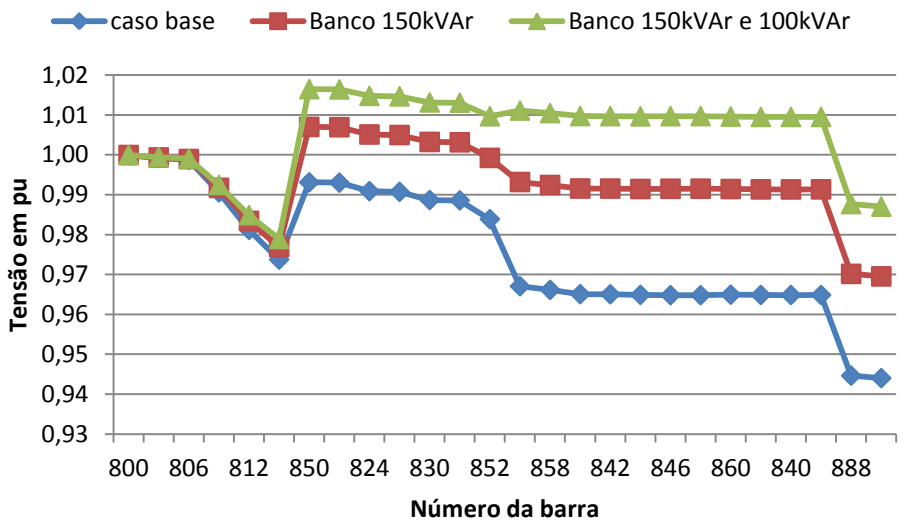


Figura 4.12 - Tensão para o período de carga média para o ano 2.

Para o período de carga pesada (Figura 4.13), o sistema pode atuar com o banco da barra 848 e mantêm as tensões desejadas.

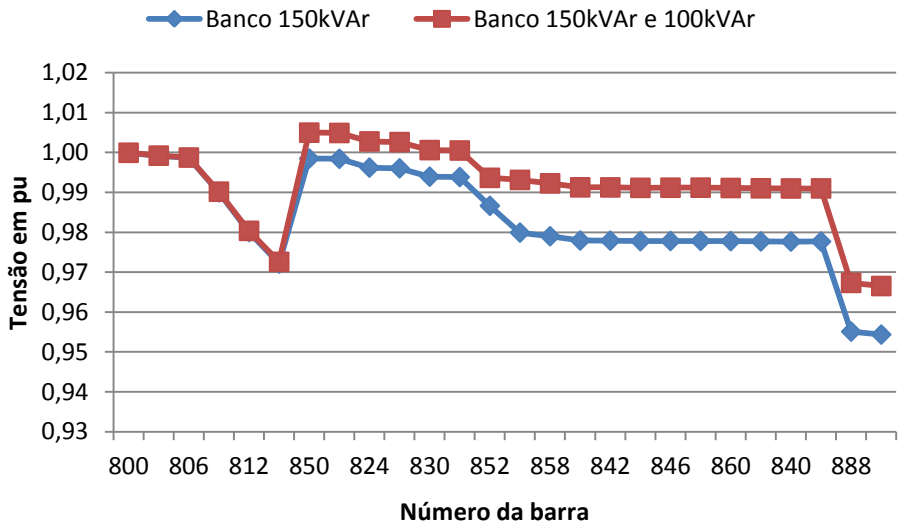


Figura 4.13 - Tensão para o período de carga pesada para o ano 2.

4.3.3 ANO 3

Para o período de carga média durante o ano 3 de planejamento o sistema apresentou o comportamento indicado na Figura 4.14. O alimentador mantêm as tensões dentro dos limites desejados utilizando o banco de capacitores de 150kVAr.

