Lucas Nery Padilha

**ANÁLISE COMPARATIVA DE ESTRATÉGIAS
PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA NA PRESENÇA DE GERADORES
DISTRIBUÍDOS**

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da
Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para
obtenção do título de Mestre em Ciências, Programa de
Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos

2010

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

P123a	Padilha, Lucas Nery Análise comparativa de estratégias para regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de geradores distribuídos / Lucas Nery Padilha ; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior. -- São Carlos, 2010. Dissertação (Mestrado-Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2010. 1. Redes de distribuição de energia elétrica. 2. Cogeração de energia elétrica. 3. Regulação de tensão. 4. Geração distribuída. 5. Dispositivos reguladores de tensão. 6. Otimização não-linear. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro LUCAS NERY PADILHA.

Dissertação defendida e julgada em 02/07/2010 perante a Comissão Julgadora:

Prof. Dr. **JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA JÚNIOR** – (Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP) APROVADO

Prof. Dr. **EDUARDO NOBUHIRO ASADA**
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP) APROVADO

Prof. Dr. **CARLOS ALBERTO DE CASTRO JÚNIOR**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP) APROVADO

Prof. Titular **GERALDO ROBERTO MARTINS DA COSTA**
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e
Presidente da Comissão de Pós-Graduação

Agradecimentos

Durante esta jornada, muitas pessoas me ajudaram a superar e sobrepor todas as dificuldades que surgiram, desde os momentos de fraqueza e incerteza do sucesso aos mais difíceis desafios técnicos, e das quais o apoio e incentivo me deram ânimo e coragem para continuar esta caminhada.

Agradeço primeiramente ao meu pai (Sérgio), minha mãe (Célia), e minha irmã (Juliana), pelo amor e apoio incondicional, não medindo esforços para que eu chegasse e concluísse mais esta etapa da minha vida.

À minha namorada (Daiane) que acompanhou de perto meus esforços e me deu conforto com seus gestos de amor e carinho.

Ao Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior, pelo apoio, atenção, disponibilidade, amizade e orientação durante todo o Mestrado.

Ao colega e Dr. Marcos J. Rider pela ajuda sincera no desvendar dos *softwares* necessários para a realização das simulações e conclusão deste trabalho.

Aos amigos do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica – LSEE (Breno, Daniel, Etienne, Gerson, Hermes, Janison, Marcelo, Monaro, Patrick, Sérgio, Ulisses, Vinicius, Wesley), dos quais jamais me esquecerei, pela amizade, apoio e incentivo.

Aos amigos dos demais laboratórios (Aldir, Alexandre, Chiesse, Eduardo, Gustavo, Helson e Valdemir).

Aos amigos da Bahia, que compartilharam de momentos de alegria e saudades durante minha estadia em São Carlos.

Ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, pela oportunidade de realização do curso de Mestrado.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq pela concessão da bolsa de Mestrado.

“Tudo na vida acontece no momento certo, quando tem de ocorrer. Assim como a fruta sempre amadurece no seu devido tempo, na hora que tem de acontecer”.

Maria Célia Nery Padilha

Sumário

RESUMO.....	XVII
ABSTRACT.....	XIX
CAPÍTULO 1	1
INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivo do Trabalho	4
1.2 Organização do Trabalho.....	5
CAPÍTULO 2	7
REGULAÇÃO DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	
NA PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	7
2.1 Dispositivos de Regulação de Tensão	8
2.1.1 <i>Banco de Capacitores.....</i>	8
2.1.2 <i>Transformadores com Comutação de Tap.....</i>	10
2.1.3 <i>Autotransformadores Reguladores de Tensão</i>	14
2.2 Geradores Distribuídos.....	16
2.2.1 <i>Impactos no Perfil de Tensão e Perdas Elétricas</i>	17
2.2.2 <i>Operação dos Mecanismos de Controle de Tensão</i>	21
CAPÍTULO 3	25
MÉTODO COMPUTACIONAL E MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO	25
3.1 Programação Matemática e Otimização	25
3.1.1 <i>AMPL.....</i>	26
3.1.2 <i>Knitro</i>	27
3.1.2.1 <i>Visão Geral dos Problemas</i>	28
3.1.2.2 <i>Exemplo de Problema de Otimização Modelado no AMPL e Knitro.....</i>	28
3.1.2.3 <i>Solvers do Pacote Knitro.....</i>	31
3.1.2.4 <i>Branch and Bound</i>	32
3.2 Modelagem dos Componentes do Sistema Elétrico	38
3.2.1 <i>Modelagem dos Elementos do Sistema Elétrico de Distribuição.....</i>	40
3.2.1.1 <i>Linhas de Distribuição</i>	40
3.2.1.2 <i>Transformador da Subestação com Comutador de Taps sob Carga.....</i>	41
3.2.1.3 <i>Transformador Regulador de Tensão.....</i>	41
3.2.1.4 <i>Banco de Capacitores.....</i>	42

3.2.1.5 Geradores Síncronos Distribuídos	42
3.2.1.6 Cargas	43
CAPÍTULO 4	47
ESTRATÉGIAS DE OPERAÇÃO PARA OS DISPOSITIVOS REGULADORES DE TENSÃO EM	
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GD	47
4.1 Filosofia de Operação dos Geradores Distribuídos	47
4.1.1 Gerador Distribuído como Regulador de Tensão	48
4.1.2 Gerador Distribuído como Regulador de Potência Reativa	49
4.2 Formulação Matemática do Problema de Otimização	50
4.2.1 Minimização dos Desvios de Tensão	51
4.2.2 Minimização das Perdas Elétricas	55
4.3 Considerações Finais	55
CAPÍTULO 5	57
RESULTADOS	57
5.1 Sem Geradores Distribuídos	58
5.2 Geradores com Controle PV	64
5.2.1 Tensão Terminal Fixa	64
5.2.2 Tensão Terminal Variável	72
5.3 Geradores com Controle PQ	80
5.3.1 Potência Ativa Fixa	80
5.3.2 Potência Ativa Variável	87
5.4 Considerações Finais	96
CAPÍTULO 6	99
CONCLUSÕES	99
6.1 Considerações Finais	99
6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros	100
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	103
ANEXO A	107
RESULTADOS DOS PROCESSOS DE OTIMIZAÇÃO	107
ANEXO B	115

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Capacitores instalados na barra da subestação e ao longo dos alimentadores (Fonte: [20]).	9
Figura 2.2 – Esquema do relé regulador automático de tensão.	11
Figura 2.3 – Esquema do relé regulador de tensão com LDC (Fonte: [20]).	12
Figura 2.4 – Ajustes do relé regulador de tensão (Fonte: [20]).	13
Figura 2.5 – Reguladores de tensão instalados ao longo dos alimentadores (Fonte: [20]).	15
Figura 2.6 – Regulador monofásico ANSI.	15
Figura 2.7 – Conexões trifásicas para o autotransformador (Fonte: [20]).	16
Figura 2.8 – Fluxo de potência gerador-subestação.	18
Figura 3.1 – Exemplo de modelagem do arquivo "testproblem.mod".	29
Figura 3.2 – Exemplo do arquivo de execução "testproblem.run".	29
Figura 3.3 – Resolução do AMPL via CMD do arquivo "testproblem.run".	30
Figura 3.4 – Exemplo de resolução de um problema utilizando o método de <i>branch and bound</i> .	37
Figura 3.5 – Diagrama unifilar da rede de distribuição.	39
Figura 3.6 – Modelo equivalente π de uma linha de transmissão.	40
Figura 3.7 – Modelo de transformador em fase.	41
Figura 3.8 – Circuito equivalente π de um transformador em fase.	41
Figura 3.9 – Convenção de sinais para fluxos e injeções de potências.	42
Figura 3.10 – Curva de demanda (Fonte: [17]).	43
Figura 3.11 – Tipos de curvas de demanda (potência ativa e reativa).	44
Figura 3.12 – Curva de demanda agregada.	45
Figura 5.1 – Perfil de tensão para carregamento mínimo – SGD / min Tensão e min Perdas.	58
Figura 5.2 – Perfil de tensão para carregamento máximo – SGD / min Tensão e SGD / min Perdas.	59
Figura 5.3 – Perdas de totais energia sem geradores distribuídos: min Tensão e min Perdas.	60
Figura 5.4 – Perfil de tensão para carregamento mínimo – PV Fixo / min Tensão e min Perdas.	65
Figura 5.5 – Perfil de tensão para carregamento máximo – PV Fixo / min Tensão e min Perdas.	65
Figura 5.6 – Valores da função objetivo para o caso de minimização da variação da tensão – SGD e PV Fixo.	66
Figura 5.7 – Somatório dos desvios das tensões nodais – SGD e PV Fixo.	66

Figura 5.8 – Perdas de Energia – min Tensão e min Perdas.	67
Figura 5.9 – Perfil de tensão dos geradores operando com controle PV Variável / min Tensão.	73
Figura 5.10 – Perfil de tensão dos geradores operando com controle PV Variável / min Perdas.	73
Figura 5.11 – Perfil de tensão para carregamento mínimo – PV Variável / min Tensão e min Perdas.	74
Figura 5.12 – Perfil de tensão para carregamento máximo – PV Variável / min Tensão e min Perdas.	74
Figura 5.13 – Valores da função objetivo para o caso de minimização da variação da tensão – SGD, PV Fixo e PV Variável.	75
Figura 5.14 – Somatório dos desvios das tensões nodais – SGD, PV Fixo e PV Variável.	75
Figura 5.15 – Perdas de Energia – min Tensão e min Perdas.	76
Figura 5.16 – Perfil de tensão para carregamento mínimo – PQ Fixo / min Tensão e min Perdas.	81
Figura 5.17 – Perfil de tensão para carregamento máximo – PQ Fixo / min Tensão e min Perdas.	81
Figura 5.18 – Valores da função objetivo para o caso de minimização da variação da tensão – SGD, PV Fixo, PV Variável e PQ Fixo.	82
Figura 5.19 – Somatório dos desvios das tensões nodais – SGD, PV Fixo, PV Variável e PQ Fixo.	83
Figura 5.20 – Perdas de Energia – min Tensão e min Perdas.	83
Figura 5.21 – Potência gerada pelos geradores operando com controle PQ Variável / min Tensão.	88
Figura 5.22 – Potência gerada pelos geradores operando com controle PQ Variável / min Perdas.	89
Figura 5.23 – Perfil de tensão para carregamento mínimo – PQ Variável / min Tensão e min Perdas.	89
Figura 5.24 – Perfil de tensão para carregamento máximo – PQ Variável / min Tensão e min Perdas.	90
Figura 5.25 – Valores da função objetivo para o caso da minimização da variação de tensão – SGD, PV Fixo, PV Variável, PQ Fixo e PQ Variável.	91
Figura 5.26 - Somatório dos desvios das tensões nodais – SGD, PV Fixo, PV Variável, PQ Fixo e PQ Variável.	91
Figura 5.27 – Perdas de Energia – min Tensão e min Perdas.	92

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV (regime permanente).	19
Tabela 3.1 – Dados dos bancos de capacitores.	38
Tabela 3.2 – Dados dos transformadores de potência.	38
Tabela 3.3 – Dados dos reguladores de tensão.	39
Tabela 3.4 – Tipos e valores de potência-base para as cargas.	45
Tabela 5.1 – Configuração dos bancos de capacitores – SGD / min Tensão.	60
Tabela 5.2 – Configuração dos bancos de capacitores – SGD / min Perdas.	61
Tabela 5.3 – Configuração dos <i>taps</i> do transformador da subestação – SGD / min Tensão.	62
Tabela 5.4 – Configuração dos <i>taps</i> do transformador da subestação – SGD / min Perdas.	62
Tabela 5.5 – Configuração dos <i>taps</i> dos reguladores de tensão – SGD / min Tensão.	63
Tabela 5.6 – Configuração dos <i>taps</i> dos reguladores de tensão – SGD / min Perdas.	64
Tabela 5.7 – Resultados de fator de potência e carregamento dos geradores e configuração dos bancos de capacitores – PV Fixo / min Tensão.	68
Tabela 5.8 – Dados de fator de potência, carregamento e dos bancos de capacitores – PV Fixo / min Perdas.	68
Tabela 5.9 – Configuração dos <i>taps</i> dos transformadores da subestação – PV Fixo / min Tensão.	69
Tabela 5.10 – Configuração dos <i>taps</i> do transformador da subestação – PV Fixo / min Perdas.	70
Tabela 5.11 – Configuração dos <i>taps</i> dos reguladores de tensão – PV Fixo / min ΔV	71
Tabela 5.12 – Configuração dos <i>taps</i> dos reguladores de tensão – PV Fixo / min Perdas.	71
Tabela 5.13 – Configuração dos bancos de capacitores – PV Variável / min Tensão.	77
Tabela 5.14 – Configuração dos bancos de capacitores – PV Variável / min Perdas.	77
Tabela 5.15 – Configuração dos <i>taps</i> dos transformadores da subestação – PV Variável / min Tensão.	78
Tabela 5.16 – Configuração dos <i>taps</i> dos transformadores da subestação – PV Variável / min Perdas.	79
Tabela 5.17 – Configuração dos <i>taps</i> dos reguladores de tensão – PV Variável / min Tensão.	79
Tabela 5.18 – Configuração dos <i>taps</i> dos reguladores de tensão – PV Variável / min Perdas.	80
Tabela 5.19 – Configuração dos bancos de capacitores – PQ Fixo / min Tensão.	84
Tabela 5.20 – Configuração dos bancos de capacitores – PQ Fixo / min Perdas.	84

Tabela 5.21 – Configuração dos taps dos transformadores da subestação – PQ Fixo / min Tensão.	85
Tabela 5.22 – Configuração dos taps dos transformadores da subestação – PQ Fixo / min Perdas.	85
Tabela 5.23 – Configuração dos <i>taps</i> dos reguladores de tensão – PQ Fixo / min Tensão.	86
Tabela 5.24 – Configuração dos <i>taps</i> dos reguladores de tensão – PQ Fixo / min Perdas.	87
Tabela 5.25 – Configuração dos bancos de capacitores – PQ Variável / min Tensão.	92
Tabela 5.26 – Configuração dos bancos de capacitores – PQ Variável / min Perdas.	93
Tabela 5.27 – Configuração dos taps dos transformadores da subestação – PQ Variável / min Tensão.	94
Tabela 5.28 – Configuração dos taps dos transformadores da subestação – PQ Variável / min Perdas.	94
Tabela 5.29 – Configuração dos <i>tap</i> dos reguladores de tensão – PQ Variável / min Tensão.	95
Tabela 5.30 – Configuração dos <i>tap</i> dos reguladores de tensão – PQ Variável / min Perdas.	95
Tabela A.1 – Resultados para o caso SGD / min Tensão.	110
Tabela A.2 – Resultados para o caso SGD / min Perdas.	110
Tabela A.3 – Resultados para a estratégia PV Fixo / min Tensão.	111
Tabela A.4 – Resultados para a estratégia PV Fixo / min Perdas.	111
Tabela A.5 – Resultados para a estratégia PV Variável / min Tensão.	112
Tabela A.6 – Resultados para a estratégia PV Variável / min Perdas.	112
Tabela A.7 – Resultados para a estratégia PQ Fixo / min Tensão.	113
Tabela A.8 – Resultados para a estratégia PQ Fixo / min Perdas.	113
Tabela A.9 – Resultados para a estratégia PQ Variável / min Tensão.	114
Tabela A.10 – Resultados para a estratégia PQ Variável / min Perdas.	114
Tabela B.1 – Dados das barras do sistema de 42 barras durante o período de 1 às 4 horas.	117
Tabela B.2 – Dados das barras do sistema de 42 barras durante o período de 5 às 8 horas.	118
Tabela B.3 – Dados das barras do sistema de 42 barras durante o período de 9 às 10 horas.	119
Tabela B.4 – Dados das barras do sistema de 42 barras durante o período de 11 às 16 horas.	120
Tabela B.5 – Dados das barras do sistema de 42 barras durante o período de 17 às 20 horas.	121
Tabela B.6 – Dados das barras do sistema de 42 barras durante o período de 21 às 24 horas.	122
Tabela B.7 – Dados dos ramos do sistema de 42 barras.	123

Lista de Abreviaturas

AMPL	A Modeling Language for Mathematical Programming
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
GD	Geração Distribuída
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LDC	Line Drop Compensation
MME	Ministério de Minas e Energia
NBR	Norma da Associação Brasileira de Normas Técnicas
OLTC	On-Load Tap Changer
PNT	Perdas não-técnicas
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PT	Perdas técnicas

Resumo

Padilha, L. N. Análise Comparativa de Estratégias para Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Distribuídos, 2010. 143 f.. *Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)* – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos.

Para que a instalação de geração distribuída possa de fato beneficiar a operação das redes de distribuição e de subtransmissão de energia elétrica, seus impactos técnicos devem ser cuidadosamente estudados, sobretudo em redes de distribuição, as quais foram inicialmente planejadas para operar com fluxo de potência unidirecional. Dentre esses impactos, a influência da geração distribuída na regulação da tensão é um aspecto de suma importância, pois está diretamente relacionada à qualidade do fornecimento da energia elétrica aos consumidores. Neste contexto, é importante conhecer e dispor de meios para controlar a interação entre esses geradores e os dispositivos convencionais de regulação de tensão (transformadores com comutadores de *tap* sob carga, bancos de capacitores e reguladores de tensão) para que a tensão de suprimento permaneça dentro da faixa de valores admissíveis. Assim, este projeto de pesquisa propõe uma análise comparativa entre diferentes estratégias de operação de dispositivos reguladores de tensão em sistemas de distribuição com a presença de geradores distribuídos. Algumas das metodologias discutidas aqui são bastante consolidadas e usualmente aplicadas na operação de sistemas de distribuição de energia elétrica e em trabalhos acadêmicos, enquanto outras são sugeridas por este mesmo trabalho. Tais estratégias são propostas como problemas de otimização não linear inteira mista em que se consideram diferentes modos de operação dos geradores distribuídos e duas funções-objetivo distintas, tratadas de forma independente: minimização dos desvios de tensão nas barras e minimização das perdas elétricas. Os resultados da aplicação de cada estratégia de operação são apresentados e é realizada uma análise qualitativa das vantagens e desvantagens de cada uma. Tem-se até o momento um conjunto de informações que podem servir de suporte na configuração de características operativas e definição de parâmetros de controle para o sistema de regulação de tensão das redes de distribuição de energia elétrica.

Palavras-Chave: regulação de tensão, geração distribuída, dispositivos reguladores de tensão, otimização.

Abstract

Padilha, L. N. Comparative Analysis of Voltage Regulation Strategies in Power Distribution Systems with Distributed Generators, 2010. 143 p.. *Dissertation (Master Degree in Electrical Engineering)* – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos.

In order to assure that the installation of distributed generation would improve the operation of distribution and subtransmission networks, its technical impacts should be carefully studied, especially in distribution networks, which were originally designed to operate with unidirectional power flow. Among these impacts, the influence of distributed generation on voltage regulation is a very important aspect because it is directly related to the quality of electricity supply to the consumers. In this context, it is important to know and employ means of controlling the interaction between these generators and conventional voltage regulation devices (transformers with on-load tap changers, shunt capacitor banks and voltage regulators) assuring that the voltage supply remains within the range of permissible values. Thus, this work proposes a comparative analysis among different operational strategies of voltage regulation devices in distribution systems in the presence of distributed generators. Some of the methodologies discussed here are fairly consolidated and usually applied in power industry and academic researches, while others are suggested by this work. Such strategies are proposed as mixed integer nonlinear programming problems considering different operation modes of distributed generators and two different objective functions, treated independently: minimization of voltage deviations and minimization of power losses. The results of each operation strategy application are presented and a qualitative analysis of the advantages and disadvantages of each one is performed. So far, a set of information that may provide support to configure operating characteristics and define control parameters of voltage regulation system in power distribution networks has been generated.

Keywords: voltage regulation, distributed (embedded) generation, voltage regulation devices, optimization.

Capítulo 1

Introdução

Geração distribuída é um conceito relacionado à instalação e operação de pequenas e médias unidades de geradores elétricos conectados diretamente à rede de distribuição e subtransmissão de energia elétrica. Nos últimos anos, fatores como a reestruturação do setor de energia elétrica em diversos países, a necessidade de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia como forma de diversificação da matriz energética, avanços tecnológicos na área de geração de energia elétrica, a maior conscientização sobre conservação ambiental e a necessidade de suprir a crescente demanda por energia elétrica têm provocado o aumento considerável do interesse por geração distribuída (GD) ([1]-[4]). Além desses fatores, principalmente com relação à necessidade de suprir a demanda de energia futura, também outras várias razões são incentivos para o aumento no interesse por geração distribuída em um ambiente desregulado. Entre elas, destacam-se ([5]):

- Prover independência e flexibilidade para o consumidor autoprodutor de energia elétrica na questão de planejamento e desenvolvimento de suas instalações, particularmente importante no caso de cargas críticas e sensíveis em um ambiente sujeito a interrupções e cortes;
- O custo da energia elétrica produzida por geração distribuída também vem caindo, ao ponto em que chega a se tornar competitivo com a energia elétrica que é fornecida pela rede de distribuição. Companhias elétricas incentivam então a adição de geração em pontos críticos da rede elétrica, particularmente em pontos próximos da carga. Isto pode resultar em uma economia significativa em investimentos de infra-estrutura do sistema de distribuição elétrica, particularmente em expansão;
- Permite que autoprodutores de energia elétrica utilizem sua geração interna em períodos em que a tarifa de energia elétrica seja elevada, economizando desse modo na fatura de energia elétrica. Além disso, o excesso de energia pode ser comercializado com a concessionária de energia elétrica, gerando lucro;

- Com a queda de custos das tecnologias de geração distribuída, produtores independentes de energia podem instalar unidades de geração e integrá-las à rede, realizando lucro através da venda de energia;
- O potencial de prover ao sistema de distribuição de energia elétrica alguns serviços auxiliares, como por exemplo, auxiliar no controle de tensão, na estabilidade da rede de distribuição, entre outros. Produtores independentes ou consumidores autoprodutores podem prover esses serviços.

A instalação desse tipo de geração, cuja capacidade nominal dos geradores varia de centenas de kW a dezenas de MW, deve ser criteriosamente analisada, a fim de identificar eventuais impactos negativos aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Portanto, integrar pontos de geração a sistemas que, costumeiramente, possuíam apenas uma direção de fluxo de potência, isto é, sistemas radiais unidirecionais, pode ser uma tarefa árdua. Neste contexto, diversas questões devem ser consideradas, sejam elas comerciais, gerenciais, regulatórias, técnicas e operativas ([1]). Entre os principais fatores técnicos a considerar, destacam-se ([1]): perfil de tensão em regime permanente, estabilidade de tensão, estabilidade de ângulo, filosofia do sistema de proteção, transitórios de tensão, correntes de curto-circuito, distorção harmônica, ferro-ressonância e confiabilidade. Sobre esses fatores, ressalta-se que seu comportamento dependerá enormemente da quantidade e modo de operação da geração a ser instalada, do tipo de gerador a ser empregado e das características da rede elétrica ([1]).

Dada a crescente instalação de geradores distribuídos em todo o mundo, a tecnologia de geração mais empregada compreende os geradores síncronos, sobretudo em unidades de cogeração e pequenas centrais hidrelétricas ([1]). Isto se deve ao fato de que a tecnologia empregada para instalar fontes de energia baseadas em geradores síncronos já está consolidada. No Brasil, a expansão de unidades de geração distribuída baseada em geradores síncronos é um fato, e entre os mecanismos promotores de tal expansão estão os incentivos governamentais para a construção de novas pequenas centrais termelétricas e hidrelétricas, no papel do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) ([6]). Também, segundo [7], os geradores síncronos apresentam os melhores benefícios ao perfil e estabilidade de tensão dos sistemas de distribuição dentre outras fontes de geração distribuída. Por essas razões, os geradores síncronos são parte do objeto de estudo deste trabalho.

Neste cenário em que a inserção de geração distribuída aumenta a complexidade da operação e planejamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica, as concessionárias devem continuar a garantir o fornecimento de energia elétrica dentro dos padrões de qualidade e confiabilidade estabelecidos pelos órgãos reguladores do setor elétrico. Portanto,

novas metodologias de operação e de planejamento devem ser incorporadas às práticas vigentes dentro dessas empresas. Dentre tais práticas, este trabalho mantém o foco na regulação de tensão de sistemas de distribuição e nos métodos e mecanismos empregados para a manutenção do perfil de tensão de regime permanente dentro dos padrões de qualidade aceitáveis, e quais os impactos da integração de geradores distribuídos na regulação de tensão desses sistemas.

A regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica é normalmente realizada com o emprego de comutadores automáticos dos *taps* nos transformadores localizados na subestação da concessionária, transformadores reguladores de tensão inseridos nos alimentadores e instalação de bancos de capacitores para provimento de potência reativa ([1], [8], [9]). Com a instalação de geradores distribuídos, os sistemas de distribuição podem perder sua característica de fluxo de potência unidirecional, além disso, acabam por resultar em uma elevação das tensões nodais, que pode causar a violação dos limites de sobretensão de regime permanente ([1], [8], [10]), ocasionando danos às instalações dos consumidores finais. Logo, em relação à regulação de tensão, é imprescindível a coordenação entre os dispositivos de controle de tensão já instalados nas redes elétricas mediante os geradores distribuídos inseridos nestes sistemas, para que os benefícios da geração distribuída possam ser aproveitados em sua plenitude ([8], [10]).

A estratégia mais adequada para realizar o controle de tensão de forma coordenada entre os equipamentos envolvidos deveria considerar a capacidade dos geradores distribuídos em prover os chamados serviços auxiliares, ou serviços ancilares ([11]). Esses serviços auxiliares são providos em adição à geração de potência ativa e podem ser definidos como todas aquelas atividades para apoiar a transmissão e distribuição de energia elétrica enquanto se mantém uma operação segura e confiável do sistema elétrico. São exemplos de serviços auxiliares: a regulação de frequência, a garantia da estabilidade do sistema, manutenção das reservas de geração e transmissão, fornecimento/consumo de potência reativa para controle de tensão, e atenuação dos distúrbios gerando uma melhora da qualidade de energia.

Em relação à capacidade de controle de tensão por parte dos geradores distribuídos, há a seguinte dificuldade: o gerador distribuído, quando operado de forma a manter sua tensão terminal constante, pode contribuir significativamente para a manutenção do perfil de tensão dentro dos níveis aceitáveis ([12], [13]), no entanto, isso pode se dar às custas de um baixo fator de potência no ponto de conexão entre o gerador e a rede de distribuição. Assim, a geração distribuída, operando com baixo fator de potência, estaria sujeita à cobrança extra referente ao excesso de potência reativa em circulação. Tal possibilidade desencoraja os

proprietários de geradores distribuídos a contribuírem com o controle de tensão, e os mesmos são estimulados a manter o fator de potência unitário no ponto de conexão com a rede elétrica ([1]). Atualmente, não há uma legislação ou consenso, e diferentes guias e práticas são empregados por concessionárias distintas sobre qual a melhor filosofia de controle a adotar para o sistema de excitação dos geradores síncronos distribuídos, seja este configurado como regulador de tensão (tensão terminal constante) ou como regulador de fator de potência (fator de potência constante) ([13]).

1.1 Objetivo do Trabalho

Diante da importância do tema, este trabalho tem como objetivo propor estratégias e analisar comparativamente as mesmas com outras já consolidadas para estabelecer condições de operação viáveis dos dispositivos convencionais de controle de tensão em redes de distribuição de energia elétrica mediante a presença de geradores síncronos distribuídos. Entre os dispositivos têm-se: o comutador de *tap* sob carga do transformador da subestação, transformadores reguladores de tensão nos alimentadores e bancos de capacitores. As estratégias de regulação de tensão considerarão diferentes configurações operativas dos geradores distribuídos e curvas de carga agregada típicas de conjuntos de consumidores.

O problema a ser analisado será formulado como um problema de otimização. São propostos dois estudos em paralelo, um em que a função objetivo é minimizar as variações de tensão nos barramentos da rede de distribuição e outro que propõe minimizar as perdas técnicas de energia nos alimentadores da rede elétrica sob estudo. A razão em efetuar os estudos considerando duas funções-objetivo distintas se baseia no fato de que tipicamente a totalidade das perdas elétricas nos sistemas de distribuição dificilmente ultrapassa 20% da carga instalada, segundo [14]. Logo, para diferentes cenários de operação da rede de distribuição, será avaliado se o fato de optar pela minimização das variações de tensão provocará um aumento substancial nas perdas elétricas, em relação à estratégia que visará a minimização das perdas.

As variáveis de controle empregadas neste trabalho são os *taps* dos transformadores reguladores de tensão (transformador da subestação e reguladores de tensão do alimentador), *taps* dos bancos de capacitores chaveáveis, e também a tensão terminal e potência ativa dos geradores distribuídos, dependendo do modo de controle do seu sistema de excitação.

