



**Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos
Departamento de Engenharia Elétrica**

Trabalho de Conclusão de Curso

Instalação de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica para Correção de Fator de Potência e Regulação de Tensão: Projeto e Simulação Computacional

Autor:
João Ricardo Graminha Bordim

Número USP:
5997989

Orientador:
Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada

São Carlos, Novembro de 2011.

João Ricardo Graminha Bordim

**Instalação de Bancos de Capacitores em
Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
para Correção de Fator de Potência e
Regulação de Tensão: Projeto e Simulação
Computacional**

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

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

ORIENTADOR: Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada

São Carlos

2011

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

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

Bordim, João Ricardo Graminha

B729i Instalação de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica para Correção de Fator de Potência e Regulação de Tensão: Projeto e Simulação Computacional / João Ricardo Graminha Bordim ; orientador Eduardo Nobuhiro Asada. — São Carlos, 2011.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2011.

1. Correção de fator de potência. 2. Banco de capacitores. 3. Regulação de tensão. 4. Sistemas de distribuição de energia elétrica. I. Título.

Dedicatória

Aos meus pais, Hamilton e Dalma, e
minhas irmãs, Denise e Júlia.

Agradecimentos

- Ao meu pai, Hamilton Bordim, pelo apoio financeiro durante minha formação, confiança em minha pessoa e educação em minha infância, que certamente influenciou na minha capacidade e escolha do curso de Engenharia Elétrica.
- À minha mãe e minhas irmãs, por todo amor, carinho e educação.
- À Gabriella Campos Patrial, por todo amor, carinho e paciência em todos os momentos.
- Ao professor José Carlos de Melo Vieira Júnior, pela orientação, atenção, apoio e incentivo na elaboração deste trabalho.
- Ao amigo Júlio Augusto Druzina Massignan, pela ajuda e conselhos na elaboração deste trabalho e também de outros relacionados à nossa graduação.
- A todos os amigos de sala da turma de 2007 do curso de Engenharia Elétrica – Ênfase em Sistemas de Energia e Automação.
- A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica, que de algum modo colaboraram durante a minha graduação nesta universidade.
- Ao próprio Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) – Universidade de São Paulo.

Sumário

Dedicatória.....	i
Agradecimentos	iii
Sumário.....	v
Lista de Figuras.....	ix
Lista de Tabelas	xi
Lista de Siglas, Símbolos e Abreviaturas.....	xiii
Resumo.....	xv
Abstract	xvii
Capítulo 1.....	1
Introdução.....	1
1.1) Objetivos	3
1.2) Estrutura do Documento.....	3
Capítulo 2.....	5
Correções de Fator de Potência e Níveis de Tensão	5
2.1) Fator de Potência	5
2.2) Consequências de um Baixo Fator de Potência	6
2.2.1) Perdas	6
2.2.2) Quedas de Tensão	6
2.2.3) Subutilização da Capacidade Instalada	7
2.3) Correção de Fator de Potência.....	8
2.4) Operação e Aplicação de Banco de Capacitores.....	10
2.5) Controle Automático de Bancos de Capacitores.....	11
2.5.1) Sensor de Tempo e Tensão	12
2.5.2) Sensor de Corrente	14
2.6) Correção de Tensão.....	15
Capítulo 3.....	17
Metodologia	17
3.1) Sistema Elétrico	17
3.1.1) Transformadores	19
3.1.2) Linhas de Transmissão.....	20
3.1.3) Cargas Conectadas ao SEP	20
3.2) Diagnóstico do Sistema.....	20
3.2.1) Valores Iniciais de FP nas Cargas e Barras de Bifurcação	22

3.2.2) Valores Iniciais de Tensões nas Barras	22
3.3) Instalação de Capacitores Fixos	23
3.3.1) Dimensionamento dos Capacitores	24
3.4) Instalação de Banco de Capacitores Automáticos	26
3.5) Correção dos Níveis de Tensão.....	26
Capítulo 4.....	29
Sistema de Controle Automático para Chaveamento de Banco de Capacitores ..	29
4.1) Escolha por sinal digital	29
4.2) Cálculo do Fator de Potência.....	30
4.3) Digitalização do Sinal de Fator de Potência.....	32
4.4) Flip-Flop tipo D e Aplicações no Controle Automático	33
4.5) Sinais de Saída dos Flip-Flops Conectados às Chaves dos Capacitores	36
Capítulo 5.....	39
Resultados	39
5.1) Condições Iniciais.....	39
5.1.1) Fatores de Potência.....	39
5.1.2) Níveis de Tensão	40
5.1.3) Perdas Elétricas.....	41
5.2) Resultados com a Instalação de Capacitores Fixos.....	42
5.2.1) Fatores de Potência.....	42
5.2.2) Níveis de Tensão	43
5.2.3) Perdas Elétricas.....	44
5.3) Resultados com a Instalação de Banco de Capacitores Automáticos	44
5.3.1) Fatores de Potência.....	45
5.3.2) Níveis de Tensão	51
5.3.3) Perdas Elétricas.....	52
5.4) Resultados com a Comutação no <i>tap</i> do Transformador	52
5.4.1) Níveis de Tensão	52
5.4.2) Perdas Elétricas.....	53
Capítulo 6.....	55
Conclusões	55
6.1) Sugestões para Trabalhos Futuros	56
Referências Bibliográficas.....	57
Apêndice A.....	59

Dados do Sistema Elétrico	59
--	-----------

Lista de Figuras

Figura 1 - Fluxo de reativos sem e com capacitores (Fonte: [12])	9
Figura 2 - Esquema de montagem de capacitores em alimentadores de distribuição (Fonte: [13])	10
Figura 3 - Curvas de operação do sensor tempo-tensão (Fonte: [13]).....	12
Figura 4 - Dispositivo de tempo (Fonte: [13]).....	14
Figura 5 - Diagrama Unifilar do SEP em estudo	18
Figura 6 – Sistema de distribuição implementado no <i>SimPowerSystems</i>	19
Figura 7 - Bloco de leitura de Fator de potência, Tensão e Corrente.....	21
Figura 8 – Subsistema fp7	21
Figura 9 - Lógica para cálculo do Fator de potência	31
Figura 10 - Lógica para digitalização do sinal de Fator de potência	32
Figura 11 - Flip Flops Mestres	34
Figura 12 - Flip Flops auxiliares.....	35
Figura 13 - Interior dos subsistemas: geração de pulso invertido	35
Figura 14 - Chaves e capacitores.....	37
Figura 15 - Subsistemas para compatibilidade	37
Figura 16 – Fatores de potência inicial	40
Figura 17 - Tensões iniciais.....	41
Figura 18 – Fatores de potência com capacitores fixos	43
Figura 19 - Tensões com capacitores fixos	44
Figura 20 - Fatores de potência com capacitores fixos e banco automático	45
Figura 21 - Operação das chaves para carregamento do sistema em 25%.....	46
Figura 22 – Fator de Potência na carga B4 em 25% de carregamento.....	46
Figura 23 - Operação das chaves para carregamento do sistema em 50%.....	47
Figura 24 – Fator de potência na carga B4 em 50% de carregamento	47
Figura 25 - Operação das chaves para carregamento do sistema em 75%.....	48
Figura 26 – Fator de potência na carga B4 em 75% de carregamento.....	48

Figura 27 - Operação das chaves para carregamento do sistema em 100% e 130%	49
Figura 28 – Fator de potência na carga B4 em 100% e 130% de carregamento	49
Figura 29 - Operação das chaves para variação de carga de 130% para 75%.....	50
Figura 30 – Fator de potência na carga B4 para variação de carregamento de carga de 130% para 75%	50
Figura 31 - Tensões com capacitores fixos e banco automático.....	51
Figura 32 - Tensões finais	53

Lista de Tabelas

Tabela 1: Cargas.....	18
Tabela 2: Fator de Potência Inicial	22
Tabela 3: Tensões iniciais	23
Tabela 4: Fator de Potência Inicial	40
Tabela 5: Tensões iniciais	41
Tabela 6: Perdas iniciais	42
Tabela 7: Fator de potência com capacitores fixos.....	42
Tabela 8: Tensões com capacitores fixos.....	43
Tabela 9: Perdas com capacitores fixos	44
Tabela 10: Fator de potência com capacitores fixos e banco automático	45
Tabela 11: Tensões com capacitores fixos e banco automático	51
Tabela 12: Perdas com capacitores fixos e banco automático	52
Tabela 13: Tensões finais	53
Tabela 14: Perdas finais	54
Tabela 15: Dados do equivalente de rede.....	59
Tabela 16: Dados do transformador da subestação	59
Tabela 17: Dados do transformador TR1	59
Tabela 18: Dados do transformador TR2	60
Tabela 19: Parâmetros das linhas	60
Tabela 20: Parâmetros das cargas.....	60

Lista de Siglas, Símbolos e Abreviaturas

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

EE - Energia Elétrica

MATLAB - *Matrix Laboratory*

SEP - Sistema Elétrico de Potência

PRODIST – Procedimentos de Distribuição

TSE – Transformador da Subestação

TR1 – Transformador 1

TR2 – Transformador 2

FF – Flip-Flop

FP – Fator de potência

BC – Banco de Capacitores

TP – Transformador de Potencial

TC – Transformador de Corrente

RTP – Relação de Transformação do TP

TCC – Trabalho de Conclusão de Curso

Resumo

BORDIM, J. R. G. "Instalação de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica para Correção de Fator de Potência e Regulação de Tensão: Projeto e Simulação Computacional". São Carlos, 2011. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

Devido ao grande aumento do consumo de energia elétrica nas últimas décadas, as concessionárias de distribuição de energia elétrica enfrentam dificuldades para controlar o fator de potência do sistema de distribuição, manter níveis de tensões adequados e patamares aceitáveis de perdas ativas do sistema. Para contornar esses problemas, utilizam-se equipamentos que diminuem a potência reativa que circula no sistema, como por exemplo, os bancos de capacitores. Neste contexto, este trabalho de conclusão de curso tem por objetivo o desenvolvimento de um sistema de controle automático usando o *Simulink* para chaveamento destes na rede de distribuição, além do dimensionamento e alocação dos mesmos em um sistema de distribuição de energia elétrica de 10 barras para correção de fator de potência e níveis de tensão. Consideram-se também comutações no *tap* do transformador da subestação para auxílio na correção dos níveis de tensão. O sistema foi simulado na plataforma *SimPowerSystems*, a qual é parte integrante do Matlab.

Palavras-chave: correção de fator de potência, banco de capacitores, regulação de tensão, sistemas de distribuição de energia elétrica.

Abstract

BORDIM, J. R. G. "Installation of Capacitor Banks in Power Distribution Systems for Power Factor Correction and Voltage Regulation: Project and Computer Simulation" São Carlos, 2011. Undergraduation Project – Engineering School of São Carlos, University of São Paulo.

Due to the increasing consumption of electrical power, the power utilities have difficulties to control the power factor of the distribution systems, maintain adequate voltage levels and acceptable active power losses. In order to circumvent these problems, utilities install equipments that reduce the reactive power flow in the system, such as capacitor banks. In this context, the main purpose of this undergraduation project is the development of an automatic control system using the Simulink in order to control the capacitor units switching, besides the sizing and allocation of fixed and automatic capacitor banks in 10 buses power distribution system for power factor correction and voltage regulation. Substation transformer tap changing for voltage regulation purposes was also considered in this work. The distribution system was simulated on SimPowerSystems, which is part of Matlab.

Keywords: power factor correction, capacitor banks, voltage regulation, power distribution systems.

Capítulo 1

Introdução

Na história do desenvolvimento da sociedade, a Energia Elétrica (EE), desde a descoberta de seu manuseio, sempre ocupou lugar de destaque no cotidiano das pessoas, tendo em vista a dependência da qualidade de vida, do progresso econômico, da qualidade do produto e dos serviços relacionados à mesma.

A EE proporciona à sociedade trabalho, produtividade e desenvolvimento, e a todas as pessoas conforto, comodidade, bem-estar e praticidade, o que torna toda sociedade cada vez mais dependente de seu fornecimento e mais sensível às eventuais falhas do sistema elétrico. Em contrapartida, esta dependência dos usuários vem se traduzindo em exigências por melhor qualidade de serviço e do produto que, no caso, é a própria EE. A sua facilidade de geração, transporte, distribuição e utilização, com as consequentes transformações em outras formas de energia, atribuem à eletricidade uma característica de universalização, disseminando o seu uso ao redor de toda sociedade. Atualmente, a importância dada à eletricidade é tão grande que é considerada por muitas organizações como um direito humano básico, assim como o alimento e a moradia.

O contínuo crescimento da população mundial e da economia dos países desenvolvidos e em desenvolvimento implica, necessariamente, no aumento do consumo de energia. Porém, atualmente, tendo em vista que a sociedade vem aumentando o seu engajamento com as questões sustentáveis e ambientais, a produção de energia passa a seguir os conceitos de desenvolvimento sustentável e de responsabilidade ambiental. Desta forma, o crescimento da geração de EE é esperado, sendo estimado em 50% para os próximos 20 anos [1].

Com o aumento do consumo de EE no Brasil, o rigor de fiscalização pela sua qualidade na área de distribuição de energia, torna-se cada vez mais intensificado através do órgão competente, Agência Nacional de Energia Elétrica [2].

A necessidade de ter controle do fator de potência (FP) e níveis de tensão dentro das normas da ANEEL (Resolução 444/2011) [2] faz com que concessionárias de distribuição de energia busquem técnicas para alocação de banco de capacitores (BC) e reguladores de tensão na rede de modo a se adequarem às disposições previstas na resolução. Além disso, a falta de um controle da potência reativa que circula nas redes de distribuição faz com que exista um aumento nas perdas elétricas e um comprometimento no perfil de tensão. Dessa

forma, procura-se compensar eventuais excessos de potência reativa otimizando os custos operacionais por meio de investimentos na instalação de BC nos alimentadores de distribuição de EE [3].

Esses BCs precisam ser corretamente dimensionados e alocados na rede elétrica, assegurando os níveis estabelecidos de tensão e FP simultaneamente. Para isso existem BCs fixos e automáticos: os fixos são ligados diretamente no circuito primário e funcionam permanentemente na rede. Os automáticos são acionados através de equipamento automático em horários pré-estabelecidos, de acordo com alguma estratégia de controle de tensão ou por uma combinação tempo x tensão (relé conjugado) [4].

Em alimentadores de distribuição, a carga é variável, porém apresenta um perfil de variação bem conhecido ao longo do dia, o que facilita a aplicação de BC automáticos por tempo. Além disso, há a necessidade de um controle para o chaveamento independente do horário, no caso de variações de tensão e fator de potência fora do esperado. Para que seja feita uma implementação correta dos BCs, é de suma importância a simulação do comportamento do sistema elétrico frente ao dimensionamento e alocação desses bancos.

A aplicação otimizada dos BCs implica em um primeiro momento no estudo da melhor posição de instalação do equipamento. Basicamente, o problema da alocação de BC está em determinar o tipo do banco (fixo ou automático), o tamanho do banco (em kvar) e a sua localização. Este é um problema de difícil solução, pois o número de pontos mínimos locais e o número de opções a serem analisadas aumentam com o aumento do número de barras do sistema elétrico [5].

Outro aspecto importante é a questão da melhoria no perfil de tensão que pode ser obtida com a aplicação deste equipamento. Na verdade, além da compensação reativa, a melhoria no perfil de tensão torna-se um dos atrativos para a implementação desse equipamento nos alimentadores de distribuição, uma vez que há legislação específica no Brasil sobre os níveis de tensão admitidos e penalidades pelo não atendimento dos mesmos.

1.1) Objetivos

O objetivo deste trabalho de conclusão de curso é o dimensionamento e alocação de BC fixos e automáticos para correção de FP e níveis de tensão, considerando também a possível comutação no tape do transformador da subestação para auxiliar no ajuste do nível de tensão.

Tem-se também por objetivo desenvolver na plataforma Matlab/Simulink o sistema de controle para chaveamento automático dos capacitores e simular, com auxílio do *Toolbox SimPowerSystems*, o qual é parte integrante da plataforma Matlab, o comportamento desses bancos dimensionados em uma rede de distribuição de EE. Nesta simulação será considerada a variação da carga do alimentador de distribuição para validar o esquema de chaveamento automático do BC.

1.2) Estrutura do Documento

Este trabalho de conclusão de curso (TCC) está organizado de acordo com a estrutura apresentada a seguir.

No capítulo 2 serão discutidas algumas características de instalação e de operação de BC em redes de distribuição de EE.

O capítulo 3 contemplará a metodologia do trabalho, com descrição das etapas e apresentação do sistema elétrico estudado.

O capítulo 4 apresentará uma descrição minuciosa do sistema de controle automático desenvolvido.

No capítulo 5 serão apresentados os resultados referentes a este trabalho.

Por fim, o capítulo 6 traz as considerações finais acerca do desenvolvimento proposto neste trabalho e indicações de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Correções de Fator de Potência e Níveis de Tensão

2.1) Fator de Potência

A maioria das cargas das unidades consumidoras consome potência reativa indutiva, como motores, transformadores, lâmpadas de descarga, fornos de indução, entre outros. As cargas indutivas necessitam de campo eletromagnético para seu funcionamento, por isso sua operação requer dois tipos de potência, potência ativa e potência reativa [7].

Potência ativa (P) é a potência que efetivamente realiza trabalho gerando calor, luz, movimento, etc. Sua unidade de medida é o watt (W). Para tensão e corrente senoidais, a potência ativa é a parte real da potência complexa. Para tensão e corrente periódicas não senoidais, a potência ativa é a soma das potências dos componentes contínuos das potências ativas, dos componentes fundamentais e dos harmônicos [6].

Potência reativa (Q) é a potência usada apenas para criar e manter os campos eletromagnéticos das cargas indutivas. É medida em volt ampère reativo (var). Em regime senoidal, é a parte imaginária da potência complexa [6]. Assim, enquanto a potência ativa é sempre consumida na execução de trabalho, a potência reativa, além de não produzir trabalho, circula entre a carga e a fonte de alimentação, ocupando um espaço no sistema elétrico que poderia ser utilizado para fornecer mais energia ativa.