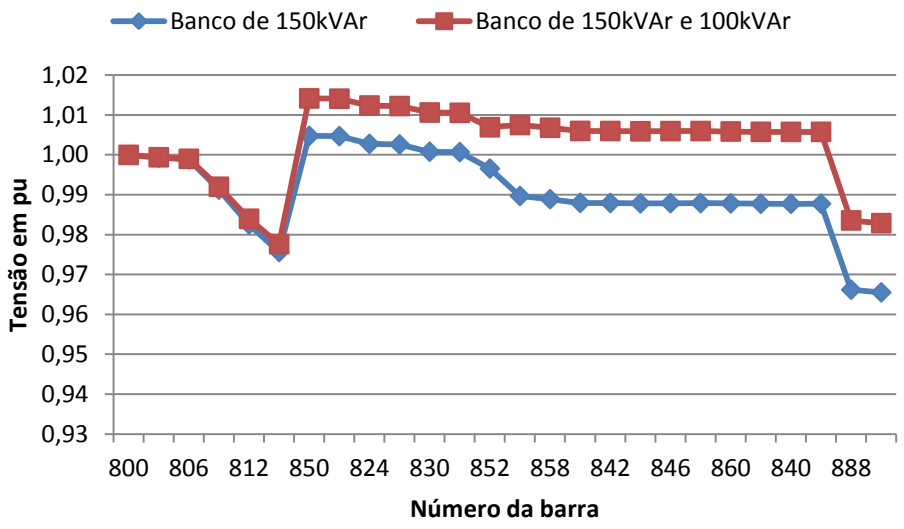


Figura 4.14 - Tensão para o período de carga média para o ano 3.

Quando analisado o período de carga pesada é possível detectar que o sistema não opera de forma adequada quando somente o banco de capacitores de 150kVAr (barra 848) atua (Figura 4.15).

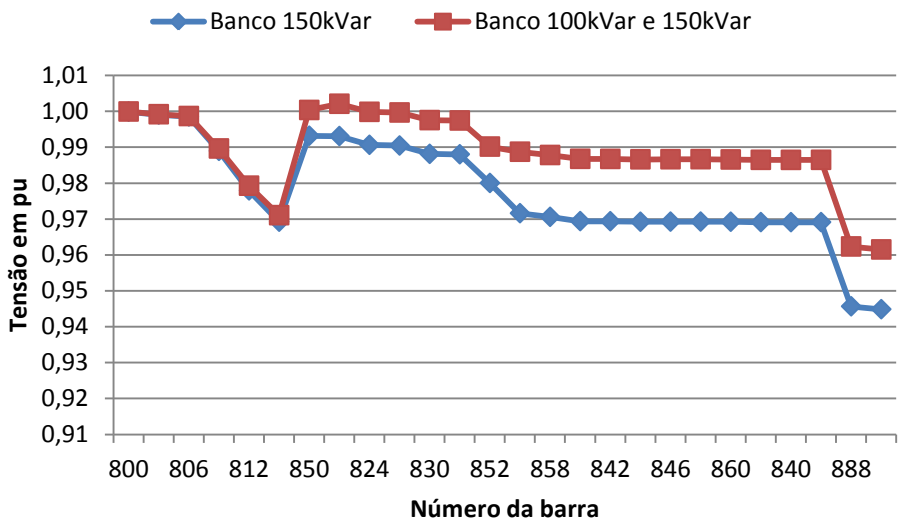


Figura 4.15 - Tensão para o período de carga pesada para o ano 3.

Logo, para o período de carga pesada ao longo do ano 3 de planejamento é necessário a atuação dos bancos de capacitores (barras 844 e 848).

4.3.4 ANO 4

Para o ano 4 e durante o período de carga média o sistema apresentou comportamento similar ao encontrado no ano 3 (Figura 4.16). O sistema mantém

as tensões dentro dos limites (0,95 < V < 1,05pu) apenas com o banco de capacitores de 150kVAr.