Esse é um problema de programação não-linear com características de programação inteira mista devido à presença de variáveis discretas. Tanto a função objetivo quanto algumas

das restrições são funções não-lineares. Por sua vez, cada uma das variáveis de *tap* (transformadores e bancos de capacitores) apenas pode assumir valores específicos pré-determinados na modelagem do sistema, enquanto que as outras variáveis, como por exemplo, as tensões nas barras, serão contínuas. As restrições desse problema são basicamente os limites de tensão do sistema elétrico, faixa de variação de *taps*, capacidade de compensação dos bancos de capacitores e geradores instalados, capacidades nominais dos geradores, e as equações do balanço de potência nos nós do sistema elétrico.

Uma característica marcante deste trabalho é expor a possibilidade, mediante estudos técnicos, do emprego da capacidade do gerador síncrono distribuído em controlar a tensão da barra em que se encontra conectado, buscando sempre maximizar os benefícios do mesmo para a operação da rede elétrica. Os resultados obtidos com as análises efetuadas nesta dissertação são úteis para que órgãos reguladores e/ou concessionárias de distribuição de energia elétrica entendam o impacto provocado pela instalação desses geradores na regulação de tensão em suas redes e com isso possam estabelecer um conjunto de recomendações técnicas para a operação dos mesmos. Além disso, serão apontadas as vantagens e desvantagens das estratégias de operação analisadas, as quais são baseadas na minimização das perdas elétricas e na minimização dos desvios de tensão.

1.2 Organização do Trabalho

A organização do trabalho é apresentada a seguir.

No Capítulo 2, uma breve introdução sobre os dispositivos de regulação de tensão é apresentada. Faz-se uma discussão sobre os impactos dos níveis de tensão na presença de geração distribuída e como o modo de controle da excitatriz dos geradores influencia na regulação de tensão em sistemas de distribuição. Apresenta-se uma revisão bibliográfica sobre o conceito e estratégias de controle de tensão em regime permanente.

No Capítulo 3, a ferramenta utilizada para realizar o cálculo de fluxo de potência ótimo é brevemente descrita. Também é apresentado o sistema de distribuição adotado para análise e os modelos de curvas de demanda.

No Capítulo 4 são descritas as metodologias e as estratégias de operação dos dispositivos reguladores de tensão e dos geradores distribuídos, bem como as formulações matemáticas empregadas.

No Capítulo 5, os resultados das simulações e as análises dos mesmos são apresentados.

No Capítulo 6 são expostos os comentários e as conclusões deste trabalho, bem como são apresentadas algumas sugestões para trabalhos futuros.

Finalmente, os anexos A e B apresentam os resultados completos das simulações realizadas nesta dissertação, e os dados dos ramos do sistema elétrico, respectivamente.

Capítulo 2

Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geração Distribuída

A integração de unidades de geração distribuída em redes de distribuição, até então conhecidas como redes passivas, acarreta diversos impactos técnicos, alguns podendo ser benéficos enquanto outros prejudiciais, afetando condições operacionais do sistema. Pode-se dizer que os então descritos sistemas passivos se transformam em sistemas elétricos ativos com a inclusão dos geradores distribuídos. Também as práticas e processos que incluem desde o planejamento da expansão futura e/ou recondicionamento das redes de distribuição, bem como sua operação segura e eficiente são afetados com a inserção de geração distribuída.

Segundo Salman ([15]), estudos mostram que a presença de geração distribuída pode (i) aumentar o nível de curto-circuito fazendo-se necessário a inclusão de reforços na proteção do sistema elétrico, (ii) requerer adaptação de novas práticas de proteção com a finalidade de prover adequada proteção aos geradores distribuídos e ao sistema associado contra condições anormais incluindo faltas e ilhamento, (iii) introduzir harmônicos na tensão ou na corrente, (iv) introduzir problemas relacionados à estabilidade e confiabilidade, (v) causar flutuações de tensão, (vi) alterar as perdas do sistema e (vii) interferir com os mecanismos de controle da magnitude de tensão de sistemas de distribuição. Dentre os impactos citados, os três últimos serão uma importante parte do estudo proposto. Busca-se, portanto, estratégias adequadas de operação dos dispositivos reguladores de tensão e geradores distribuídos visando eliminar ou abrandar possíveis efeitos indesejáveis desses impactos.

Com relação a esses impactos, os níveis de tensão em localidades de carga devem ser mantidos dentro de limites especificados por norma, os quais são obtidos principalmente por dispositivos de controle de tensão. O tópico a seguir apresenta uma discussão a respeito desses dispositivos.

2.1 Dispositivos de Regulação de Tensão

A operação de dispositivos de regulação de tensão em sistemas sob influência de geradores distribuídos não é uma questão recente, como pode ser observado em [11] e [16]. Isso caracteriza não haver uma solução plenamente eficaz em relação ao assunto e que ainda há espaço para a proposição de novos guias, técnicas e/ou aperfeiçoamento daquelas já existentes.

São incluídos no processo de operação dos dispositivos de regulação de tensão frente à presença de geradores distribuídos, a posição dos *taps* do comutador automático de *taps* no transformador da subestação, dos *taps* dos bancos de capacitores e dos *taps* dos reguladores de tensão, e/ou o modo de controle da excitatriz do gerador síncrono (funcionando como regulador de tensão, regulador de fator de potência ou potência reativa constante). Durante a variação da carga ligada aos alimentadores de distribuição, de carga leve à carga pesada, esses *taps* devem variar, assim como os parâmetros de controle dos sistemas de excitação dos geradores, para que as tensões nodais de todos os consumidores permaneçam dentro dos limites admissíveis ([17]). Nos sub-tópicos seguintes são dispostas breves explanações sobre os dispositivos reguladores de tensão mais comumente encontrados nos sistemas de distribuição de energia elétrica.

2.1.1 Banco de Capacitores

Bancos de capacitores são mais comumente usados em sistemas de distribuição de energia elétrica para correção do fator de potência, podem ser parte integrante de filtros de harmônicos, provendo suporte de potência reativa e contribuindo na regulação de tensão. Esses são equipamentos de custos acessíveis, fáceis de instalar, requerem pouca manutenção, e ocasionam perdas muito baixas. Dentre estas, estão as razões pelas quais eles são demasiadamente usados em sistemas de distribuição. Bancos de capacitores são construídos com capacidade (kvar) relativamente baixas por motivos econômicos e de engenharia. Unidades individuais são então combinadas em conjuntos de bancos para obter um aumento das taxas de suprimento. Eles são adicionados em pequenos ou grandes conjuntos a fim de sanar demandas operacionais ([18]).

Esses componentes do sistema elétrico de potência podem ampliar a eficiência da rede de distribuição quando corretamente integrados ao sistema. Seus benefícios incluem desde a redução da queda de tensão nas linhas de distribuição a uma diminuição significativa das

perdas de potência ativa. A fim de regular os níveis de tensão, bancos de capacitores são conectados em paralelo ou em série com as cargas. Capacitores em paralelo compensam correntes reativas, as quais reduzem a corrente total na linha. Correntes reduzidas causam menores quedas de tensão na linha o que resulta em um aumento das tensões nodais. Adicionalmente, correntes reduzidas aumentam a capacidade do sistema de potência, fazendo o mesmo suprir mais cargas, o que pode substituir futuros investimentos no aumento da capacidade do sistema elétrico ([18], [19]).

Outro benefício muito importante está ligado à correção do fator de potência das cargas do sistema, proporcionando que o mesmo fique dentro dos limites estabelecidos por lei, evitando pagamentos adicionais na fatura de energia elétrica. Porém, todos esses melhoramentos no sistema só são alcançados através de muitas análises e cautelosos estudos no dimensionamento e operação destes equipamentos, mas principalmente, na alocação destes dispositivos na rede de distribuição. Atribuições errôneas podem acarretar diversos problemas, entre estes, sobretensões e maiores índices de perdas nas linhas.

O emprego dos bancos de capacitores pode se dar tanto em sistemas de distribuição quanto de transmissão. Estes equipamentos podem ser fixos, fornecendo suporte constante, ou chaveados. Bancos fixos são mais fáceis de serem dimensionados e instalados, além de mais baratos ([20]).

Nos sistemas de distribuição, o emprego dos bancos de capacitores ocorre tanto na barra da subestação (C_{shunt}) quanto ao longo dos alimentadores ($C1$), como pode ser visto na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Capacitores instalados na barra da subestação e ao longo dos alimentadores (Fonte: [20]).

A operação de bancos de capacitores é extremamente dependente da necessidade do sistema. Por isso, raramente eles são acionados juntos e/ou em sua totalidade em uma única

operação. Com relação a sua instalação, como citado anteriormente, os bancos de capacitores podem ser instalados em paralelo ou em série. Quando instalados em paralelo, estes equipamentos compensam potência reativa elevando a tensão no alimentador. Em série, funcionam como um regulador de tensão comandado pela corrente e compensando a reatância da linha ([19]).

Em carga leve, a presença de bancos de capacitores fixos pode elevar a tensão acima dos limites, portanto faz-se necessário a presença de bancos de capacitores chaveados. As operações de chaveamento de bancos de capacitores em subestação são acompanhadas diariamente por sistemas supervisórios remotos ou por controladores locais. Com a diminuição dos custos das tecnologias, muitos sistemas utilizam bancos de capacitores com controle automatizado ([20]).

Com relação ao controle de capacitores chaveados, diversas são as estratégias. Estas incluem hora programada ou tempo de atraso (*delay*), temperatura ambiente, tensão (o controlador estabelece larguras de faixas e limites para diminuir a quantidade de operações de chaveamento, baseando-se na medição da tensão), medidas de potência reativa, fator de potência, corrente, e/ou uma combinação de todas essas estratégias ([18]). Porém, as principais estratégias usadas para o controle remoto de bancos de capacitores são: despacho realizado pelo operador, despacho diário programado, despacho mediante medições de potência reativa na subestação e despacho utilizando combinação entre medições de variáveis na subestação e ao longo do alimentador ([20]).

2.1.2 Transformadores com Comutação de *Tap*

Flutuações de tensão são principalmente originadas pela variação ao longo do dia no carregamento da rede de distribuição. Para contornar tal fato, os transformadores (principalmente aqueles instalados em subestações primárias) possuem um mecanismo comutador de *tap* sob carga – *On-Load Tap Changer* (OLTC). Eles promovem um pequeno ajuste, regulando tanto a magnitude de tensão, normalmente numa faixa de $\pm 10,0\%$, e/ou alterando o ângulo de fase da tensão de linha ([17], [20]). Estes dispositivos são muito importantes no sistema de potência ajudando a prevenir sub/sobretensões inadmissíveis aos consumidores e aos agentes reguladores de energia elétrica.

A operação de comutação de *tap* pode ser entendida como segue: por meio de uma chave rotatória com um esquema de passo frente/reverso, o *tap* varia a relação entre o número de espiras dos enrolamentos do lado primário e secundário do transformador. O controle dessa

chave é comandado por um relé regulador automático de tensão, também conhecido como “relé 90”, que monitora e analisa a tensão do lado secundário do transformador e comanda as operações de comutação de *tap* mediante configurações previamente programadas, visando manter a mesma em um nível constante e mais próxima da referência ([20]). Essa comutação é automática e operada por motores que respondem ao comando desse relé para ajustar a tensão dentro de um nível especificado. O tempo morto de atuação (temporização) é inclusa para evitar o uso desnecessário devido à alta frequência de comutações de *tap* ([19], [20]).

O mais simples arranjo de controle de tensão, como o apresentado na Figura 2.2, já se mostra bastante robusto. Não existe motivo para este arranjo ser afetado por mudanças relacionadas ao fator de potência ou mesmo uma reversão de potência reativa. Seu fator limitante inclui desconsideração da queda de tensão ao longo do alimentador e também a operação em paralelo de transformadores ([20]).

Figura 2.2 – Esquema do relé regulador automático de tensão.

Com relação ao fluxo de potência reverso é válido salientar que comutadores de *tap* são normalmente construídos para as operações do tipo *step-down*, isto é, sistemas de distribuição que usualmente fornecem energia da rede de alta tensão para as de baixa tensão. Porém, a inclusão de unidades de geração distribuída pode levar à operação de *step-up*, ou seja, uma operação inversa à mencionada anteriormente – os fluxos de energia bidirecionais devem agora ser incorporados na concepção hierárquica da rede assim como seus critérios de funcionamento. Portanto, alguns comutadores de *tap* podem não estar aptos a realizar operações com fluxo de potência reverso. Então, há casos em que as conexões de GD podem ser limitadas pelas diferentes capacidades direta e reversa do fluxo de potência desses componentes da rede de distribuição. Contudo, existem tipos de comutadores automáticos de

tap que apresentam características simétricas e, portanto não oferecem problemas de fluxo de potência reverso ([21]). Um fato a se observar, é que a capacidade de fluxo reverso aumenta à medida que o fator de potência diminui tal que, o pior cenário de operação nessas condições é experimentado para fator de potência unitário ([21]).

Os controles de tensão empregados na prática são mais complexos do que o esquema anteriormente apresentado pela Figura 2.2. Uma dessas considerações práticas é justamente levar em conta a queda de tensão ao longo do alimentador, através de uma estratégia conhecida como *Line Drop Compensation* (LDC), que considera a localização do centro de carga. O objetivo da compensação de queda de linha é manter a tensão de consumidores mais distantes dentro de uma faixa aceitável.

A Figura 2.3 indica um esquema de regulador de tensão com LDC, o qual, no intuito de manter a magnitude de tensão da carga dentro da faixa de tensão aceitável, estima a queda de tensão, e os níveis de tensão são elevados também de acordo com a mesma. Isto pode ser realizado efetivamente por este mecanismo e para isso a corrente de linha precisa ser medida em adição à tensão, a qual é feita pelos transformadores de corrente (TC) do regulador de tensão. Então, baseado na corrente do secundário da subestação primária, os parâmetros de linha são configurados, valores de resistência (R) e de reatância (X), correspondendo à impedância equivalente ($Z_{eq} = R_L + jX_L$) entre o componente regulador e o centro de carga. O controle calcula os componentes ativos e reativos da queda de tensão de linha e toma decisões para corrigir a magnitude de tensão da carga. Quando o centro de carga localiza-se no terminal de saída do regulador, a impedância Z_{eq} recebe valor zero ([17]). Os valores de R e X dentro do relé são ajustados de forma a corresponder diretamente às impedâncias R_L e X_L da linha real.

Figura 2.3 – Esquema do relé regulador de tensão com LDC (Fonte: [20]).

Sobre as configurações necessárias ao relé regulador de tensão, cabe aqui, um resumo das principais características ([17]):

- Tensão de Referência: também chamada de ponto de ajuste ou centro de banda. É a tensão que é desejada no terminal do regulador ou em uma barra remota do alimentador. É a configuração chave do relé de controle e a tensão alvo a ser alcançada por este, possibilitando uma melhor condição operacional do equipamento;
- Largura de Faixa: a margem que define a tolerância aceitável para ambos os lados ($\pm$) da tensão de referência, isto é, a variação de tensão permitida entre a tensão de referência e a tensão provocada pela carga. Os níveis de tensão na carga poderão então variar cerca de metade dessa margem de variação. Por exemplo, se a tensão é especificada em 120 V e a margem é de 2 V, no caso de uma sobre/sobrtensão, o regulador vai comutar *taps* para que a tensão se enquadre entre 119 e 121 V. Isto ajuda a evitar o excesso de acionamentos no comutador de *taps*;
- Temporização ou Tempo Morto: tempo de espera (*delay*) para iniciar uma execução do comando de passo, ou seja, comutação de *tap*, a partir do momento em que a tensão do regulador extrapola os limites estabelecidos. Esse ajuste permite evitar que o regulador atue para pequenas variações de tensão;
- E a compensação por queda de tensão na linha – *Line Drop Compensation* (LDC), que funciona compensando a queda de tensão da linha entre o regulador de tensão e um centro de carga determinado.

Esses ajustes estão graficamente representados na Figura 2.4.

Figura 2.4 – Ajustes do relé regulador de tensão (Fonte: [20]).

Uma temporização elevada ou uma grande largura de faixa diminuem o número de comutações, mas a regulação de tensão fica comprometida. Uma largura de faixa estreita ou uma baixa temporização melhoram o perfil de tensão, mas acarretam maiores comutações de *tap* e seu conseqüente desgaste.

Os comutadores de *tap* são desenvolvidos e construídos para realizar aproximadamente 1 milhão de operações em sua vida útil. Em condições normais eles realizam cerca de 70 comutações por dia, o que equivale a pouco mais de 25 mil por ano. Os relés reguladores de tensão possuem contadores de operações que auxiliam a equipe de manutenção a identificar o momento mais adequado para realizar a manutenção do dispositivo ou sua substituição. Assim, as operações de comutação de *tap* são contabilizadas diariamente através do contador de operações, e o excesso ou diminuição destas possibilita a constatação de problemas, seja uma situação indesejada na rede, como a ocorrência de flutuações de tensões no primário, ou mesmo na montagem e/ou configuração de algum parâmetro do transformador ([19], [20]).

2.1.3 Autotransformadores Reguladores de Tensão

Os reguladores de tensão são autotransformadores que possuem ajuste automático de *tap*, permitindo elevar ou reduzir a tensão no seu lado secundário, mantendo a mesma dentro de uma faixa de valores aceitáveis para os consumidores. Assim como no transformador da subestação, esse ajuste também é realizado por meio de uma chave rotatória. Os reguladores possuem várias entradas, permitindo a configuração da relação de transformação de acordo com a variação da tensão de entrada. Normalmente, possuem uma faixa de ajuste da magnitude de tensão que vai de -10,0% a +10,0%, geralmente espaçadas em 32 posições, isto em condições como as descritas em [22]. Isto equivale dizer que cada passo provoca uma mudança de 5/8% na magnitude de tensão ([17], [18]).

Esses equipamentos são comumente instalados em pontos entre os alimentadores em que a tensão não consegue ser regulada pela subestação, compensando as variações de tensão do lado primário e do secundário. A Figura 2.5 ilustra reguladores instalados ao longo dos alimentadores. Ressalta-se que tanto a comutação de *tap* como a alocação destes equipamentos influenciam enormemente na qualidade dos serviços de manutenção dos níveis de tensão dentro da rede de distribuição.

Figura 2.5 – Reguladores de tensão instalados ao longo dos alimentadores (Fonte: [20]).

O *American National Standards Institute* (ANSI) define os tipos de construção dos reguladores de tensão de passo. Estes possuem três terminais: *Fonte*, *Carga* e *Fonte-Carga*, conforme pode ser visto na Figura 2.6 ([17], [22]).

Figura 2.6 – Regulador monofásico ANSI.

O enrolamento série encontra-se entre a *Fonte* e a *Carga*, com o *tap* do lado da carga.

Os reguladores de tensão trifásicos controlam as três fases simultaneamente. Eles podem ter conexões Estrela com Terra, Triângulo Aberto e Triângulo Fechado, conforme pode ser visto na Figura 2.7 ([17], [20]).

Figura 2.7 – Conexões trifásicas para o autotransformador (Fonte: [20]).

Na configuração Estrela com Terra a quatro condutores, geralmente utilizam-se três reguladores monofásicos, que conectam a linha ao neutro. Cada regulador controla independentemente a tensão, melhorando o controle do sistema desbalanceado. Na configuração Triângulo Fechado, três reguladores estão conectados fase a fase. Esse arranjo permite um acréscimo na faixa de regulação passando de $\pm 10\%$ para $\pm 15\%$. Já na configuração Triângulo Aberto, apenas dois reguladores monofásicos são necessários, conectando uma fase a outra ([20]).

Com relação ao controle dos reguladores de tensão, o acionamento do comutador de *tap* é controlado automaticamente por um relé de tensão, como descrito na seção anterior, o qual monitora continuamente o sistema, sendo responsável pelo ajuste e acionamento do mecanismo de comutação de *taps*. Basicamente o relé monitora a saída de tensão do transformador e, se esta ultrapassar limites pré-determinados, ele enviará o comando para acionamento e conseqüente operação do comutador.

Como comentado anteriormente, a inserção de unidades de geração distribuída pode influenciar enormemente na regulação de tensão. No tópico seguinte uma discussão sobre o assunto é abordada.

2.2 Geradores Distribuídos

Além de fornecer energia, geradores distribuídos podem ter uma importância crescente em um ambiente desregulado podendo prover alguns serviços auxiliares. Por exemplo, geradores síncronos distribuídos quando operam com o controle da excitatriz de forma a manter a tensão terminal constante, também contribuem para a regulação de tensão do sistema de distribuição (exceção de regiões mais isoladas). Isto acontece em razão da necessidade de o gerador compensar potência reativa, absorvendo ou injetando, para poder sustentar a tensão

terminal constante, o que também atinge a rede de distribuição realizando a regulação de tensão ([1], [5], [11]). Em alguns países esta filosofia de operação é empregada com sucesso, apenas realizando um controle para que o fator de potência permaneça dentro de uma faixa aceitável para operação ([15]). Em outros, incluindo o Brasil, as premissas contratuais são predominantes, sustentando as decisões operacionais de modo a priorizar os interesses comerciais, ao invés, em alguns casos, do melhor interesse em suprir a estabilidade e segurança dos sistemas de distribuição ([16]).

Sobre a interferência de geradores distribuídos nos mecanismos de controle de tensão de redes de distribuição, alguns aspectos podem ser relacionados, entre eles ([15]):

- Geradores podem ser inseridos em sistemas de distribuição em áreas rurais muito distantes das subestações principais, o que torna o controle de tensão proveniente da subestação difícil e talvez impossível se o circuito entre a unidade de geração e a subestação possuir uma impedância elevada e uma baixa densidade de carga.
- Geradores conectados não tão distantes da subestação principal podem ser usados para ajudar o mecanismo automático de controle de tensão da subestação a regular as tensões de cargas locais.
- Caso a potência nominal de um gerador conectado em um alimentador seja maior que a carga total do alimentador, o fluxo de carga proveniente dos sistemas de subtransmissão até o transformador da subestação será reverso, pois o lado sensível que é normalmente o lado secundário do transformador, lado que alimenta a rede de distribuição, se torna o lado de suprimento.

No tópico a seguir apresenta-se uma breve revisão bibliográfica sobre os aspectos técnicos que influenciaram a elaboração deste trabalho, focando desde o impacto no perfil de tensão e perdas elétricas em uma análise em regime permanente, até a coordenação dos dispositivos de controle de tensão com os modos de operação dos geradores distribuídos.

2.2.1 Impactos no Perfil de Tensão e Perdas Elétricas

Em Masters ([10]) é apresentado um estudo sobre os impactos nos níveis de tensão quando geradores distribuídos são conectados no sistema de distribuição. Por meio de estudos de caso, o autor discute como a tensão em regime permanente se eleva quando esses geradores são inseridos no sistema sem a devida análise. O porquê deste aumento é explicado de forma simplificada devido à baixa relação reatância/resistência (X/R) e da configuração

radial comum nesses sistemas. Conectar um gerador ao sistema de distribuição afetará o fluxo de potência e o perfil de tensão dos alimentadores. Para injetar potência na rede elétrica, o gerador deve operar com uma tensão terminal mais elevada do que a da barra da subestação, a não ser que seja capaz de absorver grande quantidade de potência reativa. Isto pode ser explicado por meio da Figura 2.8 e da equação (2.1).

Figura 2.8 – Fluxo de potência gerador-subestação.

O termo XQ pode ser positivo ou negativo, estando sujeito à condição de trabalho do gerador, se este está injetando ou consumindo potência reativa, respectivamente. Todavia, como normalmente a magnitude da potência reativa é pequena comparada com a potência ativa (ao menos que alguma forma de compensação seja usada) e o valor de R não é desprezível, o termo $RP + XQ$ tende a ser positivo. Portanto, o valor da tensão no ponto de conexão do gerador com o sistema de distribuição aumenta acima da tensão da subestação.

Em algumas partes do sistema, a tensão poderá aumentar, ou diminuir, além dos níveis de tensão permitidos ([10]). Para o caso brasileiro, esses níveis de tensão estão apresentados na Tabela 2.1, de acordo com a resolução N° 505 de 26 de novembro de 2001 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ([23]). O aumento dos níveis de tensão é mais preocupante quando o nível de carregamento do sistema elétrico é baixo, já que toda energia gerada não consumida poderá ser exportada de volta para a subestação, ratificando mais uma vez o fluxo reverso. Isto sugere que o aumento de tensão durante os períodos de mínima demanda é um dos fatores limitantes da quantidade e injeção de potência ativa dos geradores distribuídos ([13]).

Tabela 2.1 – Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV (regime permanente).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,93TC \leq TL \leq 1,05TC$
Precária	$0,90TC \leq TL < 0,93TC$
Crítica	$TL < 0,90TC$ ou $TL > 1,05TC$

Se a inserção de geradores causar uma elevação do perfil de tensão, também em Masters ([10]) são propostas diversas técnicas que podem ser empregadas para restabelecer os níveis de tensão dentro dos limites apropriados, objetivando maximizar a quantidade de potência injetada pelos geradores. Entre estas, têm-se:

- Redução da tensão no lado primário do transformador na subestação;
- Permitir que o gerador importe potência reativa (operação com fator de potência indutivo);
- Instalação de autotransformadores ou reguladores de tensão ao longo da linha (reajustando a tensão na linha);
- Incremento da bitola do condutor (redução da resistência);
- Restrição da geração quando o sistema opera com mínimo carregamento (redução da potência ativa transmitida);
- Uma combinação das recomendações acima mencionadas.

Outro importante impacto resultante da presença de geradores síncronos diz respeito às perdas elétricas. Este impacto é muito estudado, principalmente por sua importância econômica, e na prática seu aumento está diretamente ligado aos níveis de carregamento do sistema elétrico. De maneira simplificada essa relação é expressa da seguinte forma: uma maior carga implica em um maior valor de fluxo de potência, e como as perdas aumentam com o quadrado da corrente de carga, uma elevação do carregamento resultará em um aumento quadrático das perdas.

Em tempos passados, as concessionárias de energia costumavam usar o termo “redução de perdas” nos estudos para melhorias das redes de distribuição. Apesar da correta aplicação, atualmente é preferível usar termos como “otimizar” ou “minimizar” as perdas técnicas. Isto é adotado porque as perdas elétricas podem ser divididas em duas categorias, perdas técnicas (PT) – inerentes ao sistema – e perdas não-técnicas (PNT), conhecidas também por perdas comerciais (fraudes, furtos, erros de medição, etc.). Assim, visto que

quase todas as ações para diminuir estas perdas envolvem investimentos e que, algumas vezes, estas reduções podem não compensar o investimento realizado, fica mais apropriado afirmar que se realizou um processo de minimização (otimização) e não redução de perdas (é possível reduzir as perdas, mas o custo não permite) ([24]). A minimização das perdas nos sistemas de distribuição, sendo elas técnicas, e a redução nas perdas não-técnicas são prioridades para um fornecimento com qualidade e maior rentabilidade, os quais são objetivos das distribuidoras de energia de todo o mundo.

Nos casos em que as perdas não-técnicas (ou comerciais) são insignificantes, a diferença entre as medições de energia adquirida (comprada) e vendida corresponde às perdas técnicas. As perdas não-técnicas ocorrem, em parte, em equipamentos das empresas, como: medidores com erros elevados, isoladores com fugas de correntes, etc., mas ocorrem também, por ações de outros, por furto ou fraude em medidores de energia elétrica. Na grande maioria das empresas distribuidoras de países desenvolvidos, as perdas não-técnicas não causam preocupações, pois representam valores insignificantes comparados com valores das perdas técnicas. Porém, em muitos países em desenvolvimento, a situação é oposta. Neste caso algumas empresas chegam a registrar números exagerados como, por exemplo, 20% (para perdas técnicas na faixa de 5 a 10%) ([24]).

Segundo registros de 2008, de toda a energia produzida no Brasil, as perdas elétricas chegam a 16%, com média de 50% para cada uma de suas parcelas componentes: perdas técnicas e não técnicas. Alguns estados da federação apresentam perdas técnicas que variam de 3 a 20%. As maiores perdas estão na Região Norte, da ordem de 19,7%. Nas outras regiões do Brasil as perdas estão em torno de 13 e 14% ([14]).

Estudos referentes ao comportamento de perdas elétricas na presença de unidades de geração distribuída já foram realizados. Em Salman ([15]), por exemplo, notou-se que o nível de perdas elétricas pode diminuir ou aumentar dependendo de onde é alocado o gerador, da quantidade de potência gerada e da topologia da rede.

Percebe-se que a eletricidade gerada localmente substitui a eletricidade que é gerada por uma fonte distante do centro de carga, o que significa que menos energia tem de ser transportada e, portanto, perdas mais baixas são produzidas nestes tipos de sistema. É também fato que o valor quantitativo desse benefício é maximizado se o total da produção local de geração corresponde mais ou menos ao consumo local. Se a produção local for superior ao consumo na mesma área, a direção da energia é revertida e as perdas aumentarão novamente.

