

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DARWIN ALEXIS QUIJANO RODEZNO

**CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Ilha Solteira - SP

2014

DARWIN ALEXIS QUIJANO RODEZNO

**CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia do Câmpus de Ilha Solteira – UNESP como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Especialidade: Automação.

Prof. DR. Antonio Padilha Feltrin
Orientador

Ilha Solteira - SP

2014

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

Q6c Quijano Rodezno, Darwin Alexis.
Controle de tensão e reativos em redes de distribuição de energia elétrica / Darwin Alexis Quijano Rodezno. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2014
99 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2014

Orientador: Antonio Padilha Feltrin
Inclui bibliografia

1. Controle integrado de tensão e reativos. 2. Redução de tensão. 3. Otimização multiobjetivo. 4. Sistemas de distribuição. 5. Geração distribuída.


CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Controle de Tensão e Reativos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica

AUTOR: DARWIN ALEXIS QUIJANO RODEZNO

ORIENTADOR: Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica ,
Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. MARCELO ESCOBAR DE OLIVEIRA

Departamento de Áreas Acadêmicas - Indústria/Engenharia / Instituto Federal de Educação,
Ciências e Tecnologia Goiano

Data da realização: 21 de fevereiro de 2014.

*A meu irmão Erick, exemplo de fortaleza,
porque sua fé em Deus e seu desejo de viver
são maiores que os desafios da enfermidade.*

AGRADECIMENTOS

A Deus, por deixar-me percorrer um caminho iluminado de ensino e alegria.

A meus pais Rosa Lúcia Rodezno e Jesus Ovidio Quijano e meus irmãos Allan, Belkis, Sully e Erick por seu carinho e incondicional apoio em todos meus empreendimentos.

Ao professor António Padilha Feltrin pela sua orientação, pelo apoio e pela confiança em mim depositada.

Ao professor Ruben Augusto Romero, porque graças a ele tive a oportunidade de começar com este projeto.

Ao professor José Sanches Mantovani, pelos conselhos e sugestões durante o desenvolvimento do trabalho.

Aos amigos que demonstraram sua amizade nos momentos mais difíceis.

Aos companheiros do LAPSEE pela companhia durante estes anos.

A CAPES – Coordenação de aperfeiçoamento de pessoal de nível superior, pelo suporte financeiro oferecido para o desenvolvimento deste projeto.

RESUMO

Uma nova abordagem do controle integrado de tensão e reativos para a operação de redes de distribuição de média tensão é proposta neste trabalho, com vistas a explorar o problema de economia de energia e redução do pico de demanda através da redução da tensão da rede, procedimento chamado de “Conservation Voltage Reduction” (CVR). Amplas aplicações de CVR podem fornecer benefícios significativos em termos técnicos, econômicos e ambientais. Porém em alguns casos, devido às variações inesperadas, importantes desvios de tensão podem aparecer e causar níveis de tensão indesejáveis. Portanto, este trabalho visa mitigar o problema da aplicação de redução de tensão via otimização multiobjetivo, usando um algoritmo genético. A proposta apresentada é para a fase de operação, levando em conta a redução da injeção de potência ativa e o desvio na tensão, com uma estratégia baseada em uma previsão de carga com um dia de antecedência e considerando a atuação de transformadores com *On Load Tap Changer* (OLTC), reguladores de tensão automáticos, bancos de capacitores e a presença de geração distribuída (GD) na rede de distribuição. Assim, o resultado é um conjunto de soluções ótimas não dominadas (fronteira de Pareto) e o decisor (*decision maker*) pode escolher quando, como e onde aplicá-las para alcançar diferentes objetivos.

Palavras-chave: Controle integrado de tensão e reativos. Redução de tensão. Otimização Multiobjetivo. Sistemas de distribuição. Geração distribuída.

ABSTRACT

A new approach for the integrated Volt-Var control (IVVC) for medium voltage distribution networks operation is proposed here, seeking to explore the problem of energy savings and peak demand relief through the voltage reduction procedure called Conservation Voltage Reduction (CVR). Wide applications of CVR can provide significant benefits on technical, economic and environmental terms. However, in some cases, due to unexpected variation, significant voltage deviations may appear and cause undesirable voltage levels. Therefore, this paper seeks to mitigate the problem of voltage reduction application via multiobjective optimization. The proposal presented here is for the operation phase, taking into account the active power intake reduction and the voltage deviation, with a strategy based on a day ahead load forecast and considering the presence of transformers with On Load Tap Changer (OLTC), automatic voltage regulators, capacitor banks and distributed generation,. Therefore the result is a set of non-dominated optimal solutions (Pareto front), and the decision maker may decide when, where and how to apply them to meet different goals.

Keywords: Integrated Volt-Var control. Voltage reduction. Multiobjective optimization. Distribution systems. Distributed generation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Componentes do controle integrado de tensão e reativos.....	17
Figura 2 - Efeitos da redução da tensão nas perdas de um motor	25
Figura 3 - Curva de capacidade de um gerador síncrono.....	32
Figura 4 – Faixas de tensão em relação à de referência	39
Figura 5 - Função de pertinência triangular.....	43
Figura 6 – Espaço discreto da curva de capacidade.....	48
Figura 7 - Rede de distribuição radial	49
Figura 8 - Exemplo de uma fronteira de Pareto	56
Figura 9 - Cálculo da distância de multidão	59
Figura 10 - Codificação de uma solução do problema	62
Figura 11 - Representação da recombinação.....	63
Figura 12 - Fluxograma do NSGA-II	66
Figura 13 - Sistema de 95 barras UKGDS	67
Figura 14 - Perfis de demanda diária na barra inicial para o caso base.....	70
Figura 15 - Perfis de tensão para o caso base das 5:00 e das 19:00 horas.....	71
Figura 16 - Soluções não dominadas da fronteira de Pareto obtidas para as 19:00 horas.....	72
Figura 17 - Demanda de potência ativa e tensão mínima para as soluções da Figura 16.....	72
Figura 18 - Perfis de tensão para as soluções “Máxima economia de energia” e “Economia de energia moderada” das 19:00 horas.....	73
Figura 19 - Perfis de demanda de potência ativa para os casos BASE e MOD e MAX	75
Figura 20 - Perfis de demanda de potência reativa para os casos Base e MOD e MAX.....	76
Figura 21 - Perfis de demanda de potência ativa para os casos BASE, MOD e MAX.....	78
Figura 22 - Perfis de demanda de potência reativa para os casos BASE, MOD e MAX.....	79
Figura 23 – Perfis de tensão para o caso base com GD das 5:00 e das 19:00 horas	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Razão de energia requerida.	24
Tabela 2 - Conservação de potência (118 Volts VS 122 Volts).....	25
Tabela 3 - Valores de k_{pv} e k_{qv}	30
Tabela 4 - Níveis típicos de geração distribuída.....	34
Tabela 5 – Faixas de tensão em redes de distribuição de média tensão.	40
Tabela 6 - Sequência ordenada de linhas da rede da Figura 7.....	50
Tabela 7 – Fator de potência e participação de cada classe de consumidor às 19:00 horas no UKGDS.	69
Tabela 8 - Caso base para fins comparativos.	70
Tabela 9 - Resumo para o período de 24 horas.	75
Tabela 10 - Posição do tap dos dispositivos às 19:00 horas.....	76
Tabela 11 - Resumo das soluções às 19:00 horas.....	77
Tabela 12 - Intervalo de mudança do tap durante o período de 24 horas.....	77
Tabela 13 - Resumo para o período de 24 horas.	79
Tabela 14 - Posição do tap dos dispositivos às 19:00 horas.....	80
Tabela 15 - Resumo das soluções às 19:00 horas.....	80
Tabela 16 - Intervalo de mudança do tap durante o período de 24 horas.....	80
Tabela 17 - Dados do gerador síncrono.....	81
Tabela 18- Resumo para o período de 24 horas.	82
Tabela 19 - Máxima economia de energia às 19 horas.....	84
Tabela 20 - Máxima economia de energia às 5 horas.....	85
Tabela 21 - Perfis de carga de potência ativa normalizados.....	93
Tabela 22 - Demanda anual máxima.	94
Tabela 23 - Dados das linhas do alimentador.....	95

Tabela 24 - Resultados do teste 1 caso MAX.....	96
Tabela 25 - Resultados do teste 1 caso MOD.....	96
Tabela 26 - Resultados do teste 1 caso MIX.....	97
Tabela 27 - Resultados do teste 1 caso BASE.....	97
Tabela 28 - Resultados do teste 2 caso MAX.....	98
Tabela 29 - Resultados do teste 2 caso MOD.....	98
Tabela 30 - Resultados do teste 2 caso MIX.....	99
Tabela 31 - Resultados do teste 2 caso BASE.....	99

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	14
2	CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS, CVR E CARGAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO.....	16
2.1	CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS	16
2.1.1	CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS PARA A FASE DE PLANEJAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	18
2.1.2	CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS PARA A FASE DE OPERAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	19
2.2	CONSERVATION VOLTAGE REDUCTION (CVR).....	20
2.3	CARGAS EM ALIMENTADORES DE MÉDIA TENSÃO	23
2.3.1	COMPONENTES DE BAIXA TENSÃO DA CARGA	23
2.3.2	MODELAGEM DE CARGAS DE MÉDIA TENSÃO	26
2.3.3	TIPOS DE CARGAS.....	27
2.3.3.1	<i>Cargas estáticas</i>	27
2.3.3.2	<i>Cargas dinâmicas</i>	27
2.3.4	MODELOS DE CARGAS.....	28
2.3.4.1	<i>Modelo de carga exponencial.....</i>	28
2.3.4.2	<i>Modelo de carga polinomial de segunda ordem (modelo ZIP).....</i>	29
2.3.5	CURVAS DE CARGA DE MÉDIA TENSÃO	30
3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	31
3.1	INTRODUÇÃO.....	31
3.2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	32
3.3	IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	34
3.3.1	IMPACTOS TÉCNICOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	34
3.3.2	IMPACTOS ECONÔMICOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	35
3.4	CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	36
4	METODOLOGIA PROPOSTA.....	39
4.1	INTRODUÇÃO.....	39

4.2	FUNÇÕES OBJETIVOS.....	41
4.3	RESTRICÇÕES	43
4.4	MODELO MATEMÁTICO DOS BANCOS DE CAPACITORES	45
4.5	MODELOS MATEMÁTICOS DOS REGULADORES DE TENSÃO E TRANSFORMADORES COM OLTC	46
4.6	MODELO MATEMÁTICO DO GERADOR DISTRIBUÍDO	47
4.7	FLUXO DE CARGA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	48
4.7.1	RENUMERAÇÃO.....	49
4.7.2	CÁLCULO DA CORRENTE NODAL	50
4.7.3	VARREDURA A MONTANTE.....	51
4.7.4	VARREDURA A JUSANTE.....	52
4.7.5	CRITÉRIO DE CONVERGÊNCIA	52
4.7.6	REGULADORES DE TENSÃO E BANCOS DE CAPACITORES NO FLUXO DE CARGA	53
4.8	CÁLCULO DOS PERFIS DE CARGA.....	54
5	TÉCNICA DE SOLUÇÃO	56
5.1	DOMINÂNCIA.....	56
5.2	<i>ELITIST NON-DOMINATED SORTING GENETIC ALGORITHM (NSGA-II)</i>	57
5.3	DISTÂNCIA DE MULTIDÃO	58
5.4	OPERADOR DE COMPARAÇÃO POR MULTIDÃO	59
5.5	ALGORITMO	60
5.5.1	PRIMEIRA GERAÇÃO $T=0$	60
5.5.2	O PROCEDIMENTO ELITISTA $T \geq 1$	61
5.6	CODIFICAÇÃO.....	62
5.7	SELEÇÃO	62
5.8	RECOMBINAÇÃO.....	63
5.9	MUTAÇÃO.....	64
5.10	FLUXOGRAMA.....	66
6	TESTES E RESULTADOS	67
6.1	DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE	67
6.1.1	PERFIS DE CARGA DO SISTEMA TESTE	68
6.2	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	69
6.2.1	TESTE 1: MODELO DE CARGA EXPONENCIAL	69

6.2.1.1	<i>Caso base</i>	69
6.2.1.2	<i>Conjunto de soluções não dominadas</i>	71
6.2.1.3	<i>Economia de energia</i>	74
6.2.1.4	<i>Redução do pico de demanda em MVA</i>	75
6.2.1.5	<i>Considerações finais do teste</i>	77
6.2.2	TESTE 2: MODELO DE CARGA IMPEDÂNCIA E POTÊNCIA CONSTANTE	78
6.2.2.1	<i>Economia de energia</i>	78
6.2.2.2	<i>Redução do pico de demanda de MVA</i>	79
6.3	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	81
6.3.1	ECONOMIA DE ENERGIA	81
6.3.2	REDUÇÃO DA DEMANDA	83
7	CONCLUSÕES	86
7.1	TRABALHOS FUTUROS	87
	REFERÊNCIAS	88
	ANEXO A - ALIMENTADOR DE 95 BARRAS UKGDS	93
	APÊNDICE A – TABELAS COM RESULTADOS DOS TESTES	96

1 INTRODUÇÃO

A necessidade de depender menos das fontes de energia não renováveis, o incremento dos custos de geração de energia e o incremento dos custos da construção e ampliação de instalações elétricas tem criado um crescente interesse em melhorar a eficiência, reduzir a demanda e, em geral, aproveitar ao máximo a capacidade das instalações elétricas existentes. Aliás, estes objetivos devem ser alcançados mantendo adequada a confiabilidade dos sistemas de distribuição e melhorando a qualidade do serviço.

Com o recente desenvolvimento das tecnologias da computação e comunicação, os sistemas elétricos de distribuição estão recebendo significativas melhorias. Estes novos sistemas, chamados de redes inteligentes (*Smart grids*), permitem entre outras coisas, uma melhor operação por parte das concessionárias, melhor utilização da rede, demanda de potência reduzida, habilidade em administrar o consumo de energia por parte do cliente e diminuir as perdas derivadas de interrupções elétricas (BOOTH; GREENE; TAI, 2010). Economicamente isto se traduz em redução de custos operacionais, redução da conta de energia das concessionárias e dos clientes, a possibilidade de adiar investimentos com a construção de novas instalações elétricas, etc.

Conservation voltage reduction (CVR) é o processo que consiste em aumentar a eficiência energética através da diminuição da tensão com que a energia é fornecida nas redes de distribuição. O CVR pode ser considerado, desde o ponto de vista da concessionária, como uma possibilidade de gestão de demanda que sempre está disponível e pode ser utilizada quando necessário. Este procedimento tem sido utilizado desde os anos 50 (SINGH et al., 2011) e com significativo interesse nos anos 80 (SHORT; MEE, 2012). Atualmente, devido ao surgimento das redes inteligentes, está ganhando um renovado interesse.

O CVR pode ser implementado usando várias estratégias, das quais se destacam *Line Drop Compensation* (LDC), *Voltage Spread Reduction* (VSR) (DE STEESE et al., 1990) e controle de tensão e reativos (VVC). Com a infraestrutura disponível nas redes inteligentes, um controle integrado de tensão e reativos deve-se tornar muito mais eficaz do que as tecnologias tradicionais, como transformadores com OLTC, reguladores de tensão automáticos e bancos de capacitores operando de forma autônoma (ULUSKI, 2010).