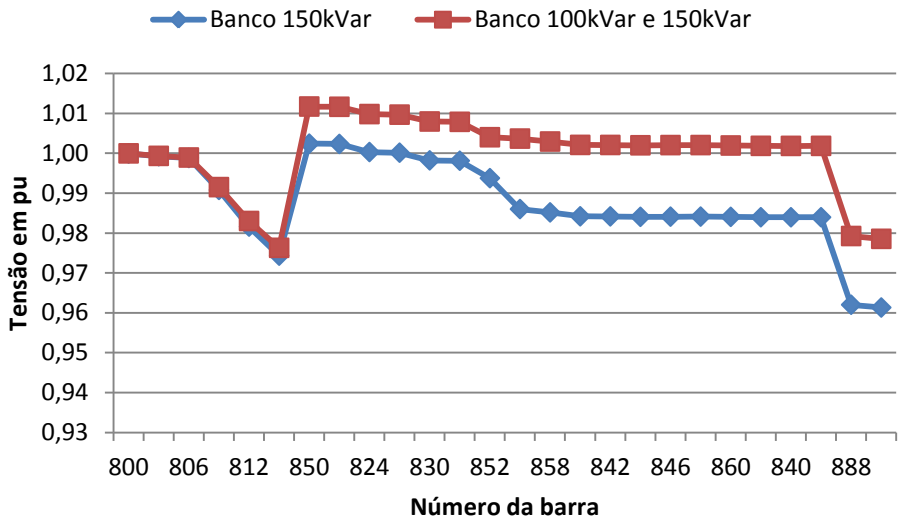


Figura 4.16 - Tensão para o período de carga média para o ano 4.

Analisando a Figura 4.15 que apresenta o comportamento da tensão para o ano 3 durante o período de carga pesada, é possível verificar que a tensão nas barras 888 e 890 estão próximas ao limite inferior estabelecido. A partir desse resultado e considerando o crescimento da demanda para o ano seguinte (ano 4) faz-se necessário a inserção de um novo banco de capacitores na barra 838 de 100kVAr. A Figura 4.17 apresenta as tensões para o período de carga pesada no ano 4 de planejamento.

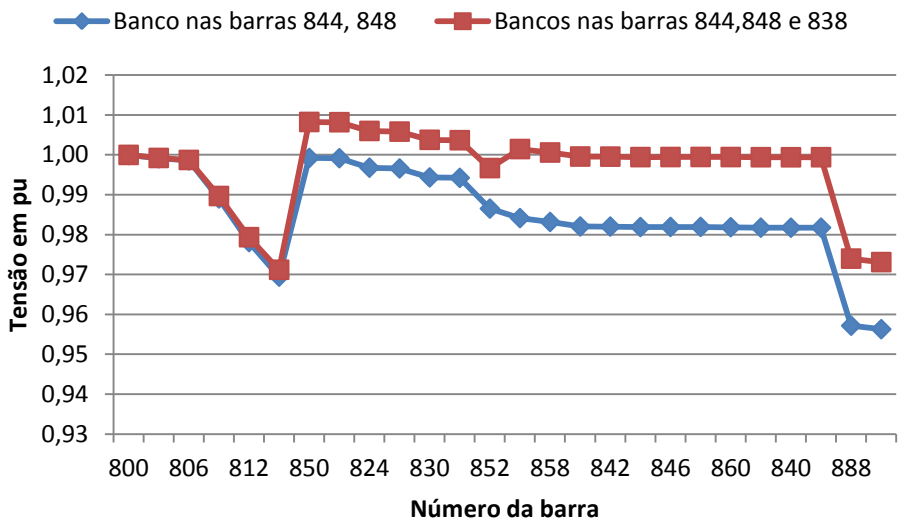


Figura 4.17 - Tensão para o período de carga pesada para o ano 4.

Com a atuação dos bancos de capacitores das barras 844 e 848 o sistema ofereceu tensões próximas ao limite inferior da tensão desejada (0,95 pu). E com a inserção de um novo banco de capacitores na barra 838 a tensão ilustrada na Figura 4.17 apresentou melhores resultados.

4.3.5 ANO 5

Durante o quinto ano do planejamento o sistema apresentou resultados satisfatórios para o período de carga média atuando com os dois bancos de capacitores.

Desde do ano 3 e 4 (Figura 4.15 e 4.17) o sistema operava muito próximo ao limite inferior desejado de tensão (0,95 pu) com isso no ano 5 durante o período de carga pesada o sistema precisou da alocação de mais um banco chaveado de capacitores. Esse novo banco foi possicionado na barra 838 com capacidade de 100kVAr. A Figura 4.18 apresenta as tensões nas barras para o período de carga pesada durante o ano 5.