Adicionalmente, as perdas elétricas são fortemente influenciadas pelo mecanismo de controle da excitação dos geradores síncronos, podendo este variar entre tensão constante e

fator de potência constante, este último podendo ainda alternar entre capacitivo, indutivo ou unitário, como se pode observar em Gallardo ([25]).

Mesmo sendo de suma importância, obter o mínimo de perdas não necessariamente implica no melhor arranjo do sistema. Gallardo frisa este fato quando consegue menores valores de perdas elétricas por meio da operação do gerador com fator de potência capacitivo, limitando, em contrapartida, o nível de penetração de geração ao sistema de distribuição, ou seja, a quantidade de potência ativa que pode ser introduzida. Trabalho semelhante foi realizado por Freitas et. al. ([12]), que ainda acrescenta que o gerador operando com tensão constante pode aumentar o nível máximo de geradores síncronos a serem instalados nos sistemas de distribuição. Os resultados desses trabalhos apontam a viabilidade de se instalarem geradores operando com o sistema de controle de excitação funcionando como regulador de tensão, obtendo em muitos casos uma melhor faixa dos níveis de tensão.

2.2.2 Operação dos Mecanismos de Controle de Tensão

Em linhas gerais, todos os dispositivos de controle de tensão presentes no sistema de distribuição devem operar de forma a manter a tensão nas cargas dentro dos limites aceitáveis, diante da presença dos geradores distribuídos e para as diferentes condições de carregamento. Diversos trabalhos foram publicados discutindo algumas metodologias e propostas para a implementação desse processo. Alguns destes são discutidos a seguir.

Kojovic ([18]) realizou um estudo para determinar o impacto da geração distribuída na regulação de tensão quando esta é inserida em um sistema de distribuição típico. Simulações de fluxo de carga são realizadas avaliando a interação entre as unidades de geração distribuída e os dispositivos reguladores de tensão, que incluem bancos de capacitores e transformadores reguladores de tensão. Visando evitar manobras simultâneas de mais de um equipamento para a solução de um mesmo problema, uma coordenação apropriada entre a operação dos equipamentos de regulação de tensão para manutenção das tensões nodais dentro dos limites estabelecidos por normas técnicas é sugerida. Deste modo, primeiramente o autor recomenda encontrar a melhor configuração operativa desses dispositivos sem a presença dos geradores distribuídos, e então com a presença do mesmo realiza diversas simulações analisando como diferentes aspectos podem influenciar a manutenção dos níveis de tensão dentro da faixa adequada. Os principais aspectos analisados são a alocação tanto dos geradores como dos dispositivos reguladores, a quantidade de potência ativa e reativa geradas e o valor de tensão do gerador distribuído. Assim, consegue-se construir regras para o funcionamento e

acionamento desses diferentes equipamentos. No entanto, o autor não chega a demonstrar um processo de otimização através dessas regras ou de qualquer outra forma, apenas deixando como contribuição conclusões extraídas do seu conhecimento técnico e da experiência adquirida com as simulações de fluxo de carga realizadas nesta pesquisa.

Outro trabalho [8] discute resultados sobre a elaboração de uma coordenação baseada em regras condicionantes à operação dos dispositivos reguladores de tensão. Nesse trabalho é investigado o controle de tensão e compensação de potência reativa em redes de distribuição, e como a inserção de unidades de geração distribuída baseada em máquinas síncronas afeta esse controle. Uma coordenação apropriada entre o transformador da subestação com comutador automático de *tap* sob carga e os bancos de capacitores chaveados presentes na subestação e nos alimentadores é proposta. Como em um caso mais comum de operação de sistemas de distribuição nos dias de hoje, é admitida a inexistência de comunicação, seja digital ou de outro tipo, entre o gerador e os dispositivos reguladores. Porém, diferente das metodologias utilizadas neste trabalho de Mestrado, a estratégia utilizada por [8] também se baseia no uso de regras semelhantes às sugeridas por [18], que condicionam a operação dos equipamentos reguladores de tensão. Por exemplo, uma queda de tensão excedendo o limite inferior da margem aceitável em um determinado alimentador, acionará o banco de capacitores mais próximo, este por sua vez diminuirá o fluxo de potência reativa através do transformador da subestação, o que pode acarretar na redução da tensão do lado secundário do transformador e conseqüentemente a operação do OLTC. O método proposto apresenta certa robustez, reduzindo perdas e flutuações de tensão no sistema de distribuição, além de diminuir o número de operações do OLTC, com e sem a presença de unidades de geração distribuída. Os autores também concluíram que desde que existam capacitores suficientes para suprir a demanda de potência reativa no sistema, o modo de operação do gerador distribuído não tem um efeito significativo nas perdas da rede de distribuição. Entretanto, os mesmos recomendam que o modo de operação do gerador síncrono com tensão constante é benéfico, reduzindo significativamente operações do OLTC e diminuindo flutuações de tensão em toda a rede de distribuição. Apesar de eficiente, ainda assim o modelo de coordenação proposto por [8] não possibilita a obtenção de valores de tensão com máxima relevância qualitativa, algo próximo a que poderia chamar de valores otimizados de operação. Isto porque os resultados encontrados para os valores de *tap* dos transformadores são contínuos, e assim apresentam um relaxamento do resultado, indicando que sob situações variantes do dia a dia, principalmente em grandes sistemas com um elevado número de dispositivos, ficaria difícil prever o nível de variação de tensão com exatidão.

Esse capítulo apresentou os principais aspectos no que tange à regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica. Algumas contribuições que vêm ocorrendo nos últimos anos em termos de pesquisa do assunto também foram discutidas. O objetivo principal dessas estratégias é alcançar a melhoria na operação dos dispositivos de controle de tensão, ocasionando o atendimento às faixas de tensão estabelecidas pela legislação.

Capítulo 3

Método Computacional e Modelagem do Sistema Elétrico

Neste capítulo, a metodologia computacional utilizada para realização dos estudos é descrita. Adicionalmente, os modelos empregados para representar e analisar os elementos do sistema de distribuição são apresentados.

3.1 Programação Matemática e Otimização

Cresce, cada vez mais, a importância do uso de técnicas de otimização para o planejamento e análise dos mais diversos sistemas industriais e sócio-econômicos. Contudo, modelar uma operação complexa de otimização não se faz simplesmente especificando restrições. Se pouquíssimas restrições são inseridas, muitas soluções qualitativamente inferiores poderiam satisfazê-las, se há restrições demais, soluções desejáveis são descartadas, ou na pior das hipóteses não aparecem soluções possíveis. Para obter sucesso neste tipo de otimização, é necessário fornecer uma maneira de contornar essas dificuldades. Além das restrições, adiciona-se um objetivo em função das variáveis, como custo ou lucro, que passa então a ser usado para decidir se uma solução é melhor do que outra. A partir daí, não importa que muitas soluções diferentes satisfaçam as restrições – é suficiente encontrar uma solução tal capaz de minimizar ou maximizar o objetivo.

A expressão “programação matemática” passou a ser utilizada para descrever a minimização ou maximização de uma função objetivo de muitas variáveis, sendo estas sujeitas a restrições. Práticas de programação matemática raramente são tão simples como executar algum método algorítmico em um computador e imprimir a solução ideal. O procedimento necessário para a elaboração destas práticas pode ser descrito, de forma geral, como segue:

- Formular um modelo, o resumo das variáveis do sistema, objetivos e restrições que representam a forma geral do problema a ser resolvido;

- Coletar dados que permitam definir um problema específico;
- Gerar uma função objetivo específica e as equações de restrição do modelo e dos dados;
- Resolver o problema definido executando um programa computacional para solução de problemas (*solver*), para aplicar um algoritmo que encontre os valores ótimos das variáveis;
- Analisar os resultados;
- Refinar o modelo e os dados, conforme necessário, e repetir o processo.

Assim, para desenvolver a programação necessária à resolução do problema, neste trabalho, fez-se uso de um programa com um ambiente que oferece uma linguagem de programação de fácil manipulação e compatibilidade com um *solver* necessário para encontrar a solução do problema. As principais características desses programas são descritas nos itens seguintes.

3.1.1 AMPL

Embora algoritmos bem-sucedidos para programação matemática entraram em uso em meados 1950, o desenvolvimento e a distribuição de modelos de linguagem algébrica só começaram na década de 1970. Desde então, os avanços em informática e ciências da computação têm permitido que linguagens de programação se tornem cada vez mais eficientes e generalizadas.

A *Modeling Language for Mathematical Programming* (AMPL) ([26]) oferece um ambiente com linguagem de programação simples para configurar e solucionar problemas de programação matemática. A interface flexível e amigável permite a utilização dos mais diversos *solvers*, disponibilizando todos de uma vez, através de uma mesma programação, para que o usuário possa alternar entre eles e selecionar as opções que podem melhorar o desempenho do programa. Uma vez que a solução ótima seja encontrada, esta resposta pode ser convertida automaticamente de volta para a mesma linguagem em que o problema foi modelado, ou impressa em formato de arquivo de tal modo que os usuários possam analisá-las. Todo o conjunto geral e expressões aritméticas do modelo de linguagem AMPL também podem ser utilizados para exibir os dados e resultados. Uma variedade de opções é disponibilizada para formatar ou alterar esses dados, imprimir relatórios, ou preparar estes resultados como entrada para outros programas. Para uma descrição mais aprofundada do AMPL deve-se consultar [27].

3.1.2 Knitro

O Knitro ([28]) é uma biblioteca de programas (pacote de solucionadores – *solvers*) de otimização para encontrar soluções tanto para modelos de otimização contínua (com ou sem restrições), bem como modelos de otimização discreta com inteiros ou variáveis binárias (ou seja, programas de otimização inteira mista). Ele é projetado principalmente para encontrar soluções locais de grande escala em problemas não lineares contínuos. Embora concebido essencialmente para uso geral, otimização não-linear, o Knitro é eficiente para resolver todas as seguintes classes de problemas de otimização, desde:

- irrestrita;
- de limites restritos;
- sistemas de equações não lineares;
- alguns problemas quadrados, lineares e não lineares;
- problemas de programação linear;
- problemas de programação quadrática, convexos e não convexos;
- programas de matemática com restrições de complementaridade;
- problemas com restrições gerais não lineares, convexos e não convexos;
- programas lineares inteiros mistos de tamanho moderado ;
- programas não-lineares inteiros mistos de tamanho moderado.

Com todas suas aplicações, o pacote Knitro se apresenta como *solver* de característica robusta, e compilação rápida. Isto porque é composto por três algoritmos de otimização, que podem operar isoladamente ou em conjunto, através de um esquema de permuta, capazes de se revezar durante a resolução do problema, trocando um pelo outro, caso o algoritmo anterior não obtenha uma solução imediata. Estes são mais bem explanados mais adiante.

O Knitro oferece ainda os seguintes recursos:

- solução eficiente e robusta de problemas grandes ou pequenos;
- solucionadores (*solvers*) de problemas contínuos e discretos;
- derivados livres, opções de primeira e segunda derivada;
- algoritmos de ponto-interior (barreira) e conjunto-ativo (*active-set*);
- abordagem tanto iterativa como direta para as etapas de computação;
- interfaces de programação: C / C ++, Fortran, Java e Microsoft Excel;
- modelagem de interfaces de linguagem: AMPL, AIMMS, GAMS, Mathematica, MATLAB e MPL.

3.1.2.1 Visão Geral dos Problemas

Os problemas resolvidos pelo Knitro se apresentam basicamente da seguinte forma:

$$\text{Minimizar } f(x) \quad (3.1)$$

sujeito a

$$c^{\min} \leq c(x) \leq c^{\max} \quad (3.2)$$

$$b^{\min} \leq x \leq b^{\max} \quad (3.3)$$

em que $x \in R^n$ são as variáveis desconhecidas (que podem ser especificadas como contínuas, binárias ou inteiras), $c^{\min}$ e $c^{\max}$ são os limites inferior e superior (possivelmente infinitos) das restrições gerais, e $b^{\min}$ e $b^{\max}$ são os limites inferior e superior simples (possivelmente infinitos) das variáveis. Esta formulação permite muitos tipos de restrições, incluindo igualdades (se $c^{\min} = c^{\max}$), variáveis fixas (se $b^{\min} = b^{\max}$), e também restrições de desigualdade ou variáveis com limites. Restrições de complementaridade também podem ser incluídas. O Knitro assume que as funções $f(x)$ e $c(x)$, mesmo com problemas de descontinuidade, podem ser resolvidas com sucesso.

3.1.2.2 Exemplo de Problema de Otimização Modelado no AMPL e Knitro

Esta seção apresenta um exemplo de problema de otimização, demonstrando como se realiza a modelagem deste a partir da utilização do AMPL, incluindo o *solver* Knitro para efetuar a resolução do mesmo. O problema é definido tal como abaixo:

Minimizar

$$1000 - x_1^2 - 2x_2^2 - x_3^2 - x_1x_2 - x_1x_3 \quad (3.4)$$

sujeito a

$$8x_1 + 14x_2 + 7x_3 - 56 = 0 \quad (3.5)$$

$$x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 - 25 \geq 0 \quad (3.6)$$

$$x_1, x_2, x_3 \geq 0 \quad (3.7)$$

e ponto inicial $x = [x_1, x_2, x_3] = [2, 2, 2]$.

O problema pode ser encontrado no pacote Knitro, sendo um dos exemplos fornecidos por este, e que é utilizado na aprendizagem do programa, por meio do arquivo "testproblem.mod", o qual é implementado na linguagem de programação AMPL e exposto a seguir.

```

#
# Example problem formulated as an AMPL model used
# to demonstrate using KNITRO with AMPL.
# The problem has two local solutions:
# the point (0,0,8) with objective 936.0, and
# the point (7,0,0) with objective 951.0

# Define variables and enforce that they be non-negative.
var x{j in 1..3} >= 0;

# Objective function to be minimized.
minimize obj:
1000 - x[1]^2 - 2*x[2]^2 - x[3]^2 - x[1]*x[2] - x[1]*x[3];

# Equality constraint.
s.t. c1: 8*x[1] + 14*x[2] + 7*x[3] - 56 = 0;

# Inequality constraint.
s.t. c2: x[1]^2 + x[2]^2 + x[3]^2 - 25 >= 0;

data;

# Define initial point.
let x[1] := 2;
let x[2] := 2;
let x[3] := 2;

```

Figura 3.1 – Exemplo de modelagem do arquivo "testproblem.mod".

O exemplo anterior mostra a facilidade com que um problema de otimização pode ser expresso na linguagem de programação do AMPL. E, a seguir, apresenta-se o procedimento de execução do AMPL, utilizando o pacote de *solver* Knitro, para a resolução deste problema. Na Figura 3.2, configurou-se $\text{alg} = 2$ (que determina um algoritmo específico dentre os três disponíveis dentro da biblioteca do Knitro para resolver o problema), $\text{maxcrossit} = 2$ (para refinar a solução usando o algoritmo *active set*), e $\text{outlev} = 1$ (para limitar a saída do Knitro). Para mostrar a solução final, a variável x e o valor da função objetivo pelo AMPL basta utilizar o comando “display” como segue.

```

reset;

option solver knitroampl;

option knitro_options "alg=2 maxcrossit=2 outlev=1";

model testproblem.mod;

solve;

display x;

display obj;

```

Figura 3.2 – Exemplo do arquivo de execução "testproblem.run".

Por fim a resolução do problema é apresentada como na Figura 3.3.

```

C:\Windows\system32\cmd.exe

=====
Trial Ziena License <NOT FOR COMMERCIAL USE>
      KNITRO 6.0.0
      Ziena Optimization, Inc.
      website:  www.ziena.com
      email:    info@ziena.com
=====

algorithm:      2
maxcrossit:    2
outlev:        1
KNITRO changing bar_murule from AUTO to 1.
KNITRO changing bar_initpt from AUTO to 2.
KNITRO changing bar_penaltyrule from AUTO to 2.
KNITRO changing bar_penaltycons from AUTO to 1.

Problem Characteristics
=====
Objective goal: Minimize
Number of variables:
    bounded below:      3
    bounded above:      0
    bounded below and above: 0
    fixed:              0
    free:               0
Number of constraints:  2
    linear equalities:  1
    nonlinear equalities: 0
    linear inequalities: 0
    nonlinear inequalities: 1
    range:             0
Number of nonzeros in Jacobian: 6
Number of nonzeros in Hessian: 5

EXIT: Locally optimal solution found.

Final Statistics
=====
Final objective value = 9.360000000000000e+002
Final feasibility error <abs / rel> = 0.00e+000 / 0.00e+000
Final optimality error <abs / rel> = 0.00e+000 / 0.00e+000
# of iterations = 7
# of CG iterations = 8
# of function evaluations = 8
# of gradient evaluations = 8
# of Hessian evaluations = 7
Total program time <secs> = 0.130 < 0.016 CPU time>
Time spent in evaluations <secs> = 0.000

=====
KNITRO 6.0.0: Locally optimal solution.
objective 936; feasibility error 0
7 iterations; 8 function evaluations
x [*] :=
1 0
2 0
3 8
;
obj = 936

```

Figura 3.3 – Resolução do AMPL via CMD do arquivo "testproblem.run".

Após a conclusão, Knitro exibe uma mensagem e retorna um código de saída para o AMPL. De acordo com a Figura 3.3, foi possível encontrar uma solução, então a mensagem “*Locally optimal solution found*” – Solução ótima local encontrada, com código de saída zero (código de saída pode ser visto digitando "ampl: display solve exitcode;"). Se uma solução não for encontrada, então Knitro retorna um dos seguintes parâmetros:

- 0: Uma solução ótima local foi encontrada.
- -100 até -199: Uma solução factível aproximada foi encontrada.
- -200 até -299: O código terminou em um ponto infactível.

- -300: Aparentemente o problema não possui limites.
- -400 até -499: O código encerrou porque o programa alcançou um limite pré-definido.
- -500 até -599: O código encerrou por um erro de entrada ou algum problema fora do padrão.

Uma descrição mais detalhada dos códigos individuais de retorno e suas mensagens correspondentes é fornecida em [28].

3.1.2.3 *Solvers do Pacote Knitro*

A biblioteca Knitro possui implementados três métodos para resolver os problemas contínuos de otimização não-linear e dentre estes, dois são de pontos interiores e um de conjunto ativo (*active-set*). Cada algoritmo possui fortes propriedades de convergência e é codificado para obtenção da máxima eficiência e robustez. No entanto, os algoritmos têm diferenças fundamentais que levam a diferentes comportamentos em problemas de otimização não-linear. Juntos, os três métodos fornecem um conjunto de maneiras diferentes para atacar os problemas mais difíceis.

Métodos de pontos interiores (também conhecidos como métodos de barreira) substituem problemas de programação não-linear por uma série de subproblemas de barreira controlados por um parâmetro de barreira μ . Regiões de confiança e uma função de mérito são usadas para promover a convergência. Eles realizam uma ou mais etapas de minimização em cada subproblema de barreira, em seguida diminuem o parâmetro de barreira e repetem o processo até que o problema original, por exemplo, composto pelas equações 3.1, 3.2 e 3.3, sejam resolvidos para a restrição desejada.

Métodos de conjunto ativo resolvem uma sequência de subproblemas baseados em um modelo quadrático do problema original. Em contraste com os métodos de pontos interiores, esses algoritmos procuram desigualdades ativas e seguem um caminho mais exterior para a solução. O Knitro implementa um algoritmo de programação linear-quadrático sequencial, de natureza semelhante a um método de programação quadrática sequencial, mas utilizando subproblemas de programação linear para estimar o conjunto ativo. Este método pode ser preferível a algoritmos de pontos interiores quando um bom ponto inicial pode ser fornecido, por exemplo, resolvendo uma sequência de problemas relacionados. Como citado anteriormente, Knitro também pode permutar de um algoritmo de pontos interiores e aplicar o método de conjunto-ativo para fornecer conjuntos ativos altamente precisos e informações importantes.

Para uma descrição detalhada dos algoritmos de pontos de interiores, ver as referências [29] e [30], e para a teoria de convergência global ver [31]. O algoritmo conjunto-ativo é descrito em [32] e a teoria da convergência global para este algoritmo em [33]. Um sumário das técnicas e algoritmos implementados no programa Knitro é dado em [34].

Para programas inteiros mistos, o Knitro oferece duas variantes do algoritmo *Branch and Bound*. A primeira é uma implementação padrão, enquanto a segunda é voltada para problemas não-lineares convexos com programação inteira mista. O pacote não mostra detalhes dos algoritmos utilizados na busca da solução, o que impossibilita sua adaptação a casos especiais, dada a dificuldade de conhecer ou alterar o código de programação. Ainda assim, optou-se neste trabalho pela utilização deste *solver* com características *Branch and Bound* para determinar a melhor solução exata de menor valor da função objetivo.

3.1.2.4 *Branch and Bound*

Branch and Bound (BB) é um algoritmo utilizado para encontrar as melhores soluções de diversos problemas de otimização, especialmente quando esses envolvem variáveis discretas e otimização combinatória. É constituído por uma enumeração sistemática de todas as soluções candidatas, em que grandes subgrupos desses candidatos, considerados inadmissíveis ou “sem futuro” (acarretam valores contrários aos desejados pela função objetivo) são descartados em massa, fazendo-se uso de limites superiores e inferiores estimados a partir da quantidade que se pretende otimizar ([35]).

Por definição, supõe-se que o objetivo é encontrar o valor mínimo de uma função $f(x)$, em que x varia sobre algum conjunto S de soluções admissíveis ou candidatas (o espaço de busca ou região factível). Note-se que se pode descobrir o valor máximo de $f(x)$ encontrando o mínimo de $g(x) = -f(x)$.

Como citado anteriormente, o algoritmo *branch-and-bound* é um algoritmo enumerativo, cuja estrutura de resolução baseia-se na construção de uma árvore onde os nós representam os problemas candidatos e os ramos representam as novas restrições que devem ser consideradas. Por intermédio dessa árvore, todas as soluções inteiras da região factível do problema são enumeradas de modo implícito ou explícito o que garante que todas as soluções ótimas serão encontradas. A estrutura geral apresenta três elementos fundamentais, que serão detalhados a seguir: separação, relaxação e sondagem ([36]).

O processo de separação divide-se ainda em duas etapas, tal que, dado um conjunto S de candidatos, ele retorna dois ou mais (n) conjuntos menores $S_1, S_2, \dots, S_n$, cuja união iguala a S . Observa-se que o mínimo de $f(x)$ sobre S é $\min \{v_1, v_2, \dots\}$, sendo cada v_i um mínimo de

$f(x)$ em S_i ([37]). Esta etapa compreende a chamada ramificação (*branching*), uma vez que sua aplicação recursiva define a estrutura de árvore (a árvore de busca – *the search tree*) cujos nós são os subconjuntos de S .

- ✓ Toda a solução factível de S é uma solução de somente um dos subproblemas S_i , $i = 1, 2, \dots, n$.
- ✓ E uma solução factível de qualquer um dos subproblemas S_i , $i = 1, 2, \dots, n$ é, também, uma solução viável de S .

Estas condições asseguram que o conjunto das soluções viáveis de cada um dos subproblemas S_i , $i = 1, 2, \dots, n$ é uma partição do conjunto das soluções viáveis de S . Os subproblemas S_i , $i = 1, 2, \dots, n$ são denominados descendentes de S e podem, sucessivamente, gerar seus próprios descendentes ([36]).

O interesse na separação, é utilizar-se da estratégia “dividir para conquistar” para resolver o problema S . Sem entrar na questão de como se separa o problema de difícil solução, ou determina-se a variável, pode-se descrever, sumariamente, esta estratégia do seguinte modo. Enquanto a solução de S não é possível, separa-se S em dois ou mais subproblemas descendentes, gerando uma lista de problemas candidatos (Sk). Cada um dos subproblemas descendentes é mais fácil de resolver que o subproblema candidato de origem uma vez que foi acrescentada uma restrição (limite) na variável de separação. Cada nó se associa a um subproblema candidato e cada ramo indica o acréscimo de uma restrição relacionada com a variável empregada na separação. Portanto, à medida que se desce na árvore, a região viável dos descendentes gerados se torna cada vez mais restrita. Este procedimento que implica no acréscimo de novas restrições (limites superiores e inferiores) para o valor mínimo de $f(x)$ dentro de um subconjunto de S dado, é chamado de delimitador (*bounding*). Esse limite é essencial para fazer o *ranking*, ou seja, ordenar a seqüência de solução dos subproblemas, e conseqüentemente, em localizar a solução ótima inteira mais rapidamente. O problema continua com a seleção de um dos candidatos dessa lista, tentando resolvê-lo. Se a solução não é possível, o problema é novamente separado e seus descendentes são adicionados à lista dos candidatos; caso contrário o problema é resolvido e uma nova solução é obtida. O valor da função objetivo dessa nova solução é, então, comparado com o valor da solução incumbente, que é a melhor solução viável conhecida até o momento. Caso a nova solução seja melhor do que a solução incumbente, ela se torna a nova incumbente. A seguir, retorna-se à lista e seleciona-se o próximo candidato. Isto é repetido até que a lista esteja vazia, quando se pode afirmar que a solução do problema é dada pela solução incumbente final. Assim, a recursão pára quando o candidato atual conjunto S é reduzido a

um único elemento, ou também quando o limite superior para o conjunto S corresponde ao limite inferior. De qualquer maneira, qualquer elemento de S será um mínimo da função dentro de S .

A forma usual de separação de um problema de programação inteira é realizada através de restrições contraditórias em uma única variável inteira (variável de separação ou de ramificação) ([36]).

A relaxação, etapa inicial, consiste em, temporariamente, ignorar algumas restrições do problema S visando torná-lo mais fácil de resolver. A condição que deve ser satisfeita é que o conjunto de soluções viáveis do problema original (S) esteja contido no conjunto de soluções viáveis do problema relaxado (S_R). Isto implica que:

1. Se S_R não tem solução factível, então o mesmo é verdadeiro para S .
2. O valor mínimo de S não é menor que o valor mínimo de S_R .
3. Se uma solução ótima de S_R é factível em S , então é uma solução ótima de S .

Dentre as formas possíveis de relaxação destaca-se a eliminação das restrições de integralidade das variáveis, o que transforma o problema misto em um problema padrão (linear ou não linear).

Na análise dos problemas candidatos existe a necessidade de determinar quais são promissores e, portanto, devem ser examinados, e quais podem ser sumariamente descartados. Isto é realizado na etapa de sondagem em que o problema candidato (Sk) é eliminado (descartado para análises futuras), juntamente com todos os seus descendentes, se satisfizer pelo menos um dos seguintes critérios ([36]):

- ✓ O problema candidato relaxado (Sk_R) não tem solução viável. Devido às implicações comentadas anteriormente, isto significa que o problema candidato (Sk) também não tem solução viável.
- ✓ A solução ótima do problema candidato relaxado (Sk_R) é pior do que a melhor solução atualmente conhecida para S (solução incumbente). Observar que a solução ótima do problema candidato relaxado é sempre melhor ou igual à solução do problema candidato e de seus descendentes.
- ✓ Caso uma solução ótima do problema relaxado (Sk_R) seja factível, também é no problema candidato (Sk). Neste caso, como explanado anteriormente, ela é ótima em Sk , e é também factível em (S). Caso seja melhor que a incumbente atual, a solução deste problema candidato passa a ser a nova incumbente.

De forma resumida, a principal idéia do algoritmo BB é: se o limite inferior para algum nó da árvore A (conjunto de candidatos) é maior que o limite superior de algum outro

nó B , então A pode ser facilmente descartado da busca. Este procedimento de poda, geralmente, é implementada através da manutenção de uma variável global m (compartilhada entre todos os nós da árvore), que registra o mínimo limite superior observado entre todas as sub-regiões analisadas até o momento. Qualquer nó cujo limite inferior é maior do que m pode ser descartado.

O algoritmo de *branch and bound* é conceitualmente simples, mas a implementação computacional apresenta maior complexidade e podem aparecer problemas de esforço computacional e de memória na resolução de um problema de grande porte. Os principais parâmetros que determinam a qualidade de um algoritmo de BB estão relacionados com a determinação de uma boa solução incumbente inicial, a escolha da variável para separação e a escolha do próximo subproblema que deve ser analisado.