A potência total absorvida é chamada de potência aparente (S), sua unidade de medida é o volt ampère (VA). Pode-se dizer ainda que a potência aparente é o produto dos valores eficazes da tensão e da corrente, em um acesso [8]. Pode-se representar a relação entre as três potências (ativa, reativa e aparente), através de um triângulo retângulo, onde os catetos deste triângulo representam as potências ativa e reativa, sendo a potência aparente representada pela hipotenusa. O ângulo formado entre a potência aparente e a potência ativa, representa o ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente, ou ainda, o ângulo de fase, sendo que este ângulo irá variar em função do tipo de carga alimentada.

FP pode ser definido como sendo a relação entre a potência ativa e a potência aparente. Em um circuito puramente senoidal, pode-se dizer que o FP é igual ao cosseno do ângulo

entre a tensão e a corrente eficaz, ou ainda, o cosseno do ângulo entre potência aparente e potência ativa [6].

Em um circuito onde existe a presença de harmônicos na rede, devem-se levar em consideração os valores dos componentes fundamentais e dos harmônicos para determinação das potências e posteriormente o valor do FP [8].

O valor do FP é um número compreendido entre 0 e 1, podendo ser positivo (fator de potência indutivo) ou negativo (fator de potência capacitivo). Ele indica a eficiência do uso da energia, sendo que um alto FP indica uma eficiência alta e, inversamente, baixo FP indica baixa eficiência [7].

2.2) Consequências de um Baixo Fator de Potência

Baixos valores de FP são decorrentes de grandes quantidades de potência reativa. Essa condição resulta em aumento na corrente total que circula nas redes de distribuição de energia elétrica da concessionária e das unidades consumidoras, podendo sobrecarregar as subestações, as linhas de transmissão e distribuição, prejudicando a estabilidade e as condições de aproveitamento dos sistemas elétricos, trazendo inconvenientes diversos, tais como o aumento das perdas elétricas na instalação, quedas de tensão e subutilização da capacidade instalada [7].

2.2.1) Perdas

As perdas de EE ocorrem em forma de calor e são proporcionais ao quadrado da corrente total. Como essa corrente cresce com o excesso da energia reativa, estabelece-se uma relação entre o incremento das perdas e o baixo FP, provocando o aumento do aquecimento de condutores e equipamentos [7].

2.2.2) Quedas de Tensão

O aumento da corrente devido ao excesso de energia reativa leva a quedas de tensão acentuadas, podendo ocasionar o mau funcionamento de equipamentos e a sobrecarga em certos elementos da rede. Esse risco é, sobretudo, acentuado durante os períodos nos quais a rede é fortemente solicitada. As quedas de tensão podem provocar ainda a diminuição da intensidade luminosa das lâmpadas e o aumento da corrente nos motores [7].

2.2.3) Subutilização da Capacidade Instalada

A energia reativa, ao sobrecarregar uma instalação elétrica, inviabiliza sua plena utilização, condicionando a instalação de novas cargas a investimentos que seriam evitados se o FP apresentasse valores mais altos. O “espaço” ocupado pela energia reativa poderia ser então utilizado para o atendimento de novas cargas [7].

Os investimentos em ampliação das instalações estão relacionados principalmente aos transformadores e condutores necessários. O transformador a ser instalado deve atender à potência total dos equipamentos utilizados, mas devido à presença de potência reativa, a sua capacidade deve ser calculada com base na potência aparente das instalações.

O custo dos sistemas de comando, proteção e controle dos equipamentos também cresce com o aumento da energia reativa, dessa forma, para transportar a mesma potência ativa, a seção dos condutores deve aumentar à medida que o FP diminui. A correção do FP por si só já libera capacidade para instalação de novos equipamentos, sem a necessidade de investimentos em transformador ou substituição de condutores para esse fim específico. A seguir encontra-se uma lista com as principais consequências de um baixo FP [7]:

- i) Acréscimo na fatura de energia elétrica de consumidores industriais por operar com baixo FP;
- ii) Limitação da capacidade dos transformadores de alimentação;
- iii) Quedas e flutuações de tensão nos circuitos de distribuição;
- iv) Sobre carga nos equipamentos de manobra, limitando a vida útil;
- v) Aumento das perdas elétricas na linha de distribuição por efeito Joule;
- vi) Necessidade de aumento do diâmetro dos condutores;
- vii) Necessidade de aumento da capacidade dos equipamentos de manobra e de proteção.

As causas de um baixo FP podem ser:

- i) Motores de indução e transformadores trabalhando em vazio;
- ii) Motores superdimensionados para sua necessidade de trabalho;
- iii) Reatores de baixo FP no sistema de iluminação;
- iv) Fornos de indução ou a arco;
- v) Máquinas de tratamento térmico;
- vi) Máquinas de solda;

vii) Cargas não lineares em geral.

2.3) Correção de Fator de Potência

A correção de FP é usualmente realizada utilizando BC fixos e automáticos que são localizados, na maioria das vezes, nos alimentadores de distribuição ou nas subestações. Basicamente, aplicam-se BCs fixos para condições de cargas leves e automáticos para cargas médias e pesadas do sistema [9].

A quantidade de compensação de reativos fornecida está relacionada à localização dos capacitores no sistema de distribuição, tamanho, quantidade e tipo de capacitores a serem instalados no sistema [10].

Para se obter melhores resultados, os BCs devem ser instalados próximos das cargas de maior porte, onde eles produzam a maior redução das perdas, proporcionando um melhor perfil de tensão. Quando isto não é possível uma das opções a seguir deve ser contemplada [11]:

- i) Para cargas uniformemente distribuídas, os BCs podem ser localizados a dois terços da distância da subestação;
- ii) Para cargas com diminuição e distribuição uniformes, os BCs podem ser localizados a meia distância da subestação;
- iii). Para maior elevação da tensão, os BCs devem estar próximos às cargas de maior porte.

Usualmente os BCs são instalados nos locais onde o FP está abaixo de 0,92 e este valor é obtido através da medição de tensão, corrente, potência ativa, reativa e aparente no alimentador para definir as condições de carga máxima e carga mínima. Os picos e vales em uma curva de demanda de potência reativa fazem com que seja difícil apenas um simples BC corrigir o FP para um valor desejado. Se o FP desejado é obtido durante o horário de pico de carga, durante a condição fora de pico pode resultar em uma condição de excesso de compensação de reativos no sistema. Este excesso de compensação de reativos pode causar perdas no sistema similares à condição em que o FP é baixo e indutivo. Outro problema que pode ser causado são sobretensões no sistema elétrico. Para evitar que isto ocorra deve-se utilizar sempre que possível BC automáticos ao invés de fixos [12] .

Os BCs devem localizar-se ao longo do alimentador de forma a induzir o fluxo de reativos ao longo do sistema. Uma vez conhecido o perfil de fluxo de reativos do

alimentador e a potência dos bancos a serem utilizados, a sua localização é feita do fim para o início do alimentador, levando-se em conta a compensação dos BCs já instalados, conforme ilustrado na Figura 1 [12].

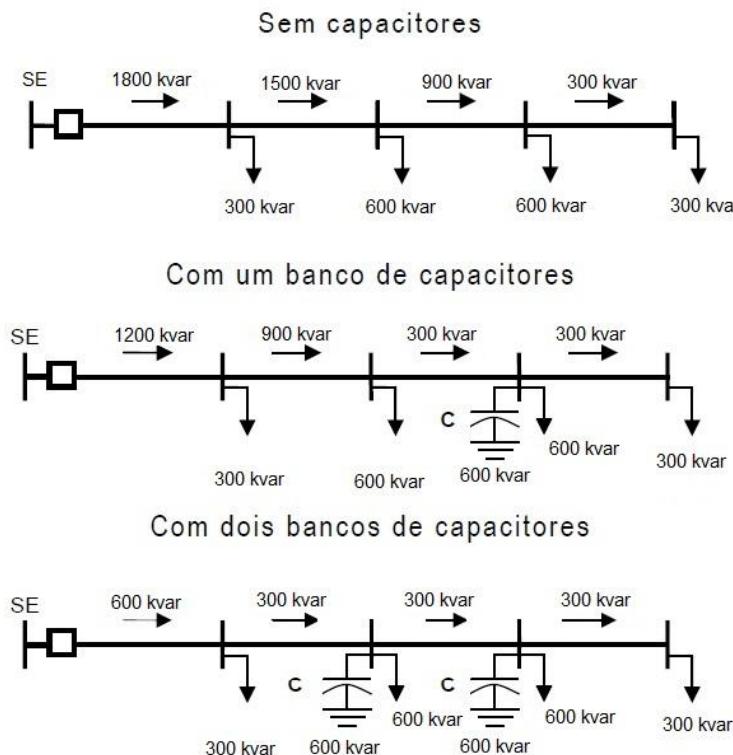


Figura 1 - Fluxo de reativos sem e com capacitores (Fonte: [12][13])

Os BCs são dimensionados de acordo com a potência reativa que se deseja compensar, tornando assim o FP próximo de 1,0. Caso seja necessário, poderão ser feitas medições de potência reativa no ponto de instalação do banco [12].

A seguir são apresentados alguns procedimentos que são tomados para a instalação de capacitores em alimentadores de distribuição [12].

- i) Manter um FP mínimo de 0,95 durante o período de carga média e pesada, na saída do alimentador.
- ii). A máxima compensação resultante deverá ser limitada pelo FP igual a 1,0 no início do alimentador em carga máxima, admitindo-se em determinados períodos o FP levemente adiantados, desde que não ocorram sobretensões do alimentador.
- iii) Instalar os BCs no tronco do alimentador.
- iv) Localizar os BCs próximos a grandes consumidores industriais.

v) Em alimentadores com carga residencial, comercial e grandes consumidores industriais, localizar os bancos no centro de carga de uma área do alimentador.

vi) Não instalar BCs em ramais protegidos por chaves fusíveis, pois em caso de abertura involuntária em uma das fases no lado da fonte, provocar-se-á a energização da fase aberta através dos capacitores conectados em estrela isolada.

vii) Instalar os BCs a uma distância mínima de 1,0 km da subestação, ou a uma distância que minimize os efeitos da corrente de *inrush*.

viii) Os BCs fixos devem ser dimensionados para a compensação de reativos em carga leve e os automáticos em carga média e pesada.

ix) Analisar cuidadosamente se a elevação de tensão devida a instalação do banco não provocará sobretensão no consumidor[12].

2.4) Operação e Aplicação de Banco de Capacitores

Os BCs empregados em alimentadores de distribuição são montados geralmente em estrela ou estrela aterrada, pois acarreta em facilidade de montagem em postes, uma vez que não são necessários condutores para o fechamento da conexão delta dos bancos, facilitando também o trabalho operacional de manutenção, conforme apresentado na Figura 2 [13].

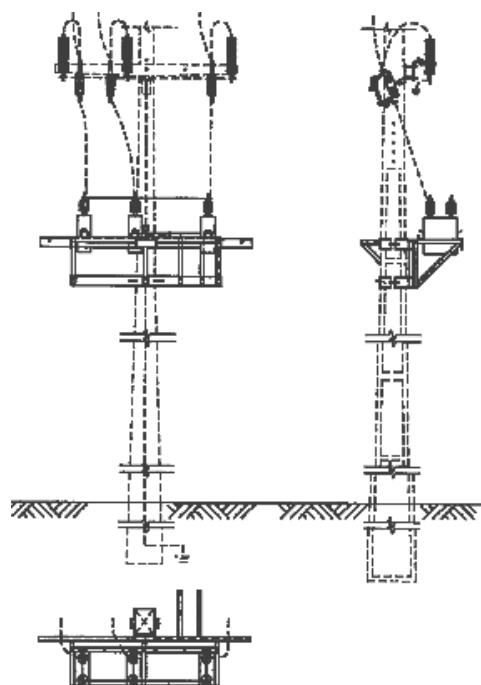


Figura 2 - Esquema de montagem de capacitores em alimentadores de distribuição (Fonte: [13])

As desvantagens da configuração em estrela aterrada comparada com estrela sem aterramento são relacionadas às altas correntes de *inrush* e de terra [9].

Normalmente, os capacitores são projetados para 10% de sobretensão e 30% de sobrecorrente. Alguns capacitores podem operar de maneira fixa para situações em que o sistema está sem carga ou com carga mínima. A outra opção é utilizar BC chaveados para que seja possível ajustar a quantidade de capacitores necessária para atender às necessidades de potência reativa do sistema de acordo com o seu perfil de carga diário. Algumas precauções devem ser tomadas para se operar BC [14]:

- i) Para evitar transientes de sobretensão perigosos no caso de interrupções do fornecimento de energia, os BCs devem ser desligados antes de a energia ser restabelecida.
- ii) Transformadores de potência nas subestações e BC não devem ser carregados simultaneamente quando o sistema está sendo restabelecido após uma falta de energia. Os BCs devem ser colocados em serviço um a um de acordo com a necessidade momentânea do sistema.
- iii) Se a tensão na barra em que o BC está conectado atingir 1,1 vezes ou mais a tensão nominal, os BCs devem ser desligados.
- iv) Para operação dos BCs são utilizadas chaves a óleo, as quais possuem vida útil de 10.000 chaveamentos.

2.5) Controle Automático de Bancos de Capacitores

Segundo [13], a solicitação de potência reativa é variável ao longo do dia e a entrada de capacitores em operação causa elevação na tensão que pode ser demasiada, principalmente em períodos de carga leve. Como também é inviável a colocação e retirada do equipamento por operação manual diariamente, os BCs podem empregar controles automáticos, que comandam as operações de ligar e desligar os bancos, conforme o dispositivo sensor do controle utilizado.

Dentre estes dispositivos, o mais utilizado é o sensor de tempo e tensão, ou seja, opera em função do nível de tensão e das horas do dia. Existem, porém, outros tipos de sensores, como o sensor apenas de tensão e o sensor de corrente.

A função do controle se restringe basicamente à colocação e à retirada do BC em operação. Para tanto, o BC possui um dispositivo sensor (corrente, tensão ou

tempo/tensão) ajustável, para comandar chaves a óleo automáticas que ligam ou desligam o banco.

Normalmente há necessidade maior da compensação reativa no sistema em horários de carga pesada e média. Os sensores são então, usualmente, ajustados para que coloquem em operação os capacitores nestes períodos de carga e os mantenham fora de operação nos outros períodos como nos períodos de carga leve, quando os bancos comumente utilizados são os bancos fixos.

2.5.1) Sensor de Tempo e Tensão

Este controle é alimentado em baixa tensão por um Transformador de Potencial (TP), geralmente com relação de 120:1, o que significa que quando a tensão de distribuição primária for 13,8 kV, a tensão secundária deste TP será de 115 V.

A função do sensor é comparar a tensão secundária do TP com as tensões ajustadas para comandar as operações de colocar ou retirar do sistema o BC. Além do dispositivo de tensão, possui ainda um dispositivo de tempo, que modifica o valor da tensão secundária do TP, simulando uma queda de tensão através de um resistor em horários programados, forçando a entrada do banco em operação.

O ajuste das tensões pode ser efetuado de duas maneiras, dependendo do tipo de equipamento. Em alguns, ajusta-se uma tensão associada a uma banda (B), o que determina uma faixa. Em outros, ajusta-se uma tensão para ligar (V_{on}) e outra para desligar (V_{off}) o BC, bem como um valor de compensação da tensão (V_c) para o horário de funcionamento do dispositivo de tempo (Figura 3).

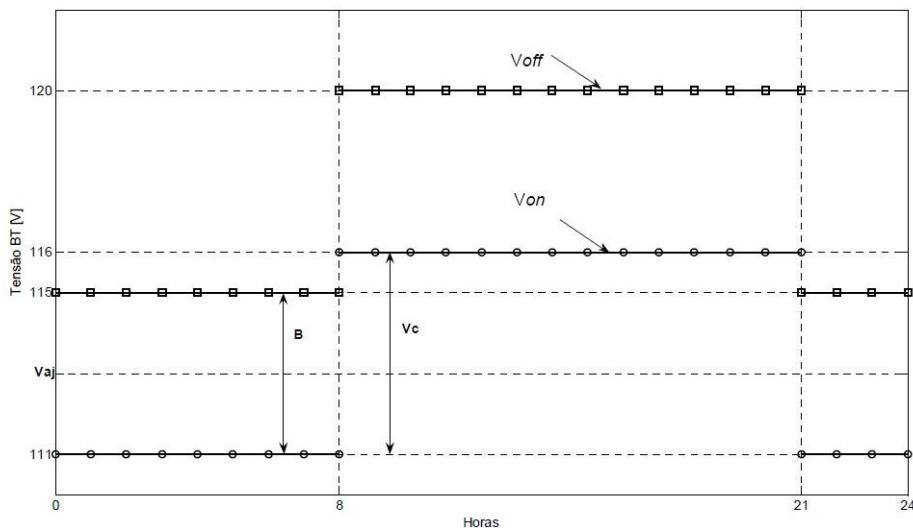


Figura 3 - Curvas de operação do sensor tempo-tensão (Fonte: [13])

A tensão de ajuste é definida como o valor resultante da equação (1):

$$Vaj = \frac{Von' + Voff'}{2 \times RTP} \quad (1)$$

Em que: $Voff'$ é a tensão de referência para desligar o BC;

Von' é a tensão de referência para ligar o BC;

RTP é a Relação de transformação do TP que alimenta o controle (normalmente igual a 120).

Para definir $Voff'$ deve-se observar que a tensão não ultrapasse o máximo valor admissível para os consumidores. No entanto para definir Von' deve-se observar que a tensão provocada pela entrada em operação do BC não ultrapasse o valor de $Voff'$ (caso contrário, o banco será desligado logo em seguida).

A banda é a diferença entre as tensões de referência para desligar e ligar o BC, referida à baixa tensão do TP. Deve ser definida de modo que a elevação de tensão provocada pela entrada em operação do BC ($\Delta Vcap$) não ultrapasse o valor máximo de tensão ajustado e consequentemente provoque a saída do banco de operação novamente, ou: $B > \Delta Vcap$.