A sociedade em geral (consumidores, concessionárias, fornecedores de equipamentos, fornecedores de serviços) estará envolvida no desenvolvimento das redes inteligentes. As amplas aplicações de CVR podem fornecer benefícios significativos em termos técnicos, econômicos e ambientais para a sociedade, como por exemplo, podem proporcionar eficiência no uso da eletricidade, redução no pico de demanda e redução das perdas no sistema e o resultado permitirá postergar a expansão de instalações de geração, distribuição e transmissão. Especialmente para as empresas de distribuição, uma vantagem importante é a capacidade de administrar muito rapidamente uma parte da demanda para aliviar sobrecargas em determinados períodos de consumo e também evitar exceder a quantidade de energia contratada, em outros casos específicos. Desta forma, a empresa evita pagar preços elevados quando compra energia. Para os consumidores, a vantagem mais importante é a redução no consumo de energia elétrica, pois as cargas sensíveis à tensão tendem a consumir menos energia quando a tensão é reduzida. Porém, em alguns casos, importantes desvios de tensão podem aparecer devido às variações inesperadas e podem causar níveis de tensão inferiores aos limites estabelecidos pelo órgão regulador ou organizações de normalização.

Portanto, este trabalho visa mitigar o problema da aplicação de redução de tensão via otimização multiobjetivo, usando o algoritmo genético elitista *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm* NSGA-II (DEB et al., 2002), produzindo então uma nova abordagem para o problema e cria-se uma visão distinta sobre as vantagens e possíveis aplicações: para economia de energia e redução do pico de demanda em MVA. A proposta apresentada é realizada na fase de operação de redes de média tensão, com uma estratégia baseada em uma previsão de carga com um dia de antecedência, tendo em conta a atuação de transformadores com OLTC, reguladores automáticos de tensão, bancos de capacitores e geradores distribuídos. Assim, o resultado será um conjunto de soluções ótimas não dominadas (fronteira de Pareto) e o tomador de decisão pode determinar quando, como e onde aplicá-las para alcançar diferentes objetivos, considerando diferentes alimentadores ou inclusive concessionárias diferentes.

1.1 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho está dividido em 7 capítulos, 1 anexo e 1 apêndice.

O capítulo 1 é introdutório e apresenta uma visão geral do problema de controle de tensão e reativos e as razões nas quais se motiva o uso de CVR nas redes de distribuição atuais. Também se apresenta a abordagem proposta e os objetivos deste trabalho.

No capítulo 2 é definido o conceito de controle integrado de tensão e reativos, sendo discutidos alguns dos trabalhos realizados neste assunto para fins de planejamento e operação. Também é discutido o conceito de CVR, suas vantagens e desvantagens e são citados alguns dos trabalhos teóricos e aplicações de campo feitas até o momento. Finalmente, detalha-se o comportamento das cargas com as variações das tensões, os tipos de cargas e alguns dos modelos de carga existentes.

O capítulo 3 introduz o conceito de geração distribuída. São discutidos seus impactos nas redes de distribuição e no controle de tensão e reativos.

No capítulo 4 é realizada a modelagem matemática do problema de controle de tensão e reativos e dos dispositivos de controle de tensão e reativos.

No capítulo 5 se detalha a metodologia proposta para resolver o problema de controle integrado de tensão e reativos.

O capítulo 6 contém os resultados obtidos relacionados à metodologia proposta implementada no sistema de distribuição de 95 barras “*United Kingdom Generic Distribution System (UKGDS)*”.

No capítulo 7 apresentam-se as conclusões e possíveis trabalhos futuros.

O anexo A contém os dados do alimentador de 95 barras UKGDS. Estes dados consistem em perfis de carga de potência ativa normalizados de um dia da semana (48 meias horas), a demanda anual máxima de cada barra ambos necessários para calcular os perfis de potência ativa e reativa, e os dados das linhas da rede.

No apêndice A, para fins de análise e comparação, são apresentadas as tabelas com os resultados dos testes realizados.

2 CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS, CVR E CARGAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO

2.1 CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS

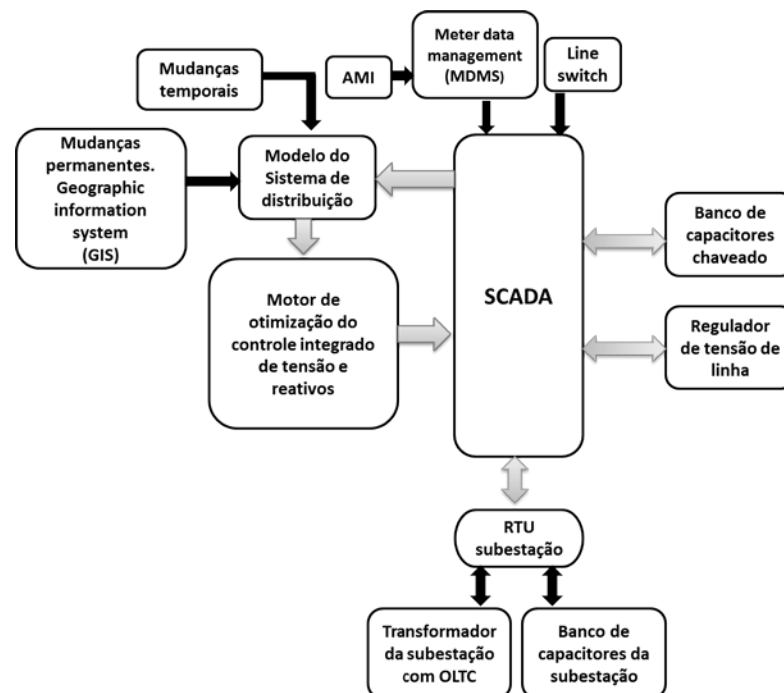
Uma das atividades mais complexas e que demanda mais esforço para as concessionárias é manter os níveis de tensão, em todos os pontos de conexão da rede, dentro de uma faixa de operação aceitável. Os órgãos reguladores de cada país e as organizações de normalização são as encarregadas de estabelecer esta faixa, que reflete limites técnicos e operacionais. No Brasil esta função é responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual estabelece que, em sistemas de distribuição de média tensão, a tensão de atendimento adequada deverá situar-se entre 93% e 105% da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão (ANEEL, 2012). Além do controle da tensão, as concessionárias também procuram manter o fator de potência na rede o mais próximo da unidade.

O controle de tensão e reativos em redes de distribuição de média tensão tem sido realizado através de dispositivos tradicionais como bancos de capacitores chaveados, reguladores de tensão e transformadores com OLTC. Atualmente outros dispositivos podem estar presentes como geradores distribuídos, FACTS, baterias, etc. A abordagem usual para controlar estes dispositivos emprega ações que são executadas de forma autônoma, com base em medições locais ou remotas, e essas ações não são comunicadas aos outros dispositivos. A principal desvantagem com esta abordagem é que não existe um controle coordenado entre os dispositivos e, portanto, as ações executadas num dispositivo podem contrariar as ações em outros dispositivos. Como consequência, é quase impossível determinar o conjunto de ajustes a serem executados nos dispositivos que otimizem o estado da rede, de acordo com os objetivos desejados.

O controle integrado de tensão e reativos permite um melhor aproveitamento das funções de cada dispositivo para realizar ações coordenadas que permitem a operação otimizada no nível de todo o sistema, não apenas ao nível local (ULUSKI, 2010). O Controle integrado permite a operação centralizada da rede. Assim, por exemplo, as ações de controle a serem aplicadas podem ser determinadas no centro de controle e enviadas automaticamente para os controladores dos dispositivos apropriados, através do *Supervisory Control and Data*

Acquisition (SCADA). Desta forma é possível manter a tensão desejada em todos os pontos da rede sob todas as condições de carga e manter, através do controle de potência reativa, o fator de potência próximo da unidade. Além disso, o controle integrado oferece flexibilidade para selecionar distintos objetivos de controle dependendo das necessidades atuais e, adicionalmente, o número de ações de controle necessárias para alcançar esses objetivos pode ser minimizado. A Figura 1 ilustra um exemplo dos componentes que podem participar no controle integrado de tensão e reativos e a sua sequência de controle. Nesta figura pode-se observar que os dados atualizados da tensão de todo o sistema, coletados pelo *Advanced Metering Infrastructure* (AMI), e os dados atualizados do estado de todos os dispositivos de controle são transmitidos ao centro de controle através do SCADA. Esta informação junto com a informação das mudanças permanentes (extensão de linhas, reconfiguração da rede, etc.) e das mudanças temporais é agregada ao modelo do sistema de distribuição. Com o modelo do sistema de distribuição atualizado, o motor de otimização do controle integrado de tensão e reativos pode determinar o conjunto de ações de controle necessárias para alcançar um objetivo desejado. Finalmente, esta informação é transmitida aos controladores dos dispositivos através do SCADA.

Figura 1 - Componentes do controle integrado de tensão e reativos.



Fonte: Adaptado de Uluski (2010).

2.1.1 Controle de tensão e reativos para a fase de planejamento de redes de distribuição

Muitas metodologias foram realizadas para a alocação ótima de dispositivos de controle de tensão e reativos, principalmente para fins de planejamento em redes de distribuição, no entanto, são poucas as contribuições usando otimização multiobjetivo e considerando eficiência energética. Uma análise detalhada de alocação de reguladores de tensão e bancos de capacitores foi discutida por Grainger, Civanlar (1985). Alguns anos mais tarde Baran, Wu (1989) apresentaram uma formulação matemática para a alocação ótima de capacitores, modelada como um problema de programação não linear inteiro misto em que os objetivos foram reduzir as perdas de energia no sistema, manter a regulação de tensão e minimizar os custos. Posteriormente surgiram propostas usando otimização multiobjetivo: Pires, Martins e Antunes (2005) apresentaram uma abordagem baseada em Busca Tabu para a alocação de capacitores, considerando dois objetivos conflitantes relacionados com o custo e a redução de perdas; em Milosevic e Begovic (2004) uma solução é apresentada para a alocação de capacitores, porém, tendo em conta o CVR, os objetivos a serem minimizados são os custos, desvio da tensão, bem como a redução das perdas e da demanda; Mendoza et al. (2007) apresenta um algoritmo micro genético para a alocação de reguladores de tensão em que os objetivos são a redução das perdas e a redução da queda de tensão; em Franco et al. (2013) um modelo de programação linear inteiro misto é usado e consideram-se os custos e o desvio da tensão como os objetivos a serem minimizados para a alocação de reguladores de tensão; em Souza e Almeida (2010) um algoritmo genético, o *Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2* (SPEA2), junto com lógica difusa são usados para resolver simultaneamente o problema do planejamento de alocação de capacitores e reguladores de tensão, considerando as perdas, o desvio da tensão e os custos como objetivos; e em Pereira Junior et al. (2013) um algoritmo genético de classificação não dominada é apresentado para a alocação de capacitores e reguladores de tensão e também para a substituição de cabos, considerando custos e desvios da tensão.

Todas estas propostas foram desenvolvidas para serem aplicadas na fase de planejamento das redes de distribuição e não levaram em conta a utilização de CVR, com exceção de Milosevic e Begovic (2004) que considerou a redução da demanda de potência para a alocação de capacitores.

2.1.2 Controle de tensão e reativos para a fase de operação em redes de distribuição

Embora o problema de controle de tensão e reativos para fins de planejamento seja mais complexo em termos de natureza combinatória, o problema de operação com CVR e vários dispositivos de controle também ganha importância, devido à necessidade de obter soluções equilibradas, através do ajuste apropriado de dispositivos, por exemplo, ajuste da potência reativa de bancos de capacitores chaveados e geradores distribuídos e da posição do tap dos reguladores de tensão e OLTC, sendo este, um caso que poderia ser tratado como otimização multiobjetivo.

Alguns métodos têm sido propostos para resolver o problema de controle de tensão e reativos para fins de operação. Em Roytelman, Wee e Lugtu (1995) um método matemático pertencente à classe de programação combinatória inteira é proposto para resolver o problema de otimização mono-objetivo de controle de tensão e reativos, considerando a atuação de capacitores chaveados e OLTCs de forma integrada. Os objetivos são: a minimização das perdas, da demanda de potência ou o número de ações de controle necessárias para manter o sistema dentro dos limites operacionais. Cada um dos objetivos é minimizado separadamente, isto é, para cada objetivo um problema de otimização é resolvido e somente uma solução é obtida. Nesta metodologia, o CVR é considerado e tem como objetivo minimizar a demanda de potência. Porém, a variação das cargas no tempo não é considerada, portanto, não se considera a economia de energia.

Posteriormente em Baran e Ming-Yung (1999) é apresentado um método de controle de tensão e reativos considerando a atuação de reguladores de tensão e bancos de capacitores chaveados. Nesse trabalho o controle dos bancos de capacitores e dos reguladores de tensão é separado. O controlador dos reguladores de tensão faz uso das características de queda de tensão dos alimentadores para manter a regulação de tensão e controlar o nível da tensão, e o controlador de capacitores utiliza medições locais de potência ativa e reativa para o controle do fator de potência na subestação.

Em Borozan, Baran e Novosel (2001) a metodologia utilizada inclui o desacoplamento dos problemas de controle de tensão e de potência reativa. O objetivo da metodologia é desenvolver esquemas para o controle integrado de tensão e reativos para a minimização das perdas e manter a tensão dentro dos limites. Estes esquemas usam as medições e comunicações entre os dispositivos de campo para prover a coordenação.

Um sistema adaptativo de gestão de tensão e reativos foi descrito por Dixon (2001) para o controle de bancos de capacitores, reguladores de tensão e OLTCs. O sistema foi concebido para melhorar o perfil de tensão e fator de potência através do controle de reativos e subsequentemente reduzir as perdas no sistema com um número reduzido de mudanças de tap.

Sarić e Stanković (2009) propuseram um algoritmo iterativo de programação matemática que utiliza otimização robusta para o controle de tensão e reativos que consiste em dois níveis: o subproblema de tensão e o subproblema de reativos. O segundo subproblema é resolvido utilizando decomposição de Benders. O critério de otimização é a minimização das perdas, satisfazendo as demandas nodais de potência ativa e reativa e restrições de tensão nodal.

O inconveniente com a maioria das propostas existentes para o controle integrado de tensão e reativos é que tendem a desacoplar o problema em subproblemas de controle de capacitores e de reguladores de tensão (BARAN; MING-YUNG, 1999; BOROZAN; BARAN; NOVOSEL, 2001; DIXON, 2001; SARIĆ; STANKOVIĆ, 2009) e resultados não desejados ou imprecisos poderiam ser obtidos em problemas de otimização. Outro inconveniente é que para calcular corretamente os efeitos da redução de tensão no CVR as cargas não podem ser aproximadas para simples impedância constante, corrente constante e potência constante, já que nem todas as cargas são estáticas ou invariantes no tempo (CHEN et al., 1982; SCHNEIDER et al., 2010).