A seguir, será apresentado um exemplo simples para aplicar, de maneira prática e fácil, o método de programação inteira *Branch and Bound*. O problema caracteriza-se quando um pintor, ao se deparar com uma bela paisagem, na tentativa de replicá-la em um de seus quadros, tem de recriar a tonalidade do verde da grama desta paisagem. O desafio se constitui de tal forma que o pintor deve testar a coloração, verificando a tonalidade, antes de realizar a mistura, evitando assim o desperdício de seus produtos. Para isso, faz uso de um conta-gotas (equipamento para a mistura de suas tintas) para replicar a tonalidade da maneira mais próxima da que enxerga, criando esta cor a partir das cores básicas que compõem seu arsenal. A seguinte formulação é destinada ao problema:

Minimizar

$$|Vd - V_{Grama}| \quad (3.8)$$

sujeito a

$$0,3Am + 0,4Az + 1,2Vm - Vd = 0 \quad (3.9)$$

$$Am, Az, Vm \geq 0 \text{ e inteiro} \quad (3.10)$$

sendo Am , Az e Vm as quantidades básicas de gotas das cores amarelo, azul e vermelho, respectivamente, que podem ser utilizadas na composição de suas pinturas, Vd é a tonalidade que se pretende alcançar e V_{Grama} é a cor verde que o pintor enxerga, de valor de referência igual a 1. Vale salientar ainda, para o melhor entendimento do problema, que a equação (3.9) representa a fórmula para encontrar a tonalidade Vd .

A Figura 3.4 ilustra os passos para aplicação do método BB. Entende-se que Vd^0 é a tonalidade ideal e perfeitamente compatível com a cor V_{Grama} que o pintor enxerga, porém Vd^0 é formada de partes não inteiras de outras cores, em quantidades que o pintor não consegue manejar. Os valores das variáveis com as quais se obtém a resposta de Vd^0 igual a

1,000, compondo a solução do subproblema, foram obtidos através de programação não linear, sendo então, estes, uma solução contínua para o problema e declarados no exemplo como ponto inicial para execução do método.

Para resolver o problema, primeiramente é necessário fazer a expansão da árvore a partir do nó principal '0', ou seja, inicia-se com a divisão do problema principal em dois subproblemas. Assim, no primeiro passo (i) realiza-se a escolha de uma cor (variável de controle) a partir de uma condição pré-determinada, que no exemplo em questão, optou-se pela cor que estará presente em menor volume na mistura. Desta forma, aproxima-se esta variável para o inteiro próximo, isto é, a variável poderá assumir valores maiores que o inteiro próximo superior e valores menores para o inteiro próximo inferior. No exemplo, a variável V_m pode assumir os valores 0,000 e 1,000, e então se faz o processo de expansão, desta vez contudo, com a variável fixa nestes valores para se obter os nós '1' e '2'. Esta etapa simboliza o processo de *branching*. Pode-se observar que no nó '2', o valor de V_d^2 (tonalidade) é muito superior ao valor de referência de V_{Grama} (igual a 1), ou seja, a tonalidade de verde está muito longe da que se pretendia encontrar, indicando que a variação entre ambas é muito elevada e por isso este nó e suas derivações pode ser descartado, já que seria muito difícil ou até impossível que a expansão desse nó resultasse em um resultado melhor que o do outro nó (nó '1'). O procedimento que acarreta no descarte de um nó ou ramo decorre da imposição de um limite específico ou cálculo para a obtenção do mesmo, que no exemplo pode ser sugerido como um valor fictício igual a 1,2, indicando que o valor obtido no subproblema se afasta ou supera em demasia a solução desejada, resumindo a etapa de *bounding*. Entretanto, a eliminação propriamente dita desse mesmo ramo simboliza o *pruning*. Dirige-se então, para o segundo passo (ii) e executa-se o mesmo procedimento, escolhe-se o nó mais promissor, no caso o nó '1', e realiza a aproximação de outra variável, dessa vez a variável A_z , encontrando o nó '3' e o nó '4'. Mais uma vez percebe-se a existência de outro nó ('4') que também pode ser descartado, e então, no terceiro passo (iii) expande-se o nó '3' para encontrar os nós '5' e '6'. Analisando o nó 5, é possível perceber que este está muito distante ainda do valor de referência de V_{Grama} , indicando uma variação substancial, enquanto que a resposta (V_d^6) encontrada no nó '6' resulta em uma variação mínima da tonalidade (função objetivo) entre as cores verdes V_d e V_{Grama} , e por isso é a solução escolhida.

Como este é um problema com tão poucas variáveis, fica simples verificar quais são as possíveis quantidades de tinta. Mas em problemas práticos, em que geralmente o número de variáveis é maior, faz-se necessária uma formulação matemática mais cuidadosa para que estes problemas possam ser resolvidos, já que os nós podem se expandir exponencialmente.

Figura 3.4 – Exemplo de resolução de um problema utilizando o método de *branch and bound*.

3.2 Modelagem dos Componentes do Sistema Elétrico

O desenvolvimento deste trabalho foi realizado considerando uma rede de distribuição baseada em uma rede real composta por 42 barras, 5 bancos de capacitores, 2 reguladores de tensão e 2 geradores com 13,872 MVA de capacidade, cada um, representando uma central de cogeração movida a biomassa. A quase totalidade do sistema opera com tensão de 13,8 kV, com exceção dos alimentadores diretamente conectados na subestação (84 kV) e os geradores (0,48 kV). O diagrama unifilar ilustrado na Figura 3.5 representa a configuração do sistema descrito, enquanto que a Tabela 3.1, Tabela 3.2 e Tabela 3.3 apresentam de forma simplificada os dados dos equipamentos. Os bancos de capacitores são constituídos de módulos de 150 kvar como descritos na Tabela 3.1, e a porcentagem de módulos que serão acionados corresponde justamente ao número inteiro de módulos ativos. Na Tabela 3.2, a posição do *tap* igual a 0 indica 1 pu de tensão na saída do transformador; a posição +1 indica 1,025 pu de tensão, assim como a posição -1 indica 0,975 pu de tensão no secundário do transformador, assim por diante. Os dados que remetem aos transformadores reguladores de tensão estão na Tabela 3.3, um modelo padrão como descrito anteriormente no Capítulo 2.

Tabela 3.1 – Dados dos bancos de capacitores.

Banco de Capacitor	Módulos de 150 kvar	Módulos de 300 kvar	Potência Total (kvar)
BC-1	4	-	600
BC-2	4	-	600
BC-3	-	4	1200
BC-4	-	4	1200
BC-5	-	4	1200

Tabela 3.2 – Dados dos transformadores de potência.

Conexão das barras	Relação de transformação	Potência (MVA)	Comutador de <i>tap</i>	
			Tensão adicional por <i>tap</i> (%)	Variação de posições
1-4	84/13,8 kV	15	2,5	-2; -1; 0; +1; +2
1-5	84/13,8 kV	15	2,5	-2; -1; 0; +1; +2
2-6	0,48/13,8 kV	15	----	----
3-7	0,48/13,8 kV	15	----	----

Figura 3.5 – Diagrama unifilar da rede de distribuição.

Tabela 3.3 – Dados dos reguladores de tensão.

Conexão das barras	Relação de transformação	Potência (MVA)	Comutador de tap	
			Tensão adicional por tap (%)	Variação de posições
11-12	13,8/13,8 kV	15	5/8	-16; -15; -14; ... 0; +1; +2; ... +16
17-18	13,8/13,8 kV	15	5/8	-16; -15; -14; ... 0; +1; +2; ... +16

3.2.1 Modelagem dos Elementos do Sistema Elétrico de Distribuição

Nesta seção, são apresentados os modelos utilizados na composição das linhas de distribuição, bancos de capacitores, transformadores com comutadores OLTC e reguladores de tensão, geradores distribuídos síncronos, e das cargas para o estudo do problema.

3.2.1.1 Linhas de Distribuição

As expressões que constituem os fluxos de potência ativa e reativa, e que são utilizadas nas linhas de distribuição em função das tensões terminais (magnitude e fase das tensões dos barramentos de saída e chegada da linha) deste trabalho, são elaboradas a partir do modelo π das linhas de transmissão de energia elétrica. O modelo equivalente π de uma linha de transmissão está representado na Figura 3.6, o qual é definido por três parâmetros: a resistência série r_{km} ; a reatância série x_{km} ; e a susceptância em derivação b_{km}^{sh} ([38]). Devido à natureza das linhas de distribuição, ou seja, classe de tensão inferior a 138 kV e comprimentos inferiores a 60 km, elas podem ser classificadas como linhas curtas. Portanto, o elemento em derivação b_{km}^{sh} pode ser desprezado ([7]).

Figura 3.6 – Modelo equivalente π de uma linha de transmissão.

Logo, a impedância do elemento série é:

$$Z_{km} = r_{km} + jx_{km} \quad (3.11)$$

e a admitância série é dada pela expressão:

$$y_{km} = g_{km} + jb_{km} = Z_{km}^{-1} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (3.12)$$

Ou seja, a condutância série g_{km} e a susceptância série b_{km} são dadas respectivamente, por:

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}; \quad b_{km} = j \frac{-x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (3.13)$$

3.2.1.2 Transformador da Subestação com Comutador de Taps sob Carga

A representação geral do transformador da subestação com comutador automático de *tap* sob carga neste trabalho baseia-se em [38], um modelo de transformador em fase tal qual dado na Figura 3.7, que consiste basicamente de um autotransformador ideal com relação de transformação de $1:a$ e uma admitância série na barra receptora. É importante esclarecer que o mesmo não é padrão do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), o qual usa uma relação de $a:1$.

Figura 3.7 – Modelo de transformador em fase.

O modelo de transformador em fase pode ainda ser representado por um circuito equivalente π de um transformador de dois enrolamentos, conforme ilustrado na Figura 3.8.

Figura 3.8 – Circuito equivalente π de um transformador em fase.

A determinação das admitâncias A , B e C do circuito pode ser mais bem explicada em [38], cabendo apresentar aqui somente as expressões resultantes:

$$A = a_{km} y_{km} \quad (3.14)$$

$$B = a_{km} (a_{km} - 1) y_{km} \quad (3.15)$$

$$C = (1 - a_{km}) y_{km} \quad (3.16)$$

sendo a_{km} a relação de transformação do transformador em fase conectado ao ramo $k - m$ (*tap*), admitindo o comutador de *taps* no lado secundário do equipamento, e y_{km} é a admitância série do transformador.

3.2.1.3 Transformador Regulador de Tensão

Neste trabalho, os reguladores de tensão também foram representados por um circuito equivalente π de um transformador de dois enrolamentos, porém com algumas especificações

que os diferenciam. Estas incluem a tensão adicionada por comutação de *tap*, fazendo com que os valores de mínimo e máximo alcancem $\pm 5,0\%$ no lado secundário do transformador da subestação, e $\pm 10,0\%$ no secundário dos transformadores reguladores de tensão.

Esta mesma modelagem de reguladores de tensão já havia sido utilizada anteriormente em diversos trabalhos, como em [39], [40] e [41].

3.2.1.4 Banco de Capacitores

A modelagem dos bancos de capacitores pode ser explicada através da inserção de um componente em derivação, representado pela admitância jb_k^{sh} , nas barras do sistema elétrico. Seguindo uma representação similar ao que acontece com as equações do problema de fluxo de carga, a injeção de potência reativa devida ao elemento shunt, adota a mesma convenção usada para as injeções de potências ativas e reativas, como indicadas na Figura 3.9.

Figura 3.9 – Convenção de sinais para fluxos e injeções de potências.

Com relação à formulação da equação da potência reativa fornecida pelo banco de capacitores, o chaveamento de cada módulo é representado por uma variável de *tap* conforme a expressão (3.17):

$$Q_{sh_k} = tap_k \times V_k^2 b_k^{sh} \quad (3.17)$$

em que:

b_k^{sh} é a susceptância ligada à barra k .

tap_k indica a quantidade de módulos ativos do banco de capacitores Q_{sh_k} na barra k .

3.2.1.5 Geradores Síncronos Distribuídos

Os geradores distribuídos são aqui representados, de maneira aproximada, como dispositivos de carga com potência ativa positiva para o estudo de fluxo de carga em regime permanente ([7]). O modo de funcionamento dos geradores distribuídos depende do contrato

de conexão, e neste trabalho serão consideradas operações em que o sistema de excitação funciona como regulador de tensão (controle PV) ou como regulador do fator de potência (controle PQ). Mais detalhes são apresentados no decorrer do trabalho.

3.2.1.6 Cargas

Sobre as cargas, destaca-se que estas apresentam uma variação que pode ser significativa com as horas do dia, dias da semana, estações do ano, etc. A atribuição de valores para as cargas pode ser uma tarefa complexa, dependendo da finalidade específica do estudo a ser realizado. A variação da carga dentro de algum período de tempo foi representado pela demanda, que é a média dos valores instantâneos da carga em um intervalo, geralmente igual a 15 minutos, tal como exemplificado na Figura 3.10. Quando estes valores de potências (ativa e/ou reativa) são registrados em um gráfico em função das horas do dia, obtém-se a chamada curva de carga diária (curva de demanda) ([17]). Estas curvas de carga apresentam-se bastante diferentes, dependendo do uso da energia elétrica realizado pelo consumidor. Assim, muitas vezes os consumidores são classificados em classes: industrial, comercial, residencial, rural, serviço público, iluminação pública e outros ([24]).

Figura 3.10 – Curva de demanda (Fonte: [17]).

As cargas ativa e reativa utilizadas no sistema em estudo foram consideradas como consumidores de energia ativa e reativa ligadas à rede de distribuição, e assim, modeladas como potência constante considerando os padrões de curva de demanda obtidos de [42]. Foram admitidos cinco padrões de curva de demanda: industrial01, industrial02, industrial03, comercial e residencial, conforme apresentados na Figura 3.11. Nesta figura, os valores estão em por unidade (pu) sendo que os valores de base para as potências são apresentados na Tabela 3.4. Ressalta-se que os mesmos padrões de consumo foram considerados para potência

ativa e reativa. A Figura 3.12 apresenta a curva de demanda agregada de potência ativa, considerando todas as cargas do sistema elétrico da Figura 3.5.

Figura 3.11 – Tipos de curvas de demanda (potência ativa e reativa).

Tabela 3.4 – Tipos e valores de potência-base para as cargas.

Barra	Carga		Tipo de Carga
	(MW)	(Mvar)	
9	0,91	0,30	Industrial01
10	0,64	0,21	Industrial02
11	0,34	0,11	Industrial03
12	0,21	0,07	Comercial
13	0,09	0,03	Residencial
14	0,45	0,15	Industrial03
16	0,26	0,09	Industrial02
17	2,11	0,69	Industrial01
18	0,79	0,26	Comercial
19	0,09	0,03	Residencial
20	1,03	0,34	Comercial
21	2,21	0,73	Residencial
24	0,02	0,01	Comercial
25	1,68	0,55	Industrial01
26	1,59	0,52	Industrial02
27	2,48	0,81	Industrial03
28	0,03	0,01	Comercial
29	0,13	0,04	Residencial
30	0,62	0,2	Comercial
32	0,82	0,27	Residencial
33	0,33	0,11	Comercial
35	1,99	0,65	Residencial

Figura 3.12 – Curva de demanda agregada.

Capítulo 4

Estratégias de Operação para os Dispositivos Reguladores de Tensão em Sistemas de Distribuição com GD

Diversas podem ser as estratégias para atingir a operação adequada entre geradores distribuídos e os equipamentos de regulação de tensão. Estas estratégias podem incluir meios de comunicação, uma programação inteligente, manobras conseqüentes da medição dos valores elétricos trabalhados pelos equipamentos, ou mesmo uma combinação desses artifícios. Deve-se analisar primeiramente a interação dos dispositivos de controle de tensão dispostos no sistema de distribuição, e depois as conseqüências da inserção das unidades de geração, incluindo seus diversos tipos de sistemas de controle de excitação, para um melhor desempenho do sistema.

Neste capítulo, será abordado de maneira mais direta o principal objetivo do trabalho, que é propor a formulação de um problema de otimização que permita obter uma configuração otimizada de operação dos dispositivos reguladores de tensão em sistemas de distribuição diante da inserção de unidades de geração distribuída. Aqui serão apresentadas as filosofias de operação dos geradores, bem como as formulações matemáticas das estratégias consideradas no processo de otimização. O tópico a seguir discutirá as filosofias de controle da excitatriz de geradores distribuídos e o efeito destas na rede de distribuição.

4.1 Filosofia de Operação dos Geradores Distribuídos

É bem verdade que as redes de distribuição têm sido projetadas por muito tempo considerando a subestação da concessionária como a única fonte com capacidade de abastecimento de energia. Com os estudos e a inserção das unidades de geração distribuída, essa realidade se transformou, pois ocorreu o aparecimento de outras fontes de energia nos sistemas de distribuição ([1], [11], [43]). Assim, é altamente desejável que análises criteriosas

sejam realizadas quando unidades de geração estão para ser integradas ao sistema de distribuição. Isso se faz necessário para estabelecer as condições de operação entre os geradores distribuídos e a rede elétrica para garantir o fornecimento de energia dentro dos padrões de qualidade exigidos pelas agências reguladoras. Além disso, deve-se garantir que a rede de distribuição por si só seja capaz de fornecer energia elétrica aos consumidores, devido à possibilidade de que os geradores sejam desconectados em função da ocorrência de alguma contingência, ou mesmo em situações de desligamento programado ([10], [18]). Logo, é imprescindível um prévio conhecimento das manobras necessárias para a restauração e normalização imediata dos níveis de tensão. Portanto, este é o primeiro passo de um procedimento para melhor integrar as fontes de geração distribuída.

Uma vez definida a configuração operativa do sistema elétrico sem os geradores, são inseridas as unidades de geração. Estudar a viabilidade operacional do controle de excitação de unidades de geração é fundamental, pois os resultados provenientes deste procedimento podem significar menores perdas elétricas e conseqüentemente ganhos econômicos, além de prover uma melhoria dos níveis de tensão entregue aos consumidores.

Quando presentes no sistema, estas unidades podem operar com controle do tipo PV (potência ativa e tensão constantes), isto é, atuando como um regulador de tensão, e PQ (potência ativa e reativa constantes), atuando como um regulador de potência reativa ou de fator de potência.

4.1.1 Gerador Distribuído como Regulador de Tensão

Sob controle do tipo PV, o gerador poderá absorver ou prover potência reativa ao sistema a fim de manter a tensão no valor determinado. Essa possibilidade permite a melhoria do perfil de tensão da rede de distribuição ([1], [13], [25]). Este, porém, não é o único ganho. Também é ressaltado pelos trabalhos anteriormente citados que a atuação da excitatriz como um regulador de tensão possibilita uma maior penetração de geração no sistema elétrico de distribuição, sem prejudicar o seu desempenho.

A operação do gerador com o controle de excitação na condição de regulador de tensão pode acarretar um baixo fator de potência e conseqüentemente pagamentos extras devido à circulação de potência reativa em excesso, o que leva muitos proprietários desses geradores a não optar por este tipo de controle. Assim, para evitar tal cobrança, sob o modo de controle do tipo PV, devem ser analisadas a partir daí não só mais o perfil de tensão e as perdas de energia, mas também o fator de potência das unidades de geração e o carregamento

dessas máquinas. Portanto, carregamentos superiores a 105% e fator de potência inferior a 0,92 devem ser consideradas condições proibitivas de operação. Estas considerações serão admitidas neste trabalho.

Sustentar a tensão terminal constante durante um período de operação (dias, meses etc), quando o gerador opera como um regulador de tensão, é a prática mais usual em sistemas em que esse tipo de operação é recomendado. Por outro lado, em determinadas situações, a tensão terminal das unidades de geração distribuída pode ser configurada para ser variável, dependendo do nível de carregamento do sistema. Quando isto ocorre, existe a possibilidade de que a alteração da tensão terminal dos geradores possa resolver problemas relacionados à extrapolação da faixa de tensão regulamentada por lei. Em momentos em que é necessário um grande número de manobras dos dispositivos reguladores, esta condição pode vir a ser bastante favorável, normalizando os níveis de tensão e diminuindo a quantidade de chaveamentos de comutadores de *taps* e unidades de bancos de capacitores.

Ressalta-se que considerar a tensão do gerador distribuído como variável é uma proposta deste trabalho ainda não discutida na literatura técnica que trata do assunto aqui abordado. Sendo assim, uma das contribuições desta dissertação é demonstrar que existem estratégias de controle em que a tensão controlada do gerador pode ser variada para acomodar diferentes níveis de carregamento do sistema elétrico, visando melhorar seu desempenho operativo, sobretudo em relação ao perfil de tensão e perdas elétricas.

4.1.2 Gerador Distribuído como Regulador de Potência Reativa

Em relação ao controle PQ, a excitatriz do gerador atuando como regulador de potência reativa ou fator de potência é uma estratégia comumente adotada por proprietários dessas máquinas para evitar o pagamentos extras relativos à produção ou consumo excessivo de potência reativa. Logo, esse modo de controle garante que o fator de potência da máquina fique sempre acima de 0,92. Adicionalmente, operando de forma a manter o fator de potência capacitivo, geradores síncronos podem trazer outros benefícios como corrigir o fator de potência de cargas locais, principalmente no caso de autoprodutores industriais ([25]).

O gerador pode ser configurado para operar com potência reativa nula, garantindo sempre fator de potência unitário. Esta configuração tem sido recomendada pelas concessionárias de energia elétrica, muito embora se perca a capacidade de suporte de potência reativa dos geradores. Em contrapartida, essa prática pode provocar a elevação exagerada das tensões nodais especialmente em períodos de carga leve ([12]). Assim, uma

redução na potência ativa gerada poderia ser uma medida eficaz para que o perfil de tensão permaneça dentro dos limites. No entanto, restringir o montante de potência ativa fornecida pelos geradores distribuídos não é uma prática comum abordada nos acordos contratuais que regem este mercado, nem tão pouco interessantes aos proprietários desses geradores. Os contratos de comercialização de energia estabelecidos entre produtor independente e concessionárias garantem que a energia contratada, seja esta parcial ou totalmente produzida por um produtor, dentro do período de tempo de contrato, deve ser entregue de forma regular, contínua e segura sob pena de multas por inadimplência para os casos em que a fiscalização da ANEEL constatar irregularidades ([23]). Entretanto, outra contribuição deste trabalho de mestrado é apresentar uma análise, quando as unidades de geração operam com controle PQ, em que a potência fornecida torna-se também uma variável de controle a fim de obter um melhor desempenho operativo do sistema sob os diferentes níveis de carregamento.

4.2 Formulação Matemática do Problema de Otimização

É proposta deste trabalho realizar a tarefa de obter condições operativas viáveis dos dispositivos reguladores de tensão em um sistema de distribuição de energia elétrica com a presença de unidades de geração distribuída, cujo método consiste em encontrar uma solução para o problema de otimização em que os resultados correspondam à melhor configuração possível para operação dos equipamentos de regulação de tensão. Como explanado no Capítulo 3, um problema de otimização deve possuir características bem definidas. Por meio da interpretação do problema que se deseja resolver, equações matemáticas são modeladas. Estas equações devem conter uma função objetivo na qual se espera maximizar ou minimizar alguma consequência, seja esta um efeito desejável ou inevitável, e equações de restrição, que representam os limites e a constituição do problema.

Como descrito no capítulo anterior, o problema foi modelado em interface AMPL. O mesmo converte os dados de programação e torna possível o problema ser solucionado através do método *Branch and Bound*. Um algoritmo que utiliza este método é capaz de resolver problemas de programação não linear inteira mista, e por isso faz-se necessário o pacote de *solvers* Knitro. Programação não linear, pois o problema contém funções não lineares (função objetivo, restrições de igualdade, etc.), e inteira porque o mesmo dispõe de variáveis tanto contínuas como discretas. As variáveis discretas compreendem os *taps* dos transformadores da subestação, dos reguladores de tensão, e do chaveamento de unidades de bancos de capacitores.

Diversas filosofias de operação de geradores síncronos serão ponderadas, por isso diferentes restrições operacionais desses geradores serão consideradas para cada simulação, além das restrições do sistema elétrico e de seus componentes.

Neste trabalho, duas metodologias serão estudadas e analisadas em paralelo, com o objetivo de compará-las. Assim, tem-se um primeiro problema de otimização cuja função objetivo visa minimizar a variação dos níveis de tensão nos barramentos, e um segundo em que a função objetivo visa a redução das perdas elétricas nos alimentadores. Pode-se dizer que a formulação destas metodologias é resultado do estudo e da captação de informações das diversas referências comentadas no Capítulo 2, visando contribuir com a literatura técnica já existente na área. Entre as contribuições têm-se:

- Englobar todos os três dispositivos mais usuais na rede de distribuição e não só escolher alguns, como em [8], em que se utilizou somente o *tap* do transformador da subestação e bancos de capacitores, ou [18], que fez uso também dos bancos de capacitores em conjunto com os reguladores de tensão;
- Como em [25] fazer um estudo da consequência de inserção de geradores distribuídos nos níveis de tensão entregue aos consumidores, assunto estudado a fundo por [10], e nas perdas elétricas, estudado primeiramente por [15], mas desta vez focando na coordenação de todos os dispositivos reguladores de tensão de um sistema de distribuição;
- Propor uma estratégia de operação dos dispositivos de regulação de tensão, quando estes sofrem influência de geradores distribuídos cuja tensão terminal é uma variável controlada, e quando a potência ativa pode variar visando uma melhor condição operativa do sistema;

O conjunto destas idéias torna este um trabalho inovador, diferenciando-o daqueles apresentados anteriormente.

4.2.1 Minimização dos Desvios de Tensão

Neste item é apresentada a formulação do problema de otimização, cuja função objetivo é minimizar os desvios das tensões nodais, tomando 1 pu como valor de referência. Optou-se por esse valor com o objetivo de manter as tensões nodais próximas aos seus valores nominais, evitando que as mesmas fiquem muito próximas aos limites recomendados por normas, por questões econômicas, de segurança e bom desempenho na operação dos equipamentos dos consumidores. Do ponto de vista do consumidor, uma elevação no valor de

tensão em regime permanente pode provocar o aumento no consumo, refletindo na fatura de energia elétrica. A questão da segurança está relacionada ao risco de sobretensões momentâneas capazes de danificar equipamentos dos consumidores. Estando as tensões nodais próximas a 1,05 pu, as intensidades das sobretensões podem ser maiores. Essas sobretensões podem ser causadas por eventos na rede elétrica, tais como desligamentos de ramais, acionamento indevido de bancos de capacitores etc. Finalmente, operar com as tensões próximas ao limite inferior, ou seja, 0,93 pu, pode levar ao mau funcionamento de certos equipamentos nas instalações dos consumidores mediante condições de sobtensões. Esses fatos justificam, portanto, a recomendação de aproximar os valores das tensões nodais de 1 pu.

São considerados os modos de controle do sistema de excitação, limites de compensação de reativos e *taps* dos dispositivos reguladores de tensão. Assim, o problema pode ser formulado da seguinte maneira:

$$\text{Min } f = \sum_{k=1}^{NB} (V_{set} - V_k)^2 \quad (4.1)$$

s.a.

$$\Delta P = P_k^{esp} - P_k = 0 \quad (4.2)$$

$$\Delta Q = Q_k^{esp} - Q_k = 0 \quad (4.3)$$

$$V_k^{min} < V_k < V_k^{max} \quad (4.4)$$

a variável de comutação de *taps* dos transformadores é representada por tap_{km} , variando de 0,95 a 1,05 em passos de 0,25 para os transformadores da subestação, tal como na equação (4.5);

$$tap_{km} \in \{0,950; 0,975; 1,000; 1,025; 1,050\} \quad (4.5)$$

e varia de 0,90 a 1,10 em passos de 0,0625 para os autotransformadores reguladores de tensão, sendo apresentada na equação (4.6);

$$tap_{km} \in \{0,90; 0,90625; 0,91250; \dots; 1,00; \dots; 1,08750; 1,09375; 1,10\} \quad (4.6)$$

$$Qsh_k^{min} < Qsh_k < Qsh_k^{max} \quad (4.7)$$

$$fpG_k^{min} < |fpG_k| < fpG_k^{max} \quad (4.8)$$

$$0 < CarregG_k < CarregG_k^{max} \quad (4.9)$$

em que:

k é igual a 1, ..., até o número de barras do sistema elétrico sob estudo (NB).

V_{set} é a constante de tensão de referência (em pu).

V_k a variável que representa a tensão nodal das barras.

P_k^{esp} e Q_k^{esp} são os valores especificados de suprimento ou consumo (carga) de potência ativa e reativa na barra k respectivamente (em pu).

P_k e Q_k são as variáveis nodais que representam as equações de injeção de potência ativa e reativa na barra k respectivamente.

V_k^{min} e V_k^{max} são a margem inferior e superior dos limites da faixa de níveis aceitáveis de tensão da barra k (em pu).

tap_{km} representa neste trabalho o acréscimo ou decréscimo da tensão do secundário em relação à tensão do primário do transformador da subestação ou regulador de tensão. Por exemplo, um valor de 1,025 representa que a tensão do secundário é 1,025 vezes o valor da tensão do primário. Essa variável é tratada como uma variável discreta, representando a necessidade de uma programação inteira mista, e pode assumir somente os valores tal como apresentados nas Tabela 3.2 e Tabela 3.3.

tap_{km}^{min} e tap_{km}^{max} são os alcances mínimo e máximo das manobras de comutação de tap do transformador da subestação e regulador de tensão no ramo $k - m$.