O cálculo da banda é feito pela seguinte equação:

$$B = \frac{Voff' - Von'}{RTP} \quad (2)$$

A elevação de tensão provocada pelo BC é proporcional a sua potência e a reatância indutiva total entre a subestação e o ponto onde está localizado o BC. O valor deste acréscimo de tensão pode ser calculado pela seguinte equação:

$$\Delta Vcap = \frac{Qc \times Vn}{X} \quad (3)$$

Em que: Qc é a potência total do BC;

X é a reatância total entre o BC e a fonte;

Vn é a tensão nominal do circuito.

O dispositivo de tempo é composto por um relógio que marca as horas do dia e os dias da semana. Ajusta-se então um intervalo horário durante determinados dias da semana em que este dispositivo deve atuar. A sua atuação consiste na abertura de uma chave, que normalmente curto-circuita um reostato (Figura 4). Desta forma, quando a chave é aberta, o reostato é inserido no circuito do sensor de tensão, simulando então uma queda de tensão no secundário do TP e, consequentemente chaveamento do BC. Deve-se então ajustar as horas e os dias da semana em que se pretende inserir o reostato, e o valor de queda de tensão adicional desejado.

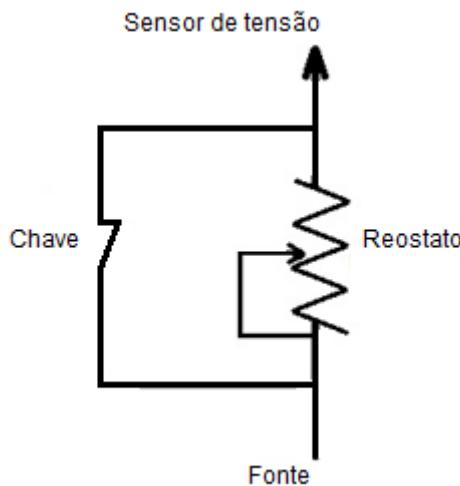


Figura 4 - Dispositivo de tempo (Fonte: [13])

2.5.2) Sensor de Corrente

Este controle é alimentado por um TC e comanda a entrada ou retirada do banco de operação em função da corrente de carga. Deve ser utilizado quando o controle por tempo/tensão não tem operação adequada, devido às condições de carga e tensão do local.

Devem ser definidos os valores de corrente que ligam e desligam o BC. Pode-se adotar de uma maneira simplificada, que o banco deve ligar com 60% da corrente máxima e desligar com 40%, ou:

$$Ion = \frac{I_{max}}{RTC} \times 0,6 \quad Ioff = \frac{I_{max}}{RTC} \times 0,4 \quad (4)$$

Em que: I_{on} é a corrente que liga o BC referida ao secundário do TC;

I_{off} é a corrente que desliga o BC referida ao secundário do TC;

I_{max} é a corrente de carga máxima.

A corrente que desliga deve ainda ser superior à corrente de carga mínima, ou: $I_{off} > I_{min}$ [14].

2.6) Correção de Tensão

O objetivo principal de um sistema de distribuição de EE é garantir a qualidade do fornecimento de energia aos consumidores. Desta forma a resolução da ANEEL Nº 444, de 2011 [2], estabelece que é dever do sistema elétrico atender a níveis de tensão adequados, sendo estes fiscalizados e sujeitos a multas. As reclamações de níveis de tensão refletem a visão do consumidor quanto à qualidade da energia fornecida pela concessionária e devem receber o tratamento adequado a fim de garantir que a tensão no ponto de entrega seja adequada e conforme a estabelecida na legislação. A procedência das reclamações pode estar relacionada a diversos fatores: impossibilidade de utilização de equipamentos, queda de tensão em determinados horários, tensão elevada ocasionando a queima de equipamentos, distúrbios causados por consumidores adjacentes, entre outros. Entre os recursos utilizados atualmente pelas concessionárias de energia para manter os níveis de tensão em regime permanente nos sistemas de distribuição, tem-se: (i) aplicação de BCs; (ii) alteração dos *taps* dos transformadores de distribuição; (iii) utilização de reguladores de tensão [15].

Dentre estes recursos, a aplicação de BCs será abordada em maiores detalhes nos capítulos seguintes. Os outros recursos citados, embora de suma importância, não serão amplamente discutidos neste trabalho.

Capítulo 3

Metodologia

O capítulo trata da modelagem do sistema de distribuição de energia elétrica utilizando o software Matlab e o ToolBox *SimPowerSystems* para complementação dos testes realizados. Alguns elementos pertencentes ao sistema elétrico são apresentados detalhadamente, incluindo os transformadores, as linhas de transmissão e as cargas. Estes elementos foram modelados utilizando dados reais. Todos os parâmetros utilizados na implementação são apresentados no Apêndice A.

Os passos para conseguir as correções de FP e tensão estão apresentados separadamente em subtópicos, iniciando do diagnóstico do sistema, na sequência a instalação de BC fixos e automáticos e, por fim, comutação no *tap* do transformador da subestação.

3.1) Sistema Elétrico

Este tópico tem por finalidade apresentar a modelagem realizada do sistema de distribuição de EE, do qual serão obtidos os fatores de potência nas barras e nas cargas e também os níveis de tensão nas barras. Este sistema é formado por elementos de geração, transmissão e distribuição, e tem como objetivo simular a correção do fator de potência e correção das tensões nodais quando estas violarem os limites regulamentados pela legislação. Os elementos de geração e de transmissão são modelados como um equivalente conectado no lado primário do transformador TSE. Toda a modelagem foi feita utilizando o *Toolbox SimPowerSystems* e o seu diagrama unifilar é mostrado na Figura 5.

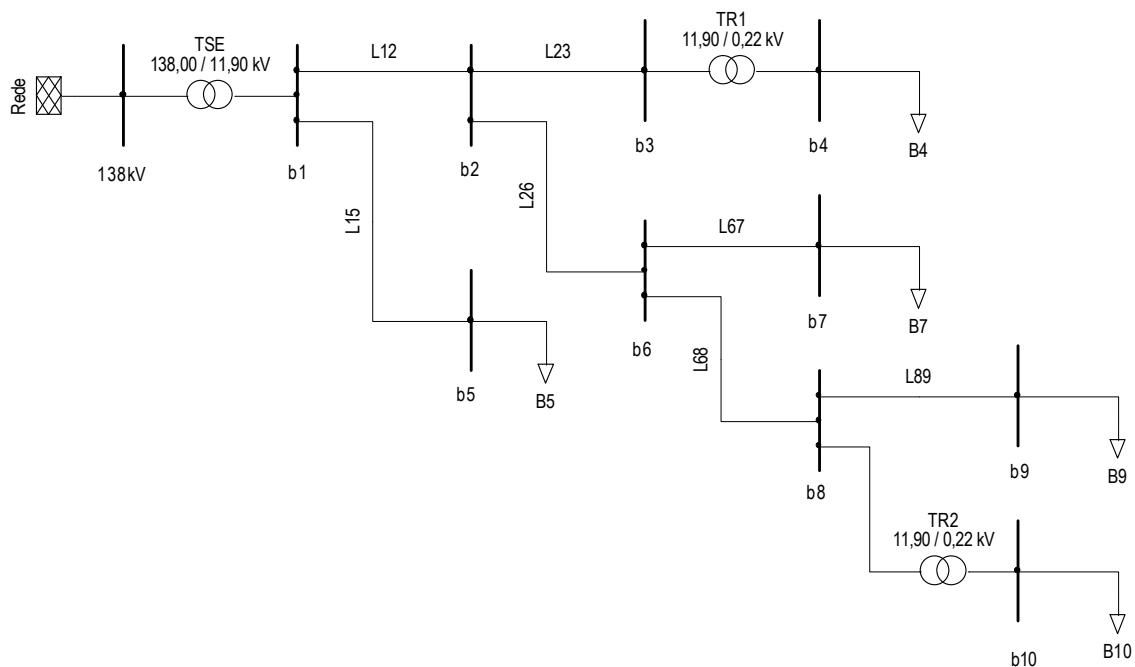


Figura 5 - Diagrama Unifilar do SEP em estudo

Resumidamente, o sistema de distribuição da Figura 5 é constituído por um sistema equivalente de 138 kV e 450 MVA, um transformador TSE abaixador de 138:11,9 kV com potência de 25 MVA, um transformador TR1 abaixador de 11900:220 V com potência de 125 kVA e um transformador TR2 abaixador de 11900:220 V com potência de 250 kVA. Os três transformadores apresentam conexões em delta e estrela aterrado para os enrolamentos de alta e baixa tensão, respectivamente.

As cargas apresentam tensões nominais iguais às tensões dos secundários dos transformadores a que estão conectadas e as potências estão representadas na Tabela 1.

Tabela 1: Cargas

Cargas					
Nome	B4	B7	B5	B9	B10
Tensão (V)	220	11900	11900	11900	220
P (W)	110,89K	4,68M	5,43M	3,59M	234K
Q (Var)	68,48K	2,04M	2,78M	1,53M	113,33K

A Figura 6 mostra o sistema implementado no *SimPowerSystems*.

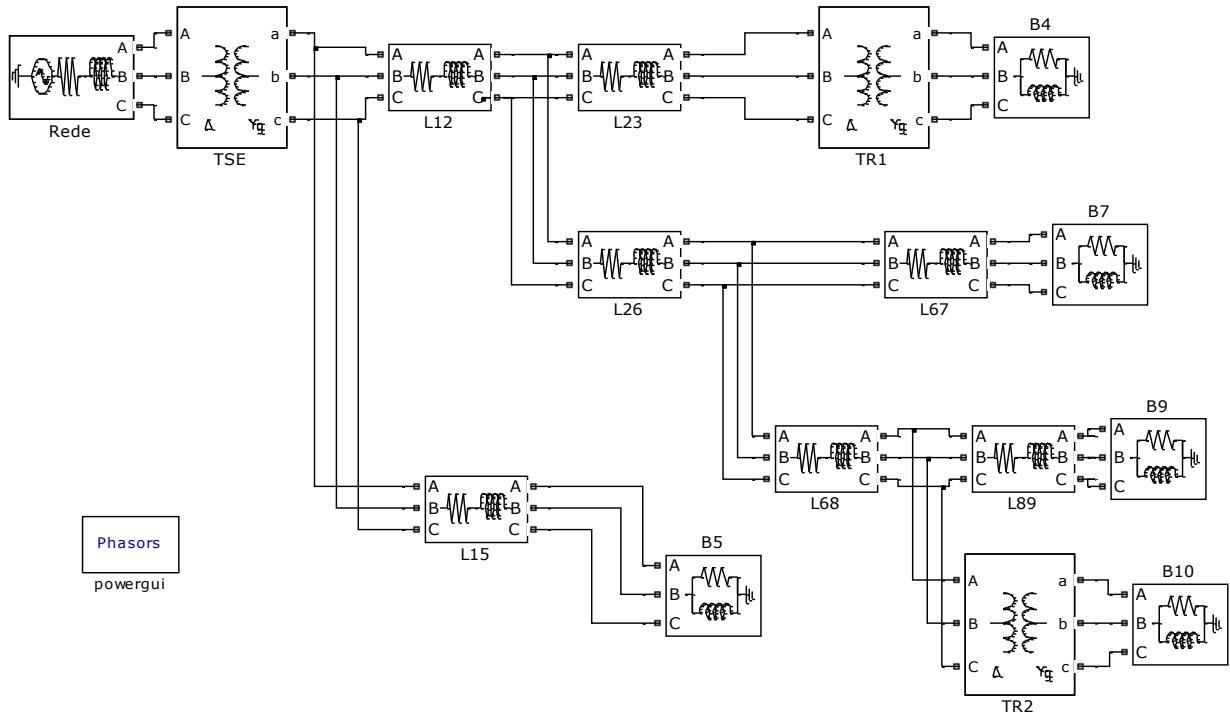


Figura 6 – Sistema de distribuição implementado no *SimPowerSystems*

A seguir, será apresentada uma breve descrição a respeito de cada elemento modelado no sistema elétrico.

3.1.1) Transformadores

Os transformadores de potência desempenham uma grande importância para o SEP, uma vez que estes são os responsáveis pela interligação dos três principais ramos dos sistemas de potência (geração, transmissão e distribuição), além de determinar os níveis de tensões desejados, elevando ou diminuindo a tensão de rede ao longo do sistema.

Devido à grande relevância destes equipamentos para a composição do modelo do sistema elétrico utilizado, empregou-se uma modelagem utilizando o *SimPowerSystems* para representar o comportamento destes, incluindo a relação de transformação, resistência e indutância dos enrolamentos, resistência e indutância de magnetização e conexões dos rolamentos em delta e estrela.

No Apêndice A, são apresentados os parâmetros utilizados na modelagem dos transformadores utilizados na simulação.

3.1.2) Linhas de Transmissão

Apesar de o *Toolbox SimPowerSystems* disponibilizar um modelo Pi de linha de transmissão trifásica, optou-se por uma simples representação utilizando uma resistência e uma indutância em série. Este modelo é válido pois as linhas de distribuição são curtas, logo, as capacitâncias em derivação podem ser desprezadas.

Todos os dados de cada linha estão apresentados no Apêndice A.

3.1.3) Cargas Conectadas ao SEP

As cargas apresentam configuração Y aterrada, sendo basicamente um resistor em paralelo com um indutor. É importante lembrar que as cargas simuladas nesse sistema são configuradas por potências ativas e reativas inseridas no *SimPowerSystems*, dimensionadas para que o conjunto tenha um FP inferior a 0,92 indutivos, ou seja, tiveram FPs reduzidos propositalmente para efeito de simulação, exceto para a carga B9, que apresenta FP 0,92 indutivo. A potência total observada pela subestação varia entre 25 e 130%, isto é, cada carga varia entre 25 e 130% em relação à potência nominal, a qual é apresentada no Apêndice A.

As cargas foram modeladas como impedância constante e isto terá efeito nos resultados obtidos que posteriormente serão discutidos com mais detalhes.

3.2) Diagnóstico do Sistema

Este tópico apresentará uma análise das condições iniciais de operação do sistema elétrico, considerando diferentes níveis de carregamento do mesmo. Serão avaliadas as condições de FP nas cargas e nas barras de bifurcação e de tensão em todas as barras indicadas no diagrama unifilar da Figura 5. Para isto foram inseridos blocos do *SimPowerSystems* em todas as barras para monitorar os valores de tensão, em p.u., e de FP.

Os blocos que lêem as tensões e o FP são mostrados na Figura 7 em uma carga específica do sistema para efeito de ilustração. No entanto, os mesmos blocos foram inseridos em todas as barras do sistema elétrico. O subsistema fp7 faz a leitura do FP e o

seu conteúdo está mostrado na Figura 8, com detalhes do funcionamento apresentados na seção 4.2. O bloco bar7 é um medidor de tensão e corrente em p.u. e o bloco fpB7 é um medidor de tensão e corrente trifásicas, com leituras dos módulos e ângulos.

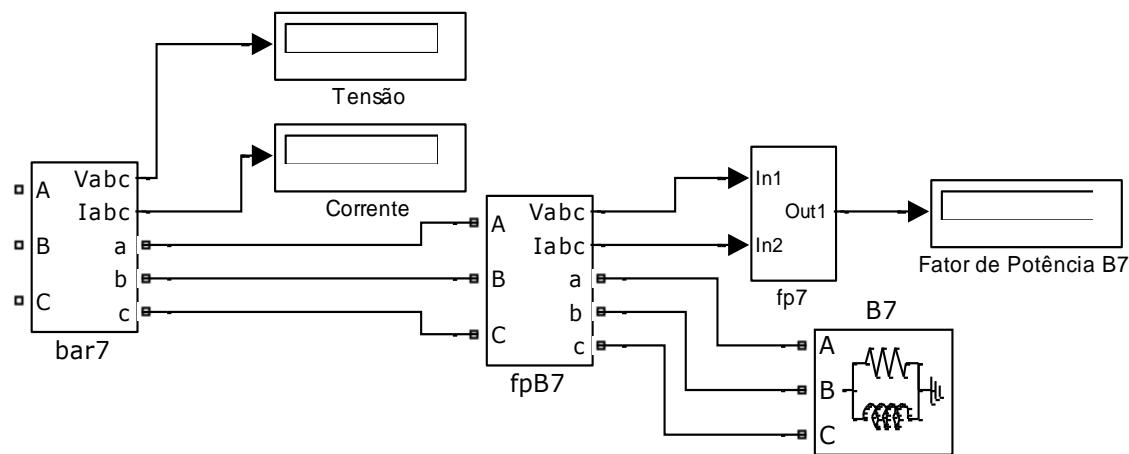


Figura 7 - Bloco de leitura de Fator de potência, Tensão e Corrente

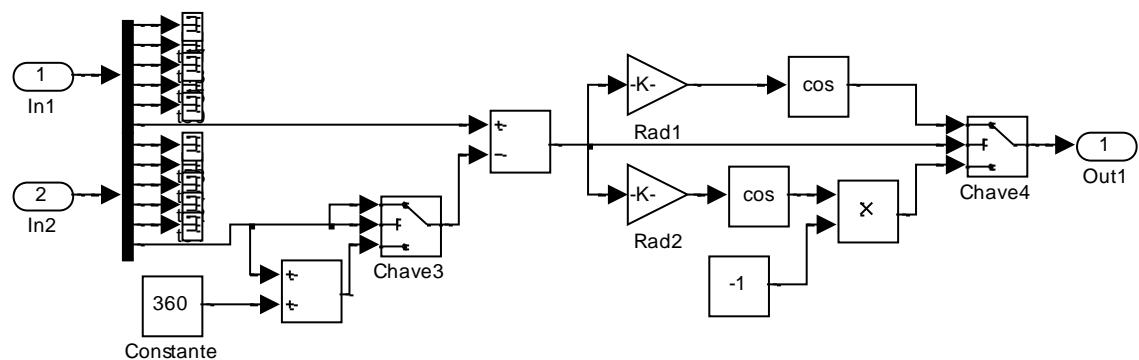


Figura 8 – Subsistema fp7

3.2.1) Valores Iniciais de FP nas Cargas e Barras de Bifurcação

Antes de inserir capacitores no sistema de distribuição, considerou-se necessário um levantamento das condições iniciais do sistema, com os valores de FP principalmente nas cargas, para ratificar a necessidade de correções através da potência reativa capacitativa advinda dos BCs. Estes valores iniciais são facilmente observados com a simulação do *SimPowerSystems* sem a presença dos capacitores nas cargas.