2.2 CONSERVATION VOLTAGE REDUCTION (CVR)

Conservation Voltage Reduction é definido como a prática de controlar os níveis de tensão na rede a fim de promover uma redução na demanda de potência e no consumo de energia, considerando que as cargas nas redes de média tensão são predominantemente dependentes da tensão. Ao nível dos aparelhos, têm-se demonstrado que os mesmos operam mais eficientemente ou reduzem sua demanda de potência quando a tensão, com a qual são alimentados, é reduzida para operar no limite ou próximo do limite mínimo permissível e sem serem danificados ou comprometer seu desempenho (CHEN et al., 1982). Ao nível das redes de distribuição, é prática comum das concessionárias manter, quando possível, o nível de tensão bem acima do mínimo (KIRSHNER, 1990; KENNEDY; FLETCHER, 1991). Portanto,

existe a possibilidade de reduzir a tensão de distribuição para obter os benefícios do CVR nas cargas compostas da rede de média tensão.

O CVR pode ser considerado uma forma de gestão de demanda, especialmente em redes com uma forte presença de clientes residenciais e comerciais. Matematicamente, o fator CVR pode ser definido da seguinte maneira (SHA; BOSE; SRIVASTAVA, 2012):

$$CVRf = \frac{E_{saving}\%}{\Delta V\%} \quad (1)$$

Onde:

$$E_{saving}\% = \left(\frac{kWh_{caso-base} - kWh_{CVR}}{kWh_{caso-base}} \right) * 100 \quad (2)$$

$$\Delta V\% = \left(\frac{Tens\tilde{a}o_{caso-base} - Tens\tilde{a}o_{CVR}}{Tens\tilde{a}o_{caso-base}} \right) * 100 \quad (3)$$

Onde: $kWh_{caso-base}$ é o consumo de energia pela rede operando sem CVR, kWh_{CVR} é o consumo de energia pela rede operando com CVR, $Tens\tilde{a}o_{caso-base}$ é a tensão na barra inicial da rede operando sem CVR e $Tens\tilde{a}o_{CVR}$ é a tensão na barra inicial da rede operando com CVR. O $CVRf$ (fator CVR) compara os resultados de dois modelos de operação: um modelo que representa a operação básica do sistema sem CVR (caso base) e o modelo que representa a condição de operação com CVR. Este fator pode ser indicativo da resposta em termos de economia de energia total (E_{saving}) causada por uma redução deliberada da tensão na barra inicial do alimentador (ΔV) e pode ser utilizado para estudos comparativos. Também é preciso ser cauteloso, haja vista que existem outros fatores que afetam o consumo de energia que podem mudar quando o modelo de operação com CVR está sendo implementado, por exemplo, o crescimento normal da carga e efeitos de conservação, bem como os efeitos das condições meteorológicas (KIRSHNER, 1990). Além disso, o $CVRf$ é de utilidade apenas nos casos em que o controle da tensão é realizado na barra inicial e não quando o controle é realizado através de reguladores de tensão e capacitores distribuídos na rede.

Muitas aplicações práticas têm produzido resultados com notável economia de energia. Em Kirshner (1990) é descrita a implementação de CVR no sistema de distribuição da concessionária Commonwealth Edison, localizada nos Estados Unidos, utilizando *line drop compensation* (LDP). Os resultados indicam uma redução média de 1,6 Volts e economia de energia de 1%; Kennedy e Fletcher (1991) apresentaram os resultados dos testes de campo realizados em 12 circuitos da concessionária Snohomish County PUD (Estados Unidos) com

cargas predominantemente residenciais e comerciais sendo obtido um fator CVR médio de 0,62; Em Wilson (2010) é discutida a metodologia de medição e verificação utilizada num projeto de CVR realizado em 10 diferentes concessionárias, em que as porcentagens de conservação de energia variam entre 3% e 6%; Short e Mee (2012) descrevem testes de campo de CVR em 9 circuitos de distribuição, a maioria deles com cargas residenciais, e o fator CVR alcançou valores de 0,5 até 0,9. Adicionalmente, o impacto na potência reativa foi ainda mais significativo, obtendo-se fatores CVR de até 4,3 e 5,3 em alguns dos circuitos. Peskin, Powel e Hall (2012) publicaram os resultados do programa de CVR da concessionária Dominion Virginia Power, também localizada nos Estados Unidos. O programa incorporou infraestrutura de medição avançada para coletar dados de tensão de todos os medidores dos clientes e mostrou economia de energia de 4% e fator CVR de 0,92 no horário fora do pico de demanda.

Ultimamente, algumas abordagens têm procurado incluir nesses estudos os modelos de carga dinâmica. Shah, Bose e Srivastana (2012) modelaram e simularam um sistema de distribuição, classificando as cargas como cargas estáticas e cargas dinâmicas, utilizando dados de um sistema real. Os resultados das simulações foram comparados com os dados reais obtidos através de medições em tempo real, feitas no sistema, para verificar se o modelo é suficientemente exato. Após aplicar CVR obteve-se economia de energia de 4-5%. Schneider et al. (2010) fizeram simulações em 24 alimentadores protótipos dos EUA para avaliar a efetividade de CVR. Os resultados mostram redução do pico de demanda e redução de energia anual de 0,5%-4%, dependendo do alimentador, e quando extrapolado aos 100% dos alimentadores de distribuição do país, a redução anual de energia é aproximadamente 3,04%. Em Anderson e Narayan (2011) a resposta à demanda (*Demand response*) é integrada com o controle de tensão e reativos para melhorar o perfil de tensão de um alimentador com carga residencial, onde também é incluído o modelo dinâmico das cargas.

Todos estes estudos têm mostrado resultados animadores, no entanto, deve ser notado que a porcentagem de ganho depende das possibilidades de realizar redução de tensão (nível de tensão inicial suficientemente acima do valor mínimo permitido), dos dispositivos de controle e das características da carga do alimentador.

2.3 CARGAS EM ALIMENTADORES DE MÉDIA TENSÃO

As cargas nos alimentadores de média tensão são geralmente equipamentos conectados através de transformadores de distribuição de baixa tensão, e podem ser caracterizadas como servindo principalmente aos consumidores residenciais, comerciais e industriais. A grande maioria destas cargas apresenta um comportamento dependente da tensão e podem ser representadas por um grande número de modelos estáticos e dinâmicos e têm recebido grande atenção de forças tarefa do IEEE e do CIGRE.

2.3.1 Componentes de baixa tensão da carga

Para poder medir os benefícios derivados do CVR é preciso compreender como os dispositivos e componentes de baixa tensão respondem às alterações na tensão. Alguns trabalhos têm sido publicados neste assunto, e consistem principalmente em medições em laboratórios para determinar a relação entre o consumo de energia de cargas elétricas e a tensão de alimentação. Um desses trabalhos (CHEN et al., 1982) foi desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) e consistiu em testar uma ampla variedade de cargas com sete tensões de entrada diferentes para descrever sua eficiência como função da tensão. Algumas das cargas testadas foram: lâmpadas fluorescentes e incandescentes, motores de indução, televisores, fornos convencionais, aquecedores de água domésticos, congeladores, geladeiras, máquinas de lavar roupa, ar condicionados, bombas de calor, transformadores, etc, com tensões de entrada variando desde 100/200 até 126/252 volts sobre uma tensão nominal de 120/240. Os resultados que foram obtidos para cada uma das cargas são mostrados na Tabela 1, e são apresentados como a razão entre a energia requerida para operar o aparelho a tensões diferentes e o consumo de energia no caso base com aparelho operando a 120/240 volts, sendo esta razão chamada de razão de energia requerida.

Tabela 1 - Razão de energia requerida.

APARELHO	100/200	105/210	110/220	115/230	120/240	126/252
A.C.1	1,077	1,035	1,007	0,990	1,0	1,043
A.C.2	1,025	1,005	0,994	0,989	1,0	1,027
A.C.3	0,983	0,967	0,967	0,977	1,0	1,031
IL	0,764	0,815	0,876	0,937	1,0	1,074
RFG	0,790	0,821	0,846	0,905	1,0	1,107
FL	0,842	0,898	0,937	0,970	1,0	1,033
IM1	1,019	1,011	1,015	0,999	1,0	1,000
M2	1,024	1,011	1,005	0,999	1,0	1,000
IM3	0,992	0,989	0,989	0,989	1,0	1,020
R	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Fonte: Chen et al. (1982).

Onde:

- A.C* Ar condicionado central (1 Φ , 30 kBtu/h eficiência alta);
A.C.1 Temperatura exterior 115 °F;
A.C.2 Temperatura exterior 95 °F;
A.C.3 Temperatura exterior 85 °F;
IL Lâmpada incandescente;
RFG Geladeira;
FL Lâmpada fluorescente;
IM1 Motor de indução, 3 Φ , 15 HP, torque constante, T=1,0;
IM2 Motor de indução, 3 Φ , 20 HP, torque \propto rotação², T=1,0;
IM3 Motor de indução, 3 Φ , 5 HP, torque constante, T=1,0;
R Carga resistiva.

Outros resultados de testes similares podem ser observados em (SCHNEIDER et al., 2010). Adicionalmente, na Tabela 2 pode-se observar a potência conservada, como consequência da diminuição da tensão de alimentação de 122 para 118 volts, em uma variedade de cargas.

Estes trabalhos têm demonstrado que muitas cargas quando alimentadas com baixa tensão reduzem sua demanda de potência. Este conceito trabalha melhor com cargas resistivas, tais como lâmpadas incandescentes e aquecedores resistivos, pois a potência diminui com o quadrado da tensão. No entanto, cargas com ciclo térmico como aquecedores de água, têm um ciclo de operação que varia dependendo da tensão de alimentação. E se, por exemplo, a tensão de alimentação de um aquecedor de água é reduzida, sua demanda de

potência instantânea será menor, mas demorará mais tempo para aquecer a mesma quantidade de água e como resultado a economia de energia é nula.

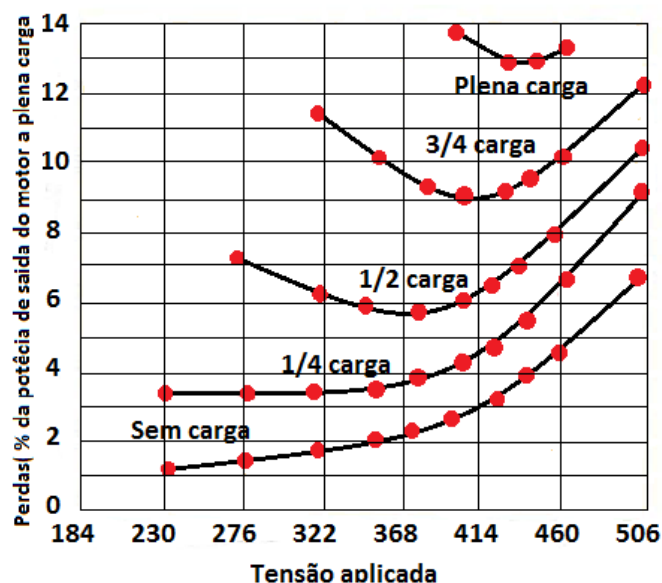
Tabela 2 - Conservação de potência (118 Volts VS 122 Volts).

Carga	Potência Conservada (Watts)	Potência Conservada (Porcentagem)
Motor de indução		
Ventilador	4,2	6
Vídeo		
CRT TV	2,1	4
LCD TV	0	0
Plasma TV	-2	0
Desktop LCD	-0,6	-2
Iluminação		
Lâmpada fluorescente compacta (CFL) 13 W	0,9	8
CFL 20 W	1	6
LED (baixa qualidade)	0,2	6
Lâmpada incandescente 75 w	3,4	5
CFL 42 W	0,8	2
LED (alta qualidade)	0,1	1
LED (qualidade média)	-0,1	-1

Fonte: Fairley (2010).

Na Figura 2 ilustra-se o comportamento das perdas de um motor com a tensão de alimentação.

Figura 2 - Efeitos da redução da tensão nas perdas de um motor.



Fonte: Uluski (2010).

Os motores elétricos, presentes em cargas industriais, residenciais e comerciais, geralmente operam com cargas mecânicas menores que as cargas nominais que podem manejar e, quando operando nessas condições, sua demanda de potência diminui se a tensão de alimentação é reduzida. Porém, a saída mecânica do motor permanece constante, significando que a eficiência do motor melhora (ULUSKI, 2010).

2.3.2 Modelagem de cargas de média tensão

As características da carga no nível de média tensão podem ser obtidas a partir do conhecimento prévio dos modelos de carga e os seus correspondentes parâmetros dos componentes individuais de baixa tensão e sua composição. Neste sentido, um método de agregação pode ser utilizado para determinar os parâmetros do modelo de carga de média tensão e, desta forma, prever as mudanças na potência ativa e reativa como função da tensão. Numerosos parâmetros de modelo de carga, para diferentes tipos de cargas de baixa tensão, têm sido determinados a partir de medições de campo ou ensaios de laboratório, e podem ser encontrados na literatura existente (IEEE TASK FORCE ON LOAD REPRESENTATION FOR DYNAMIC PERFORMANCE, 1995; KORUNOVIC et al., 2012), mas é difícil determinar a composição exata dos componentes de carga em média e alta tensão e, por conseguinte os resultados obtidos usando esta abordagem devem ser utilizados com cautela.

Outra metodologia existente está baseada em medições feitas em barras selecionadas de sistemas elétricos de potência, realizadas especificamente para fins de modelagem de carga. Geralmente, os resultados obtidos para barras de carga investigadas podem ser utilizados para a modelagem de carga em outras barras apenas se a estrutura da carga existente é semelhante. Deve-se também ressaltar que a composição da carga em uma barra muda durante o ano, semana e hora do dia, principalmente quando existe uma forte correlação da demanda com as variações da temperatura ou outros parâmetros relacionados ao clima. Portanto, recomenda-se identificar os parâmetros do modelo para as diferentes estações, diferentes dias da semana e intervalos de tempo característicos durante o dia (KORUNOVIC et al., 2012). Em Stojanović, Korunović e Milanović (2008) podemos encontrar os resultados de uma pesquisa que consistiu em realizar mais de 100 medições no lado secundário de um transformador de 110/10 kV, na cidade de Niš (Sérvia), durante diferentes períodos do dia, diferentes dias da

semana e em diferentes épocas do ano, a fim de identificar os parâmetros de um modelo de carga determinado.

Qualquer que seja a abordagem selecionada é muito importante selecionar o modelo de carga adequado para representar corretamente a carga de interesse.

2.3.3 Tipos de cargas

As cargas podem ser divididas em dois grupos: cargas estáticas e cargas dinâmicas.

2.3.3.1 Cargas estáticas

Neste trabalho as cargas estáticas são aquelas sem ciclos térmicos. Para uma determinada carga sem ciclo térmico, a potência real consumida é constante a uma tensão específica quando ligada, e não existe uma malha de controle de retroalimentação. Assim a energia total consumida é uma função da tensão de alimentação e o tempo que o dispositivo está ligado. Quando a tensão das cargas é reduzida, a quantidade de energia consumida muda.