Qsh_k^{min} e Qsh_k^{max} são o mínimo e máximo valor de potência reativa fornecida pelo banco de capacitor conectado na barra k respectivamente.

fpG_k^{min} e fpG_k^{max} são os fatores de potência que limitam a operação dos geradores distribuídos síncronos na barra k , quando estas máquinas operam com controle PV.

$CarregG_k^{max}$ é o máximo carregamento que limita a operação dos geradores síncronos na barra k , quando estas máquinas operam com controle PV.

Como pode ser observado, a função objetivo da metodologia que propõe minimizar a os desvios de tensão é definida por apenas dois parâmetros. Eleva-se o somatório ao quadrado, com a finalidade de assegurar que a diferença entre as tensões resulte em um valor positivo, evitando a ocorrência de possíveis subtrações que distorceriam a solução do problema. Um operador matemático que garante o valor absoluto de operações como esta, o módulo (no caso, o comando de programação), não possui uma boa aceitação por parte do *solver*, sendo então essa uma idéia necessária para contornar dificuldades na modelagem. Já as restrições de igualdade que compõem este problema são definidas através das equações de variação de potência ativa e reativa, ΔP e ΔQ respectivamente. As variáveis P_k da equação (4.2) e Q_k da equação (4.3) podem ser substituídas pelas expressões dispostas a seguir:

$$P_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.10)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.11)$$

sendo V_k , V_m , θ_k e θ_m os valores de módulo e ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k - m$, e G_{km} e B_{km} são as partes real e imaginária dos elementos da matriz admitância nodal. Este conjunto de equações de fluxo de carga pode ser mais bem explicado em [38].

Com relação às restrições de desigualdade, estas incluem os limites de tensão regulamentados por lei, sendo o valor mínimo igual a 0,93 pu e o máximo igual a 1,05 pu, ou seja, em um sistema de 13,8 kV, tal como apresentado na Tabela 2.1. Entre as restrições de desigualdade, também estão os limites de comutação de *tap* do transformador da subestação e dos reguladores de tensão. Tal como apresentado na equação (3.14), o chaveamento dos bancos de capacitores possui uma variável de *tap* na expressão do componente de injeção de potência reativa, obtendo:

$$Qsh_k = tap_k \times V_k^2 b_k^{sh} \quad (4.12)$$

em que:

b_k^{sh} é a susceptância ligada à barra k .

tap_k indica a quantidade de módulos ativos do banco de capacitores com potência total Qsh_k na barra k . Neste trabalho, essa variável será representada também como variável discreta. Logo, nos resultados apresentados no próximo capítulo ela será mostrada como uma porcentagem da potência total do banco de capacitores. Estes possuem em sua totalidade 4 módulos, seja de 150 ou 300 kvar, tal como apresentados na Tabela 3.1, e assim seus valores podem assumir 0% em que nenhum módulo está ativo, ou 25, 50, 75, ou mesmo 100% de módulos ativos.

Com relação aos limites de operação dos geradores distribuídos síncronos, estes compreendem o fator de potência e carregamento máximo permitido, de suma importância quando essas máquinas trabalham com controle PV. Sabe-se que o fator de potência dos geradores pode ser dado pela seguinte equação:

$$fpG_k = \cos \left[\arctan \left(\frac{Qg_k}{Pg_k} \right) \right] \quad (4.13)$$

sendo Pg_k e Qg_k potência ativa gerada e a potência reativa gerada ou consumida pelas unidades de geração. E, como explanado anteriormente, os valores permitidos devem estar entre 0,92 e 1, sendo então fpG_k^{min} igual 0,92 e fpG_k^{max} o valor unitário, 1.

Foi admitido neste trabalho que o carregamento das máquinas síncronas não pode ultrapassar 105%. Este limite pode ser dado pela equação:

$$CarregG_k = \frac{\sqrt{Pg_k^2 + Qg_k^2}}{S_{Nominal}} \times 100\% \quad (4.14)$$

em que $S_{Nominal}$ é a potência nominal das unidades de geração distribuída.

4.2.2 Minimização das Perdas Elétricas

No processo de otimização em que o foco é minimizar as perdas elétricas, o problema é constituído pela função objetivo dada por:

$$\text{Min } f = \sum_{r=1}^{NR} g_{km} (V_k^2 a_{km}^2 + V_m^2 - 2V_k V_m a_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.15)$$

em que r é o ramo que compreende a linha de distribuição entre as barras $k - m$, e varia de 1 até número total de linhas (NR), enquanto g_{km} é a condutância série desta mesma linha.

As restrições de igualdade e de desigualdade não diferem das apresentadas na metodologia anterior. Assim, com a implementação das metodologias propostas espera-se obter as condições operativas do gerador distribuído e dos dispositivos de regulação de tensão em sistemas de distribuição, de forma que estes últimos estejam coordenados para evitar violações dos limites estabelecidos por norma para as tensões nodais de regime permanente. Com relação à operação dos geradores distribuídos, pretende-se obter a solução que maximize os benefícios técnicos que os mesmos possam oferecer à operação de redes de distribuição, em termos de melhoria do perfil de tensão e redução das perdas de potência ativa.

4.3 Considerações Finais

Do que foi exposto anteriormente, estabelece-se que as seguintes estratégias de operação dos dispositivos de regulação de tensão e geradores distribuídos serão comparadas:

- Gerador distribuído operando com controle PV, com potência ativa e tensão fixas e minimização do desvio de tensão;
- Gerador distribuído operando com controle PV, com potência ativa e tensão fixas e minimização das perdas de potência ativa;
- Gerador distribuído operando com controle PV, com potência ativa fixa, tensão variável e minimização do desvio de tensão;
- Gerador distribuído operando com controle PV, com potência ativa fixa, tensão variável e minimização das perdas de potência ativa;
- Gerador distribuído operando com controle PQ, com potência ativa e reativa fixas e minimização do desvio de tensão;
- Gerador distribuído operando com controle PQ, com potência ativa e reativa fixas e minimização das perdas de potência ativa;

- Gerador distribuído operando com controle PQ, com potência ativa variável, potência reativa fixa e minimização do desvio de tensão;
- Gerador distribuído operando com controle PQ, com potência ativa variável, potência reativa fixa e minimização das perdas de potência ativa.

No próximo capítulo, os resultados obtidos pelo processo de otimização em cada um dos cenários analisados serão comparados e discutidos.

Capítulo 5

Resultados

Uma vez apresentados os dispositivos reguladores de tensão no Capítulo 2, o sistema elétrico estudado e seus componentes no Capítulo 3 e as estratégias para realizar a operação dos elementos do sistema de distribuição no Capítulo 4, este capítulo apresenta os resultados das simulações executadas para a apreciação e discussão dos modos operacionais dos geradores distribuídos juntamente com os dispositivos reguladores de tensão.

Os resultados da aplicação das estratégias servirão como subsídio para avaliar se existem condições favoráveis para a manutenção das características operativas do gerador durante o período analisado ou se a alteração das mesmas, em função da variação da carga, se apresenta como alternativa mais viável. Para tal análise, resultados como a variação das tensões nodais, o valor das perdas de potência ativa, as variações dos *taps* do transformador da subestação e dos reguladores de tensão, assim como dos capacitores, serão considerados.

As análises serão realizadas considerando as curvas de carga apresentadas no Capítulo 3. Para cada hora do dia e tomando o valor de potência ativa e reativa de cada consumidor nesse instante, são realizados, por meio de programação computacional, cálculos de fluxos de potência ótimos e armazenados os valores máximos e mínimos das tensões verificadas no sistema elétrico, como também as perdas de energia durante o período. Será feita uma discussão por meio da comparação entre as estratégias propostas para cada modo de operação das unidades de geração distribuída.

Devido ao grande número de informações geradas pelos resultados das simulações, as análises do perfil de tensão apresentadas neste capítulo considerarão apenas dois cenários de carregamento para as estratégias em discussão. Entretanto, os resultados completos são apresentados no Anexo A. Os dois cenários considerados são:

- Mínimo carregamento do sistema: corresponde ao instante de tempo em que a carga agregada é mínima. Isso ocorre às 4 horas.
- Máximo carregamento do sistema: corresponde ao instante de tempo em que a carga agregada é máxima. Isso ocorre às 14 horas.

As análises referentes a alterações nos módulos de bancos de capacitores e mudanças de *taps* dos transformadores e reguladores de tensão são apresentadas considerando todo o período de 24 horas.

5.1 Sem Geradores Distribuídos

Inicialmente, estudos foram realizados a fim de encontrar a melhor configuração sem a presença de geradores (SGD), considerando os bancos de capacitores, o *tap* dos transformadores reguladores de tensão e comutadores da subestação. Os resultados dessa análise serão úteis para serem comparados com aqueles obtidos quando há geradores distribuídos na rede elétrica. A Figura 5.1, e Tabelas 5.1, 5.3 e 5.5 apresentam as configurações simuladas nas quais a função objetivo é a minimização da variação de tensão (min Tensão), enquanto que na Figura 5.2 e Tabelas 5.2, 5.4 e 5.6, mostram-se os resultados para a função objetivo de minimização das perdas de energia (min Perdas). As perdas de energia totais estão na Figura 5.3. Visando facilitar a análise dos resultados, pois estes compreendem enormes tabelas, as mesmas serão divididas e dispostas de modo que seja possível discutir cada uma destas seleções de resultados em função das estratégias consideradas. O mesmo procedimento será aplicado para os diversos modos estudados do controle de excitação das unidades de geração. É bom lembrar que o valor de base para as tensões é 13,8 kV.

Figura 5.1 – Perfil de tensão para carregamento mínimo – SGD / min Tensão e min Perdas.

Figura 5.2 – Perfil de tensão para carregamento máximo – SGD / min Tensão e SGD / min Perdas.

Os resultados obtidos nas simulações cujo sistema se apresenta com a ausência de unidades de geração distribuída permitem inferir que a estratégia de minimização das perdas elétricas faz com que o sistema elétrico opere com elevados níveis de tensão, próximos ao limite máximo aceitável, visando com isso favorecer a redução dessas perdas, conforme pode ser observado na Figura 5.3. Esta figura apresenta as perdas totais de energia verificadas durante as 24 horas de operação do sistema elétrico, em que se percebe uma diferença nas perdas de energia de cerca de 5,8% entre os resultados das diferentes estratégias propostas.

Analisando a Figura 5.2 observa-se que em situações de carregamento elevado, quando o objetivo é minimizar as perdas técnicas, fica difícil manter um perfil homogêneo das tensões nas barras. A estratégia que sugere a minimização dos desvios de tensão nivela os níveis de tensão aproximando os valores mínimos e máximos fazendo uso dos equipamentos de regulação, conforme se observa na Figura 5.1.

Figura 5.3 – Perdas de totais energia sem geradores distribuídos: min Tensão e min Perdas.

Com relação aos bancos de capacitores, a Tabela 5.1 e a Tabela 5.2 apresentam a configuração das unidades capacitivas em cada hora do dia, considerando a estratégia de minimização dos desvios de tensão e a de minimização das perdas, respectivamente. Comparando ambas as tabelas, nota-se um comportamento bastante diferente das configurações operativas dos bancos de capacitores para atender aos objetivos das estratégias de otimização. Por exemplo, na Tabela 5.1 o número de chaveamentos dos capacitores foi mais freqüente do que na Tabela 5.2.

Tabela 5.1 – Configuração dos bancos de capacitores – SGD / min Tensão.

Tempo (hora)	Módulos de Bancos de Capacitores Ativos (%)				
	BC-1 barra 38	BC-2 barra 39	BC-3 barra 40	BC-4 barra 41	BC-5 barra 42
1	50,0%	75,0%	0,0%	75,0%	100,0%
2	50,0%	25,0%	0,0%	50,0%	100,0%
3	50,0%	25,0%	0,0%	100,0%	75,0%
4	50,0%	25,0%	0,0%	100,0%	75,0%
5	50,0%	25,0%	0,0%	100,0%	75,0%
6	25,0%	75,0%	0,0%	100,0%	100,0%
7	75,0%	100,0%	0,0%	50,0%	100,0%
8	0,0%	100,0%	75,0%	100,0%	100,0%
9	50,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
10	75,0%	25,0%	0,0%	100,0%	100,0%
11	75,0%	25,0%	0,0%	100,0%	100,0%
12	50,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
13	25,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
14	75,0%	50,0%	0,0%	100,0%	100,0%
15	75,0%	25,0%	0,0%	100,0%	100,0%
16	75,0%	25,0%	0,0%	100,0%	100,0%
17	75,0%	25,0%	0,0%	100,0%	100,0%
18	50,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
19	25,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
20	50,0%	25,0%	0,0%	100,0%	100,0%
21	50,0%	50,0%	0,0%	100,0%	100,0%
22	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
23	0,0%	100,0%	75,0%	25,0%	100,0%
24	0,0%	100,0%	75,0%	50,0%	75,0%

Tabela 5.2 – Configuração dos bancos de capacitores – SGD / min Perdas.

Tempo (hora)	Módulos de Bancos de Capacitores Ativos (%)				
	BC-1 barra 38	BC-2 barra 39	BC-3 barra 40	BC-4 barra 41	BC-5 barra 42
1	25,0%	75,0%	75,0%	75,0%	25,0%
2	25,0%	75,0%	75,0%	75,0%	25,0%
3	25,0%	75,0%	75,0%	50,0%	25,0%
4	25,0%	75,0%	75,0%	50,0%	25,0%
5	25,0%	75,0%	75,0%	75,0%	25,0%
6	25,0%	75,0%	75,0%	75,0%	25,0%
7	25,0%	75,0%	75,0%	50,0%	50,0%
8	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
9	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
10	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
11	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
12	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
13	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
14	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
15	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
16	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
17	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
18	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
19	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
20	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
21	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
22	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
23	25,0%	75,0%	75,0%	75,0%	50,0%
24	50,0%	75,0%	50,0%	50,0%	50,0%

Analisando as posições de *tap* obtidas da solução do problema para os transformadores da subestação com comutadores de *taps* sob carga, pode-se inferir que quando a estratégia foca na minimização de perdas de energia, estes equipamentos fazem uso de toda sua capacidade com o objetivo de elevar os níveis de tensão possibilitando a redução das perdas de potência ativa, tal como mostrado na Tabela 5.4. Já para o caso de minimização do desvio de tensão, observam-se alterações dos *taps* dos transformadores da subestação em função da variação da carga, conforme mostra a Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Configuração dos *taps* do transformador da subestação – SGD / min Tensão.

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos transformadores da subestação (pu)	
	Trafo 1 ramo 1-4	Trafo 2 ramo 1-5
1	1,00000	1,02500
2	1,00000	1,02500
3	1,00000	1,02500
4	1,00000	1,02500
5	1,00000	1,02500
6	1,00000	1,02500
7	1,00000	1,02500
8	1,02500	1,02500
9	1,02500	1,05000
10	1,02500	1,05000
11	1,02500	1,05000
12	1,02500	1,05000
13	1,02500	1,05000
14	1,02500	1,05000
15	1,02500	1,05000
16	1,02500	1,05000
17	1,02500	1,05000
18	1,02500	1,05000
19	1,02500	1,05000
20	1,02500	1,05000
21	1,02500	1,05000
22	1,02500	1,05000
23	1,02500	1,02500
24	1,02500	1,02500

Tabela 5.4 – Configuração dos *taps* do transformador da subestação – SGD / min Perdas.

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos transformadores da subestação (pu)	
	Trafo 1 ramo 1-4	Trafo 2 ramo 1-5
1	1,05000	1,05000
2	1,05000	1,05000
3	1,05000	1,05000
4	1,05000	1,05000
5	1,05000	1,05000
6	1,05000	1,05000
7	1,05000	1,05000
8	1,05000	1,05000
9	1,05000	1,05000
10	1,05000	1,05000
11	1,05000	1,05000
12	1,05000	1,05000
13	1,05000	1,05000
14	1,05000	1,05000
15	1,05000	1,05000
16	1,05000	1,05000
17	1,05000	1,05000
18	1,05000	1,05000
19	1,05000	1,05000
20	1,05000	1,05000
21	1,05000	1,05000
22	1,05000	1,05000
23	1,05000	1,05000
24	1,05000	1,05000

Por último, os resultados dos *taps* dos reguladores de tensão, apresentados nas Tabelas 5.5 e 5.6, mostram uma evolução discreta do chaveamento destes equipamentos seguindo a linha de variação da demanda para ambas as metodologias.

Os resultados completos das tensões mínimas e máximas, e das perdas técnicas são apresentados no Anexo A, por meio da Tabela A.1 e Tabela A.2.

Tabela 5.5 – Configuração dos *taps* dos reguladores de tensão – SGD / min Tensão.

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos reguladores de tensão (pu)	
	Reg.1 ramo 11-12	Reg.2 ramo 17-18
1	1,02500	1,01875
2	1,02500	1,01250
3	1,02500	1,01250
4	1,02500	1,01250
5	1,02500	1,01250
6	1,02500	1,01250
7	1,03125	1,01875
8	1,04375	1,01875
9	1,03750	1,01875
10	1,03750	1,01875
11	1,03750	1,02500
12	1,03750	1,01875
13	1,03750	1,01875
14	1,03750	1,02500
15	1,03750	1,02500
16	1,03750	1,02500
17	1,03750	1,01875
18	1,03750	1,01875
19	1,04375	1,02500
20	1,05000	1,02500
21	1,05000	1,02500
22	1,04375	1,02500
23	1,05000	1,02500
24	1,03750	1,01875

Tabela 5.6 – Configuração dos *taps* dos reguladores de tensão – SGD / min Perdas.

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos reguladores de tensão (pu)	
	Reg.1 ramo 11-12	Reg.2 ramo 17-18
1	1,03125	1,01875
2	1,02500	1,01875
3	1,02500	1,01875
4	1,02500	1,01875
5	1,02500	1,01250
6	1,03125	1,01875
7	1,03750	1,01875
8	1,05000	1,02500
9	1,06250	1,03125
10	1,06250	1,03125
11	1,06250	1,03750
12	1,05625	1,03125
13	1,05625	1,03125
14	1,06250	1,03750
15	1,06250	1,03750
16	1,06250	1,03125
17	1,06250	1,03125
18	1,06250	1,03125
19	1,06250	1,03125
20	1,06875	1,03750
21	1,06875	1,03750
22	1,06250	1,03125
23	1,05625	1,03125
24	1,05000	1,02500

5.2 Geradores com Controle PV

Nesta dissertação de mestrado, quando os geradores operam com o controle do tipo PV, a tensão terminal destes pode ser fixa ou variável, conforme explicado no Capítulo 4.

5.2.1 Tensão Terminal Fixa

Operando com tensão fixa, esta é especificada em 1 pu, isto é, 480 V. Então, foram realizadas simulações em que cada um dos geradores fornece 10,5 MW, para cada estratégia proposta, a fim de verificar o impacto na rede elétrica, considerando cada condição de carregamento da rede. As Figuras 5.4 a 5.8 e Tabelas 5.7 a 5.12 apresentam os resultados desses testes. Nessas figuras e tabelas, o termo PV Fixo é empregado para representar o modo de controle da tensão dos geradores distribuídos.

Analisando os perfis de tensão de ambas as estratégias praticadas (Figura 5.4 e Figura 5.5), é visível a eficiência da metodologia que busca minimizar os desvios de tensão, apresentando um perfil de tensão mais plano em toda a rede, para ambos os carregamentos. A

margem inferior não ultrapassou 0,986 pu e a superior 1,012 pu, enquanto que a estratégia de redução das perdas resultou em variações maiores: 0,975 pu e 1,05 pu.

Figura 5.4 – Perfil de tensão para carregamento mínimo – PV Fixo / min Tensão e min Perdas.

Figura 5.5 – Perfil de tensão para carregamento máximo – PV Fixo / min Tensão e min Perdas.

É importante enfatizar as melhorias no perfil de tensão obtidas com a inserção das unidades de geração distribuídas, principalmente quando a estratégia de operação dos dispositivos visa a minimização dos desvios de tensão. A Figura 5.6 apresenta o valor da função objetivo para cada hora do dia considerando o caso sem geradores e o PV Fixo. Nessa figura, percebe-se que as variações de tensão diante da ausência dos geradores síncronos se apresentam mais abruptas do que quando os mesmo estão presentes.

Figura 5.6 – Valores da função objetivo para o caso de minimização da variação da tensão – SGD e PV Fixo.

A Figura 5.7 apresenta o valor do somatório dos desvios das tensões nodais para as estratégias simuladas até então, ou seja, o caso sem geradores e PV Fixo, considerando ambas as funções objetivos. Ressalta-se que esse valor corresponde à função objetivo da expressão (4.1). É natural que a estratégia de minimização das perdas resulte em desvios de tensão muito maiores do que os obtidos com a estratégia de minimização da tensão, contudo, comparando esses resultados com o caso sem geradores (SGD) observa-se que a presença de geradores distribuídos contribuiu significativamente para a redução desses desvios, para ambas as funções objetivo.

Figura 5.7 – Somatório dos desvios das tensões nodais – SGD e PV Fixo.

Com os resultados apresentados na Figura 5.8, algumas observações podem ser feitas. Analisando as perdas elétricas de ambas as estratégias aplicadas para este modo de operação dos geradores, é possível verificar que houve uma diminuição bastante significativa das mesmas após a introdução dos geradores distribuídos. Além disso, observa-se que a diferença das perdas elétricas entre as estratégias analisadas não foi tão significativa. Portanto, com as características operativas simuladas, é possível manter um perfil de tensão mais plano e um nível baixo de perdas elétricas técnicas.

Figura 5.8 – Perdas de Energia – min Tensão e min Perdas.

Nos casos em que os geradores operam com controle PV, começam a ser discutidos os valores de fator de potência e carregamento destes geradores. Na Tabela 5.7 e Tabela 5.8 mostra-se que o fator de potência dos geradores em ambas as estratégias permaneceu próximo de unitário durante todo o período de análise (24 horas). Com relação ao carregamento dos geradores, estes também não oscilaram muito, ficando em torno de 75 e 76%, dentro das condições aceitáveis de operação. Portanto, mostra-se aqui a viabilidade da operação do sistema elétrico mantendo os geradores com controle PV. Nessas mesmas tabelas pode-se observar uma evolução do chaveamento dos bancos de capacitores em função do carregamento da rede. No caso de minimização dos desvios de tensão, no geral observa-se, na Tabela 5.7, uma variação maior da potência exigida de cada banco de capacitor ao longo das 24 horas. Por exemplo, o banco de capacitores BC-4 fornece desde 0% a 100% de sua capacidade, mas permanece com 100% durante boa parte do tempo. Já no caso de minimização das perdas (Tabela 5.8), esse mesmo banco de capacitores tem uma variação menor: de 25% a 75% de sua capacidade, com exceção da hora 23 em que o mesmo foi desligado (0,0%).

Tabela 5.7 – Resultados de fator de potência e carregamento dos geradores e configuração dos bancos de capacitores – PV Fixo / min Tensão.

Tempo (hora)	Fator de Potência dos Geradores		Carregamento dos Geradores (%)		Módulos de Bancos de Capacitores Ativos (%)				
	G1	G2	G1	G2	BC-1 barra 38	BC-2 barra 39	BC-3 barra 40	BC-4 barra 41	BC-5 barra 42
1	0,996	0,997	76,011	75,898	0,0%	0,0%	75,0%	0,0%	50,0%
2	0,995	0,996	76,036	75,968	0,0%	0,0%	50,0%	50,0%	25,0%
3	0,994	0,997	76,131	75,921	0,0%	0,0%	75,0%	25,0%	25,0%
4	0,994	0,997	76,140	75,932	0,0%	0,0%	75,0%	25,0%	25,0%
5	0,995	0,997	76,106	75,915	0,0%	0,0%	75,0%	25,0%	25,0%
6	0,996	0,997	76,014	75,937	0,0%	0,0%	75,0%	0,0%	50,0%
7	0,997	0,997	75,910	75,934	0,0%	0,0%	75,0%	25,0%	50,0%
8	0,998	0,998	75,830	75,853	0,0%	75,0%	75,0%	50,0%	100,0%
9	0,999	0,999	75,748	75,796	0,0%	75,0%	75,0%	100,0%	100,0%
10	0,999	0,999	75,737	75,789	0,0%	75,0%	75,0%	100,0%	100,0%
11	0,999	0,998	75,730	75,812	25,0%	75,0%	75,0%	100,0%	100,0%
12	0,999	0,998	75,754	75,845	0,0%	75,0%	75,0%	100,0%	100,0%
13	0,999	0,998	75,756	75,849	0,0%	75,0%	75,0%	75,0%	100,0%
14	1,000	0,999	75,720	75,783	25,0%	75,0%	75,0%	100,0%	100,0%
15	1,000	0,999	75,725	75,784	25,0%	75,0%	75,0%	100,0%	100,0%
16	0,999	0,999	75,740	75,763	0,0%	75,0%	75,0%	100,0%	100,0%
17	0,999	0,999	75,733	75,763	0,0%	75,0%	75,0%	100,0%	100,0%
18	0,999	0,998	75,748	75,857	0,0%	75,0%	75,0%	100,0%	100,0%
19	0,999	1,000	75,756	75,696	75,0%	75,0%	75,0%	100,0%	100,0%
20	1,000	0,999	75,715	75,746	0,0%	75,0%	75,0%	75,0%	100,0%
21	1,000	0,999	75,708	75,735	0,0%	75,0%	75,0%	100,0%	75,0%
22	0,999	0,999	75,750	75,747	0,0%	75,0%	75,0%	50,0%	75,0%
23	0,998	0,999	75,851	75,755	0,0%	75,0%	75,0%	50,0%	50,0%
24	0,999	0,998	75,791	75,829	0,0%	0,0%	75,0%	50,0%	50,0%

Tabela 5.8 – Dados de fator de potência, carregamento e dos bancos de capacitores – PV Fixo / min Perdas.

Tempo (hora)	Fator de Potência dos Geradores		Carregamento dos Geradores (%)		Módulos de Bancos de Capacitores Ativos (%)				
	G1	G2	G1	G2	BC-1 barra 38	BC-2 barra 39	BC-3 barra 40	BC-4 barra 41	BC-5 barra 42
1	0,988	0,997	76,622	75,899	0,0%	50,0%	50,0%	25,0%	25,0%
2	0,989	0,984	76,520	76,919	25,0%	25,0%	75,0%	25,0%	25,0%
3	0,987	0,998	76,661	75,823	0,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%
4	0,991	1,000	76,347	75,720	25,0%	50,0%	75,0%	50,0%	25,0%
5	0,988	1,000	76,602	75,726	25,0%	25,0%	50,0%	50,0%	25,0%
6	0,990	0,998	76,490	75,812	0,0%	75,0%	50,0%	50,0%	25,0%
7	0,980	0,997	77,208	75,929	0,0%	25,0%	0,0%	25,0%	25,0%
8	0,980	0,993	77,258	76,212	0,0%	75,0%	75,0%	50,0%	50,0%
9	0,969	0,990	78,104	76,448	0,0%	50,0%	25,0%	75,0%	50,0%
10	0,970	0,990	78,027	76,466	0,0%	50,0%	50,0%	75,0%	50,0%
11	0,971	0,988	77,930	76,617	0,0%	50,0%	75,0%	75,0%	50,0%
12	0,971	0,992	77,969	76,333	0,0%	25,0%	75,0%	75,0%	50,0%
13	0,969	0,992	78,108	76,324	0,0%	25,0%	50,0%	50,0%	50,0%
14	0,973	0,987	77,808	76,707	0,0%	75,0%	75,0%	75,0%	50,0%
15	0,971	0,987	77,971	76,701	0,0%	50,0%	75,0%	75,0%	50,0%
16	0,970	0,990	78,004	76,428	0,0%	50,0%	50,0%	50,0%	75,0%
17	0,972	0,989	77,903	76,548	0,0%	50,0%	75,0%	75,0%	50,0%
18	0,973	0,992	77,754	76,309	0,0%	75,0%	50,0%	75,0%	50,0%
19	0,973	0,990	77,758	76,491	0,0%	50,0%	75,0%	25,0%	50,0%
20	0,972	0,988	77,855	76,607	0,0%	75,0%	75,0%	50,0%	50,0%
21	0,971	0,989	77,927	76,523	0,0%	75,0%	75,0%	50,0%	50,0%
22	0,964	0,965	78,522	78,478	25,0%	0,0%	25,0%	25,0%	25,0%
23	0,978	0,990	77,359	76,438	0,0%	50,0%	75,0%	0,0%	25,0%
24	0,980	0,995	77,213	76,062	0,0%	25,0%	75,0%	50,0%	25,0%

Das tabelas 5.9 e 5.10 é interessante analisar que no caso da estratégia que visa minimizar as perdas de potência ativa, os *taps* foram chaveados para reduzir a tensão no lado secundário de um dos transformadores da subestação. Isso pode ser resultado da elevação do perfil de tensão causado pelos bancos de capacitores e dos transformadores reguladores de tensão, conforme pode ser visto na Tabela 5.12. As tabelas 5.9 e 5.10 também mostram que o número de chaveamento dos *taps* dos transformadores da subestação foi bastante reduzido, indicando um efeito positivo da presença dos geradores síncronos com controle PV Fixo.