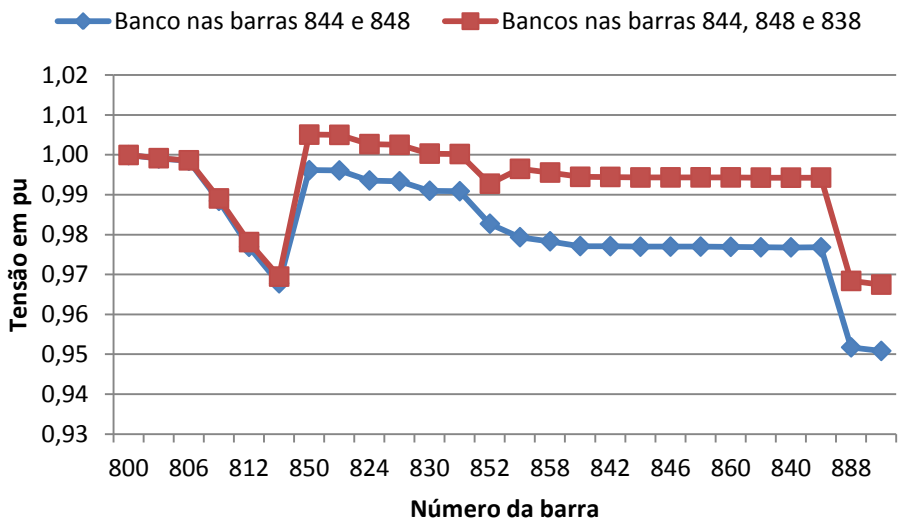


Figura 4.18 - Tensão para o período de carga pesada para o ano 5.

Para o período de carga pesada, a inserção do banco da barra 838 foi essencial para o bom funcionamento do sistema.

A Figura 4.19 ilustra os desequilíbrios encontrados para o sistemas na inserção de diferentes bancos de capacitores. Nenhuma barra violou os limites estabelecidos mantendo os desequilíbrios abaixo de 2%.

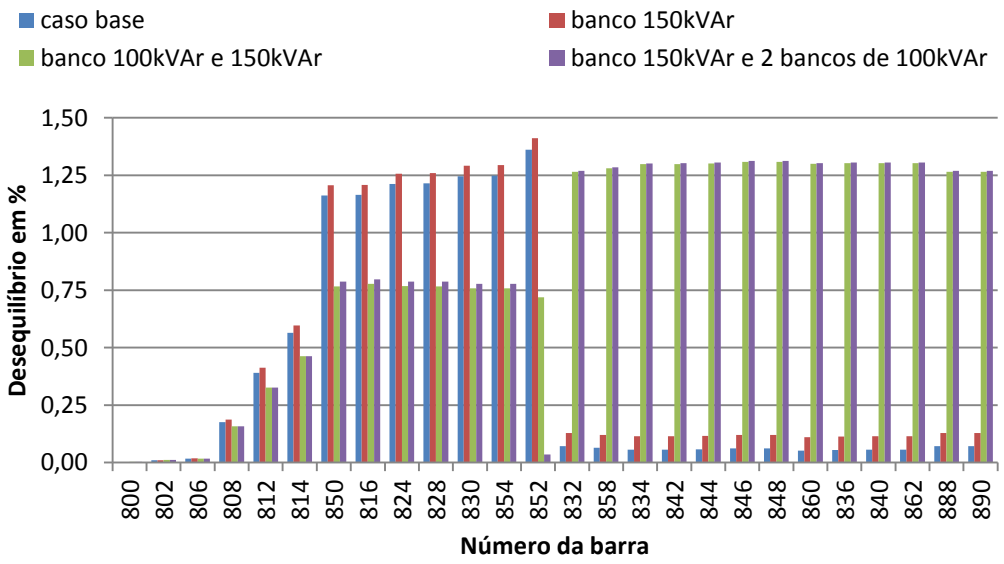


Figura 4.19 – Desequilíbrio para o sistema no ano 5.

4.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Analisando os gráficos apresentados para os dois instantes de carga (média e pesada) pode-se chegar a Tabela 4.8 com o resumo da atuação dos bancos de capacitores.

Tabela 4.8 – Tabela resumo da atuação dos bancos de capacitores (Dados em kVAr).

Barra	Ano 1		Ano 2		Ano 3		Ano 4		Ano 5	
	Média	Pesada	Média	Pesada	Média	Pesada	Média	Pesada	Média	Pesada
844	0	0	0	0	0	100	0	100	100	100
848	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
838	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100

A partir do terceiro ano os bancos já existentes no sistema passam a atuar em períodos de carga pesada. Porém no ano 5, os bancos existentes não são suficientes para manter a tensão pré-determinada.