Após a simulação do sistema no *SimPowerSystems*, obtém-se os valores de FP e esta simulação foi realizada para cada um dos cinco diferentes níveis de carga: 25%, 50%, 75%, 100% e 130%. A Tabela 2 mostra os valores de FP para os níveis de 25% e 130% de carga.

Tabela 2: Fator de Potência Inicial

Barra	Cargas em 25%	Cargas em 130%
b2 (bifurcação)	0,8457	0,8305
b6 (bifurcação)	0,9158	0,8637
b8 (bifurcação)	0,9178	0,9139
b4	0,8457	0,8308
b5	0,8900	0,8900
b7	0,9169	0,9169
b9	0,9200	0,9200
b10	0,8951	0,8821

Nota-se que exceto a carga B9, todos os pontos necessitam correção de FP, pois estão abaixo de 0,92, tanto para condição de carga mínima quanto para carga máxima.

3.2.2) Valores Iniciais de Tensões nas Barras

Da mesma simulação citada para FP, obtém-se os valores de tensões, em p.u., em todas as barras do SEP e a Tabela 3 mostra os valores para todos os níveis de carga, 25%, 50%, 75%, 100% e 130%.

Tabela 3: Tensões iniciais

	Níveis de Tensão (p.u.)				
	Carregamento do Sistema				
Barra	130%	100%	75%	50%	25%
b1	0,9200	0,9386	0,9541	0,9696	0,9848
b2	0,8944	0,9183	0,9386	0,9590	0,9794
b3	0,8938	0,9179	0,9382	0,9587	0,9793
b4	0,8730	0,9014	0,9256	0,9501	0,9749
b5	0,9022	0,9245	0,9434	0,9623	0,9812
b6	0,8636	0,8939	0,9197	0,9461	0,9728
b7	0,8503	0,8832	0,9115	0,9404	0,9699
b8	0,8609	0,8917	0,9180	0,9449	0,9722
b9	0,8508	0,8836	0,9118	0,9406	0,9700
b10	0,8441	0,8783	0,9077	0,9379	0,9686

Neste caso, verifica-se a necessidade de correção dos níveis de tensão em quase todas as barras quando as cargas estão acima de 75% de seu valor nominal, pois o limite aceitável pela resolução 444 da ANEEL [2] é de 0,93 p.u.

3.3) Instalação de Capacitores Fixos

Em um primeiro momento do trabalho decidiu-se focar a análise no FP exclusivamente, corrigindo os níveis de tensão em um segundo momento. Este procedimento facilita a resolução do problema e permite observar que capacitores instalados para correção de FP também ajudam a elevar os níveis de tensão na rede.

Os capacitores fixos são dispositivos fixados permanentemente na rede, independente do nível de carga ou hora do dia e são os mais utilizados para correção de FP tanto em indústrias quanto no sistema de distribuição de energia.

Os BCs fixos foram dimensionados a partir da carga máxima de 130%, para atingir FP de 0,92 e posteriormente verificar se os valores de FP para carga mínima de 25% não ultrapassaram -0,92 capacitivo, isto é, não houve excesso de potência reativa capacitiva inserida na rede.

Com exceção da carga B4, todas as outras obtiveram um perfil ideal de FP apenas com a instalação destes capacitores fixos. Quanto às barras de bifurcação, apenas a b2 apresentou perfil de FP comprometido. Sendo assim, conclui-se da necessidade de

instalação de BC automáticos na carga B4 para correção integral do FP no SEP. O subtópico 3.3.1 mostra a metodologia utilizada para dimensionamento dos capacitores fixos.

3.3.1) Dimensionamento dos Capacitores

A ocorrência de energia reativa em circuitos elétricos sobrecarrega as instalações, ocupando uma capacidade de condução de corrente que poderia ser mais bem aproveitada para realizar trabalho útil. Isto é válido tanto para a concessionária que entrega EE ao consumidor como também para o próprio consumidor em seus circuitos de distribuição [16][16].

As concessionárias estipulam o FP maior possível para incentivar a correção, adotando a seguinte fórmula para cobrança:

$$x = 0,92 \times \text{Preço}(KWh)/\cos\phi \quad (5)$$

sendo x um fator de cobrança [12].

Fazendo uma inspeção na expressão (5), comprova-se que quando o usuário consegue corrigir o FP para um valor maior do que 0,92 ele pagará menos, enquanto que se o FP desse consumidor permanece menor do que 0,92 ele pagará mais [16][16].

Esta regra faz com que o conhecimento das potências ativas e reativas futuras seja necessário para controlar e equilibrar o fornecimento e a demanda das mesmas, ou seja, gerar uma harmonia entre cliente e concessionária [16][16].

As cargas do sistema de distribuição em estudo apresentam como dados de entrada a configuração (delta ou estrela), tensão, freqüência, potência ativa e potência reativa, e sendo o sistema equilibrado e com tensões e correntes puramente senoidais, a simples aplicação do triângulo de potência pode ser utilizada para o cálculo da potência reativa do capacitor necessário para correção do FP para 0,92.

Como o FP deve ser igual a 0,92 e é igual ao cosseno do ângulo ϕ , pode-se concluir que ϕ vale 23,07º e a tangente de ϕ vale 0,426. Do triângulo de potência sabe-se que

$$\operatorname{tg}\phi = \frac{kvar}{kW} \quad (6)$$

Então, a potência reativa (kvar) da carga deve ser igual a

$$kvar = 0,426 \times kW \quad (7)$$

Portanto, para encontrar a potência reativa do capacitor, basta multiplicar a potência ativa da carga por 0,426 e subtrair esse valor da potência reativa atual da carga.

Em condição de 130%, a carga B4 tem potência ativa de 144,16 kW e potência reativa de 89,02 kvar, então o cálculo do capacitor necessário para correção do FP é

$$kvar = 0,426 \times 144,16 kW = 61,41 kvar \quad (8)$$

$$C = 89,02 kvar - 61,41 kvar = 27,613 kvar \quad (9)$$

Foi utilizado um capacitor de 34 kvar para corrigir também o FP na barra 2, que está no mesmo alimentador da carga B4.

A carga B5, em condição de 130% de carregamento tem potência ativa de 7057,7 kW e potência reativa de 3615,7 kvar, então o cálculo do capacitor necessário para correção do FP é

$$kvar = 0,426 \times 7057,7 kW = 3006 kvar \quad (10)$$

$$C = 3615,7 kvar - 3006 kvar = 610 kvar \quad (11)$$

Foi utilizado um capacitor de 700 kvar por questão de arredondamento, que é bem próximo do valor calculado.

A carga B7, em condição de 130% de carregamento tem potência ativa de 6084 kW e potência reativa de 2649 kvar, então o cálculo do capacitor necessário para correção do FP é

$$kvar = 0,426 \times 6084 kW = 2592 kvar \quad (12)$$

$$C = 2649 kvar - 2592 kvar = 57 kvar \quad (13)$$

Foi utilizado um capacitor de 150 kvar para corrigir também o FP na barra 6, que está no mesmo alimentador da carga B7.

A carga B10, em condição de 130% de carregamento tem potência ativa de 304 kW e potência reativa de 147 kvar, então o cálculo do capacitor necessário para correção do FP é

$$kvar = 0,426 \times 304 \text{ kW} = 129 \quad (14)$$

$$C = 147 \text{ kvar} - 129 \text{ kvar} = 18 \text{ kvar} \quad (15)$$

Foi utilizado um capacitor de 30 kvar para corrigir também o FP na barra 8, que está no mesmo alimentador da carga B10. Os valores de FPs nas barras após a instalação dos capacitores fixos serão apresentados no capítulo 5.

3.4) Instalação de Banco de Capacitores Automáticos

No Capítulo 5 será mostrado que a instalação do capacitor fixo na carga B4 não foi suficiente pelo fato de que em condição de carga mínima (25%) haveria um excesso de potência reativa capacitiva. Isso leva à conclusão da necessidade de capacitores variáveis de acordo com os níveis de carga, corrigindo o FP em qualquer situação do sistema.

A solução encontrada para esta questão foi o desenvolvimento de um sistema de controle automático que insere capacitores na rede elétrica de acordo com o FP lido em um ponto específico e determinado pelo usuário, neste caso, o ponto de leitura é o lado de alta tensão do transformador ligado diretamente à carga B4. Este sistema de controle desenvolvido será apresentado detalhadamente no capítulo 4.

Em linhas gerais, o BC automático consiste em quatro capacitores, sendo três capacitores de 8 kvar e um capacitor de 10 kvar, para somados atingirem o valor calculado anteriormente de 34 kvar, que é o valor necessário para corrigir o FP na condição de carga máxima. Para a condição de carga mínima, entraria em operação apenas 1 capacitor, totalizando uma potência reativa de 8 kvar.

Com a instalação desses dispositivos na carga B4, consegue-se um perfil ideal de FP em todas as barras e cargas do sistema elétrico, porém com níveis de tensão ainda fora dos limites aceitáveis pelo PRODIST, restando agora, somente a correção destes níveis de tensão, que será discutido no tópico a seguir.

3.5) Correção dos Níveis de Tensão

A instalação de BCs fixos e automáticos corrigiu o FP das cargas do sistema elétrico, porém, apesar de apresentarem um leve acréscimo, os níveis de tensão continuaram fora dos limites aceitáveis pelas normas do PRODIST [2].

A princípio, estudou-se a possibilidade de correção destes níveis de tensão através da instalação de outros capacitores na rede. No entanto, como o FP se encontrava idealmente

dentro dos limites aceitáveis, a instalação de mais capacitores alteraria os valores de FP, podendo acarretar em excesso de potência reativa.

Considerando a comutação no *tap* dos transformadores como uma solução viável e também muito utilizada nas subestações de distribuição de energia, realizaram-se simulações variando o *tap* para obter o perfil de tensão desejável. Ressalta-se que não foi considerada comutação automática de *taps* neste trabalho. O sistema automático de chaveamento foi modelado apenas para os BCs automáticos.

Capítulo 4

Sistema de Controle Automático para Chaveamento de Banco de Capacitores

O objetivo inicial do trabalho não era desenvolver o sistema de controle. Desejara-se encontrar na literatura algum sistema já desenvolvido que seria útil para o trabalho futuro, poupando tempo e mantendo o foco nas correções de tensão e FP propriamente ditas.

A impossibilidade de encontrar um sistema de controle apropriado levou à decisão de desenvolver um próprio sistema no *ToolBox Simulink*, também parte integrante do Matlab e que, de fato, seria mais relevante e tornaria o trabalho mais completo e interessante, além de permitir uma maior flexibilidade de manipulação dos sinais de controle.

Neste capítulo será apresentado detalhadamente o sistema de controle desenvolvido no *Simulink*, descrevendo todos os componentes utilizados e suas respectivas funções para gerar o correto sinal de controle. O propósito deste sistema é chavear automaticamente os BCs na rede elétrica, inserindo capacitores caso o sistema esteja com baixo FP indutivo ou retirando capacitores caso o sistema esteja com baixo FP capacitivo.

4.1) Escolha por sinal digital

Decidiu-se primeiramente pela utilização de um BC composto por quatro capacitores. A princípio seriam quatro capacitores diferentes e a lógica decidiria qual destes quatro capacitores entraria em operação de acordo com a potência reativa no sistema. Porém, foi observado que quatro capacitores iguais e passíveis de chaveamento automático facilitariam a lógica de decisão entrando em operação singularmente ou somados, possibilitando também quatro possíveis valores de potência reativa. Isso significa que ao

mesmo tempo poderiam ser chaveados dois, três ou quatro capacitores, somando suas potências.

O sistema verifica o FP constantemente em uma frequência determinada pelo usuário e decide se fecha ou abre a chave que conecta os capacitores à rede: se o FP medido estiver baixo e indutivo, o sistema de chaveamento automático acrescenta um capacitor à rede e continua a acrescentar até que corrija o FP ou chaveie todos os capacitores. Por outro lado, se o FP estiver baixo e capacitivo, o sistema retira um capacitor da rede e continua a retirar até que corrija o FP ou retire todos os capacitores. Se na mesma simulação houver comutação de FP indutivo para capacitivo ou vice e versa causada, por exemplo, por uma variação de carga, o sistema acompanha essa mudança adequadamente.

Esta lógica é realizada por *flip-flops* tipo D conectados em série, um para cada capacitor que ao mesmo tempo em que envia um sinal para chavear o capacitor, coloca nível lógico 1 na entrada do *flip-flop* (FF) seguinte que chaveará outro capacitor no próximo pulso de *clock* e assim por diante. O *clock* é obtido através de um gerador de sinais de onda quadrada, com frequência e porcentagem em nível lógico alto escolhidos arbitrariamente pelo usuário, neste caso sendo 0,5 segundos e 5% respectivamente. Em um caso prático, seria necessário considerar o tempo de leitura de FP e envio do respectivo sinal na determinação da frequência do gerador de pulsos.

Para a abertura das chaves que conectam os capacitores à rede segue-se o mesmo procedimento utilizando mais quatro FFs auxiliares. Estes, a cada pulso de *clock*, colocam nível lógico 1 no *clear* daqueles FFs que fecham as chaves, ou seja, zeram suas saída e sendo assim, pode-se chamar os quatro FFs que fecham as chaves de *mestres*.

Devido ao uso desses dispositivos lógicos, foi necessária a digitalização do sinal de FP. O funcionamento desses FFs, assim como a digitalização do sinal, serão detalhados em tópicos subsequentes.

4.2) Cálculo do Fator de Potência

Considerando inicialmente que o *SimPowerSystems* não possui um bloco que leia e apresente diretamente o FP, fez-se necessário desenvolver uma lógica para cálculo do FP a partir dos sinais de tensões e correntes trifásicas.

Além do acesso aos módulos das tensões e correntes, o *SimPowerSystems* disponibiliza acesso aos ângulos das três fases em graus, tanto da tensão quanto da corrente. Dessa forma, o cálculo do FP foi processado usando o esquema apresentado na Figura 9, em que

as entradas In1 e In2 são respectivamente a tensão trifásica e corrente trifásica e na saída Out1 tem-se um valor entre -1 e 1 que representa o FP.

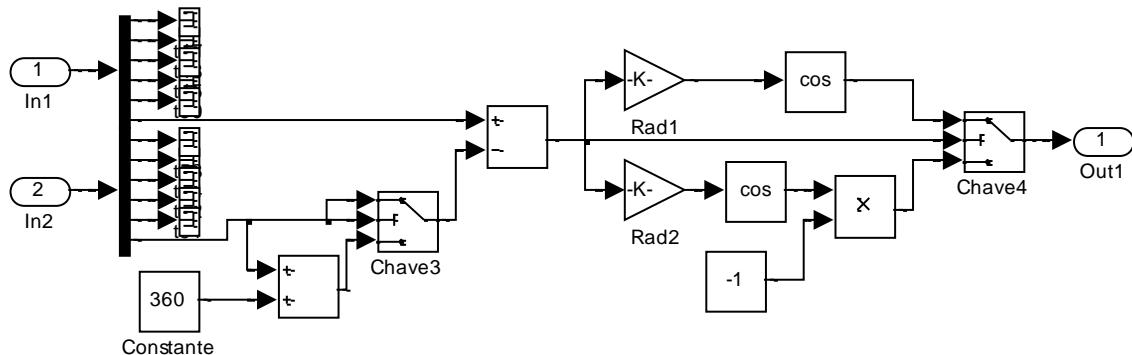


Figura 9 - Lógica para cálculo do Fator de potência

Os sinais de tensão e corrente compreendem seis informações: os três módulos e os três ângulos de fase e eles são separados para se realizar a subtração entre os ângulos de uma mesma fase (lembrando que o sistema foi considerado como equilibrado). Fazendo-se simplesmente a subtração do ângulo de tensão pelo ângulo de corrente não seria suficiente para distinguir entre FP indutivo ou capacitivo, pois o cosseno é o mesmo para um ângulo positivo ou negativo. Por isso fez-se uso de uma lógica que multiplica o cosseno por -1 caso a diferença entre o ângulo de tensão e corrente seja negativo, ou seja, FP capacitivo terá sempre um valor negativo entre 0 e 1 e FP indutivo terá sempre um valor positivo entre 0 e 1.

Assim como a maioria dos programas de simulação computacional, o Matlab considera os ângulos apenas entre -180° e 180° , representando um ângulo de 200° como -160° por exemplo. Por esta razão existe um bloco que adiciona 360° ao ângulo caso a condição de ângulo relativamente grande e negativo seja obedecida, ou seja, transforma um ângulo negativo em positivo. Embora o cosseno do ângulo seja o mesmo sem o bloco que adiciona 360° , a diferença entre os ângulos teria sinal oposto e é este sinal que define se o FP está indutivo ou capacitivo, fazendo com que a lógica desenvolvida multiplique o resultado por -1 caso o FP seja capacitivo.

A chave3 contém um limiar de -100° (que é um valor escolhido arbitrariamente após observação das simulações e testes) para somente somar 360° a ângulos menores que -100° . Se os ângulos são maiores que este limiar, o valor é mantido.

Os blocos de ganho rad1 e rad2 transformam os ângulos em radianos e o limiar da chave4 está em 0, com isso, se a diferença entre os ângulos de tensão e corrente for

negativa, a chave comuta para a posição inferior e um valor negativo de FP é colocado na saída, indicando FP capacitivo.

4.3) Digitalização do Sinal de Fator de Potência

O objetivo desta seção é descrever como o sistema de controle automático comanda o chaveamento dos BCs usando sinais digitais.

Para a conversão do sinal de analógico para digital deve-se primeiramente saber em qual faixa analógica o sinal de FP está inserido e, dentro desta faixa, qual valor é capacitivo e qual é indutivo. Da seção 4.2 sabe-se que o FP indutivo é representado por um valor entre 0 e 1 e que o FP capacitivo é representado por um valor entre 0 e -1.

A Figura 10 mostra todos os blocos utilizados na conversão de analógico para digital, onde a entrada do subsistema, indicada por fp1, é o FP lido no ponto em que se deseja a correção. As saídas são sinais digitais: pulsos de *clock* na chave2 e 0 na chave3 para baixo FP indutivo, ou 0 na chave2 e pulsos de *clock* na chave3 para baixo FP capacitivo.