Tabela 5.9 – Configuração dos *taps* dos transformadores da subestação – PV Fixo / min Tensão.

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos transformadores da subestação (pu)	
	Trafo 1 ramo 1-4	Trafo 2 ramo 1-5
1	1,02500	1,02500
2	1,02500	1,02500
3	1,02500	1,02500
4	1,02500	1,02500
5	1,02500	1,02500
6	1,02500	1,02500
7	1,02500	1,02500
8	1,02500	1,02500
9	1,02500	1,02500
10	1,02500	1,02500
11	1,02500	1,02500
12	1,02500	1,02500
13	1,02500	1,02500
14	1,02500	1,02500
15	1,02500	1,02500
16	1,02500	1,02500
17	1,02500	1,02500
18	1,02500	1,02500
19	1,00000	1,02500
20	1,02500	1,02500
21	1,02500	1,02500
22	1,02500	1,02500
23	1,02500	1,02500
24	1,02500	1,02500

Tabela 5.10 – Configuração dos *taps* do transformador da subestação – PV Fixo / min Perdas.

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos transformadores da subestação (pu)	
	Trafo 1 ramo 1-4	Trafo 2 ramo 1-5
1	1,00000	0,97500
2	0,97500	0,97500
3	1,00000	0,97500
4	1,00000	0,97500
5	1,00000	0,97500
6	1,00000	0,97500
7	1,00000	0,97500
8	1,00000	0,97500
9	1,00000	0,97500
10	1,00000	0,97500
11	1,00000	0,97500
12	1,00000	0,97500
13	1,00000	0,97500
14	1,00000	0,97500
15	1,00000	0,97500
16	1,00000	0,97500
17	1,00000	0,97500
18	1,00000	0,97500
19	1,00000	0,97500
20	1,00000	0,97500
21	1,00000	0,97500
22	0,97500	0,97500
23	1,00000	0,97500
24	1,00000	0,97500

Na Tabela 5.11 e Tabela 5.12 são mostradas as configurações dos *taps* dos transformadores reguladores de tensão em cada hora do dia. Observa-se uma diferença significativa entre os resultados das duas estratégias: na metodologia que objetiva minimizar as perdas elétricas, os *taps* dos reguladores de tensão foram mais elevados do que os resultados obtidos na metodologia de minimizar os desvios de tensão. Esse comportamento decorre do fato de que a manutenção das tensões nodais elevadas provoca a redução nas perdas elétricas.

Tabela 5.11 – Configuração dos *taps* dos reguladores de tensão – PV Fixo / min ΔV .

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos reguladores de tensão (pu)	
	Reg.1 ramo 11-12	Reg.2 ramo 17-18
1	1,01875	1,00625
2	1,01875	1,00625
3	1,01250	1,00625
4	1,01250	1,00625
5	1,01250	1,00625
6	1,01875	1,00625
7	1,02500	1,00625
8	1,02500	1,01250
9	1,03125	1,01250
10	1,03125	1,01250
11	1,03125	1,01250
12	1,03125	1,01250
13	1,03125	1,01250
14	1,03125	1,01250
15	1,03125	1,01250
16	1,03125	1,01250
17	1,03125	1,01250
18	1,03125	1,01250
19	1,03750	1,01875
20	1,04375	1,01875
21	1,04375	1,01875
22	1,03750	1,01875
23	1,03125	1,01875
24	1,03125	1,01250

Tabela 5.12 – Configuração dos *taps* dos reguladores de tensão – PV Fixo / min Perdas.

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos reguladores de tensão (pu)	
	Reg.1 ramo 11-12	Reg.2 ramo 17-18
1	1,06875	1,05625
2	1,06875	1,05625
3	1,06875	1,05000
4	1,06250	1,05000
5	1,06875	1,05000
6	1,06875	1,05000
7	1,07500	1,05625
8	1,07500	1,05625
9	1,08125	1,05625
10	1,08125	1,05625
11	1,08125	1,06250
12	1,08125	1,05625
13	1,08125	1,05625
14	1,08125	1,06250
15	1,08125	1,06250
16	1,08125	1,05625
17	1,08125	1,05625
18	1,08125	1,05625
19	1,08125	1,06250
20	1,08750	1,06250
21	1,08750	1,06250
22	1,08750	1,06875
23	1,08125	1,06250
24	1,07500	1,05625

5.2.2 Tensão Terminal Variável

Quando a rede elétrica passa a operar com as unidades de geração sob controle PV, principalmente nos momentos de máxima demanda do sistema, elas proporcionam um grande auxílio na manutenção dos valores das tensões nodais dentro dos limites definidos por normas, resultando em um perfil de tensão mais uniforme. Com intuito de fazer com que os geradores distribuídos atuem como moduladores da tensão, minimizando alterações nas configurações dos dispositivos reguladores de tensão, a tensão de referência dos mesmos foi inserida como variável de controle do processo de otimização. Nesta seção, o termo PV Variável será empregado para representar esse modo de controle da tensão dos geradores distribuídos.

Para efeito de análise, o perfil de tensão dos geradores distribuídos em função do tempo, de ambas as estratégias, pode ser visualizado nas Figuras 5.9 e 5.10. Nota-se que a tensão de referência de ambos os geradores varia muito pouco, aproximadamente de 0,995 a 1,010 pu durante todo o período de análise, quando se minimizam os desvios de tensão (Figura 5.9). Esse resultado era esperado, visto que a tensão de referência escolhida na função objetivo desta técnica é 1 pu. No caso da Figura 5.10, em que os resultados da estratégia de minimização de perdas são mostrados, os geradores se comportaram de forma semelhante aos outros dispositivos reguladores de tensão, ou seja, a tensão de referência se elevou para o valor igual ao limite superior permissível nas barras, ou seja, 1,05 pu, durante a maior parte do período de análise. No caso analisado, as variações na tensão de referência dos geradores durante as 24 horas e para ambas as estratégias não foi significativa. Contudo, esta estratégia apresentou algumas vantagens em relação às outras, conforme será abordado no final deste capítulo.

Os efeitos provocados por esta estratégia de operação para máxima e mínima carga é que as tensões nodais ficaram em torno de 1 pu quando a função objetivo é minimização dos desvios de tensão, e em 1,04 pu quando se minimizam as perdas elétricas. Essas características são mostradas na Figura 5.11 e Figura 5.12, respectivamente.

Figura 5.9 – Perfil de tensão dos geradores operando com controle PV Variável / min Tensão.

Figura 5.10 – Perfil de tensão dos geradores operando com controle PV Variável / min Perdas.

Figura 5.11 – Perfil de tensão para carregamento mínimo – PV Variável / min Tensão e min Perdas.

Figura 5.12 – Perfil de tensão para carregamento máximo – PV Variável / min Tensão e min Perdas.

Uma análise mais detalhada envolvendo a metodologia de minimização dos desvios de tensão mostra que utilizando a tensão de referência dos geradores como variável de controle consegue-se, de maneira geral, uma redução mais acentuada dos desvios de tensão quando comparada à manutenção da tensão fixa em 1 pu. Isso pode ser comprovado analisando a Figura 5.13, que apresenta o comportamento da função objetivo durante as 24 horas de operação. Este aspecto também é evidente analisando o somatório dos valores dos desvios de tensão das 24 horas de análise, apresentado na Figura 5.14. Observa-se neste caso, que a operação com PV Variável provocou uma degradação significativa nos desvios de tensão,

quando se busca a minimização das perdas. Isso ocorreu porque as tensões dos geradores foram aumentadas até 1,05 ou em quase todo o período de operação do sistema elétrico, elevando o perfil das tensões nodais como um todo.

Em relação às perdas de energia, observa-se na Figura 5.15 uma ligeira redução para o caso PV Variável. Tal redução é mais acentuada na estratégia de minimização das perdas.

Figura 5.13 – Valores da função objetivo para o caso de minimização da variação da tensão – SGD, PV Fixo e PV Variável.

Figura 5.14 – Somatório dos desvios das tensões nodais – SGD, PV Fixo e PV Variável.

Figura 5.15 – Perdas de Energia – min Tensão e min Perdas.

A Tabela 5.13 e Tabela 5.14 apresentam as configurações dos bancos de capacitores, o fator de potência e carregamento dos geradores durante as 24 horas, para ambas as estratégias de controle de tensão, respectivamente. Em relação ao fator de potência e carregamento dos geradores, observa-se que foram mantidos dentro dos limites aceitáveis. Percebe-se ainda uma leve redução do fator de potência na estratégia que objetiva minimizar perdas, em contrapartida, um aumento do carregamento. Esta relação inversa se justifica em razão de o carregamento ter seu aumento resultado da elevação no fornecimento de potência reativa pelos geradores para manter a tensão controlada no nível determinado, causando a redução do fator de potência.

Tabela 5.13 – Configuração dos bancos de capacitores – PV Variável / min Tensão.

Tempo (hora)	Fator de Potência dos Geradores		Carregamento dos Geradores (%)		Módulos de Bancos de Capacitores Ativos (%)				
	G1	G2	G1	G2	BC-1 barra 38	BC-2 barra 39	BC-3 barra 40	BC-4 barra 41	BC-5 barra 42
1	0,994	0,994	76,114	76,181	0,0%	0,0%	100,0%	50,0%	50,0%
2	0,992	0,997	76,271	75,896	0,0%	0,0%	100,0%	25,0%	25,0%
3	0,992	0,994	76,334	76,148	0,0%	0,0%	100,0%	25,0%	50,0%
4	0,991	0,994	76,349	76,172	0,0%	0,0%	100,0%	25,0%	50,0%
5	0,992	0,994	76,295	76,137	0,0%	0,0%	100,0%	25,0%	50,0%
6	0,994	0,995	76,128	76,056	0,0%	0,0%	100,0%	25,0%	50,0%
7	0,996	0,995	76,006	76,040	0,0%	0,0%	100,0%	50,0%	50,0%
8	1,000	1,000	75,702	75,723	50,0%	25,0%	50,0%	100,0%	100,0%
9	1,000	0,997	75,696	75,944	50,0%	50,0%	50,0%	100,0%	100,0%
10	1,000	0,994	75,706	76,146	25,0%	75,0%	50,0%	100,0%	100,0%
11	1,000	0,992	75,693	76,325	25,0%	75,0%	25,0%	100,0%	100,0%
12	1,000	0,998	75,698	75,856	50,0%	50,0%	50,0%	100,0%	100,0%
13	1,000	0,999	75,703	75,766	50,0%	75,0%	25,0%	100,0%	100,0%
14	1,000	0,990	75,692	76,431	25,0%	75,0%	25,0%	100,0%	100,0%
15	1,000	0,990	75,692	76,423	25,0%	75,0%	25,0%	100,0%	100,0%
16	1,000	0,993	75,696	76,238	25,0%	75,0%	25,0%	100,0%	100,0%
17	1,000	0,993	75,693	76,241	25,0%	75,0%	25,0%	100,0%	100,0%
18	1,000	0,998	75,693	75,837	50,0%	50,0%	25,0%	100,0%	100,0%
19	1,000	1,000	75,700	75,705	75,0%	50,0%	50,0%	100,0%	100,0%
20	1,000	0,997	75,707	75,903	50,0%	75,0%	0,0%	100,0%	100,0%
21	0,999	0,996	75,754	76,018	50,0%	50,0%	0,0%	100,0%	75,0%
22	1,000	0,999	75,692	75,800	0,0%	50,0%	25,0%	75,0%	75,0%
23	1,000	0,996	75,695	75,996	0,0%	0,0%	50,0%	75,0%	75,0%
24	0,999	0,990	75,790	76,459	25,0%	0,0%	75,0%	75,0%	75,0%

Tabela 5.14 – Configuração dos bancos de capacitores – PV Variável / min Perdas.

Tempo (hora)	Fator de Potência dos Geradores		Carregamento dos Geradores (%)		Módulos de Bancos de Capacitores Ativos (%)				
	G1	G2	G1	G2	BC-1 barra 38	BC-2 barra 39	BC-3 barra 40	BC-4 barra 41	BC-5 barra 42
1	0,988	0,998	76,583	75,854	0,0%	50,0%	50,0%	25,0%	25,0%
2	0,990	0,999	76,449	75,801	0,0%	50,0%	50,0%	25,0%	25,0%
3	0,991	0,999	76,405	75,786	0,0%	50,0%	50,0%	25,0%	25,0%
4	0,991	0,999	76,394	75,779	0,0%	50,0%	50,0%	25,0%	25,0%
5	0,990	0,999	76,439	75,791	0,0%	50,0%	50,0%	25,0%	25,0%
6	0,987	0,999	76,699	75,773	0,0%	25,0%	50,0%	50,0%	25,0%
7	0,984	0,998	76,947	75,877	0,0%	25,0%	50,0%	25,0%	25,0%
8	0,976	0,994	77,526	76,115	0,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%
9	0,974	0,992	77,750	76,319	0,0%	50,0%	75,0%	75,0%	50,0%
10	0,971	0,992	77,985	76,336	0,0%	50,0%	50,0%	75,0%	50,0%
11	0,972	0,990	77,874	76,476	0,0%	50,0%	75,0%	75,0%	50,0%
12	0,974	0,992	77,714	76,330	0,0%	50,0%	75,0%	50,0%	50,0%
13	0,974	0,993	77,702	76,218	0,0%	50,0%	75,0%	50,0%	50,0%
14	0,977	0,989	77,500	76,558	0,0%	75,0%	50,0%	75,0%	50,0%
15	0,974	0,989	77,698	76,552	0,0%	75,0%	75,0%	75,0%	50,0%
16	0,971	0,991	77,962	76,411	0,0%	50,0%	50,0%	75,0%	50,0%
17	0,972	0,991	77,847	76,411	0,0%	50,0%	75,0%	75,0%	50,0%
18	0,975	0,992	77,607	76,307	0,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%
19	0,973	0,992	77,831	76,265	0,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%
20	0,967	0,990	78,244	76,465	0,0%	25,0%	25,0%	50,0%	50,0%
21	0,968	0,989	78,156	76,534	0,0%	25,0%	50,0%	75,0%	25,0%
22	0,974	0,973	77,729	77,805	0,0%	50,0%	75,0%	25,0%	25,0%
23	0,979	0,977	77,305	77,498	25,0%	50,0%	75,0%	25,0%	25,0%
24	0,981	0,978	77,125	77,431	0,0%	50,0%	50,0%	25,0%	25,0%

Analisando o comportamento dos transformadores da subestação, a Tabela 5.15 e a Tabela 5.16 demonstram que seus *taps* foram ajustados mais próximos do limiar superior (1,05 pu) na estratégia de minimização de perdas, visando elevar as tensões nodais.

Finalmente, a variação nos *taps* dos reguladores de tensão está apresentada nas Tabelas 5.17 e 5.18, em que se percebe que os *taps* variaram de forma muito semelhante para as estratégias de minimizar desvio das tensões e minimizar as perdas elétricas. Comparando a Tabela 5.18 (PV Variável) com a Tabela 5.12 (PV Fixo) observa-se que com PV Variável houve uma menor excursão entre os *taps* dos reguladores. Neste caso, como os geradores contribuíram para manter as tensões nodais próximas de 1,05 pu, não foi necessário elevar em demasia os *taps* dos reguladores de tensão.

Tabela 5.15 – Configuração dos *taps* dos transformadores da subestação – PV Variável / min Tensão.

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos transformadores da subestação (pu)	
	Trafo 1 ramo 1-4	Trafo 2 ramo 1-5
1	1,02500	1,02500
2	1,02500	1,02500
3	1,02500	1,02500
4	1,02500	1,02500
5	1,02500	1,02500
6	1,02500	1,02500
7	1,02500	1,02500
8	1,00000	1,02500
9	1,00000	1,02500
10	1,00000	1,02500
11	1,00000	1,02500
12	1,00000	1,02500
13	1,00000	1,02500
14	1,00000	1,02500
15	1,00000	1,02500
16	1,00000	1,02500
17	1,00000	1,02500
18	1,00000	1,02500
19	1,00000	1,02500
20	1,00000	1,02500
21	1,00000	1,02500
22	1,02500	1,02500
23	1,02500	1,02500
24	1,02500	1,02500

Tabela 5.16 – Configuração dos *taps* dos transformadores da subestação – PV Variável / min Perdas.

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos transformadores da subestação (pu)	
	Trafo 1 ramo 1-4	Trafo 2 ramo 1-5
1	1,05000	1,02500
2	1,05000	1,02500
3	1,05000	1,02500
4	1,05000	1,02500
5	1,05000	1,02500
6	1,05000	1,02500
7	1,05000	1,02500
8	1,05000	1,02500
9	1,05000	1,02500
10	1,05000	1,02500
11	1,05000	1,02500
12	1,05000	1,02500
13	1,05000	1,02500
14	1,05000	1,02500
15	1,05000	1,02500
16	1,05000	1,02500
17	1,05000	1,02500
18	1,05000	1,02500
19	1,05000	1,02500
20	1,05000	1,02500
21	1,05000	1,02500
22	1,02500	1,02500
23	1,02500	1,02500
24	1,02500	1,02500

Tabela 5.17 – Configuração dos *taps* dos reguladores de tensão – PV Variável / min Tensão.

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos reguladores de tensão (pu)	
	Reg.1 ramo 11-12	Reg.2 ramo 17-18
1	1,01875	1,02500
2	1,01875	1,00625
3	1,01875	1,00625
4	1,01875	1,00625
5	1,01875	1,00625
6	1,01875	1,00625
7	1,02500	1,00625
8	1,02500	1,01250
9	1,03125	1,01250
10	1,03125	1,01250
11	1,03125	1,01250
12	1,03125	1,01250
13	1,03125	1,01250
14	1,03125	1,01250
15	1,03125	1,01250
16	1,03125	1,01250
17	1,03125	1,01250
18	1,03125	1,01250
19	1,03750	1,01875
20	1,03750	1,01875
21	1,03750	1,01875
22	1,03750	1,01875
23	1,03125	1,01875
24	1,03125	1,01875

Tabela 5.18 – Configuração dos *taps* dos reguladores de tensão – PV Variável / min Perdas.

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos reguladores de tensão (pu)	
	Reg.1 ramo 11-12	Reg.2 ramo 17-18
1	1,01875	1,00625
2	1,01250	1,00000
3	1,01250	1,00000
4	1,01250	1,00000
5	1,01250	1,00000
6	1,01875	1,00000
7	1,01875	1,00625
8	1,02500	1,00625
9	1,02500	1,00625
10	1,02500	1,00625
11	1,02500	1,00625
12	1,02500	1,00625
13	1,02500	1,00625
14	1,03125	1,00625
15	1,02500	1,00625
16	1,02500	1,00625
17	1,02500	1,00625
18	1,03125	1,00625
19	1,03125	1,00625
20	1,03750	1,01250
21	1,03750	1,01250
22	1,03125	1,02500
23	1,02500	1,01875
24	1,02500	1,01875

5.3 Geradores com Controle PQ

Como sugerido no Capítulo 4, sob determinadas circunstâncias, seria favorável a possibilidade de que os geradores variem a potência ativa fornecida para o sistema de distribuição. Assim, neste trabalho, serão analisadas a operação do sistema elétrico com a presença de geradores com o controle do tipo PQ, sendo estes configurados tanto com potência ativa fixa (comumente empregada) como também variável.

5.3.1 Potência Ativa Fixa

Esta estratégia será identificada por PQ Fixo nesta dissertação. As unidades de geração distribuída foram configuradas para operar com potência reativa de 0 Mvar, ou seja, fator de potência unitário, mantendo o fornecimento de potência ativa em 10,5 MW cada um, isto é, um carregamento constante de 75,69%. Os impactos da inserção destes geradores são apresentados nas Figuras 5.16 a 5.20, e Tabelas 5.19 a 5.24, considerando a minimização dos desvios de tensão e minimização das perdas.

Analisando os resultados dos perfis de tensão da Figura 5.16 e da Figura 5.17, e comparando-os com os demais, observa-se que os desempenhos das duas estratégias foram semelhantes, variando apenas o valor das tensões, ou seja, no caso de minimização das perdas as tensões nodais se aproximam do limite superior, ao passo que no caso de minimização dos desvios de tensão, os valores ficam próximos de 1 pu.

Figura 5.16 – Perfil de tensão para carregamento mínimo – PQ Fixo / min Tensão e min Perdas.

Figura 5.17 – Perfil de tensão para carregamento máximo – PQ Fixo / min Tensão e min Perdas.

A Figura 5.18 apresenta o comportamento do valor da função objetivo de minimização dos desvios de tensão considerando 24 horas de operação do sistema, para todos os casos analisados até esta seção. Observa-se que os valores da função objetivo para o caso PQ Fixo

foram ligeiramente superiores aos valores das estratégias que consideram controle PV nos períodos de maior carregamento (após às 9:00). Isso também pode ser observado na Figura 5.19, onde se conclui que as variações nos níveis de tensão são pequenas entre as estratégias que minimizam os desvios de tensão. Logo, este fato pode fortalecer o incentivo de concessionárias de energia elétrica sobre a atratividade da operação de geradores com controle PQ, em relação à metodologia que visa minimizar perdas elétricas. Destaca-se, na Figura 5.20, a redução nas perdas elétricas quando comparado aos casos anteriores em que se minimizavam os desvios de tensão. Isso ocorre porque não há fornecimento e nem consumo de potência reativa pelos geradores, quando estes operam sob modo de controle PQ.

Figura 5.18 – Valores da função objetivo para o caso de minimização da variação da tensão – SGD, PV Fixo, PV Variável e PQ Fixo.

Figura 5.19 – Somatório dos desvios das tensões nodais – SGD, PV Fixo, PV Variável e PQ Fixo.

Figura 5.20 – Perdas de Energia – min Tensão e min Perdas.

Das configurações encontradas para os bancos de capacitores, presentes nas tabelas 5.19 e 5.20, observa-se prontamente que para o caso de minimização das perdas, no geral, foi necessária uma maior potência reativa fornecida pelos bancos de capacitores, mas houve redução do números de chaveamentos, quando comparado à minimização dos desvios de tensão.

Os *taps* dos transformadores da subestação não ultrapassam de 102,5% (ou 1,025) na estratégia de minimização dos desvios de tensão conforme se observa na Tabela 5.21. Por outro lado para a minimização das perdas, os *taps* dos transformadores da subestação foram levados aos valores máximos, como pode ser observado na Tabela 5.22. Percebe-se que comportamento semelhante foi observado no caso sem geração distribuída (Tabela 5.2).

Tabela 5.19 – Configuração dos bancos de capacitores – PQ Fixo / min Tensão.

Tempo (hora)	Módulos de Bancos de Capacitores Ativos (%)				
	BC-1 barra 38	BC-2 barra 39	BC-3 barra 40	BC-4 barra 41	BC-5 barra 42
1	75,0%	75,0%	100,0%	50,0%	50,0%
2	75,0%	75,0%	100,0%	25,0%	50,0%
3	75,0%	75,0%	100,0%	25,0%	50,0%
4	75,0%	75,0%	100,0%	0,0%	50,0%
5	75,0%	75,0%	100,0%	25,0%	50,0%
6	75,0%	75,0%	100,0%	25,0%	50,0%
7	75,0%	0,0%	0,0%	50,0%	50,0%
8	75,0%	0,0%	50,0%	100,0%	100,0%
9	0,0%	50,0%	25,0%	25,0%	100,0%
10	0,0%	75,0%	0,0%	25,0%	100,0%
11	0,0%	50,0%	50,0%	50,0%	100,0%
12	0,0%	50,0%	25,0%	0,0%	100,0%
13	0,0%	25,0%	50,0%	25,0%	75,0%
14	0,0%	75,0%	25,0%	75,0%	100,0%
15	0,0%	75,0%	25,0%	75,0%	100,0%
16	0,0%	75,0%	0,0%	50,0%	100,0%
17	0,0%	50,0%	50,0%	50,0%	100,0%
18	0,0%	75,0%	0,0%	0,0%	100,0%
19	0,0%	25,0%	50,0%	25,0%	75,0%
20	0,0%	75,0%	50,0%	25,0%	100,0%
21	0,0%	75,0%	50,0%	50,0%	75,0%
22	0,0%	50,0%	25,0%	0,0%	75,0%
23	0,0%	0,0%	25,0%	25,0%	25,0%
24	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	25,0%

Tabela 5.20 – Configuração dos bancos de capacitores – PQ Fixo / min Perdas.

Tempo (hora)	Módulos de Bancos de Capacitores Ativos (%)				
	BC-1 barra 38	BC-2 barra 39	BC-3 barra 40	BC-4 barra 41	BC-5 barra 42
1	25,0%	75,0%	25,0%	50,0%	50,0%
2	25,0%	75,0%	0,0%	75,0%	25,0%
3	25,0%	75,0%	0,0%	75,0%	25,0%
4	25,0%	50,0%	25,0%	50,0%	25,0%
5	25,0%	75,0%	0,0%	75,0%	25,0%
6	25,0%	75,0%	25,0%	75,0%	25,0%
7	25,0%	75,0%	75,0%	50,0%	50,0%
8	25,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
9	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
10	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
11	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
12	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
13	25,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
14	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
15	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
16	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
17	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
18	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
19	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
20	50,0%	75,0%	50,0%	75,0%	75,0%
21	25,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
22	25,0%	75,0%	75,0%	75,0%	50,0%
23	25,0%	75,0%	50,0%	75,0%	50,0%
24	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	50,0%

Tabela 5.21 – Configuração dos taps dos transformadores da subestação – PQ Fixo / min Tensão.

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos transformadores da subestação (pu)	
	Trafo 1 ramo 1-4	Trafo 2 ramo 1-5
1	1,00000	1,00000
2	1,00000	1,00000
3	1,00000	1,00000
4	1,00000	1,00000
5	1,00000	1,00000
6	1,00000	1,00000
7	1,00000	1,02500
8	1,00000	1,02500
9	1,02500	1,02500
10	1,02500	1,02500
11	1,02500	1,02500
12	1,02500	1,02500
13	1,02500	1,02500
14	1,02500	1,02500
15	1,02500	1,02500
16	1,02500	1,02500
17	1,02500	1,02500
18	1,02500	1,02500
19	1,02500	1,02500
20	1,02500	1,02500
21	1,02500	1,02500
22	1,02500	1,02500
23	1,02500	1,02500
24	1,02500	1,02500

Tabela 5.22 – Configuração dos taps dos transformadores da subestação – PQ Fixo / min Perdas.

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos transformadores da subestação (pu)	
	Trafo 1 ramo 1-4	Trafo 2 ramo 1-5
1	1,05000	1,05000
2	1,05000	1,05000
3	1,05000	1,05000
4	1,05000	1,05000
5	1,05000	1,05000
6	1,05000	1,05000
7	1,05000	1,05000
8	1,05000	1,05000
9	1,05000	1,05000
10	1,05000	1,05000
11	1,05000	1,05000
12	1,05000	1,05000
13	1,05000	1,05000
14	1,05000	1,05000
15	1,05000	1,05000
16	1,05000	1,05000
17	1,05000	1,05000
18	1,05000	1,05000
19	1,05000	1,05000
20	1,05000	1,05000
21	1,05000	1,05000
22	1,05000	1,05000
23	1,05000	1,05000
24	1,05000	1,05000

As configurações dos *taps* dos reguladores de tensão, apresentadas na Tabela 5.23 e Tabela 5.24, resultaram em ajustes inferiores a 105% (ou 1,05) nas 24 horas de operação do sistema elétrico para ambas as estratégias. Esse comportamento pode ser resultante do fato de que os *taps* dos transformadores da subestação e os módulos de bancos de capacitores ligados já estão elevados o suficiente para ocorrer atender às funções-objetivo. Logo, não há a necessidade de elevar as tensões nos nós conectados aos reguladores.

Tabela 5.23 – Configuração dos *taps* dos reguladores de tensão – PQ Fixo / min Tensão.

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos reguladores de tensão (pu)	
	Reg.1 ramo 11-12	Reg.2 ramo 17-18
1	1,02500	1,00625
2	1,01875	1,00625
3	1,01875	1,00625
4	1,01250	1,00625
5	1,01875	1,00625
6	1,01875	1,00625
7	1,01875	1,00625
8	1,02500	1,01250
9	1,03125	1,01250
10	1,03125	1,01250
11	1,03125	1,01250
12	1,03125	1,01250
13	1,03125	1,01250
14	1,03125	1,01250
15	1,03125	1,01250
16	1,03125	1,01250
17	1,03125	1,01250
18	1,03125	1,01250
19	1,03750	1,01875
20	1,03750	1,01875
21	1,03750	1,01875
22	1,03750	1,01875
23	1,03125	1,01875
24	1,02500	1,01250

Tabela 5.24 – Configuração dos *taps* dos reguladores de tensão – PQ Fixo / min Perdas.