2.3.3.2 Cargas dinâmicas

Se a carga tem um ciclo térmico, existe a complexidade de uma malha de controle, que determina quando a carga é energizada e durante quanto tempo. Aquecimento, ventilação, ar condicionado (AVAC) e aquecimento de água são considerados como cargas dinâmicas porque eles são cargas com ciclo térmico. Se reduzirmos a tensão fornecida para qualquer AVAC ou aquecedor de água, a quantidade de tempo necessária para que a saída da carga dada seja a mesma que antes de reduzir a tensão irá aumentar. A resposta da demanda elétrica de sistemas AVAC é uma função da temperatura, umidade, tensão e pontos de regulação termostáticos. Para aquecedores de água é o nível de isolamento, a altura do tanque, o volume de água, etc. (SHA; BOSE; SRIVASTAVA, 2012).

Embora o número de modelos de carga para representar as cargas estáticas e dinâmicas seja grande, verifica-se que apenas alguns modelos são comumente usados para a modelagem de dispositivos de carga de baixa tensão e de cargas agregadas aos níveis de tensão mais elevados.

2.3.4 Modelos de cargas

A seguir são descritos alguns dos modelos mais utilizados para representar cargas estáticas (KORUNOVIC et al., 2012).

2.3.4.1 Modelo de carga exponencial

Este modelo é utilizado frequentemente na literatura e pode ser representado como em (4) e (5):

$$P = P_n \left(\frac{V}{V_n} \right)^{k_{pv}} \left(\frac{f}{f_n} \right)^{k_{pf}} \quad (4)$$

$$Q = Q_n \left(\frac{V}{V_n} \right)^{k_{qv}} \left(\frac{f}{f_n} \right)^{k_{qf}} \quad (5)$$

Onde: P e Q são as potências ativa e reativa na tensão V e na frequência f , P_n e Q_n são as potências ativa e reativa na tensão e frequência nominal, V_n e f_n , respectivamente, k_{pv} e k_{qv} denotam expoentes de tensão das potências ativa e reativa, k_{pf} e k_{qf} são expoentes de frequência das potências ativa e reativa. A dependência da frequência é muitas vezes negligenciada, uma vez que a frequência pode ser considerada constante e igual à nominal nas redes de distribuição. Portanto, o modelo exponencial simplificado contém apenas termos dependentes da tensão:

$$P = P_n \left(\frac{V}{V_n} \right)^{k_{pv}} \quad (6)$$

$$Q = Q_n \left(\frac{V}{V_n} \right)^{k_{qv}} \quad (7)$$

Quando os valores dos expoentes em (6) e (7) são iguais a 0, 1 ou 2, o modelo de carga é denotado como potência constante, corrente constante e impedância constante, respectivamente.

2.3.4.2 Modelo de carga polinomial de segunda ordem (modelo ZIP)

As cargas estáticas também são representadas frequentemente através do modelo de carga polinomial de segunda ordem (modelo ZIP) com o termo dependente da frequência negligenciado:

$$P = P_n \left(p_1 \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + p_2 \frac{V}{V_n} + p_3 \right) \quad (8)$$

$$Q = Q_n \left(q_1 \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + q_2 \frac{V}{V_n} + q_3 \right) \quad (9)$$

O modelo de carga ZIP é composto por elementos invariantes no tempo de impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P). Os parâmetros p_1 e q_1 representam a participação por unidade de carga de impedância constante, p_2 e q_2 a participação por unidade de carga de corrente constante e p_3 e q_3 a participação por unidade de carga de potência constante na carga total. Quando a participação de cada componente da carga (Z, I, P) na carga total está na faixa de 0 a 1 pu, e sua soma é 1 pu, a variante do modelo é chamada de modelo ZIP restrito. Existe outra variante do modelo ZIP, na qual os parâmetros podem ser maiores que 1 e/ou menores que 0, mas a sua soma deve ser igual a 1 pu novamente.

Os valores dos parâmetros k_{pv} e k_{qv} do modelo exponencial e p_1, p_2 e p_3 do modelo polinomial definem o comportamento dependente da tensão da carga modelada, e podem ser encontrados em algumas publicações (IEEE TASK FORCE ON LOAD REPRESENTATION FOR DYNAMIC PERFORMANCE, 1995; KORUNOVIC et al., 2012). Na Tabela 3 apresenta-se um exemplo, onde se pode notar que os alimentadores com muitos clientes comerciais produzem maior economia de energia (kWh), por aplicação de CVR, do que aqueles com predominância de consumidores industriais. Esta análise é feita baseada nos valores dos expoentes, mas não pode ser tão direta porque também deve ser considerada a localização da carga e a atuação dos dispositivos de controle de tensão e reativos que estão presentes no alimentador.

Tabela 3 - Valores de k_{pv} e k_{qv} .

Tipo de carga	k_{pv}	k_{qv}
Residencial	1,04	4,19
Comercial	1,50	3,15
Industrial	0,18	6,00

Fonte: IEEE TASK FORCE ON LOAD REPRESENTATION FOR DYNAMIC PERFORMANCE (1995).

2.3.5 Curvas de carga de média tensão

As curvas de carga representam a variação da magnitude da demanda de potência das cargas ligadas ao alimentador, em um período de tempo determinado, e seu conhecimento é de vital importância para determinar as condições de operação da rede. Assim, a demanda está representada por curvas divididas em intervalos de tempo selecionados de acordo com o nível de precisão desejado e a informação disponível. Cada ano, o departamento de planejamento do sistema de distribuição tem que estimar as curvas de carga com base, geralmente, em informações obtidas através medições, realizadas para diferentes cenários de operação, tais como estações do ano, dia, noite, fim de semana, dias de semana ou para qualquer outro cenário que seja de interesse. Curvas de carga de média tensão suficientemente precisas podem ser obtidas através do conhecimento detalhado das curvas de cada consumidor individual, as quais proporcionam, em conjunto, uma estimativa mais próxima da realidade. No entanto, essa informação nem sempre pode ser obtida através de medições e deve ser estimada. Estimativas confiáveis podem ser feitas utilizando as curvas de carga existentes, obtidas através de medições de consumidores cuja estrutura de carga seja semelhante, por exemplo, as pertencentes ao mesmo grupo de consumidores residenciais, comerciais ou industriais. Metodologias para estimar as curvas de cargas podem estar baseadas em medições de campo, análises estatísticas, redes neurais artificiais, lógica nebulosa, etc. (FRANCISQUINI, 2009).

Neste trabalho os consumidores serão classificados como: consumidores residenciais, comerciais e industriais. Cada uma dessas classes caracteriza-se por possuir um fator de potência típico e um determinado comportamento frente às variações das tensões como pode ser deduzido dos parâmetros contidos na Tabela 3.

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

3.1 INTRODUÇÃO

Geração distribuída (GD) é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou no lado do cliente do medidor (BRAUN, 2008). O desenvolvimento da geração distribuída tem sido motivado por fatores como a mudança nos cenários econômicos e regulatórios, a minimização dos impactos ambientais da geração de energia, a necessidade de sistemas elétricos mais flexíveis, as restrições sobre a construção de novas linhas de transmissão de longa distância, os significativos avanços que vem sendo alcançados em várias tecnologias de geração, etc.

Geralmente a geração distribuída é operada para fornecer unicamente potência ativa, para minimizar os prejuízos e evitar as taxas por consumo de reativos independente das necessidades da rede de distribuição. Atualmente, em alguns sistemas existem incentivos para a geração distribuída para que possa operar com diferentes fatores de potência de acordo com o período do dia (RUEDA, 2012). Assim, com os controles adequados, os Geradores Distribuídos (GDs) podem fornecer e controlar não só a potência ativa, mas também a potência reativa e desta forma podem fornecer também serviços ancilares derivados do suporte de potência reativa aos sistemas de potência.

Os serviços ancilares geralmente são fornecidos pelos grandes geradores convencionais, normalmente conectados no sistema de transmissão, e são definidos como serviços que são essenciais para garantir a operação segura de sistemas de potência. Estes serviços são usados principalmente para as seguintes tarefas (RUEDA, 2012):

- a) manter a frequência do sistema dentro de limites preestabelecidos;
- b) controlar o perfil de tensão do sistema;
- c) manter a estabilidade do sistema;
- d) prevenir sobrecargas no sistema de transmissão;
- e) restabelecer o sistema ou partes dele depois de um corte no fornecimento de eletricidade.

3.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Um sistema de geração distribuída é constituído por uma cadeia de conversores de energia onde o último elemento dessa cadeia de conversão é o conversor de acoplamento que conecta o GD com a rede e define muitas de suas capacidades, por esse motivo as capacidades tecnológicas para o conversor de acoplamento com a rede e para o GD completo devem ser analisadas separadamente.

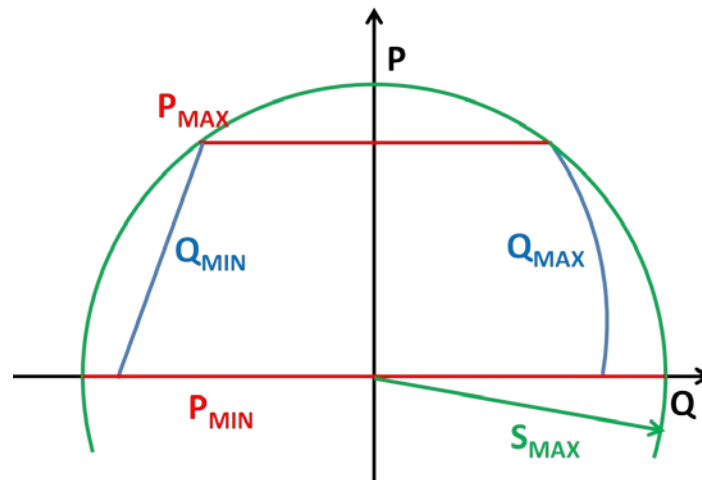
Os conversores de acoplamento que mais são utilizados em aplicações de GD são:

- a) Gerador Síncrono diretamente acoplado (GS);
- b) Gerador com Inversor (GInv);
- c) Gerador de Indução diretamente acoplado (GI);
- d) Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA).

Cada um destes conversores possui capacidades diferentes de fornecer alguns serviços auxiliares através do controle de suas características de saída. Uma descrição completa dessas capacidades pode ser encontrada em Braun (2008).

Grande parte dos serviços auxiliares que pode fornecer a GD vai depender da capacidade do conversor de controlar sua saída de potência ativa e reativa. Por exemplo, ajustando a saída de potência ativa se pode contribuir ao controle da frequência do sistema e ajustando a saída de potência reativa se pode contribuir ao controle da tensão no ponto de conexão do conversor. Dos quatro conversores mencionados apenas o GI não é capaz de fornecer potência reativa sem equipamento externo adicional. O GS, o GInv e o GIDA possuem capacidade de fornecer potência ativa e reativa e a determinação dessa capacidade de fornecimento pode ser baseada nas curvas de capacidade dos GDs (especificamente do elemento de acoplamento à rede) as quais são diagramas com forma de polígono convexo que aproximam os limites operacionais dos geradores. A Figura 3 mostra uma curva de capacidade padrão correspondente a um gerador síncrono (GS).

Figura 3 - Curva de capacidade de um gerador síncrono.



Fonte: Braun (2008).

No diagrama da Figura 3 estão representados os seguintes limites:

- o limite do estator S_{MAX} (verde): Resulta da máxima corrente do estator sem sobreaquecer as bobinas do estator;
- o limite do rotor Q_{MAX} (Azul): Resulta da máxima corrente do rotor sem sobreaquecer as bobinas do rotor;
- o limite do motor primário P_{MAX} (Vermelho): Resulta da potência mecânica máxima aplicável no eixo do rotor;
- o limite do motor primário P_{MIN} (Vermelho): Resulta da potência mecânica mínima aplicável no eixo do rotor;
- o limite de subexcitação Q_{MIN} (Azul): Resulta do aquecimento dos extremos do núcleo do estator e instabilidade de tensão com o fator de potência adiantado.

O conversor de acoplamento apenas transforma a entrada de energia disponível em uma saída de energia com características diferentes, portanto a capacidade de fornecimento de potência ativa e reativa dos GDs, além de depender da transformação final do conversor, também depende da disponibilidade de energia da fonte primária.

Durante muitos anos, o tipo de GD comumente encontrado em alguns sistemas de distribuição era basicamente termelétrico, em grande parte, motivado pelo custo relativamente baixo do combustível, ou por pertencerem aos grupos co-geradores. Atualmente, em busca de

melhorar o impacto ambiental, tem-se aumentado o interesse mundial por desenvolver mecanismos com capacidade de aproveitar fontes de energia primária sustentável para a produção de energia elétrica, o que faz com que continuamente apareçam propostas para geração de energia elétrica, baseadas em todo tipo de recurso (PEÑUELA MENESES, 2012). Algumas destas tecnologias com seus níveis típicos de geração são mostrados na Tabela 4.

Tabela 4 - Níveis típicos de geração distribuída.

Tecnologia	Tamanho disponível típico por módulo
Turbinas de gás de ciclo combinado	35-400 MW
Máquinas de combustão interna	5 kW-10MW
Turbinas de combustão	1-250MW
Microturbinas	35 kW-1MW
Pequenas hidrelétricas	1-100 MW
Micro-hidrelétricas	25 kW-1 MW
Turbinas eólicas	200 W-3 MW
Células fotovoltaicas	20 W-100 Kw
Biomassa	100 kW-20 MW
Células a combustível (<i>Fuel cells</i>)	250 kW-5 MW
Geotérmicas	5-100 MW
Energia de marés	100 kW-1 MW
Energia <i>stirling</i>	100 kW-20 MW
Armazenamento em baterias	500 kW-5 MW

Fonte: Rueda (2012).

Fontes de energia renovável (por exemplo, vento, sol, água, etc.) tem um alto grau de variabilidade, pois não há certeza com relação a sua saída de potência, e capacidade de armazenamento limitada. Estas desvantagens podem ser reduzidas através da previsão e agregação. Utilizando um método de agregação torna-se possível agregar todas as unidades geradoras geograficamente próximas em uma única unidade e quanto maior a agregação e menor a escala de tempo menor será o erro de previsão.

3.3 IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

3.3.1 Impactos técnicos da geração distribuída

A adição de GDs no sistema de distribuição pode causar alguma inversão do fluxo de potência tornando-o um sistema ativo, tanto na geração de energia quanto em seu consumo. O impacto da GD no sistema de distribuição varia de acordo com o nível de penetração e pode ter efeitos tanto benéficos quanto prejudiciais sobre a tensão, perdas elétricas, qualidade de

energia, confiabilidade do sistema, estabilidade do sistema, níveis de falta, demanda de energia, etc.