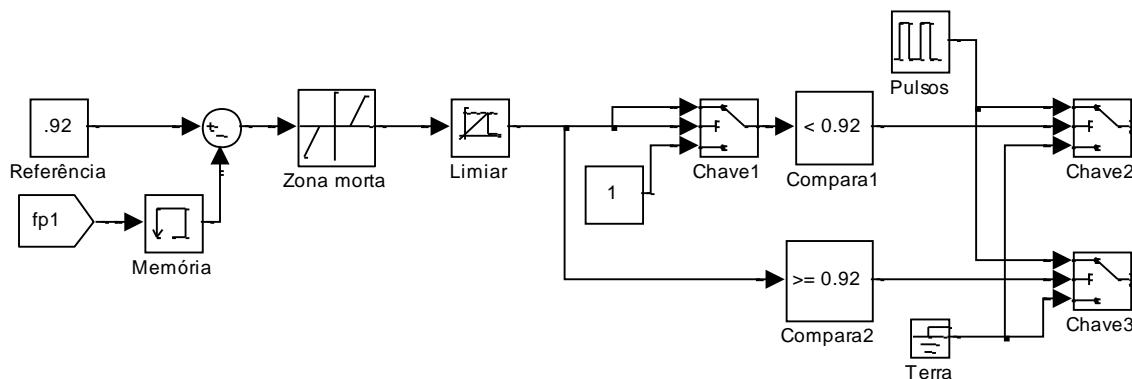


Figura 10 - Lógica para digitalização do sinal de Fator de potência

De acordo com a resolução do PRODIST [2], os valores admissíveis de FP devem ser maiores que 0,92 tanto para capacitivo quanto para indutivo, por esta razão utilizou-se o bloco somador com constante de referência de 0,92 na entrada positiva. O bloco Memória garante que a leitura do FP seja realizada constantemente e atualizada no bloco somador durante um mesmo período de simulação, possibilitando alternar entre FP capacitivo e indutivo e consequentemente comandar o chaveamento dos capacitores.

Seguindo este raciocínio, verifica-se que após a operação do bloco somador, tem-se um sinal que indica a necessidade da correção do FP se assumir valores entre 0 e 1,84. Essa faixa de valores é definida conforme explicado a seguir:

- Para ser considerado baixo FP indutivo, o FP no ponto de medição deve estar entre 0 e 0,92. Neste caso, o sinal após o bloco somador assume 0,92 e 0, respectivamente;
- Para ser considerado baixo FP capacitivo, o FP no ponto de medição deve estar entre 0 e -0,92. Assim, o sinal após o bloco somador varia entre 0,92 e 1,84.
- Logo, a faixa de valores que indicam a necessidade da correção do FP é 0 e 1,84.

Os blocos *Zona morta* e *Limiar* realizam esta limitação de valores entre 0 e 1,84. O bloco *Zona morta* coloca valor 0 na saída se um valor na entrada for menor que 0. O bloco *Limiar* coloca 0 na saída se um valor na entrada for maior que 1,84, caso contrário coloca na saída o mesmo valor da entrada.

A Chave1, que precede o bloco <0,92, tem a função de impedir que o valor 0 (quando o FP em fp1 é igual a 0,92) seja admitido como baixo FP indutivo e consequentemente cause o chaveamento de capacitores.

4.4) Flip-Flop tipo D e Aplicações no Controle Automático

O FF D ("data" ou dado, pois armazena o bit de entrada) possui uma entrada, que é ligada diretamente à saída quando o *clock* é mudado. Independentemente do valor atual da saída, ele irá assumir o valor 1 se $D = 1$ quando o *clock* for mudado ou o valor 0 se $D = 0$ quando o *clock* for mudado. Este FF pode ser interpretado como uma linha de atraso primitiva, visto que a informação é colocada na saída um ciclo depois de ela ter chegado à entrada.

A Figura 11 mostra os FFs mestres e os demais blocos que auxiliam na operação. Na entrada D é conectado o sinal que se deseja ter na saída Q quando há sinal de *clock* na entrada CLK. A saída !Q é simplesmente o inverso da saída Q e a entrada !CLR é o *clear* utilizado para zerar as saídas. Esta entrada !CLR foi utilizada quando os FFs auxiliares entram em operação (baixo FP capacitivo), zerando os FFs mestres e consequentemente abrindo as chaves dos capacitores. Quando o primeiro FF auxiliar entra em operação, ele manda sinal apenas no !CLR do último FF mestre, abrindo apenas a chave de um capacitor, que foi o último a ser chaveado. Quando o segundo FF auxiliar entra em operação, ele manda sinal apenas no !CLR do terceiro FF mestre, sendo agora dois capacitores abertos e dois fechados e assim segue a lógica.

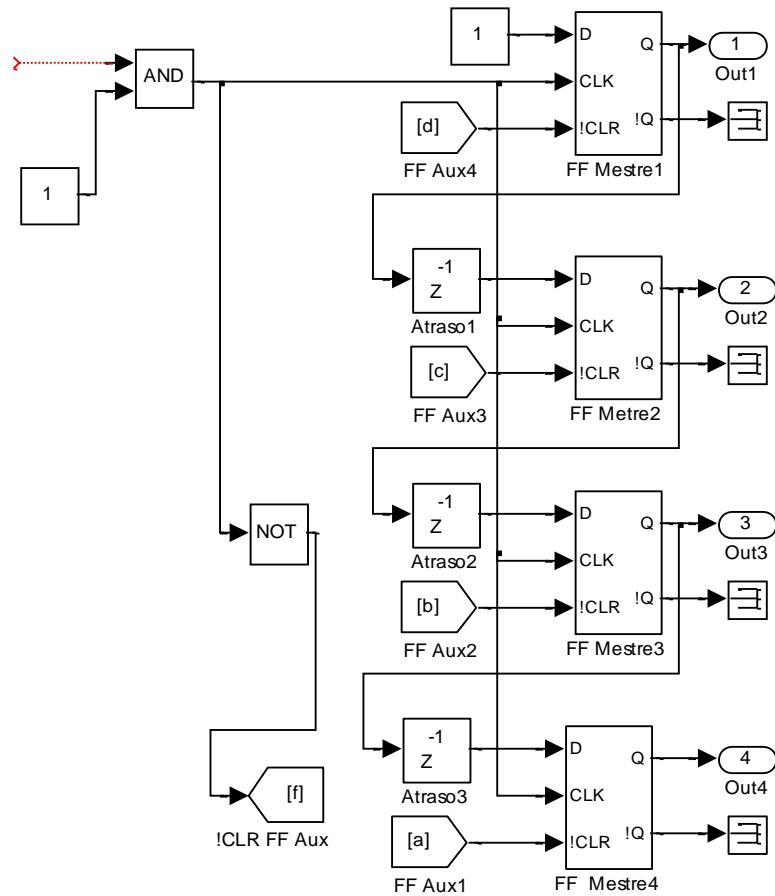


Figura 11 - Flip Flops Mestres

A saída da chave2 (mostrada na Figura 10) está conectada diretamente na porta *AND* para garantir sinal lógico *booleano* necessário ao *CLK* dos FFs e a saída da porta *NOT* está conectada no *!CLR* dos FFs auxiliares, garantindo que quando os FF mestres entram em operação, os FF auxiliares são zerados.

As saídas de todos os FFs mestres estão conectadas às chaves que fecham os capacitores na rede e também às entradas dos FFs subsequentes que realizam chaveamento sequencial dos capacitores a cada pulso de *clock*. Os blocos que interligam a saída de um FF com a entrada de outro têm a função de atrasar o sinal, garantindo que em um pulso de *clock* não sejam todos operados simultaneamente, ou seja, este atraso deve ter tempo maior que a subida de borda do *clock*.

Os FFs auxiliares, mostrados na Figura 12, trabalham de forma muito semelhante aos mestres, realizando operações sequenciais a cada pulso de *clock*, com exceção ao fato de que não agem diretamente nas chaves conectadas aos capacitores e sim nos *!CLRs* dos FFs mestres.

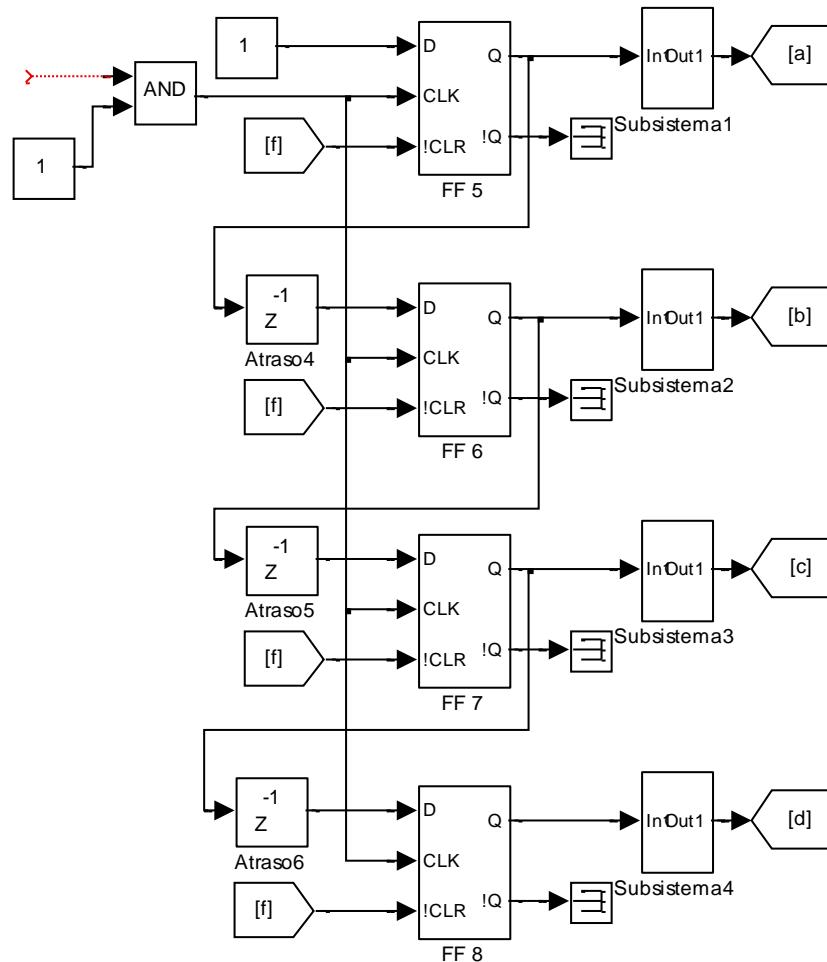


Figura 12 - Flip Flops auxiliares

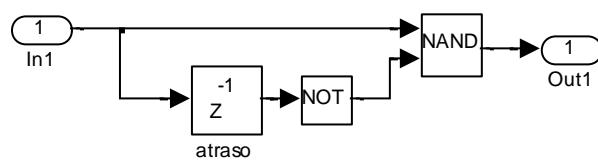


Figura 13 - Interior dos subsistemas: geração de pulso invertido

A saída da chave3 (Figura 10) está conectada diretamente na porta AND do esquema apresentado na Figura 12. Nesta figura, as entradas !CLRs vêm dos FFs mestres para garantir que enquanto estes operam, os FFs auxiliares permanecem inativos. Os blocos de atraso são exatamente iguais àqueles utilizados nos FFs mestres descritos anteriormente.

Os subsistemas de 1 a 4 na Figura 12, mostrados na Figura 13, realizam uma operação lógica que transforma o sinal de subida de borda vindo das saídas Qs para um pulso de

clock invertido. Isto implica que a saída do subsistema fica a maior parte do tempo em nível lógico 1 e, somente após a subida de borda de Q, haverá um curto período de tempo em que esta saída permanecerá em nível lógico 0. A duração deste período de tempo é determinada pelo bloco de atraso interior ao subsistema. Vale lembrar que os FFs só funcionam com a entrada !CLR em nível lógico 1. Esses pulsos de *clock* invertidos conectados nos !CLRs dos FFs mestres são suficientes para garantir saída lógica 0 e consequentemente a abertura das chaves dos capacitores.

Os FFs mestres e auxiliares nunca entram em operação ao mesmo tempo. Se o FP é alterado de capacitivo para indutivo ou vice-versa antes do chaveamento dos quatro capacitores, há uma alteração dos FFs a serem operados, corrigindo o sistema o mais rapidamente possível.

Os FFs trabalham constantemente, ou seja, se há *clock* em CLK a entrada D é colocada na saída Q e quando não há *clock* em CLK, a saída Q se mantém, independente da entrada D. Por esta razão existem duas chaves (chave2 e chave3 da Figura 10), uma para os FFs mestres outra para os FFs auxiliares. Estas chaves somente colocam o *clock* nas entradas CLK quando o FP estiver comprometido: se estiver indutivo há *clock* nos FFs mestres e se estiver capacitivo há *clock* nos FFs auxiliares.

4.5) Sinais de Saída dos Flip-Flops Conectados às Chaves dos Capacitores

As saídas dos FFs mestres estão conectadas às quatro chaves que são normalmente abertas e que se fecham com a presença de sinal nas entradas de controle, inserindo os capacitores no sistema elétrico. Os subsistemas de 1 a 4 são utilizados simplesmente para fazer a compatibilidade do sinal digital para um sinal conveniente requerido pelas chaves, caso contrário o sistema apresentaria um erro de dado incompatível. A Figura 14 mostra o BC trifásico com 4 unidades e a lógica para comandar o chaveamento destas unidades. A Figura 15 mostra o subsistema mencionado anteriormente.

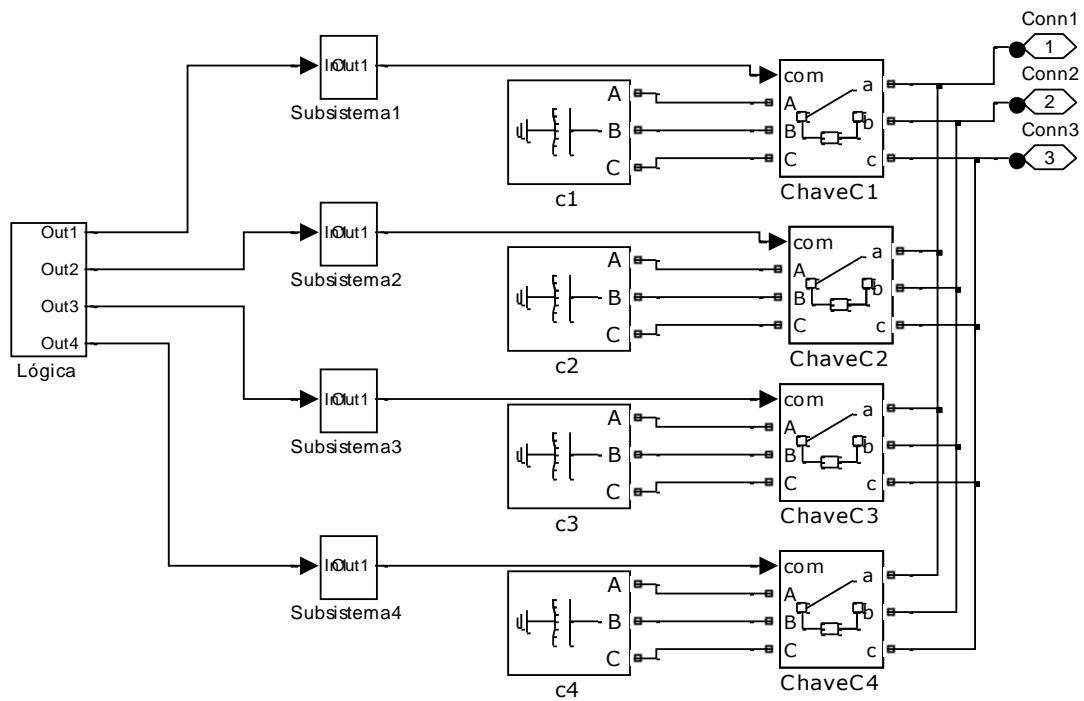


Figura 14 - Chaves e capacitores

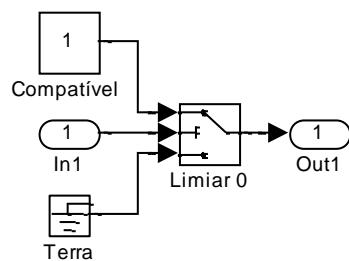


Figura 15 - Subsistemas para compatibilidade

Capítulo 5

Resultados

Neste capítulo serão apresentados todos os resultados referentes às etapas propostas no capítulo 3, desde a instalação dos primeiros BCs até as ações corretivas finais tomadas para elevar o FP e o nível de tensão. Os resultados serão organizados por subtópicos que descrevem separadamente cada passo da evolução do trabalho para concluir todas as correções necessárias. O processo inicia-se com a instalação de capacitores fixos, depois serão os BCs automáticos e por fim a comutação no *tap* do TSE, com objetivo final de mostrar todos os FPs e os níveis de tensão dentro dos limites aceitáveis.

Em cada bloco que mensura o nível de tensão, há também uma opção para mensurar a corrente e esta opção foi utilizada em todas as simulações para se obter perdas elétricas nas linhas. O cálculo das perdas elétricas também é apresentado por etapas, para cada situação estabelecida no parágrafo anterior.

5.1) Condições Iniciais

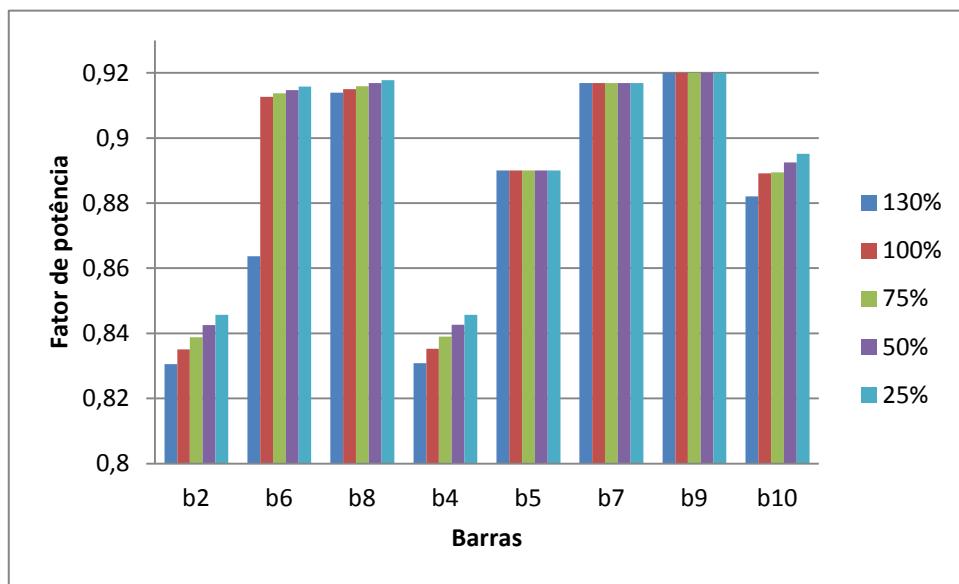
Este tópico apresentará as condições iniciais do sistema de distribuição referentes aos valores de FP, níveis de tensão e perdas elétricas, para posteriormente serem comparadas com os resultados obtidos após as devidas correções.