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos reguladores de tensão (pu)	
	Reg.1 ramo 11-12	Reg.2 ramo 17-18
1	1,01250	1,00000
2	1,01250	1,00000
3	1,00625	1,00000
4	1,00625	1,00000
5	1,00625	1,00000
6	1,01250	1,00000
7	1,01250	1,00000
8	1,02500	1,01250
9	1,03125	1,01250
10	1,03125	1,01250
11	1,03125	1,01875
12	1,03125	1,01250
13	1,03125	1,01250
14	1,03125	1,01875
15	1,03125	1,01875
16	1,03125	1,01250
17	1,03125	1,01250
18	1,03125	1,01250
19	1,03125	1,01250
20	1,04375	1,01875
21	1,04375	1,01875
22	1,03750	1,01875
23	1,03125	1,01250
24	1,01875	1,00625

5.3.2 Potência Ativa Variável

A esta estratégia de controle será dado o nome de PQ Variável, sendo que a potência ativa do gerador será colocada como variável de controle no processo de otimização. Com essa alteração, espera-se obter um bom desempenho geral do sistema elétrico no que diz respeito à minimização dos desvios das tensões nodais. Em alguns casos, estando o gerador distribuído configurado para manter potência ativa e reativa fixas, pode-se obter níveis de tensões nodais elevados, culminando com a violação dos limites estabelecidos por normas técnicas ([10], [12], [13]). Logo, torna-se interessante criar condições em que a potência ativa do gerador possa ser controlada, ou mesmo despachada pelos centros de controle de sistemas de distribuição.

Com controle do tipo PQ Variável, as unidades de geração distribuída foram configuradas para operar com potência reativa constante de 0 var, ou seja, fator de potência igual a 1, entretanto, com a potência ativa atuando com mais uma variável de controle, por isso também será apresentado e discutido o carregamento destas máquinas. Os impactos da inserção destes geradores são apresentados nas Figuras 5.21 a 5.27, e Tabelas 5.19 a 5.30.

Para um melhor esclarecimento, a potência dos geradores distribuídos em função do tempo em ambas as estratégias pode ser visualizada nas Figuras 5.21 e 5.22. Nota-se que as potências de ambos os geradores variam bastante em relação ao carregamento do sistema durante aproximadamente todo o período de análise, quando se minimizam os desvios de tensão (Figura 5.21). Neste caso, observa-se uma variação coerente em relação à variação da carga: os geradores fornecem menos potência ativa em períodos de baixa carga. Nos períodos de maior carregamento, a elevação das potências ativas dos geradores provoca o aumento das tensões nodais, culminando com um menor desvio das tensões e colaborando para a redução das perdas de potência ativa.

Em relação à Figura 5.22, ambos os geradores se comportaram de forma semelhante, e percebe-se que não aumentam o fornecimento de potência ativa próximo ao valor máximo (13,872 MW). Neste caso, a redução das perdas teve uma contribuição significativa da redução da potência ativa fornecida pelos geradores. Pelo fato de ter havido uma redução na potência ativa fornecida pelos geradores, do ponto de vista econômico, não é interessante para os proprietários dos geradores distribuídos que os mesmos operem segundo as configurações resultantes dessa estratégia.

Figura 5.21 – Potência gerada pelos geradores operando com controle PQ Variável / min Tensão.

Figura 5.22 – Potência gerada pelos geradores operando com controle PQ Variável / min Perdas.

Os perfis de tensão apresentados nas Figuras 5.23 e 5.24 são similares aos obtidos quando o controle de operação dos geradores funcionava como regulador de fator de potência e o mesmo mantinha potência ativa fixa (PQ Fixo).

Figura 5.23 – Perfil de tensão para carregamento mínimo – PQ Variável / min Tensão e min Perdas.

Figura 5.24 – Perfil de tensão para carregamento máximo – PQ Variável / min Tensão e min Perdas.

Ainda com relação aos níveis de tensão, na Figura 5.25, pode-se concluir que a estratégia que objetiva a minimização dos desvios de tensão para PQ Variável é bastante eficiente, mantendo o controle das tensões sob mínimos desvios, semelhante quando comparado aos modos de operação dos geradores distribuídos com controle PV (PV Fixo e PV Variável). A Figura 5.26 e a Figura 5.27 apresentam, de maneira direta, os benefícios adquiridos com esta estratégia de operação. Em relação à Figura 5.26, observa-se que o resultado desta estratégia para a função objetivo de minimização dos desvios de tensão foi menor do que o caso PV Fixo com a mesma função objetivo, demonstrando o seu bom desempenho. O bom desempenho em relação aos desvios de tensão também se revela para a função objetivo de minimização das perdas quando os resultados são comparados com o das estratégias PV Variável e PQ Fixo.

Na Figura 5.27, a redução nas perdas elétricas é evidente quando comparado aos casos anteriores. Para a estratégia de minimização dos desvios de tensão, a redução nas perdas elétricas é auxiliada pela redução da potência ativa fornecida pelos geradores, nos períodos de baixo carregamento do sistema. Para a estratégia de minimização das perdas elétricas, o controle da potência ativa possibilita uma redução significativa das perdas, no entanto isso pode não ser interessante financeiramente, conforme já discutido anteriormente.

Figura 5.25 – Valores da função objetivo para o caso da minimização da variação de tensão – SGD, PV Fixo, PV Variável, PQ Fixo e PQ Variável.

Figura 5.26 - Somatório dos desvios das tensões nodais – SGD, PV Fixo, PV Variável, PQ Fixo e PQ Variável.

Figura 5.27 – Perdas de Energia – min Tensão e min Perdas.

Das configurações encontradas para os bancos de capacitores, apresentadas nas tabelas 5.25 e 5.26 para a minimização dos desvios de tensão e minimização das perdas, respectivamente, observa-se para esta última uma condição estacionária no chaveamento destes dispositivos, ou seja, o número de comutações é menor do que o registrado para a outra estratégia.

Tabela 5.25 – Configuração dos bancos de capacitores – PQ Variável / min Tensão.

Tempo (hora)	Carregamento dos Geradores (%)		Módulos de Bancos de Capacitores Ativos (%)				
	G1	G2	BC-1 barra 38	BC-2 barra 39	BC-3 barra 40	BC-4 barra 41	BC-5 barra 42
1	48,064	42,962	25,0%	100,0%	100,0%	75,0%	75,0%
2	37,742	27,328	25,0%	100,0%	100,0%	75,0%	75,0%
3	34,594	45,475	25,0%	100,0%	100,0%	50,0%	75,0%
4	48,609	42,382	25,0%	75,0%	100,0%	50,0%	75,0%
5	37,296	46,847	25,0%	100,0%	100,0%	50,0%	75,0%
6	48,068	53,407	50,0%	100,0%	100,0%	75,0%	50,0%
7	32,862	48,582	25,0%	0,0%	0,0%	75,0%	75,0%
8	78,581	75,848	75,0%	0,0%	50,0%	100,0%	100,0%
9	86,749	100,000	0,0%	25,0%	75,0%	50,0%	100,0%
10	76,038	100,000	0,0%	75,0%	0,0%	50,0%	100,0%
11	78,246	100,000	0,0%	50,0%	50,0%	75,0%	100,0%
12	74,410	100,000	0,0%	50,0%	25,0%	25,0%	100,0%
13	73,537	95,465	0,0%	50,0%	25,0%	25,0%	75,0%
14	78,743	100,000	0,0%	75,0%	25,0%	75,0%	100,0%
15	80,023	100,000	0,0%	50,0%	50,0%	75,0%	100,0%
16	85,044	100,000	0,0%	50,0%	50,0%	75,0%	100,0%
17	81,573	100,000	0,0%	25,0%	75,0%	50,0%	100,0%
18	89,682	98,748	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	100,0%
19	78,651	99,998	0,0%	25,0%	50,0%	50,0%	75,0%
20	92,388	99,735	0,0%	25,0%	100,0%	25,0%	100,0%
21	86,598	93,860	0,0%	75,0%	50,0%	50,0%	75,0%
22	78,288	94,333	0,0%	50,0%	25,0%	0,0%	75,0%
23	76,435	94,320	0,0%	0,0%	25,0%	0,0%	50,0%
24	55,475	58,995	75,0%	0,0%	0,0%	50,0%	75,0%

Tabela 5.26 – Configuração dos bancos de capacitores – PQ Variável / min Perdas.

Tempo (hora)	Carregamento dos Geradores (%)		Módulos de Bancos de Capacitores Ativos (%)				
	G1	G2	BC-1 barra 38	BC-2 barra 39	BC-3 barra 40	BC-4 barra 41	BC-5 barra 42
1	27,864	32,002	25,0%	75,0%	25,0%	75,0%	25,0%
2	25,582	31,056	25,0%	75,0%	50,0%	75,0%	25,0%
3	24,771	30,205	25,0%	75,0%	50,0%	50,0%	25,0%
4	24,081	29,799	25,0%	75,0%	50,0%	50,0%	25,0%
5	25,338	30,457	25,0%	75,0%	50,0%	75,0%	25,0%
6	26,559	31,653	25,0%	75,0%	25,0%	50,0%	25,0%
7	30,845	34,724	25,0%	75,0%	75,0%	75,0%	25,0%
8	39,930	49,545	25,0%	75,0%	50,0%	75,0%	75,0%
9	43,809	56,366	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
10	44,433	56,612	50,0%	75,0%	50,0%	75,0%	75,0%
11	45,032	59,147	50,0%	75,0%	50,0%	75,0%	75,0%
12	43,371	54,156	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
13	43,154	51,671	25,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
14	45,798	60,558	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
15	43,573	60,475	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
16	43,961	58,088	50,0%	75,0%	50,0%	75,0%	75,0%
17	44,746	58,038	50,0%	75,0%	50,0%	75,0%	75,0%
18	40,938	53,663	25,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
19	43,216	52,882	25,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
20	46,021	56,899	25,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
21	46,583	55,346	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
22	43,357	49,852	50,0%	75,0%	75,0%	75,0%	50,0%
23	38,945	44,828	25,0%	75,0%	75,0%	75,0%	50,0%
24	35,325	40,917	25,0%	75,0%	75,0%	75,0%	25,0%

Com relação aos *taps* dos transformadores da subestação, apresentados na Tabela 5.27 e Tabela 5.28, para a estratégia de minimização de variação de tensão percebe-se um comportamento que indica uma relação direta com o carregamento da rede de distribuição estudada. Em períodos de menor carregamento não há atuação do comutador automático de *taps*, enquanto que em períodos de maior carregamento este atua de maneira branda. Na metodologia que busca minimização das perdas elétricas, observa-se um comportamento similar aos já encontrados nas Tabelas 5.2 e 5.22, ou seja, os *taps* são colocados em seus valores máximos.

As configurações dos *taps* dos reguladores de tensão, presentes na Tabela 5.29 e Tabela 5.30, resultaram em ajustes pouco diferenciados entre as estratégias simuladas.

Tabela 5.27 – Configuração dos taps dos transformadores da subestação – PQ Variável / min Tensão.

Tempo (hora)	tap dos transformadores da subestação (pu)	
	Trafo 1 ramo 1-4	Trafo 2 ramo 1-5
1	1,00000	1,00000
2	1,00000	1,00000
3	1,00000	1,00000
4	1,00000	1,00000
5	1,00000	1,00000
6	1,00000	1,00000
7	1,00000	1,02500
8	1,00000	1,02500
9	1,02500	1,02500
10	1,02500	1,02500
11	1,02500	1,02500
12	1,02500	1,02500
13	1,02500	1,02500
14	1,02500	1,02500
15	1,02500	1,02500
16	1,02500	1,02500
17	1,02500	1,02500
18	1,02500	1,02500
19	1,02500	1,02500
20	1,02500	1,02500
21	1,02500	1,02500
22	1,02500	1,02500
23	1,02500	1,02500
24	1,00000	1,02500

Tabela 5.28 – Configuração dos taps dos transformadores da subestação – PQ Variável / min Perdas.

Tempo (hora)	tap dos transformadores da subestação (pu)	
	Trafo 1 ramo 1-4	Trafo 2 ramo 1-5
1	1,05000	1,05000
2	1,05000	1,05000
3	1,05000	1,05000
4	1,05000	1,05000
5	1,05000	1,05000
6	1,05000	1,05000
7	1,05000	1,05000
8	1,05000	1,05000
9	1,05000	1,05000
10	1,05000	1,05000
11	1,05000	1,05000
12	1,05000	1,05000
13	1,05000	1,05000
14	1,05000	1,05000
15	1,05000	1,05000
16	1,05000	1,05000
17	1,05000	1,05000
18	1,05000	1,05000
19	1,05000	1,05000
20	1,05000	1,05000
21	1,05000	1,05000
22	1,05000	1,05000
23	1,05000	1,05000
24	1,05000	1,05000

Tabela 5.29 – Configuração dos *tap* dos reguladores de tensão – PQ Variável / min Tensão.

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos reguladores de tensão (pu)	
	Reg.1 ramo 11-12	Reg.2 ramo 17-18
1	1,02500	1,01250
2	1,02500	1,01250
3	1,01875	1,00625
4	1,01875	1,00625
5	1,01875	1,00625
6	1,02500	1,00625
7	1,02500	1,01250
8	1,02500	1,01250
9	1,02500	1,00625
10	1,03125	1,01250
11	1,03125	1,01250
12	1,03125	1,00625
13	1,03125	1,01250
14	1,03125	1,01250
15	1,03125	1,01250
16	1,02500	1,00625
17	1,03125	1,01250
18	1,03125	1,01250
19	1,03750	1,01250
20	1,03750	1,01875
21	1,03750	1,01875
22	1,03750	1,01875
23	1,03125	1,01875
24	1,03125	1,01875

Tabela 5.30 – Configuração dos *tap* dos reguladores de tensão – PQ Variável / min Perdas.

Tempo (hora)	<i>tap</i> dos reguladores de tensão (pu)	
	Reg.1 ramo 11-12	Reg.2 ramo 17-18
1	1,02500	1,01250
2	1,01875	1,00625
3	1,01875	1,00625
4	1,01875	1,00625
5	1,01875	1,00625
6	1,02500	1,01250
7	1,02500	1,01250
8	1,03750	1,01250
9	1,03750	1,01875
10	1,04375	1,01875
11	1,04375	1,01875
12	1,03750	1,01250
13	1,03750	1,01875
14	1,04375	1,01875
15	1,04375	1,01875
16	1,04375	1,01875
17	1,04375	1,01875
18	1,04375	1,01875
19	1,04375	1,01875
20	1,05000	1,02500
21	1,05000	1,01875
22	1,04375	1,01875
23	1,03750	1,01875
24	1,03125	1,01875

5.4 Considerações Finais

Os resultados precedentes permitem uma análise comparativa qualitativa entre todas as estratégias simuladas, da qual se podem inferir algumas tendências que devem ser comprovadas mediante a análise de outros sistemas elétricos utilizando as mesmas estratégias.

Pelos resultados apresentados neste capítulo, observa-se que em todas as estratégias em que a geração distribuída esteve presente, utilizando qualquer uma das formulações do problema de otimização puderam-se encontrar configurações viáveis dos geradores distribuídos e dispositivos reguladores de tensão de forma a obter uma melhoria do desempenho de regime permanente da rede de distribuição em relação aos casos sem geração distribuída. As medidas dessa melhoria de desempenho são observadas principalmente analisando duas características. A primeira delas foi a redução nas perdas elétricas, mesmo nos casos em que a função objetivo foi a minimização dos desvios de tensão. A segunda se refere ao valor da função objetivo nos casos em que se minimizavam os desvios de tensão: verificou-se que o valor da função objetivo desprezando a geração distribuída é maior que todas as outras situações, confirmando que a inserção de geração distribuída contribuiu para a melhoria dessa característica.

A comparação entre as diversas estratégias analisadas mostrou que, em valores absolutos, a redução das perdas elétricas foi significativa apenas quando o gerador opera como regulador de fator de potência, tendo a potência ativa gerada como uma variável de controle. Como exemplo de análise, podem ser avaliados os casos que geraram a mínima e a máxima perda. O primeiro deles resultou em 3,37 MWh de perdas elétricas (considerando 24 horas de operação) e se refere à estratégia cuja função objetivo foi minimizar as perdas elétricas sendo colocada a potência ativa dos geradores como variável de controle no processo de otimização (PQ Variável / min Perdas). O segundo, resultou em 6,87 MWh e se refere à minimização dos desvios de tensão, sendo as tensões de referência dos geradores fixas durante o controle do processo de otimização (PV Fixo / min Tensão).

Um caso que produziu resultados interessantes foi o PQ Variável, cuja função objetivo do problema de otimização foi a minimização dos desvios de tensão. Para esta condição de operação, observou-se uma minimização dos desvios de tensão comparável aos obtidos com as estratégias PV Fixo e PV Variável. Além disso, as perdas elétricas também foram baixas, se comparadas àquelas estratégias. Finalmente, o despacho da potência ativa dos geradores variou conforme a carga do sistema elétrico, sendo que para os períodos de carga elevada os

valores das potências geradas também foram elevados. Tal variação pode trazer benefícios técnicos à concessionária distribuidora de energia elétrica, pois nos períodos de carga baixa, a redução na potência gerada não provoca elevações excessivas das tensões nodais e reduz a possibilidade de fluxo de potência reverso na subestação da concessionária. Além disso, no período de carga alta, a potência gerada também foi elevada, culminando com a melhoria do perfil de tensão. Do ponto de vista econômico, a concessionária não precisa comprar o excesso de potência ativa produzida nos períodos de carga baixa se os geradores operassem fornecendo potência ativa fixa, e estes poderiam ser incentivados financeiramente a fornecerem mais potência nos horários de maior carregamento.

Em relação aos dispositivos de controle de tensão, com o desenvolvimento deste trabalho foi possível efetuar uma análise sobre o número de operações de chaveamento (sejam por alterações nos *taps* dos transformadores ou chaveamento de módulos de bancos de capacitores). Por exemplo, de forma geral, as estratégias que tinham como função objetivo a minimização das perdas elétricas resultaram em menores faixas de variação da quantidade de potência reativa fornecida pelos bancos de capacitores. Essa característica pode ser um indicativo de que serão necessários menos chaveamentos desses dispositivos para a rede elétrica estudada. Tal comportamento também foi observado para os *taps* dos transformadores da subestação. Entretanto, nestas situações observou-se a tendência de operar com tensões nodais próximas a 1,05 pu que, em situações reais, leva a um aumento do consumo de energia elétrica nas instalações dos consumidores. Além disso, operar com tensões próximas ao limite superior pode ser um problema, pois ele pode ser facilmente ultrapassado caso ocorram situações não contempladas nos estudos, como por exemplo, desligamento de ramais pela atuação do sistema de proteção, ligação indevida de bancos de capacitores etc. Sobre os reguladores de tensão, verificou-se a existência de uma relação direta entre a comutação, por parte destes equipamentos, e o desenvolvimento do carregamento do sistema elétrico.

Observa-se que a escolha da estratégia mais adequada para coordenar a operação dos dispositivos reguladores de tensão com os geradores distribuídos é uma solução de compromisso. O foco dessa operação pode ser a minimização dos desvios de tensão garantindo um perfil de tensão em torno de 1 pu no sistema elétrico às custas de um pequeno incremento nas perdas elétricas. Também poderia ser considerada a operação do gerador distribuído com fator de potência próximo ou abaixo de 0,92 sem a incidência de penalidades, se a qualidade geral do fornecimento de energia nessas condições contribuísse para a melhoria do desempenho da rede elétrica. Por outro lado, se o foco for a minimização das perdas elétricas, pode-se obter tensões nodais muito próximas ao limite superior, resultando nos

riscos mencionados anteriormente. Uma proposta interessante então seria restringir um pouco o limite superior da faixa de tensão em contrapartida de um possível aumento das perdas técnicas. Em ambos os casos, a geração distribuída pode contribuir significativamente para atingir os dois objetivos.

Capítulo 6

Conclusões

Neste capítulo são apresentadas e discutidas as conclusões referentes às estratégias empregadas, às simulações realizadas e aos resultados obtidos para a operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com a presença de unidades de geração distribuída, considerando principalmente o desempenho dos perfis de tensão e perdas técnicas na rede elétrica. Também serão sugeridas algumas propostas para trabalhos futuros.

6.1 Considerações Finais

Este trabalho apresentou diferentes formulações matemáticas para um problema de otimização que consistiu em determinar a operação mais adequada de dispositivos reguladores de tensão instalados em sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de geração distribuída. Tratar esta questão como um problema de otimização mostrou que se podem conseguir condições tecnicamente viáveis de operação dos elementos das redes de distribuição e geração distribuída em situações em que há diferentes variáveis a controlar, tais como *taps* de transformadores e de reguladores de tensão, potência ativa e reativa fornecida pelos bancos de capacitores e até mesmo a tensão de referência e potência ativa dos geradores distribuídos.

Os *softwares* (AMPL e Knitro) utilizados no desenvolvimento do trabalho demonstraram bastante eficiência e robustez, sendo o *solver*, capaz de resolver problemas de fluxo de potência ótimo das diversas modelagens propostas, atendendo satisfatoriamente às restrições, e mostrando em todos os casos as melhorias no perfil de tensão e nas perdas elétricas.

Das simulações realizadas e resultados discutidos, observou-se a viabilidade de operação dos geradores distribuídos atuando como regulador de tensão fornecendo potência ativa para a rede elétrica com elevado fator de potência, bem acima do limite de 0,92. Em muitos casos, esta filosofia de operação de geradores distribuídos é uma ação desestimulada

pelo risco de operar com baixo fator de potência e pela carência de uma estratégia ou mesmo meios de comunicação para a coordenação entre os dispositivos de regulação de tensão. Logo, a demonstração da viabilidade das estratégias de operação propostas neste trabalho pode contribuir com as concessionárias de energia elétrica e proprietários de geradores distribuídos para definir regras de operação e controle dos diferentes dispositivos instalados nas redes de distribuição, e na elaboração de contratos específicos que visem o melhor desempenho do sistema de distribuição de energia elétrica como um todo.

Como uma importante contribuição deste trabalho, foi proposto que a tensão de referência dos geradores distribuídos fosse colocada como variável de controle no processo de otimização. Com isso, observou-se que a tensão terminal destas máquinas varia principalmente em função do carregamento da rede elétrica, garantindo os menores desvios de tensão entre as estratégias analisadas. Também foram elaboradas simulações e realizadas análises quanto à operação do gerador, atuando como regulador de fator de potência, fornecendo potência ativa variável à rede. Concluiu-se que este modo de operação em unidades de geração distribuída garante pequenas variações de tensão, e uma redução significativa das perdas técnicas, entre as outras filosofias estudadas.

Finalmente, analisando todas as situações simuladas observou-se que, com exceção da estratégia PQ Variável, as perdas de energia obtidas considerando a função objetivo de minimização dos desvios de tensão foram maiores, porém com valores muito próximos daqueles obtidos quando se desejava minimizar as perdas elétricas. Portanto, isso indica que os dispositivos reguladores de tensão e geradores distribuídos podem ser configurados visando minimizar os desvios das tensões nodais para se obter um melhor perfil de tensão da rede de distribuição.

6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Assim como em qualquer tipo de trabalho, sempre existe a possibilidade de serem feitas melhorias, e durante o desenvolvimento desta dissertação de mestrado algumas questões foram levantadas e são sugeridas a seguir para dar continuidade ao desenvolvimento do tema aqui abordado:

- Adaptar a formulação do problema a partir de uma abordagem multi-objetivo, possibilitando a inserção de um sistema de pesos capaz de priorizar o acionamento (chaveamento) de dispositivos reguladores, além de considerar como funções-objetivo a minimização das perdas e/ou dos desvios de tensão;

- Elevar o nível de detalhamento dos geradores distribuídos, inserindo variáveis dos controles de tensão e potência (regulador de tensão e de velocidade, e os limites de compensação de reativos) no processo de otimização.

Referências Bibliográficas

- [1] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kischen e G. Strbac, *Embedded Generation*, London: The Institute of Electrical Engineers, 2000.
- [2] Working Group 37.23, Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System, CIGRÉ, *Technical Report*, 1999.
- [3] CIRED Working Group 4, Dispersed Generation, CIRED, *Technical Report*, 1999.
- [4] A-M. Borbely, and J. F. Kreider, *Distributed Generation – The Power Paradigm for the New Millennium*, Boca Raton: CRC Press, 2001.
- [5] G. Jóos, B. T. Ooi, D. McGillis, F. D. Galiana, R. Marceau, The Potential of Distributed Generation to Provide Ancillary Services, *In: IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Seattle, 2000, pp. 1762 – 1767.
- [6] Ministério das Minas e Energia (MME). <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 06/05/2008.
- [7] Vu Van Thong, J. Driesen, R. Belmans, Power Quality and Voltage Stability of Distribution System with Distributed Energy Resources, *International Journal of Distributed Energy Resources*, vol. 1, no. 3, Apr. 2005, pp. 227 – 240.
- [8] F. A. Viawan, D. Karlsson, Voltage and Reactive Power Control in Systems with Synchronous Machine-Based Distributed Generation, *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 23, no. 2, Apr. 2008, pp. 1079 – 1087.
- [9] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York: McGraw-Hill, 1994.
- [10] C. L. Masters, Voltage Rise: The Big Issue When Connecting Embedded Generation to Long 11 kV Overhead Lines, *Power Engineering Journal*, vol. 16, no. 1, 2002, pp. 5 – 12.
- [11] J. Morren, S. W. H. de Hann, and J. A. Ferreira, Distributed Generation Units Contributing to Voltage Control in Distribution Networks, *39th International Universities Power Engineering Conference*, vol. 2, 2004, pp. 789 – 793.
- [12] W. Freitas, J. C. M. Vieira, A. Morelato, and W. Xu, Influence of Excitation Control Modes on the Allowable Penetration Level of Distributed Synchronous Generators, *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 20, no. 2, 2005, pp. 474 – 480.
- [13] W. Freitas, J. C. M. Vieira, A. Morelato, L. C. P. Silva e V. Costa, Análise Comparativa entre Geradores Síncronos e Geradores de Indução com Rotor tipo Gaiola de Esquilo para Aplicação em Geração Distribuída, *Revista Controle e Automação*, vol. 16, no. 3, 2005, pp. 332 – 344.

- [14] Portal Eco Debate. <<http://www.ecodebate.com.br>>. Acesso em: maio de 2010.
- [15] S. K. Salman, The Impact of Embedded Generation on Voltage Regulation and Losses of Distribution Networks, *IEE Colloquium on The Impact of Embedded Generation on Distribution Networks*, Oct. 1996, 4 p.
- [16] W. J. S. Rogers, Impact of Embedded Generation on Design, Operation and Protection of Distribution Networks, *IEE Colloquium on The Impact of Embedded Generation on Distribution Networks*, Oct. 1996, 7 p.
- [17] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, New York: CRC Press LLC, 2002.
- [18] L. Kojovic, Impact of DG on Voltage Regulation, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 1, Jul. 2002, pp. 97 – 102.
- [19] T. A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, Boca Raton: CRC Press LLC, 2004.
- [20] W. F. Usida, Controle Fuzzy para Melhoria do Perfil de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 2007. 121 f.. *Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)* – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.
- [21] Victor Levi, M. Kay, I. Povey, Reverse Power Flow Capability of Tap-Changers, *18th International Conference on Electricity Distribution*, Jun. 2005.
- [22] ANSI/IEEE Std. C57.15-1986, *IEEE Standard Requirements, Terminology, and Test Code for Step-voltage and Induction-voltage Regulators*, Apr. 1988.
- [23] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 18/10/2009.
- [24] A. Padilha Feltrin, M. Escobar de Oliveira, Gestão das Perdas de Energia em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, *XVII Congresso Brasileiro de Automática, Tutoriais*, 2008, 25 p.
- [25] J. A. M. Gallardo, Impacto de Geradores Síncronos no Desempenho de Regime Permanente de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 2005. 121 f.. *Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)* – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, 2005.
- [26] AMPL. Disponível em <<http://www.ampl.com>>. Acesso em: junho de 2009.
- [27] R. Fourer, D. M. Gay, and B. W. Kernighan. *AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming*, 2nd Ed., Brooks/Cole – Thomson Learning, 2003.
- [28] Knitro 6.0 User's Manual. <http://www.ziena.com/docs/Knitro60_UserManual.pdf>. Acesso em: julho de 2009.