No planejamento de reativos deste sistema de distribuição foram utilizados o banco de capacitores fixos (barra 848) e chaveados (barras 844 e 838), proporcionando os seguintes benefícios à rede de distribuição aqui modelada:

- A alocação de bancos capacitivos chaveados proporciona maior flexibilidade e qualidade na operação da rede;
- Evita que em períodos de cargas leves as injeções de potência reativa causem sobretensões;
- Evita que nos períodos de carga pesada, as injeções de potência reativa causem subtensões, que prejudicam a qualidade do serviço de fornecimento;
- Evita violações das magnitudes das tensões dos limites pré-estabelecidos pelas agências reguladoras.

4.5 CONCLUSÃO

A partir dos resultados obtidos é possível afirmar que a alocação de banco de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica é uma medida de planejamento de curto prazo adequada para ser adotada pelas concessionárias de energia a fim de manter os níveis de tensões dentro dos padrões exigidos.

Durante a fase de planejamento deve-se considerar como uma exigência de projeto que os bancos de capacitores operem de maneira mais próxima ao comportamento da demanda de potência reativa, onde um conjunto de bancos de capacitores fixos atendem à demanda de potência reativa e um conjunto de capacitores chaveados atendem aos períodos maiores de demanda de reativos da rede.

A apresentação de toda a modelagem matemática de um sistema de distribuição real representado em Simulink na plataforma MatLab®, é de grande importância para a comunidade científica pois permitirá sua utilização na simulação e desenvolvimento de diferentes estudos na área de sistemas elétricos de potência.

Nesta dissertação foi apresentada uma aplicação do modelo aqui desenvolvido para o estudo de planejamento de um sistema de distribuição. Outros estudos poderão ser realizados neste mesmo modelo.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

5.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

A crescente complexidade dos Sistemas Elétricos de Potência exige cada vez dos pesquisadores o desenvolvimento de modelos que reproduzam o funcionamento real dos sistemas. Diante deste cenário, a existência de um modelo em Simulink para um sistema de distribuição radial trifásico com cargas desequilibradas, na plataforma possibilitou sua utilização no estudo do controle de tensão nas linhas.

Esta dissertação está focada na implementação de uma modelagem matemática para análise do perfil de tensão em um sistema de distribuição com o objetivo de manter os níveis de tensão e de desequilíbrio dentro dos limites estabelecidos, melhorando a qualidade da energia entregue ao consumidor e reduzindo custos da distribuidora.

O sistema foi modelado utilizando o modelo π equivalente e o modelo de linha curta. Para ambos os casos o sistema apresentou resultados satisfatórios, porém para fins de testes utilizou-se o modelo de linha curta para estudos de planejamento de sistemas elétricos.

Como aplicação do modelo desenvolvido no Capítulo 4 foi apresentado um estudo de planejamento a curto prazo para o sistema de distribuição. Neste estudo foram consideradas as não-linearidades dos SED, bem como as assimetrias dos acoplamentos mútuos entre as fases, através da construção de um modelo trifásico para o *IEEE 34 Node Test Feeder* em Simulink na plataforma MatLab®.

Após o estudo de planejamento do sistema elétrico de distribuição, utilizou-se a alocação de banco de capacitores como uma medida de planejamento de curto prazo adequada para ser adotada pelas concessionárias de energia a fim de manter os níveis de tensões dentro dos padrões exigidos. Este tipo de equipamento é de fácil de instalação, operação e manutenção e produz os resultados esperados.

Diante dos aspectos mencionados, pode-se enumerar as seguintes contribuições deste trabalho:

- O sistema teste de distribuição de IEEE 34 foi modelado através do *software* Simulink em ambiente MatLab®. Representado por um *software* comercial de grande aplicação pelos diversos segmentos da comunidade científica.
- Na modelagem foram consideradas as não-linearidades dos SED, bem como as assimetrias dos acoplamentos mútuos entre as fases, através da construção de um modelo trifásico.
- O modelo desenvolvido poderá ser utilizado na simulação e desenvolvimento de tecnologias que envolvam pesquisas na área de sistemas elétricos de potência.
- A modelagem matemática representada em diagrama de blocos demonstra o potencial didático do modelo proposto para a compreensão dos aspectos básicos do controle de tensão em sistemas de distribuição.