5.1.1) Fatores de Potência

Os valores iniciais de FP referem-se ao sistema de distribuição de EE sem nenhum dispositivo para correção. Foram simulados cinco níveis distintos de cargas e registraram-se os valores nas cargas e nas barras de bifurcação (barra 2, barra 6 e barra 8). A Tabela 4 e a Figura 16 mostram esses valores iniciais de FP, em que se pode verificar a necessidade de correção de FP em praticamente todo o sistema.

Tabela 4: Fator de Potência Inicial

Fator de Potência – Condições Iniciais					
	Carregamento do Sistema				
Barra	130%	100%	75%	50%	25%
b2 (bifurcação)	0,8305	0,8351	0,8388	0,8425	0,8457
b6 (bifurcação)	0,8637	0,9126	0,9137	0,9147	0,9158
b8 (bifurcação)	0,9139	0,915	0,9159	0,9169	0,9178
b4	0,8308	0,8353	0,8390	0,8426	0,8457
b5	0,8900	0,8900	0,8900	0,8900	0,8900
b7	0,9169	0,9169	0,9169	0,9169	0,9169
b9	0,9200	0,9200	0,9200	0,9200	0,9200
b10	0,8821	0,8891	0,8894	0,8925	0,8951

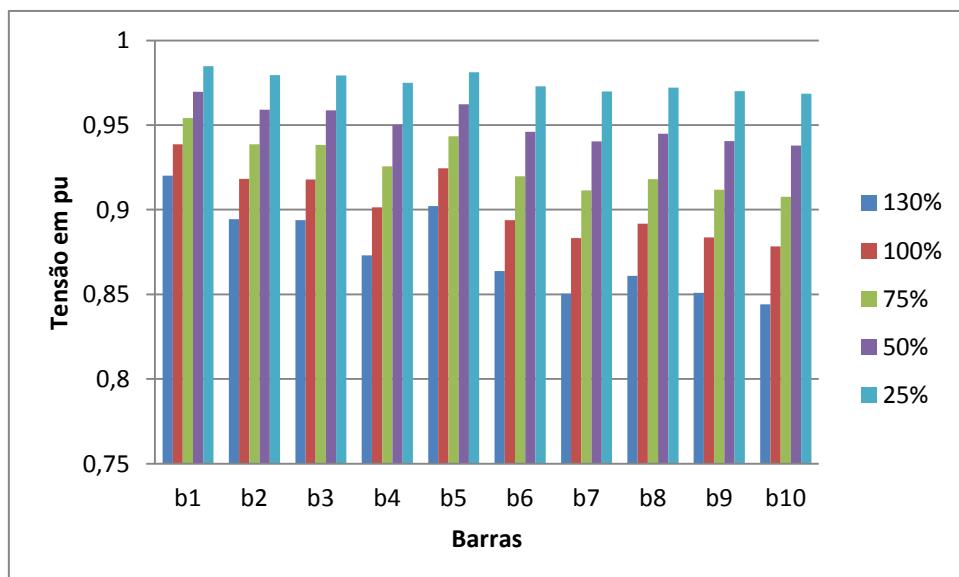
**Figura 16 – Fatores de potência inicial**

5.1.2) Níveis de Tensão

As condições iniciais são as mesmas descritas na seção 5.1.1, com exceção de que neste caso, são colocados medidores em todas as barras do sistema de distribuição. A Tabela 5 e a Figura 17 mostram os valores de tensão referentes às condições iniciais do sistema e é idêntica à Tabela 3, repetida aqui por conveniência.

Tabela 5: Tensões iniciais

		Níveis de Tensão em p.u.				
		Carregamento do Sistema				
Barra		130%	100%	75%	50%	25%
b1		0,9200	0,9386	0,9541	0,9696	0,9848
b2		0,8944	0,9183	0,9386	0,9590	0,9794
b3		0,8938	0,9179	0,9382	0,9587	0,9793
b4		0,8730	0,9014	0,9256	0,9501	0,9749
b5		0,9022	0,9245	0,9434	0,9623	0,9812
b6		0,8636	0,8939	0,9197	0,9461	0,9728
b7		0,8503	0,8832	0,9115	0,9404	0,9699
b8		0,8609	0,8917	0,9180	0,9449	0,9722
b9		0,8508	0,8836	0,9118	0,9406	0,9700
b10		0,8440	0,8783	0,9077	0,9379	0,9686

**Figura 17 - Tensões iniciais**

5.1.3) Perdas Elétricas

A Tabela 6 mostra as perdas elétricas na condição inicial do sistema, ou seja, sem a instalação de capacitores e sem comutação no *tap* do TSE e em todos os níveis de carga.

Tabela 6: Perdas iniciais

Perdas nas Linhas (W)					
	Carregamento do Sistema				
Ramo	130 %	100 %	75 %	50 %	25 %
L12	47651,45	30411,49	18217,51	8623,06	2291,50
L23	14,55	9,19	5,46	2,56	0,68
L15	22604,49	14048,33	8229,49	3804,71	989,33
L26	57892,46	41008,65	22145,85	10475,26	2787,93
L67	14055,59	8973,52	5375,89	2544,43	676,43
L68	2334,22	1490,35	893,52	422,32	112,45
L89	8216,79	5242,01	3141,27	1486,80	394,96
Total	152769,60	101183,50	58008,99	27359,15	7253,30

5.2) Resultados com a Instalação de Capacitores Fixos

Neste tópico serão apresentados os resultados obtidos com a instalação dos capacitores fixos dimensionados de acordo com os critérios estabelecidos no Capítulo 3.

5.2.1) Fatores de Potência

Verificada a necessidade de correção de FP em praticamente todas as barras e cargas e para todos os níveis de carga, inicialmente foram instalados os capacitores fixos dimensionados de acordo com o critério proposto no capítulo 3. A Tabela 7 e a Figura 18 mostram os valores de FP após a instalação dos capacitores fixos nas cargas B4, B5, B7 e B10, pois como se pôde ver, a carga B9 não necessita correção de FP.

Tabela 7: Fator de potência com capacitores fixos

Fator de Potência – Capacitores Fixos					
	Carregamento do Sistema				
Barra	130%	100%	75%	50%	25%
b2 (bifurcação)	0,9207	0,9463	0,9745	0,9998	-0,8593
b6 (bifurcação)	0,9197	0,9233	0,9278	0,9355	0,9551
b8 (bifurcação)	0,9163	0,9181	0,9201	0,9230	0,9298
b4	0,9209	0,9465	0,9746	0,9998	-0,8592
b5	0,9242	0,9337	0,9467	0,9691	-1,0000
b7	0,9250	0,9274	0,9308	0,9375	0,9559
b9	0,9200	0,9200	0,9200	0,9200	0,9200
b10	0,9238	0,9381	0,9550	0,9800	-0,9951

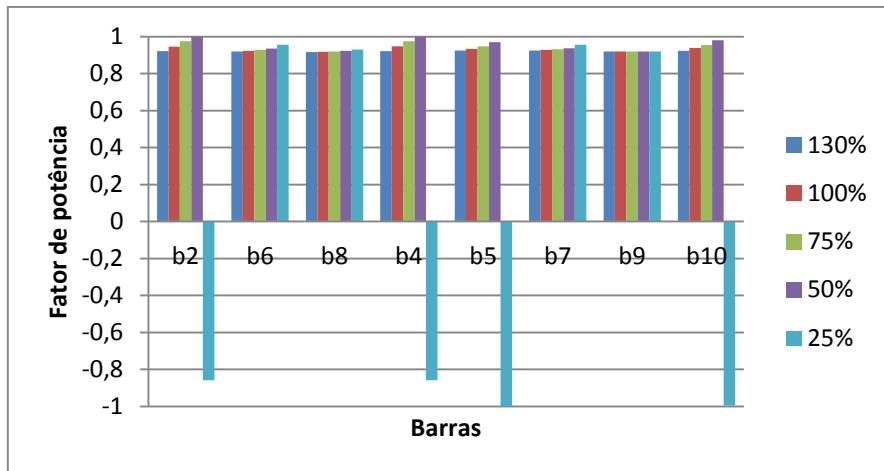


Figura 18 – Fatores de potência com capacitores fixos

Com exceção da carga B4, que está no mesmo alimentador da barra 2, todas as outras cargas apresentaram FP corrigidos com a instalação dos capacitores fixos. Com isso, verifica-se a necessidade de instalação de BC automáticos em vez de capacitor fixo na carga B4, que corrijam o FP tanto para condição de carga máxima quanto para carga mínima.

5.2.2) Níveis de Tensão

Os capacitores fixos foram dimensionados para correção de FP exclusivamente, porém, há uma pequena elevação nos níveis de tensão com a instalação desses dispositivos. Como se pode ver na Tabela 8 e Figura 19, essa elevação de tensão não é suficiente para correção dos níveis de tensão de acordo com os limites aceitáveis para todas as situações de carregamento do sistema.

Tabela 8: Tensões com capacitores fixos

	Níveis de Tensão em p.u.				
	Carregamento do Sistema				
Barra	130%	100%	75%	50%	25%
b1	0,9258	0,9448	0,9606	0,9764	0,9920
b2	0,9006	0,9249	0,9455	0,9663	0,9871
b3	0,9001	0,9245	0,9453	0,9662	0,9871
b4	0,8791	0,9080	0,9326	0,9575	0,9827
b5	0,9097	0,9324	0,9517	0,9710	0,9902
b6	0,8701	0,9008	0,9271	0,9539	0,9811
b7	0,8570	0,8904	0,9192	0,9539	0,9786
b8	0,8674	0,8986	0,9254	0,9528	0,9805
b9	0,8572	0,8905	0,9191	0,9484	0,9783
b10	0,8504	0,8851	0,9150	0,9456	0,9769

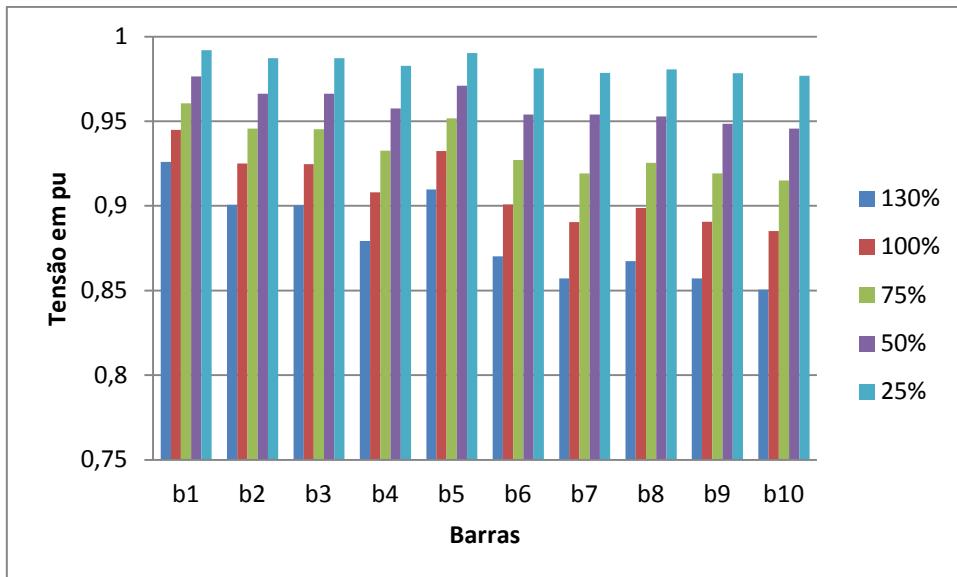


Figura 19 - Tensões com capacitores fixos

5.2.3) Perdas Elétricas

Com a instalação dos capacitores fixos, houve uma pequena redução nas perdas elétricas devido à redução nas correntes proporcionadas pela elevação do FP. Em nível de carregamento de carga de 100%, por exemplo, houve uma redução total de 101kW para 96 kW. A Tabela 9 mostra os valores das perdas em todas as linhas.

Tabela 9: Perdas com capacitores fixos

	Perdas nas Linhas (W)				
	Carregamento do Sistema				
Ramo	130%	100%	75%	50%	25%
L12	47693,21	30336,01	18074,69	8457,51	2179,13
L23	12,01	7,26	4,10	1,85	0,67
L15	21310,96	12981,33	7399,89	3266,85	797,86
L26	58082,70	36972,09	22049,68	10335,00	2673,98
L67	14031,95	8917,11	5305,72	2475,95	633,54
L68	2357,44	1503,74	899,46	424,01	111,45
L89	8340,90	5326,52	3191,91	1510,55	401,78
Total	151829,20	96044,07	56925,48	26471,75	6798,44

5.3) Resultados com a Instalação de Banco de Capacitores Automáticos

Este tópico apresentará os resultados obtidos com aplicação de BC automático na carga B4 e capacitores fixos nos restantes das cargas.

5.3.1) Fatores de Potência

Toda a lógica de controle desenvolvida e minuciosamente detalhada no capítulo 4 foi utilizada para instalar um BC automático na carga B4, banco este controlado pelo próprio FP da carga em que está inserido. Com a instalação desses dispositivos, atingiu-se um FP ideal para todos os níveis de carga, sendo que para condição de carga em 25%, entrou em operação apenas um capacitor (8 kvar), para 50% dois capacitores (16 kvar), para carga de 75% três capacitores (24 kvar) e para condições de carga em 100% e 130% entraram em operação os quatro capacitores, totalizando 34 kvar. A Tabela 10 e a Figura 20 mostram os valores de FP após a instalação do BC automático.

Tabela 10: Fator de potência com capacitores fixos e banco automático

Fator de Potência - Banco Automático					
	Carregamento do Sistema				
Barra	130%	100%	75%	50%	25%
b2 (bifurcação)	0,9207	0,9463	0,9431	0,9453	0,9476
b6 (bifurcação)	0,9197	0,9233	0,9278	0,9355	0,9551
b8 (bifurcação)	0,9163	0,9181	0,9201	0,9230	0,9298
b4	0,9209	0,9465	0,9432	0,9454	0,9476
b5	0,9242	0,9337	0,9467	0,9691	-1,0000
b7	0,9250	0,9274	0,9308	0,9375	0,9559
b9	0,9200	0,9200	0,9200	0,9200	0,9200
b10	0,9238	0,9381	0,9550	0,9800	-0,9951

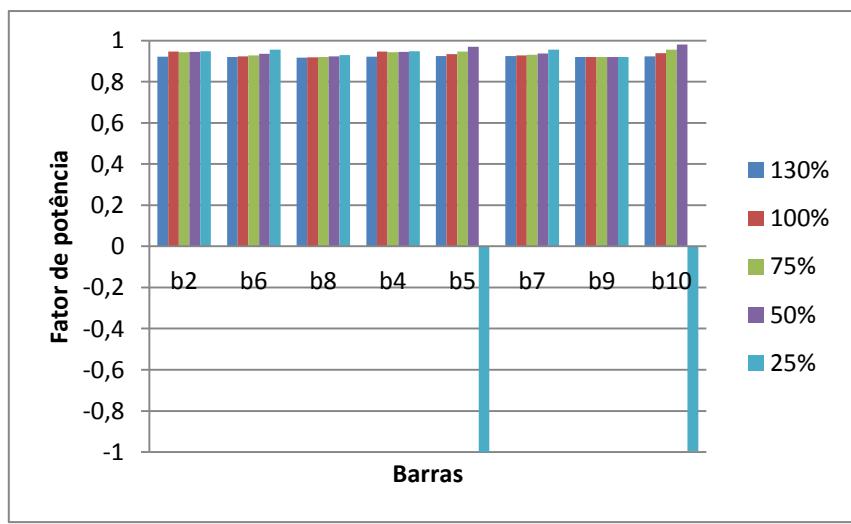


Figura 20 - Fatores de potência com capacitores fixos e banco automático

Alguns testes de desempenho do sistema de chaveamentos dos BCs automáticos são apresentados a seguir, em que se mostra a operação das quatro chaves que conectam os capacitores à rede no período de 50 segundos de simulação, bem como as variações do FP devido a estes chaveamentos. A Figura 21 mostra a operação das chaves para condição de carga em 25%, em que apenas a chave1 insere capacitor na rede.