- [29] R. A. Waltz, J. L. Morales, J. Nocedal, and D. Orban. An interior algorithm for nonlinear optimization that combines line search and trust region steps. *Mathematical Programming*, 2006, pp. 391 – 408.
- [30] R. H. Byrd, M. E. Hribar, and J. Nocedal. An interior point algorithm for large scale nonlinear programming. *SIAM Journal on Optimization*, 1999, pp. 877–900.
- [31] R. H. Byrd, J.-Ch. Gilbert, and J. Nocedal, A trust region method based on interior point techniques for nonlinear programming. *Mathematical Programming*, 2000, pp. 149 – 185.
- [32] R. H. Byrd, N. I. M. Gould, J. Nocedal, and R. A. Waltz, An algorithm for nonlinear optimization using linear programming and equality constrained subproblems. *Mathematical Programming*, Series B, 2004, pp. 27 – 48.
- [33] R. H. Byrd, N. I. M. Gould, J. Nocedal, and R. A. Waltz, On the convergence of successive linear-quadratic programming algorithms. *SIAM Journal on Optimization*, 2006, pp. 471–489.
- [34] R. H. Byrd, J. Nocedal, and R.A. Waltz, *KNITRO: An integrated package for nonlinear optimization*. Editors: In G. di Pillo and M. Roma, Large-Scale Nonlinear Optimization, 2006, pp. 35 – 59.
- [35] M. C. Goldbarg, H. P. L. Luna, *Otimização Combinatória e Programação Linear: Modelos e Algoritmos*, Editora Campus, Rio de Janeiro, 2000.
- [36] S. L. Haffner, Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos no Contexto de um Ambiente Competitivo. 2000. 158f. *Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)* – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, 2000.
- [37] D. C. S. Reis, Um algoritmo Branch and Bound para o Problema da Alocação Ótima de Monitores de Qualidade de Energia Elétrica em Redes de Transmissão. 2007. 110f. *Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)* – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2007.
- [38] A. J. Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, Editora Edgard Blucher Ltda, 1983.
- [39] T. Niknam, A.M. Ranjbar, Impact of Distributed Generation on Volt/Var Control in Distribution Networks, *IEEE Bologna PowerTech Conference*, Jun. 2003, 7 p.
- [40] P. A. N. Garcia, J. L. R. Pereira, S. Carneiro Jr., Voltage Control Devices Models for Distribution Power Flow Analysis, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 4, Nov. 2001, pp. 586 – 594.
- [41] N. Vempati, R. R. Shoults, M. S. Chen, L. Schwobel, Simplified Feeder Modeling for Loadflow Calculations, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWR-2, no. 1, Feb. 1987, pp. 168 – 174.

- [42] J. A. Jardini, C. M. V. Tahan, M. R. Gouveia, S. U. Ahn, F. M. Figueiredo, Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 15, no. 1, Jan. 2000, pp. 375 – 380.
- [43] M. Thomson, Automatic Voltage Control Relays and Embedded Generation. I, *Power Engineering Journal*, vol. 14, Apr. 2000, pp. 71 – 76.

Anexo A

Resultados dos Processos de Otimização

Neste anexo são apresentados os resultados dos valores mínimos e máximos do perfil de tensão de todo o sistema de distribuição juntamente com a barra correspondente, bem como os valores das perdas elétricas, considerando 24 horas de operação do sistema elétrico. Todos estes resultados são provenientes de simulações realizadas para cada hora do dia, referentes aos processos de otimização não-linear que visam o estudo de estratégias de operação de dispositivos reguladores de tensão em redes elétricas com fontes de geração distribuída para duas funções-objetivo distintas (minimização dos desvios de tensão e minimização de perdas) e diferentes modos de operação dos geradores distribuídos. Ressalta-se que também se encontram os resultados das funções-objetivo.

Na Tabela A.1 encontram-se os resultados considerando o sistema de distribuição da Figura 3.5 e a estratégia de minimização de tensão. Cada linha da tabela corresponde a uma hora. Assim, inicia-se por ordem a coluna de tempo, depois seguem as colunas das injeções e/ou consumo de potência ativa das unidades de geração (G1 e G2) e da subestação, respectivamente. A coluna “mín” contém os valores da menor tensão nodal verificada para aquela hora, sendo que a coluna “barra” adjacente mostra a barra em que ocorre esta condição. A coluna “máx” apresenta o máximo valor de tensão, cuja barra correspondente é apresentada na coluna “barra”, do seu lado direito. Finalmente, os resultados das perdas de energia e do valor da função objetivo em cada hora são apresentados, respectivamente, nas colunas seguintes. Todas as tabelas apresentadas posteriormente à Tabela A.1 podem ser interpretadas dessa forma.

As estratégias analisadas estão devidamente identificadas nas legendas das tabelas A.1 a A.10.

Tabela A.1 – Resultados para o caso SGD / min Tensão.

Tempo (hora)	Potência Ativa da Subestação (MW)	Tensão da Rede (pu)				Perdas de Energia (MWh)	Valor Final da Função Objetivo
		mín	barra	máx	barra		
1	9,118	0,9873	11	1,0135	5	0,17	0,0012835455
2	8,421	0,9874	11	1,0120	5	0,15	0,0011470185
3	8,183	0,9890	11	1,0126	5	0,13	0,0010559922
4	8,090	0,9893	11	1,0127	5	0,13	0,0010427106
5	8,348	0,9881	11	1,0121	5	0,14	0,0010717679
6	8,972	0,9881	11	1,0135	5	0,16	0,0012036915
7	9,806	0,9842	11	1,0129	5	0,20	0,0015080762
8	13,644	0,9744	11	1,0140	4	0,34	0,0036214885
9	15,345	0,9807	11	1,0228	5	0,42	0,0044972293
10	15,531	0,9818	11	1,0238	5	0,43	0,0045073448
11	15,972	0,9810	11	1,0234	5	0,45	0,0048408490
12	14,972	0,9812	11	1,0231	5	0,40	0,0041157341
13	14,627	0,9815	11	1,0231	5	0,38	0,0037406017
14	16,300	0,9788	35	1,0244	5	0,47	0,0052909135
15	16,235	0,9791	35	1,0231	5	0,47	0,0052207591
16	15,689	0,9822	11	1,0240	5	0,44	0,0047394372
17	15,751	0,9812	11	1,0236	5	0,44	0,0046183428
18	14,884	0,9797	11	1,0229	5	0,41	0,0041641745
19	14,425	0,9786	11	1,0235	5	0,42	0,0040491106
20	15,409	0,9748	11	1,0229	5	0,50	0,0046862152
21	15,327	0,9759	11	1,0238	5	0,49	0,0044193931
22	14,049	0,9776	11	1,0232	5	0,42	0,0037283980
23	12,599	0,9733	11	1,0162	12	0,33	0,0032038547
24	11,408	0,9803	11	1,0143	5	0,27	0,0023347022
Total						8,16	0,0800913507

Tabela A.2 – Resultados para o caso SGD / min Perdas.

Tempo (hora)	Potência Ativa da Subestação (MW)	Tensão da Rede (pu)				Perdas de Energia (MWh)	Valor Final da Função Objetivo
		mín	barra	máx	barra		
1	9,100	1,0000	1	1,0471	12	0,16	0,1562955349
2	8,404	1,0000	1	1,0497	18	0,13	0,1283708159
3	8,168	1,0000	1	1,0486	18	0,12	0,1193014215
4	8,075	1,0000	1	1,0492	18	0,12	0,1167185196
5	8,332	1,0000	1	1,0464	12	0,12	0,1221923967
6	8,953	1,0000	1	1,0486	18	0,14	0,1443323173
7	9,787	1,0000	1	1,0478	12	0,18	0,1806207128
8	13,625	0,9995	11	1,0456	18	0,32	0,3168558350
9	15,321	0,9930	11	1,0499	12	0,40	0,3971317164
10	15,510	0,9918	11	1,0486	12	0,41	0,4051531662
11	15,950	0,9909	11	1,0485	18	0,43	0,4293289369
12	14,950	0,9934	11	1,0496	18	0,38	0,3781985208
13	14,604	0,9937	11	1,0485	18	0,36	0,3586720681
14	16,281	0,9895	11	1,0467	18	0,45	0,4498853483
15	16,212	0,9903	11	1,0471	12	0,44	0,4441096221
16	15,668	0,9922	11	1,0491	12	0,42	0,4160843471
17	15,730	0,9912	11	1,0480	12	0,42	0,4196591266
18	14,860	0,9919	11	1,0500	18	0,39	0,3863386034
19	14,400	0,9909	11	1,0467	12	0,40	0,3993577532
20	15,384	0,9849	11	1,0462	18	0,47	0,4703899400
21	15,305	0,9837	11	1,0479	18	0,47	0,4667494198
22	14,022	0,9899	11	1,0487	18	0,39	0,3938917357
23	12,579	0,9985	11	1,0491	12	0,31	0,3138119863
24	11,392	1,0000	1	1,0485	12	0,26	0,2579053279
Total						7,69	7,6713551726

Tabela A.3 – Resultados para a estratégia PV Fixo / min Tensão.

Tempo (hora)	Pot. Ativa (MW)	Potência Ativa da Subestação (MW)	Tensão da Rede (pu)				Perdas de Energia (MWh)	Valor Final da
			mín	barra	máx	barra		Função Objetivo
1	10,5	-11,752	0,9910	27	1,0082	12	0,30	0,0004665915
2		-12,417	0,9949	27	1,0103	12	0,31	0,0003798328
3		-12,639	0,9905	27	1,0063	18	0,31	0,0003732511
4		-12,729	0,9907	27	1,0064	18	0,31	0,0003702143
5		-12,482	0,9902	27	1,0064	18	0,31	0,0003759895
6		-11,890	0,9923	27	1,0092	12	0,30	0,0003718314
7		-11,098	0,9917	11	1,0122	12	0,30	0,0004888983
8		-7,431	0,9881	27	1,0102	18	0,26	0,0006949497
9		-5,813	0,9875	11	1,0130	12	0,26	0,0009119320
10		-5,633	0,9872	11	1,0126	12	0,26	0,0009347445
11		-5,215	0,9870	11	1,0124	12	0,27	0,0010630662
12		-6,167	0,9875	11	1,0131	12	0,26	0,0008141552
13		-6,495	0,9876	11	1,0132	12	0,26	0,0007487953
14		-4,901	0,9865	11	1,0119	12	0,27	0,0011902291
15		-4,965	0,9869	11	1,0123	12	0,27	0,0011582272
16		-5,484	0,9873	11	1,0129	12	0,26	0,0010398895
17		-5,425	0,9869	11	1,0123	12	0,26	0,0010064396
18		-6,255	0,9864	11	1,0115	12	0,27	0,0008678927
19		-6,707	0,9846	11	1,0151	12	0,29	0,0010268149
20		-5,772	0,9821	11	1,0180	12	0,31	0,0012717451
21		-5,846	0,9817	11	1,0175	12	0,32	0,0012819159
22		-7,065	0,9839	11	1,0142	12	0,31	0,0010416711
23		-8,438	0,9871	11	1,0137	18	0,30	0,0008339090
24		-9,568	0,9881	11	1,0136	12	0,30	0,0007064779
					Total		6,87	0,0194194640

Tabela A.4 – Resultados para a estratégia PV Fixo / min Perdas.

Tempo (hora)	Pot. Ativa (MW)	Potência Ativa da Subestação (MW)	Tensão da Rede (pu)				Perdas de Energia (MWh)	Valor Final da
			mín	barra	máx	barra		Função Objetivo
1	10,5	-11,782	0,9744	5	1,0491	18	0,27	0,2746081118
2		-12,443	0,9743	5	1,0496	12	0,28	0,2819895895
3		-12,667	0,973	5	1,0499	12	0,28	0,2843006246
4		-12,756	0,9745	5	1,0459	18	0,29	0,2863142953
5		-12,509	0,9737	5	1,0500	12	0,28	0,2812075149
6		-11,918	0,9747	5	1,0487	12	0,27	0,2726412899
7		-11,127	0,9733	5	1,0499	12	0,27	0,2667038837
8		-7,460	0,977	5	1,0471	12	0,23	0,2318508768
9		-5,842	0,9756	11	1,0497	12	0,23	0,2340505619
10		-5,661	0,9756	11	1,0497	12	0,23	0,2341641568
11		-5,244	0,9757	11	1,0500	18	0,24	0,2355338442
12		-6,196	0,9758	11	1,0500	12	0,23	0,2327872557
13		-6,524	0,9756	11	1,0498	12	0,23	0,2302413809
14		-4,930	0,9755	35	1,0498	18	0,24	0,2395770932
15		-4,994	0,9756	11	1,0497	18	0,24	0,2374800232
16		-5,512	0,9757	11	1,0499	12	0,24	0,2369486427
17		-5,454	0,9757	11	1,0497	12	0,24	0,2361184218
18		-6,285	0,9752	11	1,0490	12	0,24	0,2413111399
19		-6,736	0,9733	11	1,0499	18	0,26	0,2633052952
20		-5,805	0,9712	11	1,0495	12	0,28	0,2811813010
21		-5,880	0,9709	11	1,0490	12	0,28	0,2822910448
22		-7,098	0,9711	11	1,0498	18	0,27	0,2741666888
23		-8,469	0,9759	11	1,0500	18	0,27	0,2661236660
24		-9,599	0,9758	5	1,0463	18	0,27	0,2663247998
					Total		6,16	6,1712215024

Tabela A.5 – Resultados para a estratégia PV Variável / min Tensão.

Tempo (hora)	Pot. Ativa (MW)	Potência Ativa da Subestação (MW)	Tensão da Rede (pu)				Perdas de Energia (MWh)	Valor Final da
			mín	barra	máx	barra		Função Objetivo
1	10,5	-11,748	0,9905	27	1,0096	18	0,31	0,0004328143
2		-12,412	0,9936	27	1,0090	12	0,32	0,0003416631
3		-12,634	0,9941	11	1,0095	12	0,32	0,0003208097
4		-12,723	0,9942	11	1,0096	12	0,32	0,0003206129
5		-12,476	0,9941	11	1,0095	12	0,31	0,0003149485
6		-11,887	0,9915	27	1,0084	12	0,30	0,0003503531
7		-11,095	0,9910	11	1,0114	12	0,30	0,0004783945
8		-7,438	0,9890	27	1,0099	12	0,25	0,0006248846
9		-5,822	0,9880	11	1,0136	12	0,25	0,0008402273
10		-5,643	0,9879	11	1,0134	12	0,25	0,0008495103
11		-5,227	0,9879	11	1,0134	12	0,25	0,0009008428
12		-6,175	0,9880	11	1,0136	12	0,25	0,0007677765
13		-6,504	0,9882	11	1,0137	12	0,25	0,0007114184
14		-4,913	0,9878	11	1,0131	12	0,26	0,0009830642
15		-4,978	0,9879	11	1,0134	12	0,25	0,0009622769
16		-5,495	0,9880	11	1,0136	12	0,25	0,0009230806
17		-5,437	0,9879	11	1,0133	12	0,25	0,0008773312
18		-6,266	0,9875	11	1,0127	12	0,26	0,0008033811
19		-6,709	0,9849	11	1,0154	12	0,29	0,0009627911
20		-5,783	0,9840	11	1,0139	12	0,30	0,0011760436
21		-5,859	0,9841	11	1,0138	12	0,30	0,0012482080
22		-7,068	0,9848	11	1,0151	12	0,30	0,0010205786
23		-8,436	0,9874	11	1,0128	18	0,30	0,0007994199
24		-9,562	0,9881	11	1,0137	12	0,30	0,0007054236
					Total		6,74	0,0177158545

Tabela A.6 – Resultados para a estratégia PV Variável / min Perdas.

Tempo (hora)	Pot. Ativa (MW)	Potência Ativa da Subestação (MW)	Tensão da Rede (pu)				Perdas de Energia (MWh)	Valor Final da
			mín	barra	máx	barra		Função Objetivo
1	10,5	-11,804	1,00	1	1,05	18	0,25	0,2524728197
2		-12,467	1,00	1	1,05	3	0,26	0,2580733437
3		-12,691	1,00	1	1,05	3	0,26	0,2601898320
4		-12,780	1,00	1	1,05	3	0,26	0,2616478532
5		-12,533	1,00	1	1,05	3	0,26	0,2571573301
6		-11,941	1,00	1	1,05	12	0,25	0,2501411116
7		-11,148	1,00	1	1,05	18	0,25	0,2457013809
8		-7,477	1,00	1	1,05	2	0,21	0,2149722304
9		-5,858	1,00	1	1,05	3	0,22	0,2174954489
10		-5,677	1,00	1	1,05	2	0,22	0,2178920342
11		-5,260	1,00	1	1,05	3	0,22	0,2197479261
12		-6,212	1,00	1	1,05	3	0,22	0,2165525059
13		-6,540	1,00	1	1,05	3	0,21	0,2144289320
14		-4,946	1,00	1	1,05	3	0,22	0,2233558554
15		-5,010	1,00	1	1,05	3	0,22	0,2213182165
16		-5,528	1,00	1	1,05	2	0,22	0,2201132046
17		-5,470	1,00	1	1,05	3	0,22	0,2199371794
18		-6,302	1,00	1	1,05	3	0,23	0,2250980239
19		-6,752	1,00	1	1,05	3	0,25	0,2470291969
20		-5,821	1,00	1	1,05	18	0,27	0,2653718700
21		-5,895	1,00	1	1,05	3	0,27	0,2667866925
22		-7,114	1,00	1	1,05	2	0,26	0,2580258285
23		-8,485	1,00	1	1,05	18	0,25	0,2492313733
24		-9,618	1,00	1	1,05	2	0,25	0,2476863845
					Total		5,75	5,7304265741

Tabela A.7 – Resultados para a estratégia PQ Fixo / min Tensão.

Tempo (hora)	Pot. Ativa (MW)	Potência Ativa da Subestação (MW)	Tensão da Rede (pu)				Perdas de Energia (MWh)	Valor Final da
			mín	barra	máx	barra		Função Objetivo
1	10,5	-11,773	0,9876	5	1,0111	12	0,28	0,0009762228
2		-12,437	0,9886	5	1,0092	12	0,29	0,0007485841
3		-12,662	0,9889	5	1,0108	12	0,29	0,0007714563
4		-12,751	0,9890	5	1,0053	18	0,29	0,0007713355
5		-12,504	0,9886	5	1,0101	12	0,29	0,0007519665
6		-11,910	0,9876	5	1,0059	12	0,28	0,0009279809
7		-11,115	0,9937	27	1,0132	12	0,28	0,0012420153
8		-7,436	0,9893	27	1,0102	12	0,26	0,0006416994
9		-5,819	0,9880	11	1,0136	12	0,26	0,0010337695
10		-5,639	0,9876	11	1,0131	12	0,26	0,0010476733
11		-5,220	0,9881	11	1,0136	12	0,26	0,0010861669
12		-6,173	0,9884	11	1,0139	12	0,26	0,0009695467
13		-6,501	0,9880	11	1,0136	12	0,25	0,0008970802
14		-4,908	0,9875	11	1,0129	12	0,26	0,0011267915
15		-4,973	0,9882	11	1,0137	12	0,26	0,0011055694
16		-5,491	0,9880	11	1,0135	12	0,26	0,0011084207
17		-5,431	0,9883	11	1,0137	12	0,26	0,0010503145
18		-6,263	0,9874	11	1,0126	12	0,26	0,0009912273
19		-6,709	0,9849	11	1,0154	12	0,29	0,0011390021
20		-5,777	0,9843	11	1,0142	18	0,31	0,0013110058
21		-5,851	0,9833	11	1,0132	18	0,31	0,0013113737
22		-7,070	0,9845	11	1,0148	12	0,30	0,0010881654
23		-8,442	0,9872	11	1,0134	18	0,29	0,0008934845
24		-9,577	0,9888	27	1,0106	12	0,29	0,0008227570
					Total		6,64	0,0238136094

Tabela A.8 – Resultados para a estratégia PQ Fixo / min Perdas.

Tempo (hora)	Pot. Ativa (MW)	Potência Ativa da Subestação (MW)	Tensão da Rede (pu)				Perdas de Energia (MWh)	Valor Final da
			mín	barra	máx	barra		Função Objetivo
1	10,5	-11,799	1,00	1	1,0493	7	0,26	0,2574465797
2		-12,463	1,00	1	1,0496	12	0,26	0,2615048984
3		-12,688	1,00	1	1,0499	39	0,26	0,2631378779
4		-12,776	1,00	1	1,0494	6	0,27	0,2656806386
5		-12,530	1,00	1	1,0497	7	0,26	0,2604635617
6		-11,937	1,00	1	1,0486	39	0,25	0,2545210145
7		-11,142	1,00	1	1,0489	39	0,25	0,2515051571
8		-7,463	1,00	1	1,0494	18	0,23	0,2285977687
9		-5,840	1,00	1	1,0475	12	0,24	0,2352845134
10		-5,659	1,00	1	1,0465	12	0,24	0,2362638719
11		-5,240	1,00	1	1,0491	18	0,24	0,2394049133
12		-6,195	1,00	1	1,0484	18	0,23	0,2333684951
13		-6,524	1,00	1	1,0481	12	0,23	0,2308849551
14		-4,925	1,00	1	1,0478	18	0,24	0,2442917044
15		-4,990	1,00	1	1,0478	18	0,24	0,2418878665
16		-5,510	1,00	1	1,0469	12	0,24	0,2388903625
17		-5,451	1,00	1	1,0459	12	0,24	0,2392564293
18		-6,284	1,00	1	1,0486	18	0,24	0,2424616644
19		-6,734	1,00	1	1,0484	18	0,27	0,2652252184
20		-5,799	1,00	1	1,0500	18	0,29	0,2873512329
21		-5,873	1,00	1	1,0499	12	0,29	0,2888600583
22		-7,095	1,00	1	1,0493	12	0,28	0,2767203212
23		-8,471	1,00	1	1,0491	12	0,26	0,2633288569
24		-9,607	1,00	1	1,0488	18	0,26	0,2582032669
					Total		6,07	6,0645412271

Tabela A.9 – Resultados para a estratégia PQ Variável / min Tensão.

Tempo (hora)	Pot. Ativa dos Geradores (MW)		Potência Ativa da Subestação (MW)	Tensão da Rede (pu)				Perdas de Energia (MWh)	Valor Final da Função Objetivo
	G1	G2		mín	barra	máx	barra		
1	6,667	5,960	-3,575	0,9885	11	1,0093	12	0,11	0,0005027064
2	5,236	3,791	-0,677	0,9898	11	1,0111	12	0,07	0,0004071441
3	4,799	6,308	-2,984	0,9904	11	1,0057	12	0,07	0,0003536957
4	4,120	2,585	-4,566	0,9921	11	1,0075	12	0,10	0,0003414510
5	5,174	6,499	-3,383	0,9904	11	1,0057	12	0,08	0,0003536693
6	6,668	7,409	-5,154	0,9892	11	1,0103	12	0,11	0,0004829066
7	4,559	6,739	-1,587	0,9900	11	1,0104	12	0,10	0,0006802669
8	10,901	10,522	-7,846	0,9896	27	1,0105	12	0,27	0,0006396812
9	12,034	13,872	-10,614	0,9880	27	1,0096	12	0,37	0,0008721489
10	10,548	13,872	-8,997	0,9877	11	1,0132	12	0,32	0,0008987041
11	10,854	13,872	-8,881	0,9884	11	1,0139	12	0,32	0,0008730902
12	10,322	13,872	-9,306	0,9882	11	1,0137	12	0,32	0,0008457985
13	10,201	13,243	-8,899	0,9883	11	1,0139	12	0,30	0,0008021595
14	10,923	13,872	-8,637	0,9879	11	1,0133	12	0,33	0,0009360135
15	11,101	13,872	-8,873	0,9881	11	1,0137	12	0,33	0,0009154479
16	11,797	13,872	-10,062	0,9881	27	1,0094	12	0,36	0,0009082129
17	11,316	13,872	-9,534	0,9883	11	1,0138	12	0,34	0,0008735442
18	12,441	13,698	-11,270	0,9885	11	1,0137	12	0,40	0,0008603795
19	10,910	13,872	-10,411	0,9852	11	1,0158	12	0,37	0,0009892554
20	12,816	13,835	-11,290	0,9844	11	1,0143	18	0,45	0,0011514699
21	12,013	13,020	-9,796	0,9844	11	1,0142	12	0,40	0,0011943543
22	10,860	13,086	-9,952	0,9848	11	1,0151	12	0,37	0,0010195202
23	10,603	13,084	-11,065	0,9873	11	1,0151	18	0,36	0,0008759655
24	7,696	8,184	-4,564	0,9881	11	1,0137	12	0,18	0,0007418870
Total								6,43	0,0185194728

Tabela A.10 – Resultados para a estratégia PQ Variável / min Perdas.

Tempo (hora)	Pot. Ativa dos Geradores (MW)		Potência Ativa da Subestação (MW)	Tensão da Rede (pu)				Perdas de Energia (MWh)	Valor Final da Função Objetivo
	G1	G2		mín	barra	máx	barra		
1	3,865	4,439	0,712	1,00	1	1,0500	18	0,07	0,0725878740
2	3,549	4,308	0,476	1,00	1	1,0485	12	0,06	0,0576114711
3	3,436	4,190	0,475	1,00	1	1,0499	12	0,05	0,0525764298
4	3,341	4,134	0,535	1,00	1	1,0500	12	0,05	0,0515097269
5	3,515	4,225	0,523	1,00	1	1,0493	12	0,05	0,0533829124
6	3,684	4,391	0,798	1,00	1	1,0500	12	0,06	0,0647523425
7	4,279	4,817	0,595	1,00	1	1,0498	18	0,08	0,0841094919
8	5,539	6,873	1,031	1,00	1	1,0492	12	0,13	0,1343093838
9	6,077	7,819	1,194	1,00	1	1,0499	18	0,17	0,1656236273
10	6,164	7,853	1,257	1,00	1	1,0497	12	0,17	0,1689376776
11	6,247	8,205	1,246	1,00	1	1,0492	12	0,18	0,1776686910
12	6,016	7,512	1,202	1,00	1	1,0464	12	0,16	0,1592008990
13	5,986	7,168	1,243	1,00	1	1,0498	18	0,15	0,1513325032
14	6,353	8,401	1,263	1,00	1	1,0499	12	0,19	0,1861155834
15	6,044	8,389	1,518	1,00	1	1,0500	12	0,18	0,1828387474
16	6,098	8,058	1,269	1,00	1	1,0500	12	0,17	0,1732255251
17	6,207	8,051	1,227	1,00	1	1,0493	12	0,17	0,1748224145
18	5,679	7,444	1,518	1,00	1	1,0500	12	0,17	0,1681539105
19	5,995	7,336	0,857	1,00	1	1,0489	12	0,19	0,1870151684
20	6,384	7,893	0,861	1,00	1	1,0500	12	0,22	0,2240525694
21	6,462	7,678	0,924	1,00	1	1,0490	12	0,23	0,2254055539
22	6,014	6,915	0,892	1,00	1	1,0485	18	0,19	0,1935985271
23	5,402	6,219	0,798	1,00	1	1,0496	18	0,15	0,1537117949
24	4,900	5,676	0,684	1,00	1	1,0490	18	0,13	0,1262611846
Total								3,37	3,3888040098

Anexo B

Dados do Sistema Elétrico

Tabela B.2 – Dados das barras do sistema de 42 barras durante o período de 5 às 8 horas.

[illegible]

Tabela B.4 – Dados das barras do sistema de 42 barras durante o período de 13 às 16 horas.

[illegible]

Tabela B.6 – Dados das barras do sistema de 42 barras durante o período de 21 às 24 horas.

[illegible]

Tabela B.7 – Dados dos ramos do sistema de 42 barras.

Número do ramo	Ramo		Resist. (ohms)	Reatân. (ohms)
	início	fim		
1	1	4	0,0000	14,8000
2	1	5	0,0000	14,8000
3	2	6	0,0000	5,7500
4	3	7	0,0000	5,7500
5	4	26	15,7380	28,5480
6	4	30	16,2540	29,4840
7	5	8	21,4140	32,4030
8	5	9	80,4050	102,8300
9	6	9	22,1690	32,7260
10	6	10	25,6390	33,3970
11	6	11	59,2420	88,8500
12	6	14	39,3050	67,3830
13	7	17	5,0640	6,0960
14	7	19	37,7110	52,8000
15	7	31	16,4580	42,0550
16	7	32	62,1330	76,3540
17	8	13	8,9680	15,3740
18	8	40	21,4144	32,4028
19	10	15	11,6050	13,9700
20	10	22	27,4560	20,0080
21	10	39	26,4020	34,7050
22	11	12	0,0000	7,5000
23	12	16	36,9430	55,5770
24	13	20	16,6000	28,4580
25	14	20	32,8180	56,2610
26	15	21	31,5740	23,0090
27	16	23	39,3050	67,3830
28	17	18	0,0000	7,5000
29	18	24	43,4570	60,4960
30	19	25	6,8690	11,7760
31	23	27	33,3900	57,2430
32	24	28	6,8690	11,7760
33	25	29	23,8500	40,8880
34	25	41	68,4296	105,4627
35	26	31	27,6860	49,8800
36	28	33	8,7770	15,0470
37	28	34	57,2400	98,1300
38	29	35	68,8790	118,0830
39	29	42	44,5796	64,5752
40	30	36	24,4450	43,8860
41	32	36	9,9430	17,2000
42	33	37	35,4890	60,8410
43	36	38	40,6992	73,3704