5.2 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Com base na experiência adquirida no desenvolvimento deste trabalho e nos estudos que foram realizados é possível apontar as seguintes melhorias na metodologia desenvolvida e sugestões para trabalhos futuros:

- Estudo da comunicação entre MatLab® e Simulink a fim de simular um fluxo de potência mais eficiente;
- Estudo de um fluxo de potência mais eficiente considerando a possibilidade de inversão do fluxo de potência ativa;
- Estudo de um fluxo de potência que considere geradores distribuídos presentes no sistema de distribuição;
- Estudo da seleção das barras candidatas e alocação de banco de capacitores;
- Estudo de aplicações visando reduzir o desequilíbrio entre as tensões nas fases

- Analisar a influência da modelagem da carga em função da tensão, como, por exemplo, considerar a carga como sendo de corrente constante, impedância constante, potência constante, ou ainda, considerar a carga como sendo representada pelo modelo polinomial ZIP (impedância constante, corrente constante e potência constante).
- Analisar o efeito de harmônicos causados pela alocação destes bancos de capacitores na rede de distribuição.
- Construção de um bloco trifásico para representar o acoplamento magnético, quando não for possível representar a transposição.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[A99] Y. V. Abreu, "A Reestruturação do Setor Elétrico: Questões e Perspectiva," *Dissertação de mestrado Universidade de São Paulo*, 1999.

[A02] V. O. Albuquerque, "Controle Coodernado de Tensão e Potência Reativa," *Dissertação de mestrado Universidade Federal de Itajubá*, 2002.

[AO99] V. O. Alburquerque and A R.C Oliveira, "Metodologia para Controle Hierárquico de Banco de Capacitores e Controle de Tensão," *II CIERTEC*, 1999.

[AVSM98] O. Alsaç, N Vempati, B. Stot, and A Monticelli, "Generalized State Estimation," *IEEE Trans. on Power Systems*, pp. 1069-1075, 1998.

[A05] M. L. Alves, "Módulo de Alocação Otimizada de Reguladores de Tensão e Bancos de Capacitores em Alimentadores de Distribuição," 2005.

[A11] Aneel. (2011) Aneel. [Online]. http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo2_Revisao_3.pdf

[A01] Aneel. (2001) Resolução Aneel 505. [Online]. http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2001505.pdf

[BH99] M. E. Baran and M. Y. HSU, "Voltage/var Control at Distribuition Substations," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol.14, nº1*, p. 312, 1999.

[BMO06] L. D. Bellomo, J. Mahseredjian, and G. Olivier, "Test feeder analysis with two large induction generators using initialization and time-domain simulation," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006.

[BJ96] R. Billinton and S. JonnaVithula, "Optimal switching device placement in radial distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1646-1651, 1996.

[B05] C. L. T. Borges, *Análise de Sistemas de Potência*.: Apostila Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

[B07] P. A. F. Brandini, "Metaheurística Particle Swarm Utilizada para Alocação Ótima," 2007.

[CM78] A. Capasso and E. Mariani, "Influence of Generator Capability Curves Representation on SSystem Voltage and Reactive Power Control Studies," *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, nº4*, pp. 1036-1041, 1978.

[C99] C.T Chen, *Linear System Theory and Design, 3ed*.: Oxford University Press, 1999.

[CHY95] C.S. Chen, C.T. Hsu, and Y.H. Yan, "Optimal distribution feeder capacitors placement considering mutual coupling effect of conductors," *IEEE Transaction on Power Delivery, vol 10, nº2*, pp. 987-994, 1995.

[C11] Task Force CIGRÉ, "Coordinated Voltage Control in Transmission Network," , Brazil, 2011.

[COP03] R. M. Ciric, L. F. Ochoa, and A. Padilha, "Power flow in distribution networks with earth return," *Electrical Power and Energy Systems*, pp. 373–380, 2003.

[CMLMP95] S. Corsi, P. Marinnimo, N. Losignore, G. Moreschini, and G., Piccini, "Coordination Between the Reactive Power Scheduling Function and the Hierarchical Voltage Control of the EHV ENEL System," *IEEE Transactions Power Systems,Vol. 10, nº 2*, pp. 686-694, 1995.

[D00] I. F. E. D. Denis, "Fluxo de potência trifásico para redes de distribuição," *Dissertação de mestrado Universidade Estadual Paulista*, 2000.

[E77] O. I. Elgerd, *Introdução a teoria de sistemas de enrgia elétrica*.: McGraw-Hill do Brasil, 1977.