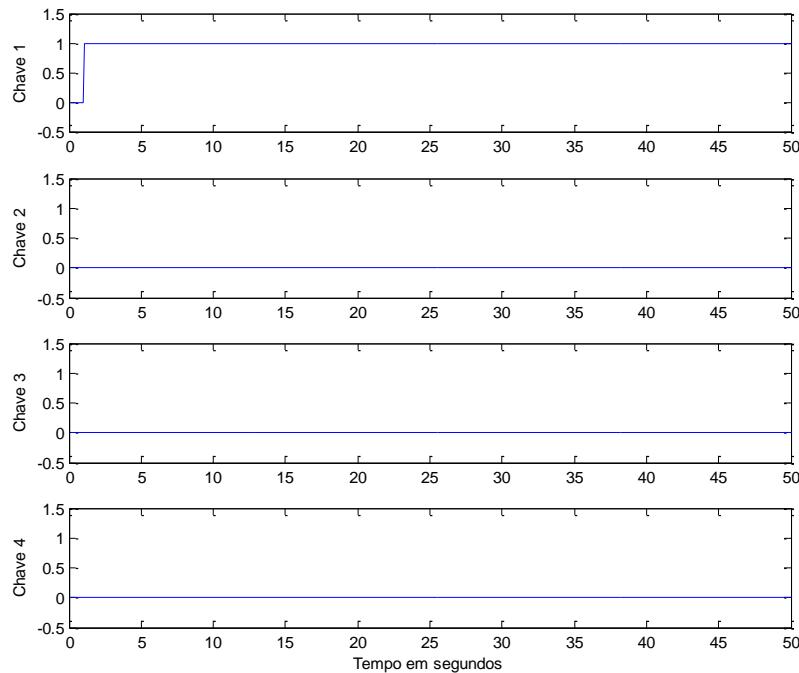


Figura 21 - Operação das chaves para carregamento do sistema em 25%

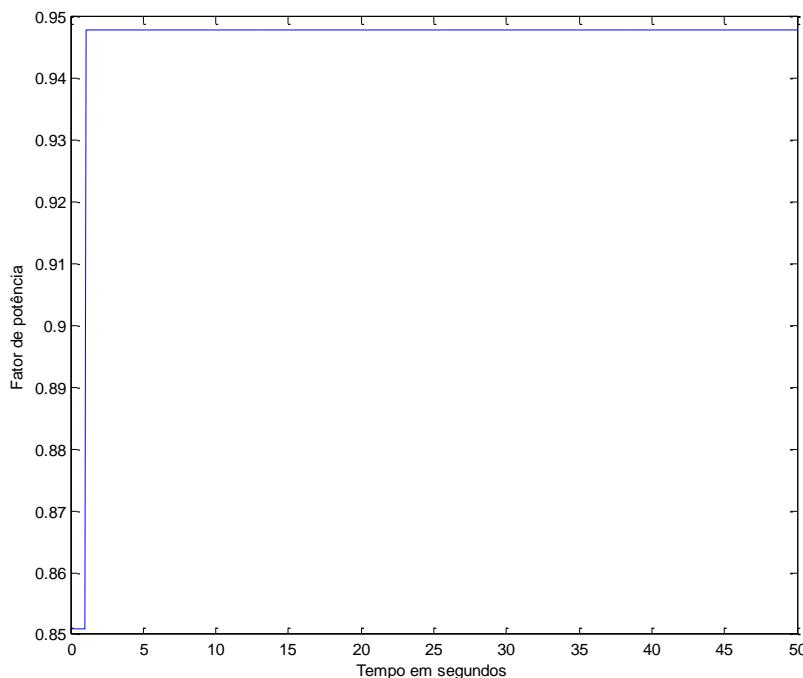


Figura 22 – Fator de Potência na carga B4 em 25% de carregamento

A Figura 23 mostra a operação das chaves para condição de carga em 50%, em que a chave1 e a chave2 inserem capacitores na rede.

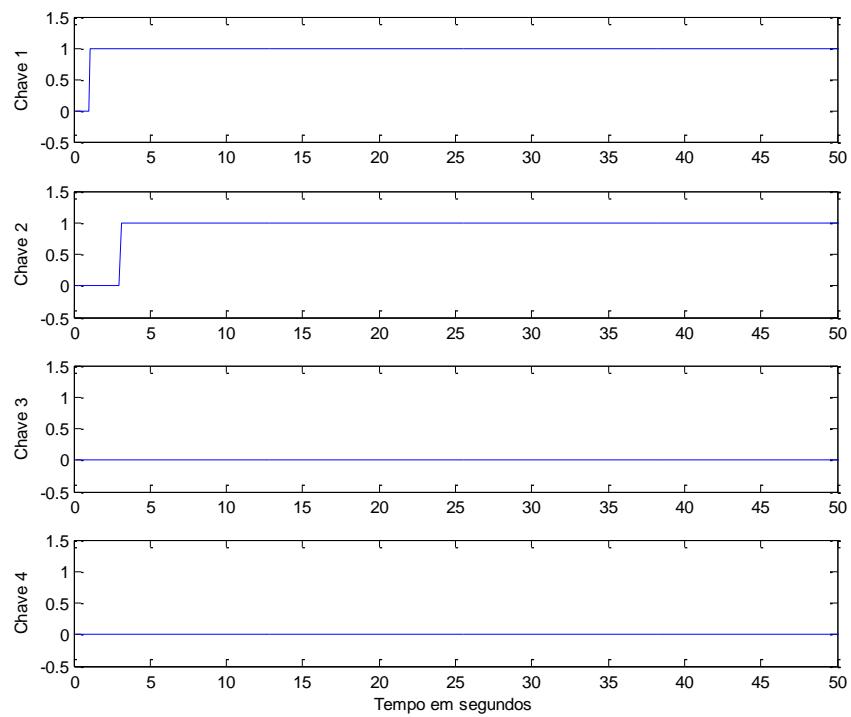


Figura 23 - Operação das chaves para carregamento do sistema em 50%

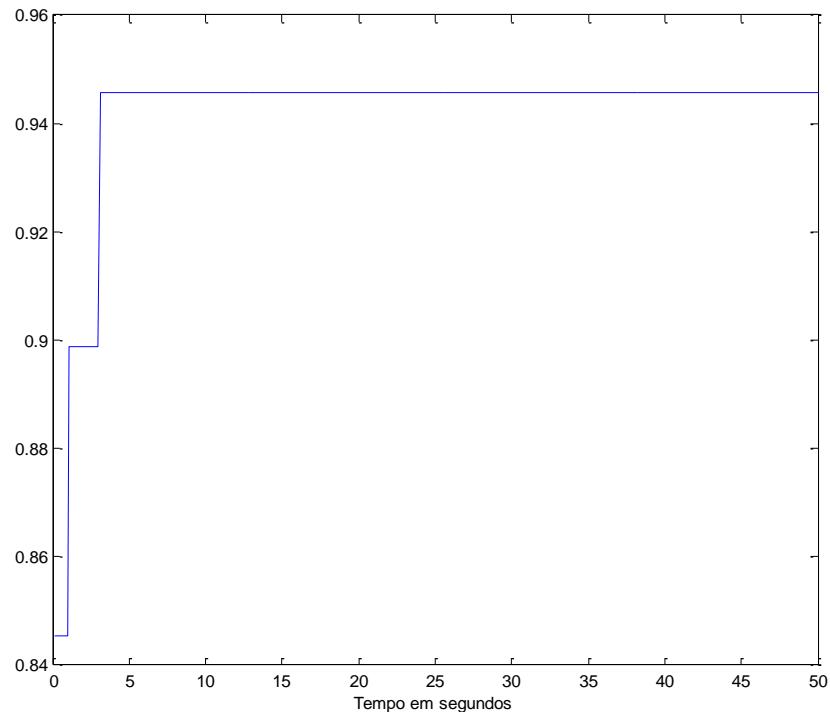


Figura 24 – Fator de potência na carga B4 em 50% de carregamento

A Figura 25 mostra a operação das chaves para condição de carga em 75%, em que a chave1, a chave2 e a chave3 são operadas colocando capacitores na rede.

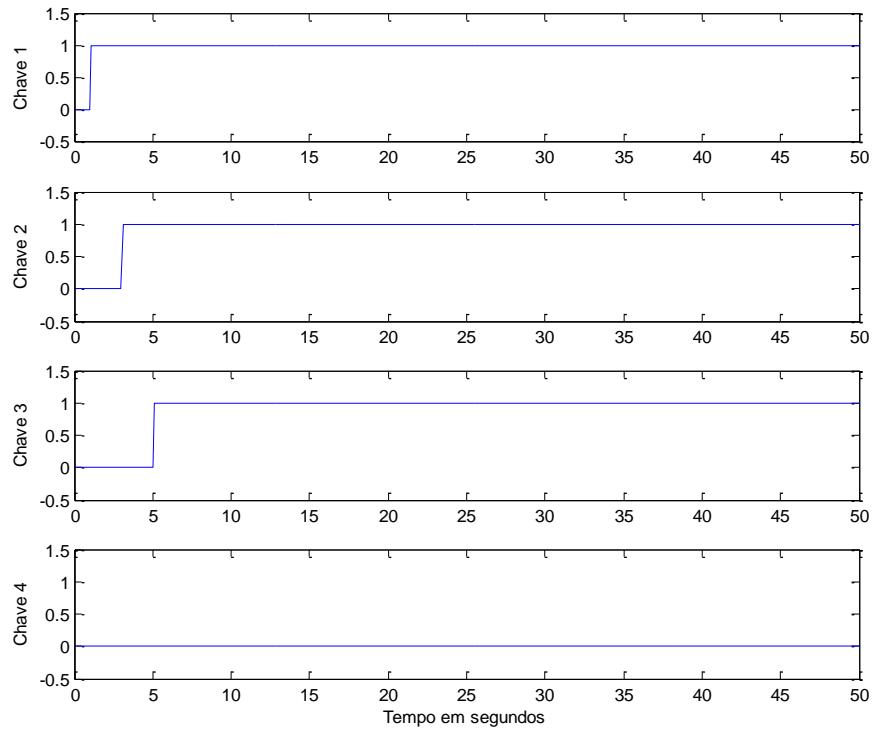


Figura 25 - Operação das chaves para carregamento do sistema em 75%.

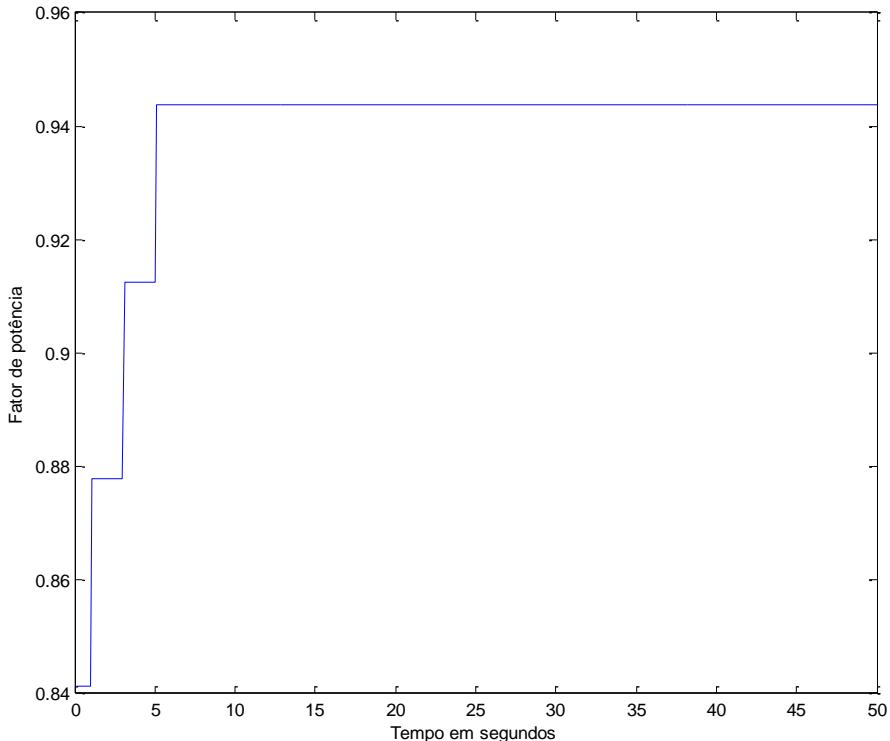


Figura 26 – Fator de potência na carga B4 em 75% de carregamento.

A Figura 27 mostra a operação das chaves para condições de carga em 100% e 130%, em que todas as chaves inserem capacitores na rede.

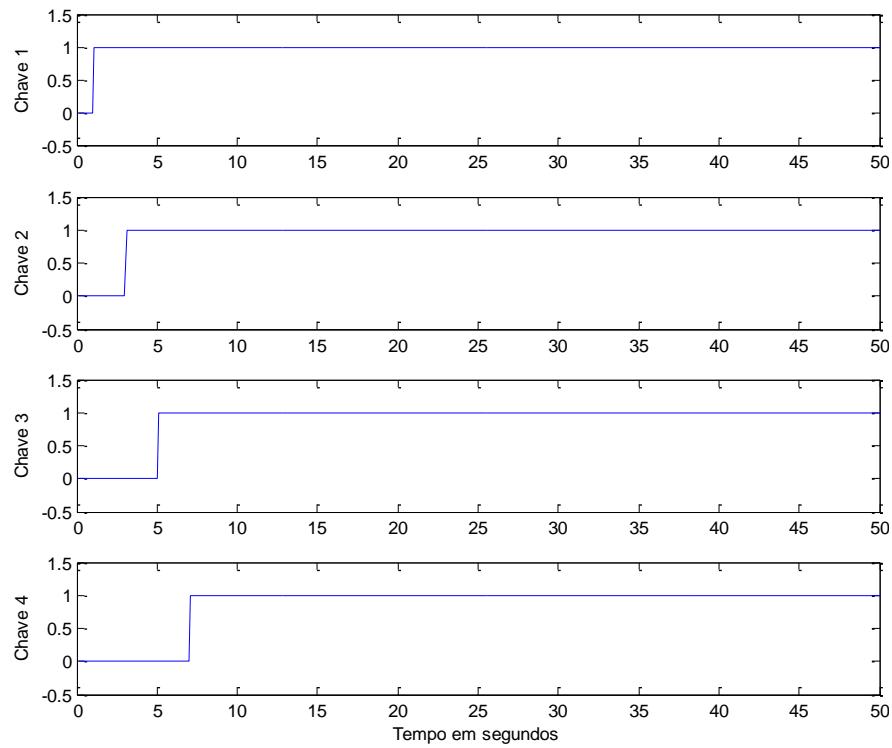


Figura 27 - Operação das chaves para carregamento do sistema em 100% e 130%

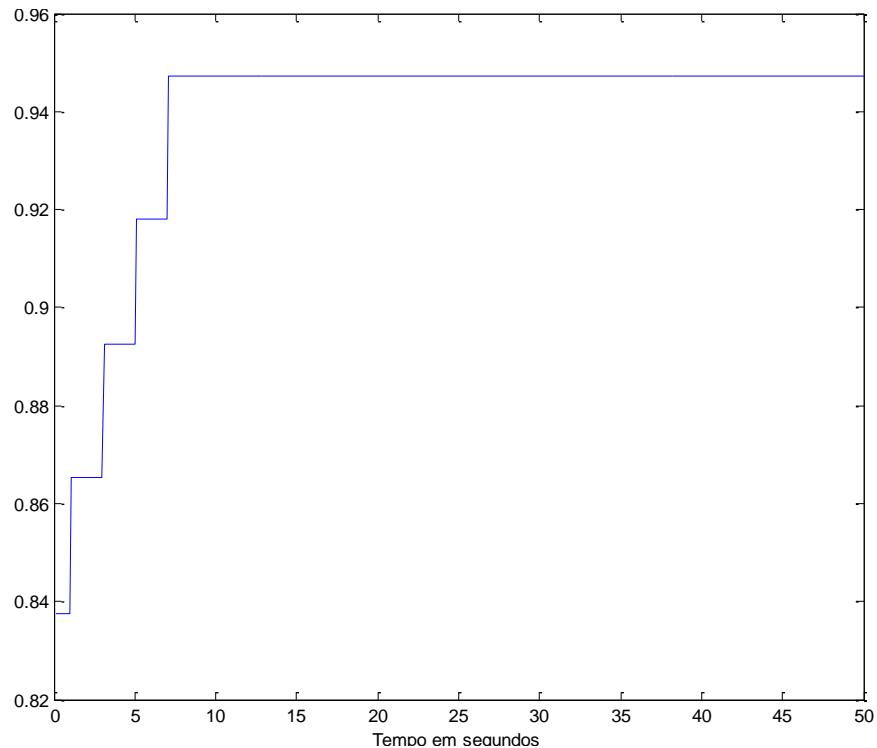


Figura 28 – Fator de potência na carga B4 em 100% e 130% de carregamento

A Figura 29 mostra a operação das chaves para um caso em que o carregamento do sistema variou do valor máximo de 130% para 75% no instante de tempo de 15 segundos de simulação. Verifica-se a abertura da chave4 e consequentemente retirada do respectivo capacitor do sistema para corrigir baixo FP capacitivo.