3.3.2 Impactos econômicos da geração distribuída

Uma análise detalhada relacionada aos impactos econômicos da geração distribuída no sistema de distribuição não será considerada neste trabalho. Alguns dos impactos econômicos positivos e negativos mais importantes são (RUEDA, 2012):

- a) o desenvolvimento de GDs a pequena escala, perto das cargas, pode adiar ou evitar investimentos em capacidade adicional de transmissão ou distribuição;
- b) a relativa facilidade de instalação dos GDs também permite que o sistema seja capaz de se expandir rapidamente;
- c) pode acrescentar valor ao sistema através do adiamento da necessidade de reestruturar ou atualizar uma rede de transmissão ou distribuição congestionada, mediante a redução de perdas e o fornecimento de serviços ancilares;
- d) a capacidade de ajuste da geração distribuída é benéfica quando o crescimento da demanda é baixo ou incerto; o pequeno tamanho dos GDs pode se adaptar melhor ao aumento gradual da demanda;
- e) a geração a pequena escala tem algumas desvantagens diretas em custos sobre a geração central. Primeiro, os pequenos geradores usados na geração distribuída têm custos mais elevados por kW gerado que as unidades maiores usadas na geração centralizada;
- f) geralmente os custos de abastecimento de combustível são altos;
- g) as pequenas unidades usadas na geração distribuída operam usualmente a eficiência de conversão de sua fonte primária menor que aquelas grandes centrais de geração.

3.4 CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A conexão de GDs em uma rede de distribuição modifica seu perfil de tensão devido à mudança nos fluxos de potência ativa e reativa nas impedâncias da rede. Normalmente a tensão aumenta no ponto de ligação e no alimentador e à medida que a penetração de GD aumenta, tensões mais elevadas são esperadas nas proximidades das instalações. O pior dos casos ocorre quando a demanda é mínima devido ao fato de que maior parte da produção local é exportada de volta para a subestação.

O impacto que tem a ligação de GDs na rede de distribuição pode interferir com os objetivos do controle de tensão e reativos. Por exemplo, condições de alta tensão associadas à GD em níveis de penetração elevados pode interferir com os objetivos e controles de programas de conservação de energia, tais como, CVR. Portanto, a conexão de GDs em sistemas de distribuição, necessariamente, requer uma coordenação adequada com os demais dispositivos para garantir o desempenho do controle de tensão e reativos. Por outro lado, a crescente penetração de GD oferece a possibilidade de uma operação e coordenação criativa do sistema, os GDs podem ser integrados no controle de tensão e reativos como variáveis controláveis e fornecer benefícios adicionais significativos. Por exemplo, com os controles adequados, os GDs podem regular a tensão através da injeção ou absorção de potência reativa, corrigir o fator de potência injetando ou absorvendo potência reativa enquanto controla sua saída de potência ativa, ou dar suporte ao sistema de distribuição fornecendo algum nível de potência reativa (XU et al., 2011).

Neste sentido algumas metodologias têm sido desenvolvidas para o controle de tensão e reativos em redes de distribuição com a presença de GD. Em Vaziri et al. (2013) é feita uma análise detalhada dos problemas de tensão causados pelo incremento da penetração de GD junto com o papel de dispositivos de controle, como reguladores de tensão e *Static Var Compensator* (SVC), para mitigar esses problemas. Em Singh et al. (2011) são explorados os efeitos da GD no perfil de tensão e no esquema de CVR. Nestas duas análises os GDs não são considerados como fontes controláveis de tensão e reativos.

Os impactos da GD com e sem controle de tensão e reativos, sobre a tensão da rede de distribuição com composições de carga diferentes (residencial, comercial, industrial e mista)

são estudados em Rizy et al. (2011). Os resultados devidos à GD sem regulação de tensão são comparados com os resultados devido à GD capaz de fornecer regulação local de tensão.

Em Bagheri et al. (2012) uma metodologia baseada em uma previsão de carga com um dia de antecedência é proposta. A metodologia inclui a utilização de um algoritmo genético para resolver o problema de controle centralizado de tensão e reativos em uma rede de distribuição com presença de GDs, considerando a atuação de OLTC na subestação e de bancos de capacitores distribuídos na rede. Os objetivos considerados, um de cada vez, são a minimização das perdas elétricas, melhorar o perfil de tensão e minimizar o número de operações de controle de cada dispositivo.

Auchariyamet e Sirisumrannukul (2010) propõem uma técnica de otimização baseada no enxame de partículas para definir uma coordenação ótima dos GDs, OLTCs e capacitores na subestação e no alimentador. O objetivo da coordenação é considerado no ponto de vista dos operadores do sistema de potência de modo a minimizar a soma do pagamento de energia diário aos proprietários de GDs e os custos por perdas de energia.

Olamaie e Niknam (2006) apresentam uma abordagem para o controle diário de tensão e reativos em redes de distribuição na presença de GDs. A função objetivo é a soma ponderada dos desvios de tensão, os correspondentes custos da potência reativa gerada pelos GDs e capacitores e as perdas elétricas no sistema de distribuição com uma previsão com um dia de antecedência. O problema é resolvido utilizando métodos evolutivos como: algoritmo de colônia de formigas, algoritmo genético, busca Tabu, evolução diferencial e enxame de partículas.

Niknam, Ranjbar e Shirani (2003) propõem em seu trabalho resolver o problema de tensão e reativos utilizando um algoritmo genético. O objetivo é a minimização das perdas elétricas no sistema de distribuição através do controle do tap do OLTC, tamanho do capacitor da subestação, ajuste de controladores locais e amplitude de tensão dos GDs.

Em Xu et al. (2011) são utilizadas ferramentas de software matemático para desenvolver e testar controles locais, autônomos e adaptativos de tensão e de potência ativa e reativa para GDs baseados em inversores.

Um algoritmo baseado na técnica de decomposição de Benders é aplicado em Touré et al. (2013) para tratar o problema de controle de tensão e reativos em redes de distribuição de

média tensão. O objetivo é determinar os valores das configurações ideais para os OLTCs, bancos de capacitores e a saída de potência reativa dos GDs.

Shen e Baran (2013) propõem uma estratégia de otimização baseada no gradiente para o controle centralizado de tensão e reativos num sistema de distribuição inteligente que pode acomodar geradores distribuídos. Nesta proposta os dispositivos de controle de tensão e compensação de reativos são substituídos por transformadores de estado sólido e o objetivo da otimização é minimizar as perdas elétricas enquanto o perfil de tensão é mantido dentro de limites aceitáveis.

Bisireca et al. (2012) propõem uma estimação baseada em pseudo-medidas utilizando redes neurais, a fim de melhorar os resultados de um estimador de estado os quais são usados como entradas para uma função de controle centralizada de tensão e reativos. Esta função otimiza a potência reativa dos GDs e posição do tap do OLTC da subestação. O propósito do controle é minimizar as perdas da rede e ao mesmo tempo manter a tensão dentro dos limites obrigatórios.

Stifter et al. (2012) descrevem os resultados obtidos e o algoritmo de controle utilizado nos testes de campo realizados em duas redes de média tensão. O algoritmo visa controlar a tensão através de uma coordenação ótima da injeção e consumo de potência reativa dos GDs, bem como a posição do tap do OLTC.

Uma proposta utilizando otimização multiobjetivo foi apresentada por Hrisheekesha e Sharma (2008). O método proposto está baseado no *Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm* (NSGA). As funções objetivo consideradas são o desvio de tensão e as perdas elétricas e considerando a atuação de reguladores de tensão e GDs com controle de potência reativa.

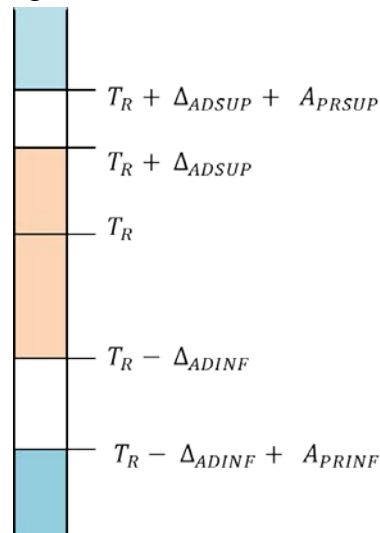
Embora, na maioria destas metodologias seja considerada a capacidade de controle de tensão e reativos por parte da GD apenas em Rizy et al. (2011) é analisado o impacto da GD em alimentadores com composições de carga diferentes (residencial, comercial, industrial e mista) e em nenhuma delas é considerada a possibilidade de integrar a GD em programas de conservação de energia como o CVR.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

4.1 INTRODUÇÃO

O CVR baseia-se na premissa de que a redução da tensão conduz a uma redução na demanda de potência e no consumo de energia pela carga dos usuários finais, desde que a tensão do sistema seja mantida dentro da faixa padrão aceitável. A principal preocupação com o CVR é que tensões abaixo do limite inferior aceitável podem gerar problemas aos consumidores, por exemplo, podem causar danos aos aparelhos. Embora os órgãos reguladores permitam a operação dentro de uma faixa de tensão padrão mais ampla, aplicável às condições temporárias ou inesperadas, tais condições devem ser limitadas em extensão, frequência e duração, e quando elas ocorrem, medidas corretivas devem ser realizadas dentro de um prazo razoável para retornar a tensão à faixa de operação normal. Por exemplo, a ANEEL classifica as tensões de atendimento segundo faixas em torno da tensão de referência (T_R) conforme a Figura 4.

Figura 4 – Faixas de tensão em relação à de referência.



Fonte: ANEEL (2012).

Na Figura 4, a faixa adequada de tensão ($T_R - \Delta_{ADINF}, T_R + \Delta_{ADSUP}$) contém os valores da tensão de conexão em condições de operação normal, as faixas precárias de tensão ($T_R + \Delta_{ADSUP}, T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$ ou $T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}, T_R - \Delta_{ADINF}$) contém os valores da tensão de conexão em condições de operação precária que exige medida de correção programada em um prazo preestabelecido e as faixas críticas de tensão ($> T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$ ou $< T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$) contém os valores da tensão de conexão em condições

de operação crítica que exige medida de correção imediata em um prazo preestabelecido. A Tabela 5 mostra os valores destas faixas como porcentagens da tensão de referência no ponto de conexão em redes de distribuição de média tensão (1 kV-69 kV).

Tabela 5 – Faixas de tensão em redes de distribuição de média tensão.

Tensão de atendimento	Faixa de variação da tensão de atendimento em relação à tensão de referência.
Adequada	93% a 105%
Precária	90% a 93%
Crítica	<90% ou >105%

Fonte: ANEEL (2012).

Portanto, quando aplicado o CVR, é conveniente deixar em algumas situações uma margem de tensão para variações inesperadas, e assim evitar problemas técnicos causados pela redução da tensão a um nível abaixo do limite inferior da faixa normal de operação. Em Kirshner (1990) são descritas algumas das razões pelas quais a tensão real pode ser menor do que a tensão calculada, e são enumeradas a seguir:

- a) Em primeiro lugar, o cálculo da tensão e a redução da tensão resultante, estão baseados em níveis de carga estimados do sistema. Essas estimativas de carga são baseadas, em alguns casos, nos níveis mais elevados de carga para períodos de pico recentes. Se a carga para um local em particular cresce mais rapidamente do que o previsto, o nível de tensão real pode ser mais baixo do que o nível calculado;
- b) O nível de tensão pode cair abaixo do nível esperado devido ao fato que os capacitores chaveados, que contribuem a controlar o nível de tensão no alimentador, podem falhar inesperadamente;
- c) Durante as comutações temporárias no alimentador, realizadas enquanto é feita manutenção no sistema, a reconfiguração do sistema pode causar que determinadas partes do sistema estejam mais distantes da fonte de alimentação. O nível de tensão nessas partes do sistema pode cair abaixo do nível normal enquanto o trabalho é executado.

Por conseguinte, existe um compromisso entre a qualidade do serviço (mesmo dentro dos limites normais de operação) e redução de tensão para economizar energia.

A proposta apresentada neste trabalho tem como ponto central minimizar a demanda de potência na subestação e o desvio da tensão nas barras da rede de média tensão considerando a mudança de tap no OLTC e nos reguladores de tensão, o chaveamento de capacitores e a presença de geradores distribuídos. O controle de tensão e reativos, considerando CVR, para a operação de sistemas de distribuição é um problema de otimização multiobjetivo não linear inteiro misto sujeito a um conjunto de restrições de igualdade e desigualdade, e matematicamente pode ser representado do seguinte modo:

$$\begin{aligned} \text{Min } f_j(u), \quad j = 1, 2, \dots, k \\ \text{sujeito a} \end{aligned} \quad (10)$$

$$h(x, u) = 0 \quad (11)$$

$$x_l \leq \hat{I}x \leq x_u \quad (12)$$

Onde f_j são as funções objetivo; u é o vetor de variáveis de decisão, i.e., tamanhos dos bancos de capacitores em locais específicos, posição do tap dos reguladores de tensão e OLTC, etc., cada uma destas variáveis tem um limite inferior e superior; x é o vetor de variáveis de estado, i.e., tensão nas barras do sistema, fator de potência medido na subestação, etc.; $h(x, u)$ são as restrições do fluxo de potência; x_l e x_u são vetores dos limites inferiores e superiores, respectivamente, das variáveis de estado; \hat{I} é a matriz identidade do tamanho dos vetor da variável de estado.

4.2 FUNÇÕES OBJETIVOS

Quando se busca economia de energia por meio de reduções na tensão, a primeira função a ser minimizada é a potência ativa total fornecida ao sistema pela subestação, como considerado em Milosevic, Begovic (2004). Esta potência é soma da demanda de potência das cargas mais as perdas ativas nas linhas, sendo que ambas são dependentes da tensão, e assim, uma das funções objetivo a ser minimizada pode ser escrita como (13).

$$f_1 = P_{in} = P_{carga} + P_{perdas} \quad (13)$$

Onde:

$$P_{carga} = \sum_{i \in nb} Pl_i(V_i) \quad (14)$$

$$P_{perdas} = \sum_{(i,j) \in \alpha_N} \Delta V_{i,j}^2 \frac{R_{i,j}}{Z_{i,j}^2} \quad (15)$$

Em que:

f_1	Função objetivo a ser minimizada;
P_{in}	Potência ativa injetada no sistema;
P_{carga}	Potência ativa de carga total;
P_{perdas}	Perdas de potência ativa totais;
Pl_i	Potência ativa de carga na barra i dada como função da tensão da barra;
V_i	Magnitude da tensão na barra i;
$\Delta V_{i,j}$	Queda de tensão através do segmento de linha que liga as barras i e j;
$R_{i,j}$	Resistência do segmento de linha que liga as barras i e j;
$Z_{i,j}$	Impedância do segmento de linha que liga as barras i e j;
α_N	Conjunto de pares cujos elementos são índices das barras conectadas por segmentos de linha.