[F05] S.A Filho, "Análise de Controladores Eletrônicos em Sistemas de Distribuição de Energia," 2005.

[FOP05] A. L. Filho, M. A. Oliveira, and M. G. S. Pinto, "Ferramenta Computacional para Quantificação e Qualificação do Desequilíbrio de Tensão," *Seminário Brasileiro Sobre Qualidade da Energia Eleétrica*, 2005.

[FS98] L. H. Fink and P. J. M. V. Son, "On System Control Within a Restructured Industry," *IEEE Transactions Power Systems, Vol.13, nº2*, pp. 611-616, 1998.

[GP08] L. A. Gallego and A. Padilha, "Fluxo de Potência para Sistemas de Distribuição Considerando Incertezas na Demanda e nos Parâmetros de Redes," *Anais do SBSE 2008 - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2008.

[G03] A. Ganin, "Setor Elétrico Brasileiro: Aspectos Regulamentares e Tributários," , Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2003.

[G02] D. S. Guimarães, "Proposta de Critérios e Procedimentos para APlicação de Compensação Série Capacitiva em Sistemas de Distribuição," , Belo Horizonte, 2002.

[HPGB09] S. Haffner, A. L. Pereira, Gasperin, L. V, and L. Barreto, "Alocação de Bancos de Capacitores em Redes de Distribuição de Energia Visando Eliminar Violações de Tensão," *Revista Controle & Automação, Vol.20 nº 4*, 2009.

[HJDP00] J. V. Hecke, N. Janssens, J. Deuse, and F. Promel, "Coordinated Voltage Experience in Belgium," 2000.

[ILLAPV95] M. D. Ilic et al., "Improved Secondary and New Tertiary Voltage Control," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol.10, nº4*, p. 1851, 1995.

[J05] B. R. P. Júnior, "Fluxo de Potência em Redes Modeladas no Nível de Subestação," *Dissertação de mestrado Universidade Estadual Paulista*, 2005.

[JCM06] B. R. P. Junior, A.M. Cosse, and J.R.S. Mantovani, "Alocação Otimizada de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica utilizando algoritmo evolutivo multi-objetivo," *Anais do Congresso Brasileiro de Automática*, vol. 16, pp. 1303-1308, Agosto 2006.

[K05] N. Kagan, *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. São Paulo: Edgard Blucher, 2005.

[K02] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*. USA:CRC Press, 2002.

[K91] W.H. Kersting, "Radial distribution test feeder," *IEEE Transactions on*

power Systems, vol. 6, nº3, pp. 975-985., 1991.

[LCSC04] E. M. Lourenço, A. J. Costa, A Simões, and K. A. Clements, "Bayesian-based Hypothesis Testing for Topological Eroor Identificaion in Generalized State Esimation," *IEEE Trans. on Power System*, pp. 1206-1215, maio 2004.

[M83] A. J. Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*.: Edgard BlucherLtda, 1983.

[M09] A. A. F. Moura, "Impacto de Parques Eólicos na Operação em Regime Permanente de Sistemas de Distribuição com Modelagem Trifásica," *XIII ERIAC Decimo Tercer Encuentro Regional Ibero Americano de Cigre*, 2009.

[MS07] N. Mwakabuta and A. Sekar, "Comparative Study of the IEEE34 Node Test Feeder under Practical Simplifications," *Power Symposium, 39th North American*, pp. 484-491, 2007.

[NRBM72] C. Noe, G. Richerme, G. B. Blanchon, and F. Maury, "Le Reglage Automatique de la tension dú Réseau de Transport d'Edf," *RGE Tome 81, nº 5*, 1972.

[OK98] J. T. Overbye and P. R. Klump, "Determination os Emergency Power System Voltage Control Actions," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, nº1*, pp. 205-210, 1998.

[PLLS87] J. P. Paul, J. Y. Leost, P. Lagonotte, and J. C. Sabonnadiere, "Structural Analysis of the Electrical System: Application to Secondary Voltage Control in France," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol.4, nº2*, pp. 479-486, 1987.

[PLTM86] J. P. Paul, J. Y. Leost, Tesseron, and J. Mench, "Secondary Voltage Control of the French Extra High Voltage Power System: Present Realization and Future Prospects (Co-ordinated Control)," *Réseaux Électrique*, pp. 59-71, 1986.