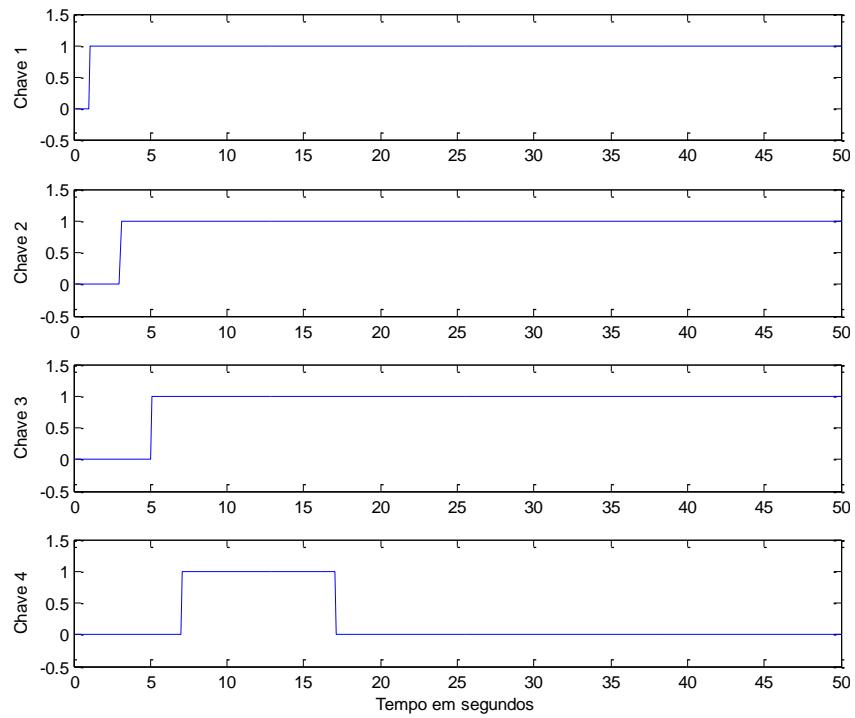


Figura 29 - Operação das chaves para variação de carga de 130% para 75%

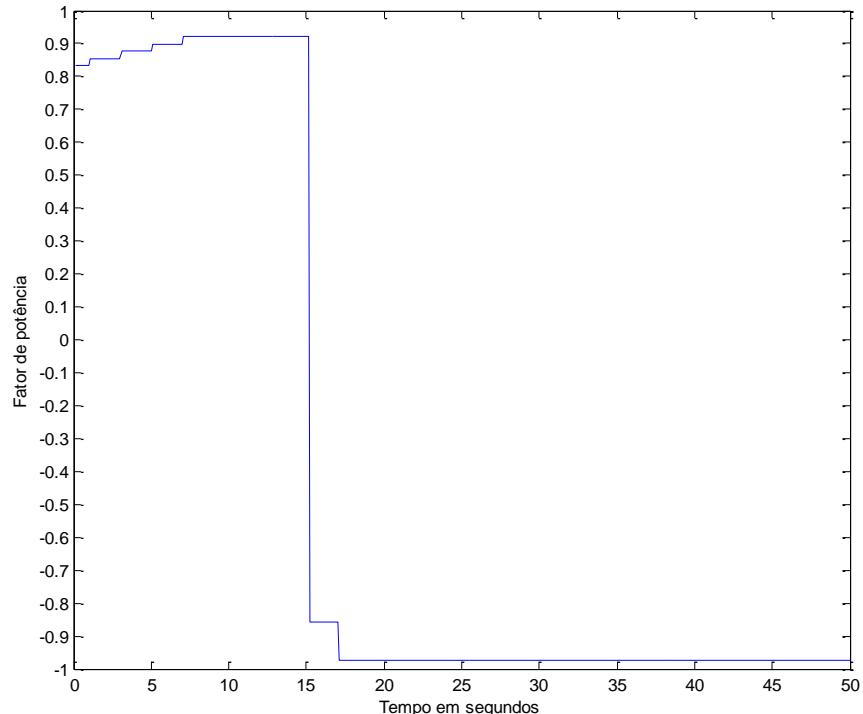


Figura 30 – Fator de potência na carga B4 para variação de carregamento de carga de 130% para 75%

5.3.2) Níveis de Tensão

Para níveis de carga em 100% e 130%, entraram em operação os quatro capacitores do banco automático. Estes quatro capacitores equivalem ao capacitor fixo dimensionado no Capítulo 3, logo, para esses níveis de carga não houve alteração no FP nem no nível de tensão quando comparados ao tópico anterior. A Tabela 11 e a Figura 31 mostram os valores de tensão obtidos após a instalação do banco automático na carga B4.

Tabela 11: Tensões com capacitores fixos e banco automático

Níveis de Tensão em p.u.					
	Carregamento do Sistema				
Barra	130%	100%	75%	50%	25%
b1	0,9258	0,9448	0,9605	0,9763	0,9918
b2	0,9006	0,9249	0,9454	0,9661	0,9869
b3	0,9001	0,9245	0,9451	0,9659	0,9868
b4	0,8791	0,9080	0,9324	0,9659	0,9823
b5	0,9097	0,9324	0,9516	0,9708	0,9900
b6	0,8701	0,9008	0,9270	0,9537	0,9808
b7	0,8570	0,8904	0,9191	0,9484	0,9783
b8	0,8674	0,8986	0,9253	0,9526	0,9802
b9	0,8572	0,8905	0,9190	0,9482	0,9780
b10	0,8504	0,8851	0,9149	0,9455	0,9769

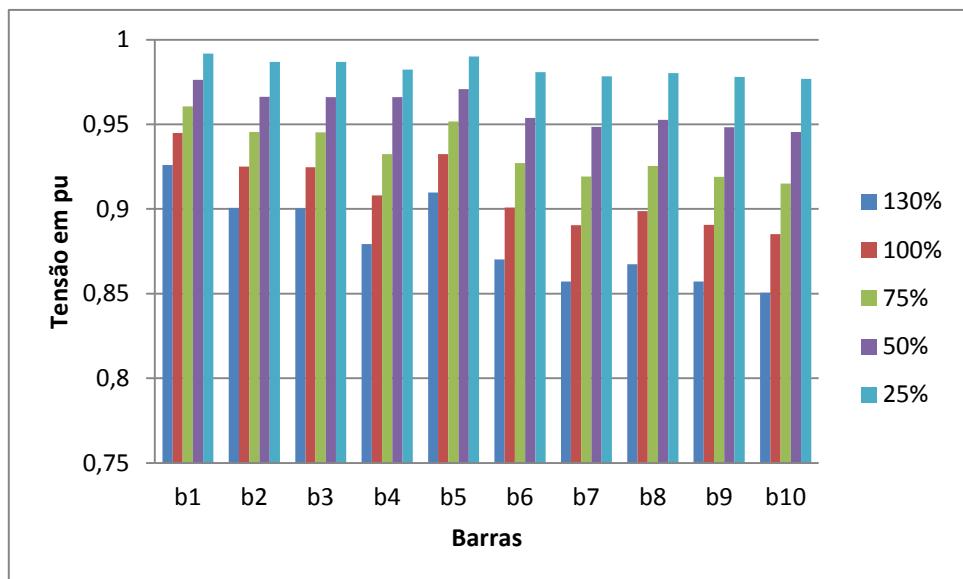


Figura 31 - Tensões com capacitores fixos e banco automático

5.3.3) Perdas Elétricas

O uso do BC automático juntamente com os capacitores fixos aumentou as perdas, isto porque somente com os capacitores fixos, os valores de FP em condições de carga de 50% e 25% se mantiveram próximos ao valor unitário, com exceção somente da carga B4 e da barra 2. Já com o uso dos capacitores automáticos o FP se manteve menor nesses níveis de carga, porém com todas as cargas dentro dos limites legais. A Tabela 12 mostra os valores das perdas nas linhas após o uso do banco automático, e como se pode observar, em relação ao sistema somente com BC fixos, os valores totais aumentaram em pequena quantidade em condições de carregamento de 75%, 50% e 25%: de 56925 W para 56936 W, de 26471 W para 26488 W e de 6798 W para 6812 W, respectivamente.

Tabela 12: Perdas com capacitores fixos e banco automático

Perdas nas Linhas (W)					
	Carregamento do Sistema				
Ramos	130%	100%	75%	50%	25%
L12	47693,21	30336,01	18092,84	8480,58	2195,31
L23	12,01	7,26	4,40	2,09	0,57
L15	21310,96	12981,33	7398,78	3265,95	797,53
L26	58082,70	36972,09	22045,14	10331,08	2672,48
L67	14031,95	8917,11	5304,62	2475,01	633,19
L68	2357,44	1503,74	899,28	423,85	111,39
L89	8340,90	5326,52	3191,26	1509,98	401,78
Total	151829,20	96044,07	56936,34	26488,56	6812,27

5.4) Resultados com a Comutação no *tap* do Transformador

A função principal do *tap* do transformador é corrigir tensão e com a aplicação deste recurso os FPs se mantiveram os mesmos dos apresentados no tópico 5.3. Sendo assim, este tópico apresentará os resultados obtidos referentes aos níveis de tensão e às perdas elétricas.

5.4.1) Níveis de Tensão

A Tabela 11 mostrou que apenas com a instalação de capacitores dimensionados para correção de FP, os níveis de tensão se encontram fora dos limites aceitáveis para níveis de carga acima de 75%. Assim, uma medida adicional deve ser tomada para a correção dos níveis de tensão. Neste caso, verificou-se que para atender aos critérios do PRODIST, é necessário ajustar o *tap* do transformador da subestação para que a tensão seja elevada

em 6% para níveis de carga de 75% e 100%, e em 12% para nível de carga de 130%. Desta forma, verificou-se que o perfil de tensão para essas condições de carregamento do sistema elétrico foi mantido dentro dos valores adequados conforme previstos no módulo 8 do PRODIST. Os resultados finais são apresentados na Tabela 13 e na Figura 32.

Tabela 13: Tensões finais

Níveis de Tensão em p.u.					
	Carregamento do Sistema				
Barra	130%	100%	75%	50%	25%
b1	1,0156	0,9940	1,0129	0,9763	0,9918
b2	0,9879	0,9731	0,9969	0,9661	0,9869
b3	0,9874	0,9728	0,9966	0,9659	0,9868
b4	0,9643	0,9554	0,9832	0,9659	0,9823
b5	0,9978	0,9811	1,0034	0,9708	0,9900
b6	0,9544	0,9478	0,9775	0,9537	0,9808
b7	0,9401	0,9369	0,9691	0,9484	0,9783
b8	0,9514	0,9455	0,9757	0,9526	0,9802
b9	0,9401	0,9369	0,9691	0,9482	0,9780
b10	0,9328	0,9313	0,9648	0,9455	0,9769

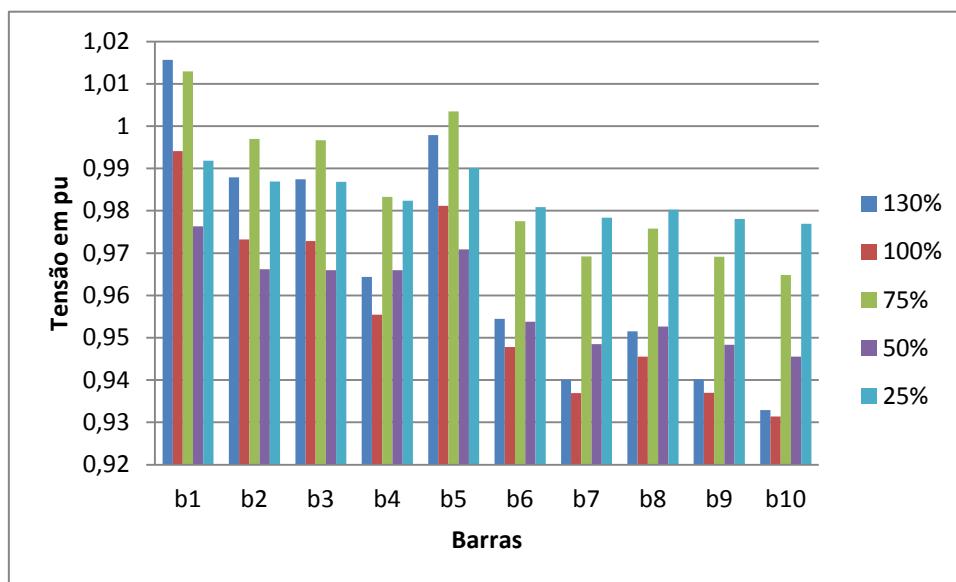


Figura 32 - Tensões finais

5.4.2) Perdas Elétricas

A comutação no *tap* do TSE elevou significativamente os níveis de tensão e consequentemente também elevou os valores das correntes, pois as cargas são do tipo impedância constante, contribuindo para aumentar ainda mais as perdas elétricas no

sistema. No entanto, como discutido anteriormente, os níveis de tensão e os valores de FP se mantiveram dentro dos limites previstos na legislação. A tabela 14 mostra os valores das perdas nas linhas após a comutação no *tap* do TSE juntamente com o uso de capacitores fixos e automáticos.

Tabela 14: Perdas finais

Perdas nas Linhas (W)					
	Carregamento do Sistema				
Ramos	130%	100%	75%	50%	25%
L12	57385,80	33584,05	20117,86	8480,58	2195,31
L23	14,45	8,04	4,89	2,09	0,56
L15	25641,94	14371,23	8226,89	3265,95	797,53
L26	69886,73	40930,65	24512,52	10331,08	2672,48
L67	16883,63	9871,86	5898,34	2475,01	633,19
L68	2836,53	1664,74	999,93	423,85	111,39
L89	10036,01	5896,82	3548,43	1509,98	401,78
Total	182685,10	106327,40	63308,87	26488,56	6812,27

Capítulo 6

Conclusões

O objetivo principal deste trabalho foi a correção do FP e também dos níveis de tensão em todas as dez barras de um sistema de distribuição de EE em 11,9 kV, por meio da alocação de BC fixos e automáticos e da comutação no *tap* do transformador da subestação. Ambas as correções foram feitas de forma a atender a legislação vigente da ANEEL referente aos limites de FP e tensão. O sistema foi simulado na plataforma *SimPowerSystems* e como objetivo deste trabalho também realizou-se o desenvolvimento de um sistema de controle automático, na plataforma *Simulink*, para simulação de chaveamento de capacitores na rede elétrica, visando a correção do FP no ponto em que foi inserido.

Foram apresentadas algumas metodologias aplicadas para chaveamento automático de BC em sistemas de distribuição de EE e também uma discussão sobre correções de níveis de tensão através de comutações no *tap* de transformadores.

Atualmente, as concessionárias de distribuição que aplicam BC automáticos optam pelo controle tempo-tensão, uma vez que o controle por corrente encarece o produto por necessitar de TCs. E ainda, deve-se ressaltar que os dispositivos de controle não foram melhorados nas últimas décadas, apresentando custo elevado de aquisição e de instalação.

Das simulações realizadas e resultados discutidos, observou-se a correção do FP por meio da alocação de BC fixos e automáticos e, para correção de níveis de tensão, foi necessária a comutação no *tap* do transformador da subestação em condições de carga pesada. Os resultados não indicaram uma redução satisfatória das perdas elétricas devido ao fato de as cargas utilizadas na simulação serem de impedância constante ao invés de potência constante e isto provoca um aumento da corrente proporcional à elevação da tensão, corrente esta responsável pelas perdas elétricas nas linhas por efeito Joule.

6.1) Sugestões para Trabalhos Futuros

Assim como em todos os trabalhos, sempre há a possibilidade de melhorias a serem feitas e durante a realização deste trabalho de conclusão de curso foram observadas algumas oportunidades:

- Desenvolver um sistema de controle automático também para a comutação no *tap* do transformador, sendo assim possível a simulação por completo do SEP submetido a diferentes variações de cargas na mesma simulação;
- Desenvolver um algoritmo que otimize a alocação dos BCs em sistemas de distribuição e calcule uma melhor solução entre capacitores fixos e automáticos;
- Monitorar e corrigir o FP na barra b1, que também é uma barra de bifurcação;
- Aplicar o sistema de controle desenvolvido em um sistema com maior número de barras e diferentes tipos de cargas.

Referências Bibliográficas

- [1] R. Leão, “GTD – Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica”, Universidade Federal do Ceará, 2009.
- [2] ANEEL – Agência nacional de energia elétrica, PRODIST – Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – Módulo 8 – Qualidade da energia elétrica, Revisão 3, 2011.
- [3] A. A. Godoi, “Alocação de bancos de capacitores em redes primária e secundária de energia elétrica.” Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2009.
- [4] Eletropaulo. “Projeto de redes de distribuição aérea primária”, Norma Técnica.” 1987.
- [5] R. T. BEÊ, “Alocação de Bancos de Capacitores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmos Genéticos”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2007.
- [6] J. A. Edminster, “Circuitos elétricos.” São Paulo, Makron, McGraw-Hill, 1991.
- [7] Weg Indústrias S.A. “Módulo 1 – Comando e Proteção”, Jaraguá do Sul, Centro de Treinamento de Clientes, 2001.
- [8] Lumière, Revista. “Glossário Lumière de Instalações Elétricas”. São Paulo, 2001.
- [9] R. Natarajan, “Power System Capacitor”. Boca Raton: Crc Press, 2005.

- [10] S. Sundhararajan; A. Pahwa, “Optimal Selection of Capacitors for Radial Distribution Systems Using a Genetic Algorithms. IEEE Transactions on Power Systems”, Vol. 9 No. 3, P. 1499-1507. 1993.
- [11] The Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE, “Guide for Application of Shunt Power Capacitors”, p. 1036-1992.
- [12] Companhia Paranaense de Energia Elétrica, “Recomendações Básicas para a Aplicação de Bancos de Capacitores em Alimentadores”, 1992.
- [13] E. K. Yamakawa, “Sistema de Controle Nebuloso para Bancos de Capacitores Automáticos Aplicados em Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, 2007.
- [14] A. S. Pabla, “Power Capacitors. In: Electric Power Distribution.” United States of America, McGraw-Hill, p. 646-684, 2005.
- [15] D. P. Bernardon; L. Comassetto; F. Veiga; L. Canha, “Studies of parallelism in distribution networks served by different-source substations”, Electric Power Systems Research, v. 78, p. 450-457, 2008.
- [16] E. S. Christo; R. C. Souza, “Uma Abordagem Estatística para a Previsão de Potência Reativa em Sistemas Elétricos”, Pesquisa Operacional, v. 26, no. 2, p. 361-381, Rio de Janeiro, 2006.

Apêndice A

Dados do Sistema Elétrico

Neste apêndice, os parâmetros do sistema elétrico utilizado nas simulações deste trabalho são apresentados nas tabelas seguintes.

Tabela 15: Dados do equivalente de rede.

Equivalente	
Tensão	138 KV
Potência de curto-círcuito trifásica	449,9 MVA
Razão X/R	5,67

Tabela 16: Dados do transformador da subestação

Transformador TSE - 25MVA			
	Ligaçāo	Tensāo	L (mH)
Primário	Delta	138 KV	0,07375
Secundário	Yg	11,9 KV	0,07375
R e L mag.	500 ohms		

Tabela 17: Dados do transformador TR1

Transformador TR1 - 125KVA			
	Ligaçāo	Tensāo	L (mH)
Primário	Delta	11,9 KV	0,01625
Secundário	Yg	220 V	0,01625
R e L mag.	500 ohms		

Tabela 18: Dados do transformador TR2

Transformador TR2 250KVA			
	Ligaçāo	Tensāo	L (mH)
Primário	Delta	11,9 KV	0,01625
Secundário	Yg	220 V	0,01625
R e L mag.	500 ohms		

Tabela 19: Parâmetros das linhas

Linhas		
	R(ohm)	L (mH)
L12	0,1876	1,07
L23	0,2814	1,61
L15	0,1876	1,07
L26	0,2345	1,34
L67	0,1876	1,07
L68	0,0469	0,27
L89	0,1876	1,07

Tabela 20: Parâmetros das cargas

Cargas					
Nome	B4	B7	B5	B9	B10
Configuração	Yg	Yg	Yg	Yg	Yg
Tensāo (V)	220	11900	11900	11900	220
P (W)	110,89K	4,68M	5,43M	3,59M	234K
Q (var)	68,48K	2,04M	2,78M	1,53M	113,33K