A outra função a ser minimizada corresponde aos desvios da tensão nas barras da rede, e é utilizada uma formulação semelhante à de Souza, Almeida (2010), e que é escrita como (16).

$$f_2 = \frac{1}{nb} \sum_{i \in nb} (1 - \mu_i) \quad (16)$$

Onde:

$$\mu(V_i) = \begin{cases} 0, & \text{se } V_i < V_{min} \\ \frac{V_i - V_{min}}{V_n - V_{min}}, & \text{se } V_{min} \leq V_i \leq V_n \\ \frac{V_{max} - V_i}{V_{max} - V_n}, & \text{se } V_n \leq V_i \leq V_{max} \\ 0, & \text{se } V_i > V_{max} \end{cases} \quad (17)$$

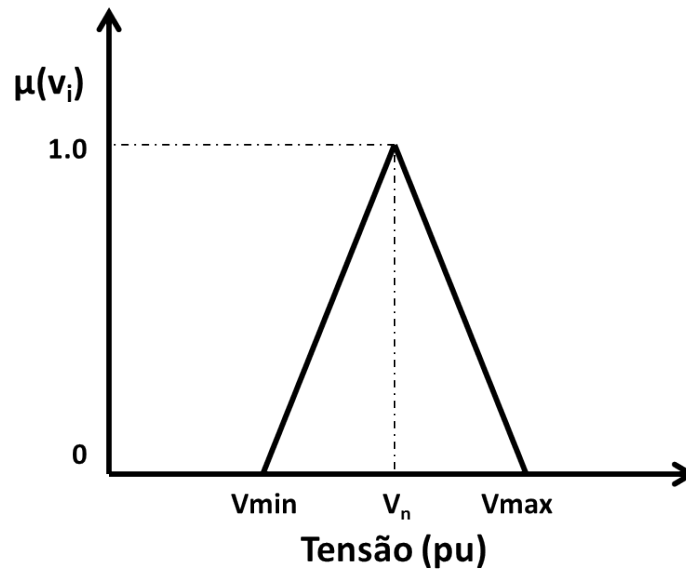
Em que:

f_2	Função objetivo a ser minimizada;
nb	Número de barras do alimentador;

μ	Função de pertinência triangular;
V_i	Magnitude da tensão na barra i ;
V_{max}	Nível de tensão máxima permitido no sistema;
V_{min}	Nível de tensão mínima permitido no sistema;
V_n	Tensão nominal do sistema.

A Figura 5 ilustra a função de pertinência triangular $\mu(V_i)$, de acordo com o critério técnico de manter a tensão das barras dentro dos limites. Quando o valor $\mu(V_k)$, de uma barra K do sistema está mais próximo de 1 o desvio da tensão dessa barra com relação à tensão nominal V_n é menor.

Figura 5 - Função de pertinência triangular.



Fonte: Adaptado de Souza e Almeida (2010).

Existe um conflito entre as funções objetivo f_1 e f_2 . Melhorar o perfil de tensão (melhorar f_2) implica menor redução da injeção de potência ativa (f_1).

4.3 RESTRIÇÕES

As restrições de igualdade e desigualdade determinam o espaço de busca dentro do qual estão contidas as soluções factíveis. As igualdades, matematicamente, estão representadas pelas equações de fluxo de potência (18) e (19).

$$Pg_i - Pl_i - P_i(\theta, V, tap) = 0 \quad (18)$$

$$Qg_i - Ql_i + QC_i - Q_i(\theta, V, tap) = 0 \quad (19)$$

Em que:

Pg_i	Potência ativa gerada na barra i;
Pl_i	Potência ativa da carga da barra i;
$P_i(\theta, V, tap)$	Injeção de potência ativa na barra i;
Qg_i	Potência reativa gerada na barra i;
Ql_i	Potência reativa da carga da barra i;
QC_i	Injeção de potência reativa por capacitores na barra i;
$Q_i(\theta, V, tap)$	Injeção de potência reativa na barra i;
θ	Ângulo da tensão.

As restrições de desigualdade representam os limites de tensão (condições de qualidade de regulação de tensão) em todas as barras, limites do fator de potência (condições técnicas e econômicas de funcionamento) na subestação do sistema, como mostrado em (20) e (21), respectivamente.

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (20)$$

$$pf_{min} \leq pf_{sys} \leq pf_{max} \quad (21)$$

Em que:

pf_{min}	Fator de potência mínimo permitido no sistema;
pf_{max}	Fator de potência máximo permitido no sistema;
$pf_{sist.}$	Fator de potência do sistema.

As funções utilizadas para representar as violações aos limites de tensão (g_1) e as violações aos limites do fator de potência (g_2) são definidas em (22) e (23).

$$g_1 = \max_i \{\Delta V_i\} \quad (22)$$

$$g_2 = \begin{cases} pf_{min} - pf_{sist.}, & se \quad pf_{sist.} < pf_{min} \\ pf_{sist.} - pf_{max}, & se \quad pf_{max} < pf_{sist.} \\ 0, & caso \text{ contrário} \end{cases} \quad (23)$$

Onde:

$$\Delta V_i = \begin{cases} V_{min} - V_i, & \text{se } V_i < V_{min} \\ V_i - V_{max}, & \text{se } V_{max} < V_i \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}, i = 1, \dots, nb \quad (24)$$

4.4 MODELO MATEMÁTICO DOS BANCOS DE CAPACITORES

Um dos componentes fundamentais da maioria dos esquemas de CVR é a compensação da potência reativa produzida por cargas reativas ou pelas indutâncias das linhas. A compensação de potência reativa pode ser obtida através da operação de capacitores fixos e chaveados distribuídos ao longo da rede de distribuição a fim de prover uma fonte de energia reativa que está mais próxima da carga. Uma vez que as perdas nas linhas são uma função da corrente ao quadrado, reduzir o fluxo de potência reativa nas linhas reduz significativamente as perdas totais no sistema. A redução das correntes das linhas implica também na redução da queda de tensão, portanto o uso de capacitores contribui para manter um perfil de tensão aceitável em todas as condições de cargas do alimentador. Outro aspecto importante é que o fator de potência do sistema é melhorado e a liberação de capacidade permite a ligação de cargas adicionais.

Os capacitores fixos são considerados como fontes de potência reativa com magnitude constante em todos os níveis de carga, conforme mostrado em (25).

$$C_{i,1}^{fx} = \dots = C_{i,j}^{fx} = \dots = C_{i,nl}^{fx} \quad (25)$$

Em que:

$C_{i,j}^{fx}$	Potência fornecida na barra i no nível de carga j ;
nl	Número de níveis de carga analisados;
fx	Tipo de capacitor fixo.

Os bancos de capacitores chaveados têm ajustes para controlar a capacidade de potência reativa injetada na rede de distribuição. Eles são constituídos por vários módulos (com capacidade individual ΔC_i), e tendo um número máximo de módulos ($nsw_{max,i}$); portanto eles podem assumir posições entre zero e $nsw_{max,i}$. Assim a potência fornecida na barra i em cada condição de operação j , ($C_{i,j}^{sw}$), é dada por (26).

$$C_{i,j}^{sw} = nsw_i \Delta C_i \quad (26)$$

Onde:

$$nsw_i \in \{0,1,2, \dots, nsw_{max,i}\} \quad (27)$$

4.5 MODELOS MATEMÁTICOS DOS REGULADORES DE TENSÃO E TRANSFORMADORES COM OLTC

Os reguladores de tensão distribuídos na rede e transformadores com OLTC podem manter a tensão dentro de uma faixa de operação aceitável através do ajuste automático de seus taps.

Os reguladores de tensão são autotransformadores que, como os transformadores com OLTC, podem ser controlados manual ou automaticamente para responder às variações das tensões, geralmente originadas pelas variações nas cargas. Seus taps podem ser ajustados através de controles e acessórios sensíveis às variações de tensão para aumentar ou reduzir sua tensão de saída. Neste trabalho, como em Pereira Junior et al. (2013), as equações (28) e (29) são utilizadas para modelar o comportamento da tensão e corrente, respectivamente, nos reguladores de tensão e transformadores com OLTC.

$$Vrt_{out} = \frac{Vrt_{in}}{a_R} \quad (28)$$

$$Irt_{out} = a_R Irt_{in} \quad (29)$$

Sendo que a_R é a relação de transformação e é matematicamente descrita em função da posição do tap como em (30).

$$a_R = 1 - tap * \Delta tap \quad (30)$$

Onde:

$$tap \in \{tap_{min}, \dots, tap_{max}\} \quad (31)$$

Em que:

Vrt_{out}	Tensão de saída do dispositivo;
Vrt_{in}	Tensão de entrada do dispositivo;
Irt_{out}	Corrente de saída do dispositivo;
Irt_{in}	Corrente de entrada do dispositivo;
Δtap	Tamanho de passo dos taps;

Tap_{min}	Tap mínimo do dispositivo;
Tap_{max}	Tap máximo do dispositivo.

4.6 MODELO MATEMÁTICO DO GERADOR DISTRIBUÍDO

Neste trabalho são consideradas unidades de geração distribuída sem incertezas na fonte primária de energia o que significa que a capacidade do GD de fornecer potência ativa e reativa vai depender unicamente das características da curva de capacidade do conversor de acoplamento. O tipo de conversor de acoplamento utilizado e o gerador síncrono cuja curva de capacidade é mostrada na Figura 3 e seus limites de corrente máxima do estator e do rotor podem ser calculados como em Chapman (2000). O limite de corrente máxima do estator corresponde à circunferência com centro na origem e com raio igual ao valor da potência nominal do gerador. O limite de corrente máxima do rotor corresponde à circunferência com centro calculado segundo (32) e raio calculado segundo (33).

$$Q = -\frac{V_t^2}{X_s} \quad (32)$$

$$D_E = \frac{E_A V_t}{X_s} \quad (33)$$

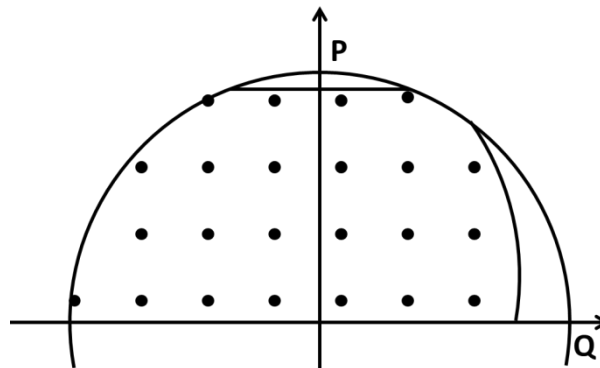
Em que:

Q	Centro da circunferência de corrente máxima do rotor no eixo da potência reativa;
V_t	Tensão nos terminais do gerador síncrono;
X_s	Reatância síncrona do gerador síncrono;
D_E	Raio da circunferência de corrente máxima do rotor;
E_A	Tensão interna do gerador síncrono.

Embora os limites da curva de capacidade do gerador síncrono sejam dependentes da tensão em seus terminais, neste trabalho é suposto que a tensão V_t é constante na tensão nominal da máquina porque a variação é mínima. Também é possível mostrar as outras restrições no diagrama, como a potência mínima e máxima do motor primário e o limite de subexcitação.

Para coincidir com a natureza discreta das variáveis dos dispositivos de controle de tensão e reativos considerados neste trabalho, o espaço dentro da curva de capacidade é convertido num espaço discreto como pode ser visto na Figura 6. Qualquer ponto localizado dentro da curva de capacidade é um ponto de operação segura para o gerador.

Figura 6 – Espaço discreto da curva de capacidade.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

4.7 FLUXO DE CARGA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Para resolver o problema de controle integrado de tensão e reativos, o algoritmo de otimização proposto neste trabalho requer numerosas execuções do fluxo de carga em cada iteração. Este fluxo determina, para cada solução gerada, as condições elétricas existentes em qualquer ponto do alimentador, o total de perdas elétricas e outros parâmetros desconhecidos. Portanto é de extrema importância a eficiência do algoritmo de fluxo de carga escolhido.

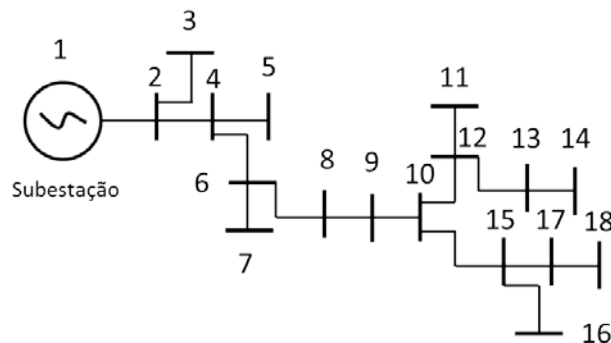
O algoritmo de varredura a montante e jusante proposto por Shirmohammadi et al. (1988) é adotado para o cálculo de fluxo de carga, o qual apresenta excelentes características de convergência e robustez. Este algoritmo pode ser aplicado à solução da representação trifásica (desbalanceada) e monofásica de redes de distribuição radiais ou fracamente malhadas. Além disso, permite incluir os modelos de diferentes elementos conectados à rede, tais como geradores distribuídos, reguladores de tensão e bancos de capacitores. Para sua aplicação em redes fracamente malhadas é preciso que estas sejam transformadas em um sistema equivalente radial através da abertura das malhas. Neste trabalho, no entanto, somente a representação monofásica e radial é tratada devido a que a rede de distribuição na qual a metodologia proposta será implementada é radial e bastante equilibrada.

4.7.1 Renumeração

O método de solução baseia-se na aplicação direta das leis das tensões e correntes de Kirchhoff, mas primeiro é necessário fazer uma sequência ordenada dos ramos da rede para direcionar os cálculos do algoritmo sequencialmente para as barras vizinhas, seja na operação a montante ou na operação a jusante.

Um exemplo ilustrativo de uma rede de distribuição radial de 18 barras é mostrado na Figura 7, o processo consiste em fazer uma sequência ordenada das linhas, começando desde os extremos da rede até chegar à barra da subestação.

Figura 7 - Rede de distribuição radial.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

A Tabela 6 contém a sequência ordenada de linhas correspondente a essa rede. Neste exemplo, a sequência começou na barra 16, mas pode começar em qualquer barra dos extremos (barra 3, 5, 7, 11, 14, 16 e 18). Quando é encontrada uma barra onde duas ou mais linhas convergem deve ser verificado se as outras linhas que convergem nessa barra já foram incluídas, se ainda não foram incluídas, outra barra extrema é escolhida e o seguinte elemento da sequência é a linha que tem como um de seus extremos essa barra. No exemplo, depois de incluir a linha 17-15, a linha 15-10 ainda não pode ser incluída porque o segmento 16-15 ainda não foi adicionado, portanto, primeiro esse segmento tem que ser adicionado para poder continuar com o segmento 15-10.

Tabela 6 - Sequência ordenada de linhas da rede da Figura 7.

Nº de linha	Barra final	Barra inicial	Nº de linha	Barra final	Barra inicial
1	16	15	10	9	8
2	18	17	11	8	6
3	17	15	12	7	6
4	15	10	13	6	4
5	14	13	14	5	4
6	13	12	15	4	2
7	11	12	16	3	2
8	12	10	17	2	1
9	10	9			

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Considerando a subestação como a barra de referência com magnitude e ângulo da tensão conhecidos e a tensão de todas as outras barras inicializada com a tensão da barra de referência, o algoritmo iterativo para resolver o sistema radial consiste de três passos: Cálculo da corrente nodal, varredura a montante e varredura a jusante.

4.7.2 Cálculo da corrente nodal

Na iteração k , a injeção de corrente $I_i^{(k)}$ no nó i da rede é calculada utilizando a equação (34).

$$I_i^{(k)} = \left(\frac{S_i}{V_i^{(k-1)}} \right)^* - Y_i V_i^{(k-1)} \quad (34)$$

Em que:

- $I_i^{(k)}$ Injeção de corrente no nó i , na iteração k ;
- S_i Injeção de potência no nó i ;
- $V_i^{(k-1)}$ Tensão no nó i calculada na iteração $k-1$;
- Y_i Soma de todos os elementos shunt conectados no nó i .