[P02] L. F. O. Pizzali, "Cálculo de Fluxo de Potência em Redes de Distribuição com Modelagem a Quatro Fios," *Dissertação de Mestrado - UNESP*, 2002.

[RPO03] M. C. Rade, A. Padilha, and L. F. Ochoa, "Power Flow in Four-wire Distribution Networks - General Approach," *IEEE Transactions on Power Systems , vol. 18, nº. 4, november 2003*, 2003.

[R91] IEEE Distribution Planning Working Group Report, "Radial distribution test feeders," *IEEE Trans. on Power Systems, vol.6, nº 3*, pp. 975-985, 1991.

[RSB10] M. Resener, R. H. Salim, and A. S. Bretas, "Alocação e Ajuste Ótimo de Reguladores de Tensão em Sistemas de Distribuição," 2010.

[SS00] A. Safigianni and G.J. Sallis, "Optimum Voltage Regulator Placement in a Radial Power Distribution Network," *IEEE Trans. Power Systems, vol. 15, Nº 2*, pp. 879-886, 2000.

[S78] N. R. Schoultz, "Distribution primary feeder I2R losses," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-97, nº2*, pp. 603-609, 1978.

[S04] T. A. Short, "Electric Power Distribution Handbook," 2004.

[SL03] A. C. Z. Souza and B. I. L. Lopes, "On Multiple Tap-blocking to Avoid Voltage Collapse," *Electric Power Systems Research, Vol. 67, nº 3*, pp. 225-231, 2003.

[SLA02] A. C. Z. Souza, B. I. L. Lopes, and V. O. Albuquerque, "Secondary Voltage Control and Tap Changes APllied to Voltage Stability," 2002.

[SW78] Willian D Stevenson Jr., *Elementos de analise de sistemas de potencia.* São Paulo: McGraw-Hill, 1978.

[TMFB99] G. N. Taranto, N. Martins, D. M. Falcão, and A.C.M. Barbosa, "Controle Secundário de Tensão, suas Vantagens e Limitações. Resultados Hipoteticos de sua Utilização na Área Rio," 1999.

[TMFBS00] G. N. Taranto, N. Martins, D.M. Falcão, A.C.M. Barbosa, and M.G. Santos, "Benefits of Appling Secondary Voltage Control Schemes to the Bazilian System," *Proceedings of the IEEE PES Summer Meeting 2000*, pp. 937-942, 2000.

[TC00] C. Taylor and Y. Chen, "Wide-Area Stability and Voltage Control," 2000.

[T05] R. G. Teodoro, "Metodologia para Compensação de Desequilíbrio em Redes Elétricas," 2005.

[U07] W. F. Usida, "Controle Fuzzy para Melhoria do perfil de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica," 2007.

[V01] J. R. Valadares, "Proposta de Políticas, Critérios e Procedimentos para Compensação Reativa e Controle de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência," *Dissertação de mestrado Universidade Federal de Minas Gerais*, 2001.

[V05] M. H. M. Vale, "Compensação Reativa e Controle de Tensão – Avaliação Técnica de Alternativas de Expansão nos Aspectos de Estabilidade de Tensão," 2005.

[VLV99] M. H. M. Vale, M. S. Lameiras, and M. I. M. Vale, "CAT - Controle Automático de Tensão - Pacote Computacional para Controle de Tensão no Sistema de Supervisão e Controle Distribuído da CEMIG," *XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, Paraná.*, 1999.

[VSCS87] N Vempati, R Shoults, S Chen, and Schwobel, "Simplified Feeder Modeling for Load Flow Calculations," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. PWRS-1, nº1*, pp. 168-174, 1987.

[VS09] T. L. Vieira and V. V. R. Silva, "Modelagem a vazio do sistema teste de distribuição de 34 nós IEEE pelo software Simulink em ambiente MatLab," 2009.

[VSC10] T. L. Vieira, V V R Silva, and M H Costa, "Desenvolvimento de um Modelo para o Sistema Teste de Distribuição de 34 nós IEEE com Carga pelo Software Simulink em Ambiente MatLab," Setembro 2010.

[VPLH96] P. Vu, P. Pruvot, C. Launnay, and Y. Harmand, "An Improved Voltage Control on Larga-Scale Power System," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol.11, nº3*, pp. 1295-1303, 1996.