Para incluir o efeito da variação da tensão nas cargas a equação (34) deve ser modificada, substituindo o termo S_i pela carga modelada segundo modelo de carga exponencial discutido no capítulo 2, como mostrado na equação (35).

$$\begin{aligned}
S_i = & \left(P_{R,i} |V_i^{(k-1)}|^{kpR} + jQ_{R,i} |V_i^{(k-1)}|^{kqR} \right) \\
& + \left(P_{C,i} |V_i^{(k-1)}|^{kpC} + jQ_{C,i} |V_i^{(k-1)}|^{kqC} \right) \\
& + \left(P_{I,i} |V_i^{(k-1)}|^{kpI} + jQ_{I,i} |V_i^{(k-1)}|^{kqI} \right)
\end{aligned} \tag{35}$$

Em que:

$P_{R,i}$	Potência ativa residencial injetada no nó i ;
$P_{C,i}$	Potência ativa comercial injetada no nó i ;
$P_{I,i}$	Potência ativa industrial injetada no nó i ;
$Q_{R,i}$	Potência reativa residencial injetada no nó i ;
$Q_{C,i}$	Potência reativa comercial injetada no nó i ;
$Q_{I,i}$	Potência reativa industrial injetada no nó i ;
kpR	Parâmetro do modelo exponencial para potência ativa residencial;
kpC	Parâmetro do modelo exponencial para potência ativa comercial;
kpI	Parâmetro do modelo exponencial para potência ativa industrial;
kqR	Parâmetro do modelo exponencial para potência reativa residencial;
kqC	Parâmetro do modelo exponencial para potência reativa comercial;
kqI	Parâmetro do modelo exponencial para potência reativa industrial;
$ V_i^{(k-1)} $	Magnitude da tensão no nó i , calculada na iteração $k-1$.

4.7.3 Varredura a montante

Na iteração k , iniciando-se na barra final do primeiro elemento da sequência ordenada, calculada segundo procedimento da seção 4.7.1, e deslocando-se em direção à barra de origem (barra inicial do último elemento da sequência), a equação (36) é aplicada para cada barra i do sistema.

$$J_i^{(k)} = -I_i^{(k)} + \sum_{m \in M} J_m^k \tag{36}$$

Em que:

$J_i^{(k)}$	Corrente que flui pela linha que conecta a barra atual i com a barra a montante;
-------------	--

M Conjunto de linhas ligadas à jusante da linha i .

4.7.4 Varredura a jusante

A segunda lei de Kirchhoff é usada para atualizar a tensão em todos os nós, o processo de varredura inicia na subestação (barra inicial do último elemento da sequência), onde a tensão é conhecida, tanto em módulo quanto em fase, e desloca-se em direção aos nós finais do alimentador. Para cada linha (elemento da sequência), a tensão no nó final, i , é calculada usando a tensão atualizada no nó inicial, $i-1$ (nó a montante do nó i), e a corrente da linha, calculada na varredura a montante. Para este cálculo utiliza-se a equação (37).

$$V_i^{(k)} = V_{i-1}^{(k)} - Z_l J_l^{(k)} \quad (37)$$

Em que:

$V_i^{(k)}$ Tensão no nó i (Nó final da linha);
 $V_{i-1}^{(k)}$ Tensão no nó $i-1$ (Nó inicial da linha);
 Z_l Impedância serie da linha.

4.7.5 Critério de convergência

Neste passo, avaliam-se as perdas de potência ativa em cada linha do sistema de distribuição, utilizando a equação (38).

$$P_{perda\ l}^{(k)} = R_l (J_l^{(k)})^2 \quad (38)$$

Em que:

$P_{perda\ l}^{(k)}$ Perda de potência ativa na linha l e na iteração k .
 R_l Resistência do segmento de linha l .

Os valores destas perdas são comparados com os valores calculados na iteração anterior, $P_{perda\ l}^{(k-1)}$, como na equação (39).

$$P_{perda\ l}^{(k-1)} - P_{perda\ l}^{(k)} = \Delta P_{perda} < tol \quad (39)$$

No caso em que a diferença ΔP_{perda} seja menor que a tolerância especificada, tol , em todas as linhas do sistema, o processo é considerado convergido.

4.7.6 Reguladores de tensão e bancos de capacitores no fluxo de carga

Os efeitos dos reguladores de tensão na corrente, na varredura a montante, e na tensão, na varredura a jusante, são calculados usando as equações (40) e (41), respectivamente.

$$J_l^{(k)} = \frac{-I_i^{(k)} + \sum_{m \in M} J_m^k}{a_R} \quad (40)$$

$$V_i^{(k)} = \frac{V_{i-1}^{(k)} - Z_l J_l^{(k)}}{a_R} \quad (41)$$

No nó i , a corrente injetada devido à presença de capacitores fixos ou chaveados é calculada utilizando a equação (42).

$$I_i^{cs} = -\frac{jC_i^{cs}}{V_i^{(k-1)}} \quad (42)$$

Em que:

- I_i^{cs} Corrente injetada pelo capacitor cs , fixo ou chaveado, na barra i ;
- C_i^{cs} Potência reativa fornecida pelo capacitor cs fixo ou chaveado, na barra i .

O sinal negativo na equação (42) é devido ao capacitor que está injetando corrente na barra.

4.8 CÁLCULO DOS PERFIS DE CARGA

Para gerar os perfis de carga devem ser fornecidos os perfis de cargas normalizados de cada classe de consumidor presente na rede e a demanda anual máxima de cada barra. Para cada barra i o seguinte procedimento é realizado (SINGH; PAL; JABR, 2010):

- a) o parâmetro de escala α^j , para uma classe de consumidor em particular j , é calculado dividindo-se a demanda anual máxima do consumidor pelo valor máximo anual no correspondente perfil de carga de potência ativa normalizado;

$$\alpha^j = \frac{P_{i,max}^j}{\max_{\tau} (P_{PI}^j(\tau))} \quad (43)$$

Em que:

- α^j Parâmetro de escala;
 τ Instante de tempo do ano amostrado a cada meia hora;
 $P_{i,max}^j$ Demanda anual máxima em kW da classe de consumidor j na barra i ;
 $P_{PI}^j(\tau)$ Valor da potência ativa no perfil de carga normalizado da classe de consumidor j no instante τ .

- b) para calcular os perfis de cargas de potência ativa em kW, para cada uma das classes de consumidores, os valores de potência ativa do perfil de carga normalizado são multiplicados com os parâmetros de escala correspondentes;

$$P_i^j(t) = \alpha^j P_{PI}^j(t) \quad (44)$$

Em que:

- t Instante de tempo do ano amostrado cada meia hora;
 $P_i^j(t)$ Carga de potência ativa em kW da classe de consumidor j na barra i e no instante t .

- c) Para calcular os perfis de cargas de potência reativa primeiro é necessário calcular os perfis de carga de potência reativa normalizados fazendo uso dos fatores de potência das diferentes classes de consumidores;

$$Q_{PI}^j(t) = P_{PI}^j(t) \tan \phi^j \quad (45)$$

Em que:

- $Q_{PI}^j(t)$ Valor da potência reativa no perfil de carga normalizado da classe de consumidor j no instante t ;
- ϕ^j Fator de potência da classe de consumidor j .

- d) Finalmente estes valores são multiplicados pelos parâmetros de escala correspondentes para calcular os perfis de carga de potência reativa de cada uma das classes de consumidor.

$$Q_i^j(t) = \alpha^j Q_{PI}^j(t) = \alpha^j P_{PI}^j(t) \tan \phi^j \quad (46)$$

Em que:

- $Q_i^j(t)$ Carga de potência reativa em Kvar da classe de consumidor j na barra i e no instante t .

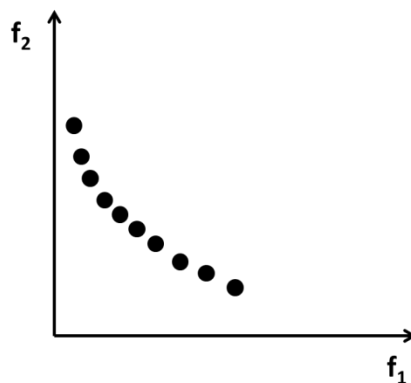
Os perfis de cargas de potência ativa e reativa, calculados para as diferentes classes de consumidores das barras, são utilizados em (35) para serem implementados no modelo de carga exponencial.

5 TÉCNICA DE SOLUÇÃO

Cada uma das funções objetivo de um problema multiobjetivo geralmente tem uma solução ótima individual, portanto, não é possível encontrar uma única solução que simultaneamente otimize todos os objetivos. Uma solução que é ótima para um objetivo pode ser que não seja ótima para os outros. Assim, em vez de uma solução ótima única, existe um conjunto ótimo de compromissos (*trade-offs*) entre os objetivos, chamadas de soluções Pareto-ótimas. A escolha de uma solução particular depende das características próprias do problema e é atribuída ao tomador de decisão (*decision maker*).

A Figura 8 ilustra o conjunto de soluções Pareto-ótimas (fronteira de Pareto ótima) de um problema de minimização com duas funções f_1 e f_2 . Pode-se verificar que nenhum objetivo pode ser melhorado sem degradar o outro.

Figura 8 - Exemplo de uma fronteira de Pareto.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

5.1 DOMINÂNCIA

O conceito de dominância estabelece que, para um problema multiobjetivo com k funções objetivo para serem minimizadas simultaneamente: uma solução x domina outra solução y se x é melhor que y em pelo menos um objetivo f_i e não é pior para qualquer outro objetivo f_j , onde $j=1, \dots, k$ e $j \neq i$ (MILOSEVIC; BEGOVIC, 2004). Matematicamente este conceito pode ser representado como em (47).

$$x \stackrel{f}{\rightarrow} y, \quad \text{se } f_i(x) < f_i(y) \quad \text{e} \quad f_j(x) \leq f_j(y) \quad (47)$$

O símbolo “ \rightarrow ” é o símbolo de dominação, e o índice “ f ” refere-se às funções objetivos.

Uma solução $x \in P$, que domina qualquer outra solução $y \in P$ ($P \subseteq S$, e S é o espaço inteiro de busca), é chamada solução não dominada em P . As soluções que são não dominadas sobre todo o espaço de busca S são chamadas de soluções Pareto-ótimas.

5.2 ELITIST NON-DOMINATED SORTING GENETIC ALGORITHM (NSGA-II)

O algoritmo genético multiobjetivo NSGA-II (DEB et al., 2002), foi escolhido para resolver o problema de otimização formulado neste trabalho, devido as suas características de convergência, a que pode tratar com diferentes tipos de variáveis (contínuas, discretas ou uma combinação das duas) e a que preserva a diversidade da população. Também incorpora o princípio de não dominância e é baseado em população, assim é capaz de encontrar, em uma única execução, um conjunto de soluções não dominadas de boa qualidade, que podem pertencer ou estar próximas da fronteira de Pareto ótima.

Para poder incorporar as restrições, o operador de dominância de funções objetivo \xrightarrow{f} definido em (47) deve ser modificado (MILOSEVIC; BEGOVIC, 2004).

$$x \xrightarrow{c} y \quad \text{se} \quad \begin{cases} x, y \in F & \text{e} & x \xrightarrow{f} y \\ x \in F & \text{e} & y \in U \\ x, y \in U & \text{e} & x \xrightarrow{g} y \end{cases} \quad (48)$$

O novo operador $x \xrightarrow{c} y$ é chamado de operador de dominância restrito, e estabelece que: toda solução factível x domina toda solução infactível y . Quando x e y são duas soluções factíveis x domina y se x é melhor que y em pelo menos um objetivo e não é pior para nenhum outro objetivo. Se x e y são duas soluções infactíveis x domina y se x é menos infactível que y pelo menos numa restrição e não é pior para nenhuma outra restrição. O símbolo $x \xrightarrow{g} y$ é o operador de dominância em relação às funções de violação de restrições denotadas como “ g ”. F e U simbolizam a parte factível e infactível do espaço de busca.

Para se classificar uma população de dimensão N de acordo com o nível de não dominância, cada solução deve ser comparada com todas as outras soluções na população, utilizando o operador de dominância restrito, para determinar se é dominada. Quando este

processo é finalizado, os membros da primeira fronteira não dominada (F_1) são encontrados. Posteriormente as soluções da primeira fronteira são temporariamente descontadas e o resto da população é classificado para encontrar os indivíduos não dominados da segunda fronteira (F_2). Este processo continua até que todas as fronteiras são identificadas. O método de classificação não dominado utilizado consiste dos seguintes passos:

- a) para cada solução duas entidades são calculadas: (i) n_i , o número de soluções que dominam a solução i , e (ii) S_i , um conjunto de soluções que a solução i domina;
- b) todos os pontos que têm $n_i=0$ são identificados e colocados em uma lista F_1 , que é chamada de fronteira atual;
- c) para cada solução (j) na fronteira atual cada membro em seu conjunto S_i é visitado e sua contagem n_j é reduzida uma unidade. Se para qualquer membro j a contagem torna-se zero ele é colocado em uma lista separada H ;
- d) quando todos os membros da fronteira atual foram verificados, os membros na lista F_1 são declarados como membros da primeira fronteira;
- e) o processo é continuado usando a fronteira recém-identificada H como a fronteira atual.

Ao final do procedimento todas as soluções da população têm atribuído um valor de aptidão igual ao seu nível de não dominância, quanto menor o nível melhor é a solução.

5.3 DISTÂNCIA DE MULTIDÃO

Para cada solução também é calculada a distância de multidão que é uma estimativa da dimensão do espaço de busca na vizinhança da solução sob análise que não está ocupada por outra solução. Utilizando a equação (49) pode-se calcular de forma algorítmica o valor da distância de multidão de uma solução i .

$$d(x_i) = d(x_i) + d_j(x_i) \quad (49)$$

Onde:

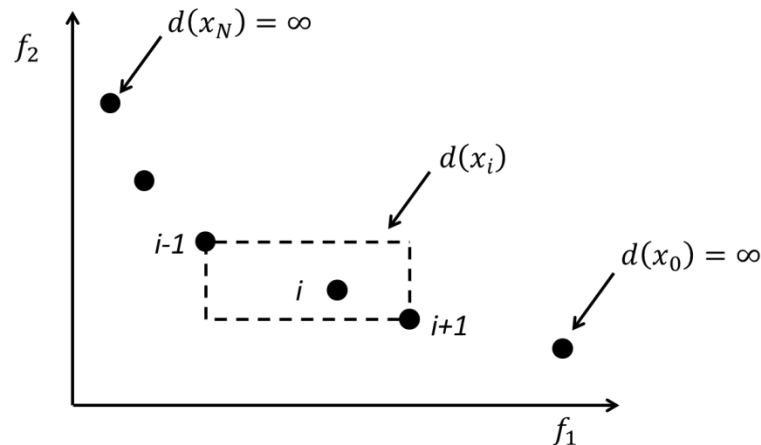
$$d_j(x_i) = \frac{f_j(x_{i+1}) - f_j(x_{i-1})}{f_j^{max} - f_j^{min}}, \quad i \in Fr \quad (50)$$

Em que:

$d(x_i)$	Distância de multidão da solução i ;
$d_j(x_i)$	Distância da solução i desde as soluções mais próximas na fronteira Fr com respeito à j th função objetivo;
$f_j(x_{i+1})$	Valor da função objetivo j para o vizinho $i+1$ na fronteira Fr ;
$f_j(x_{i-1})$	Valor da função objetivo j para o vizinho $i-1$ na fronteira Fr ;
f_j^{max}	Valor máximo da função objetivo j na fronteira Fr ;
f_j^{min}	Valor mínimo da função objetivo j na fronteira Fr .

Antes de utilizar a equação (49) cada uma das fronteiras deve ser ordenada usando-se cada um dos objetivos, e a distância de multidão de cada indivíduo i , $d(x_i)$, deve ser inicializado em zero. Às soluções extremas da fronteira de Pareto é atribuído um valor infinito porque estas são as que têm o melhor valor de uma das funções objetivo. Na Figura 9 representa-se geometricamente o conceito de distância de multidão.

Figura 9 - Cálculo da distância de multidão.



Fonte: Adaptado de Deb et al. (2002).

5.4 OPERADOR DE COMPARAÇÃO POR MULTIDÃO $\left(\begin{smallmatrix} cd \\ \rightarrow \end{smallmatrix}\right)$

Este operador classifica os indivíduos que pertencem à mesma fronteira. Se duas soluções pertencentes à mesma fronteira elas são comparadas usando este operador, a preferência é dada à solução com a maior distância de multidão, e quando as soluções têm

níveis de não dominância diferentes, a preferência é dada à solução pertencente à fronteira com o melhor nível de não dominância.

$$x \xrightarrow{cd} y \quad \text{se} \quad \begin{cases} r_x < r_y \\ r_x = r_y \end{cases} \quad \text{e} \quad d(x) > d(y) \quad (51)$$

Em que:

x, y	Soluções pertencentes ao espaço de busca S ;
r	Valor de aptidão da solução;
$d(x)$	Distância de multidão da solução x ;
$d(y)$	Distância de multidão da solução y .

Com vistas a preservar a diversidade da população, o operador de comparação por multidão promove competição entre os indivíduos pertencentes à mesma fronteira, dando uma maior chance de se reproduzir para os indivíduos isolados.

5.5 ALGORITMO

5.5.1 Primeira geração $t=0$

- a) o algoritmo é inicializado com uma população pai, P_0 , de dimensão N , que é gerada aleatoriamente ou usando uma técnica de inicialização;
- b) cada um dos membros inicialmente escolhidos é avaliado com respeito a cada função objetivo e para cada função de violação de restrições;
- c) depois disso, todos os membros da população são classificados de acordo com o nível de não dominância, isto é, para cada solução é atribuído um valor de aptidão igual ao seu nível de não dominância. Esta classificação é feita utilizando o operador de dominância restrito, $x \xrightarrow{c} y$, segundo (48);
- d) para cada membro de cada fronteira F_r , também é calculada a distância de multidão utilizando (49);

- e) a Seleção por torneio de dois indivíduos, recombinação e mutação são aplicadas na população pai para obter uma população filha, Q_0 , de dimensão N . O critério de seleção utilizado na seleção por torneio é o operador de comparação por multidão (51).

5.5.2 O procedimento elitista $t \geq 1$

O elitismo consiste em que para cada geração o algoritmo retém as soluções com boas características de não dominação (a elite). A partir da primeira geração em diante, $t \geq 1$, o procedimento iterativo é o seguinte:

- a) os membros da população filha Q_t são avaliados com respeito a cada função objetivo e para cada função de violação de restrições;
- b) a população pai e filha são combinadas para formar uma população R_t de dimensão $2N$, $R_t = P_t \cup Q_t$;
- c) Os elementos de R_t são classificados de acordo ao nível de não dominância. Desta forma, as fronteiras não dominados de R_t (F_1, F_2, \dots) são formadas;
- d) A nova população pai, P_{t+1} , de dimensão N é composta pelos indivíduos pertencentes às fronteiras F_1, F_2, \dots, F_i enquanto $|P_{t+1}| + |F_i| < N$. Cada conjunto F_i deve ser inserido em sua totalidade em $|P_{t+1}|$. Ao inserir um conjunto F_i tal que $|F_i| > N - |P_{t+1}|$ apenas as $N - |P_{t+1}|$ soluções mais dispersas F_i devem ser inseridas na população P_{t+1} . A ideia é sempre promover as configurações que garantem a diversidade dentro da fronteira de Pareto;
- e) Esta população de dimensão N é utilizada para seleção, recombinação e mutação, a fim de criar a nova população filha Q_{t+1} .

O critério de parada é um número máximo predefinido de gerações a ser executadas, ou qualquer outra estratégia de saída adequadamente definida.

5.6 CODIFICAÇÃO

Devido à natureza das variáveis de decisão, a codificação decimal é utilizada neste trabalho para representar adequadamente uma configuração (solução discreta) do problema. Cada configuração é dividida em um determinado número de casas decimais as quais contêm os números que representam a posição do tap do OLTC, posição dos taps dos reguladores de tensão, o número de módulos operando em cada banco de capacitores chaveados, o valor parametrizado da potência reativa injetada pelos GDs e o valor parametrizado da potência ativa injetada pelos GDs. Na Figura 10 ilustra-se a codificação usada para representar uma alternativa de solução para o modelo matemático proposto.

Figura 10 - Codificação de uma solução do problema.

3	5	...	6	8	...	-5	3	4	...	2	9
OLTC	BC_1		BC_i	RT_1		RT_j	Q_{GD1}	P_{GD1}		Q_{GDk}	P_{GDk}

Fonte: Elaboração do próprio autor.

A primeira casa corresponde ao OLTC do transformador da subestação; os seguintes três subconjuntos também têm um tamanho fixo e correspondem ao número i de bancos de capacitores, o número j de reguladores de tensão e o número k de geradores distribuídos alocados na rede. O valor de cada casa decimal está limitado pelo limite máximo e mínimo dos parâmetros de controle de cada dispositivo.

Para cada uma das soluções, representadas como na Figura 10, um fluxo de carga é resolvido para determinar o estado da rede e avaliar a solução nas funções objetivo e nas restrições, desta forma a qualidade da solução pode ser identificada.

5.7 SELEÇÃO

As configurações da população corrente, P_t , que devem participar da formação da nova população filha, Q_t , são selecionadas usando torneio de dois indivíduos. Nesta estratégia as configurações que têm direito a gerar descendência são escolhidas realizando N jogos, sendo N a dimensão da população. Em cada jogo são escolhidos aleatoriamente k ($k=2$ no caso do torneio de dois indivíduos) configurações as quais são comparadas usando o operador de comparação por multidão (51), a configuração ganhadora é selecionada para ser reproduzida.

O operador de seleção termina após decidir o número de descendentes que deve ter cada configuração da população. Assim algumas configurações podem gerar vários descendentes e outras podem ser eliminadas do processo por serem de qualidade ruim.

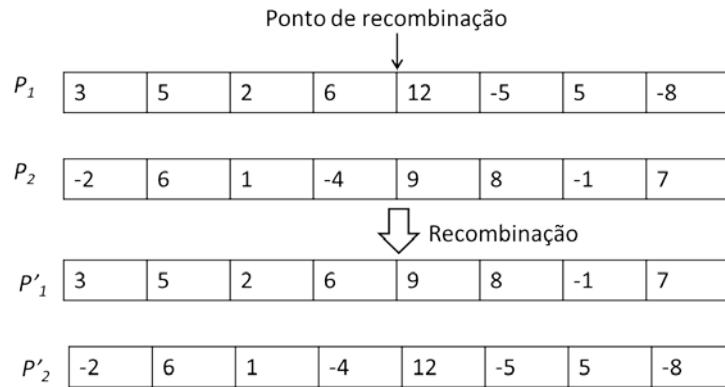
5.8 RECOMBINAÇÃO

As novas configurações candidatas a formar parte da população filha são criadas usando recombinação de um simples ponto. Supondo que uma configuração tem n elementos o procedimento utilizado para a recombinação é descrito a seguir:

- a) são escolhidas aleatoriamente duas das configurações que ainda têm direito a gerar descendentes;
- b) para que as configurações selecionadas sejam submetidas à recombinação, deve-se gerar um número aleatório $p \in [0, 1]$. Se p é menor que a taxa de recombinação ρ_c então, deve-se proceder à recombinação; em caso contrário as duas configurações selecionadas não são recombinadas;
- c) gera-se de forma aleatória um número entre 1 e $n-1$, esse número indica o ponto de recombinação;
- d) as parcelas que estão na direita do ponto de recombinação de ambas as configurações são trocadas para formar as duas novas configurações candidatas.

O seguinte exemplo descreve este procedimento: Supondo que duas configurações P_1 e P_2 com dimensão $n=8$ são escolhidas, depois se gera aleatoriamente um número $p \in [0, 1]$ que é menor que a taxa de recombinação ρ_c , portanto também se determina aleatoriamente outro número $q \in [1, 7]$ (o ponto de recombinação), supondo que o número é igual a 4 a recombinação gera as configurações candidatas P'_1 e P'_2 ilustradas na Figura 11.

Figura 11 - Representação da recombinação.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

5.9 MUTAÇÃO

As novas configurações geradas no processo de recombinação devem ainda ser submetidas ao operador de mutação para que se transformem em configurações da nova população.

A taxa de mutação ρ_m indica a probabilidade de que uma posição ou elemento seja modificado. Desta forma, é gerado um número aleatório $p \in [0, 1]$ e se esse número é menor que ρ_m então é realizada a mutação. O inconveniente com esta metodologia é que a mutação deve ser tentada elemento por elemento, e isto pode exigir um esforço computacional significativo para sua implementação, especialmente em problemas com populações grandes e configurações com muitos elementos. A quantidade de números aleatórios gerados e de tentativas de mutação é igual ao número de configurações multiplicado pelo número de elementos da configuração.

Uma forma mais rápida, e praticamente equivalente, de mutação consiste em determinar o número de mutações mais provável e distribuir aleatoriamente essas mutações nas configurações da população. Por exemplo, se temos uma taxa de mutação ρ_m e uma população de dimensão N com configurações de tamanho n , o número de mutações, Nm , é calculado usando (52).

$$Nm = \lceil \rho_m Nn \rceil \quad (52)$$

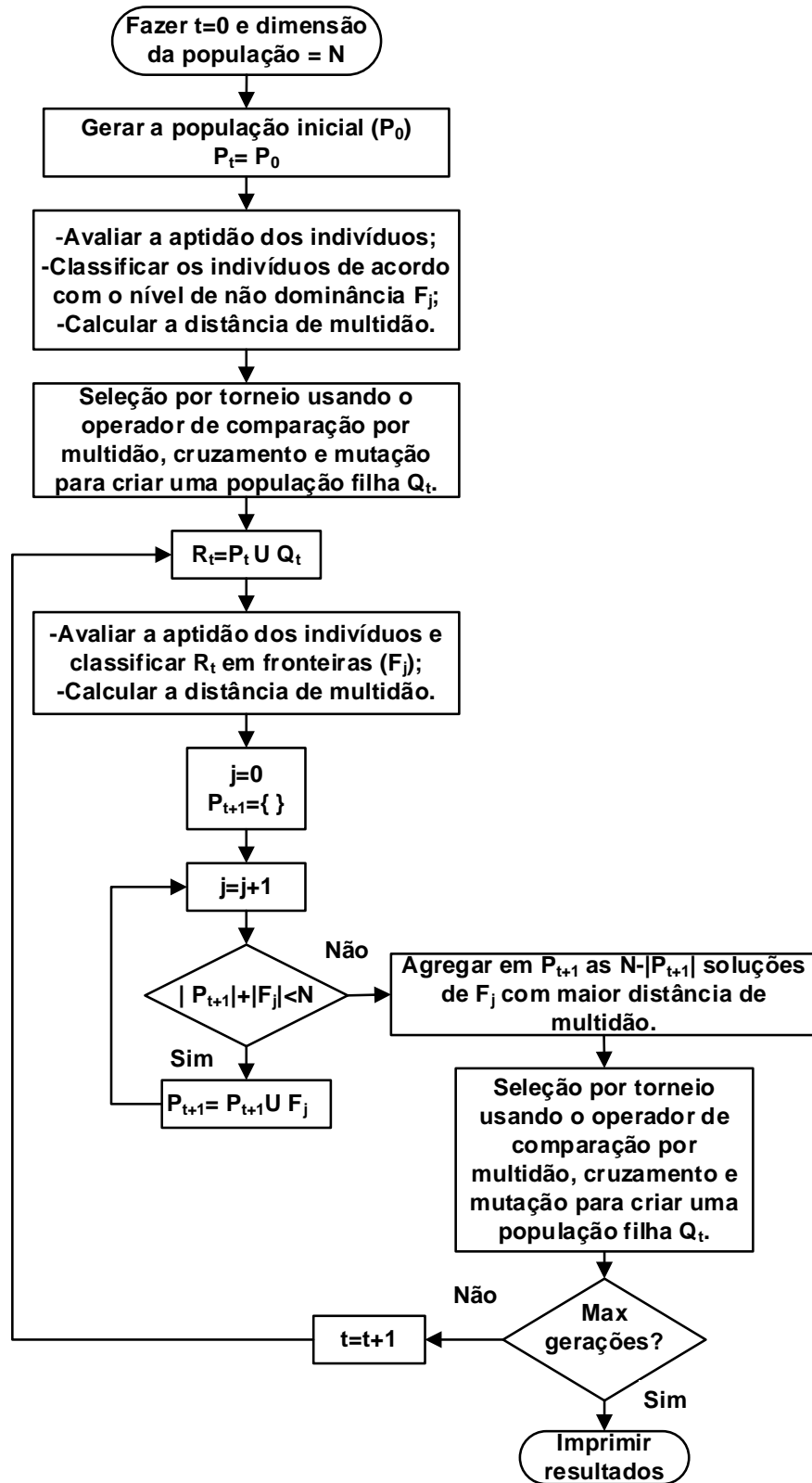
Assim são escolhidos Nm números aleatórios entre 1 e $N*n$ para determinar os elementos das configurações da população que são modificados.

Em cada elemento selecionado o operador de mutação é implementado através dos seguintes dois passos:

- a) dependendo do dispositivo que o elemento represente, se ele contém o número máximo de módulos do banco de capacitores chaveados ou o tap máximo do regulador de tensão ou OLTC, o novo valor que o elemento irá assumir é o módulo ou tap imediatamente inferior;
- b) se o elemento contém um valor inferior ao máximo, o novo valor que o elemento irá assumir é aquele imediatamente superior;
- c) se o elemento selecionado pertence a um GD o procedimento visa que, no momento de implementar o operador de mutação, o ponto de operação esteja dentro da zona de operação segura da curva de capacidade do gerador.

5.10 FLUXOGRAMA

Figura 12 - Fluxograma do NSGA-II.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

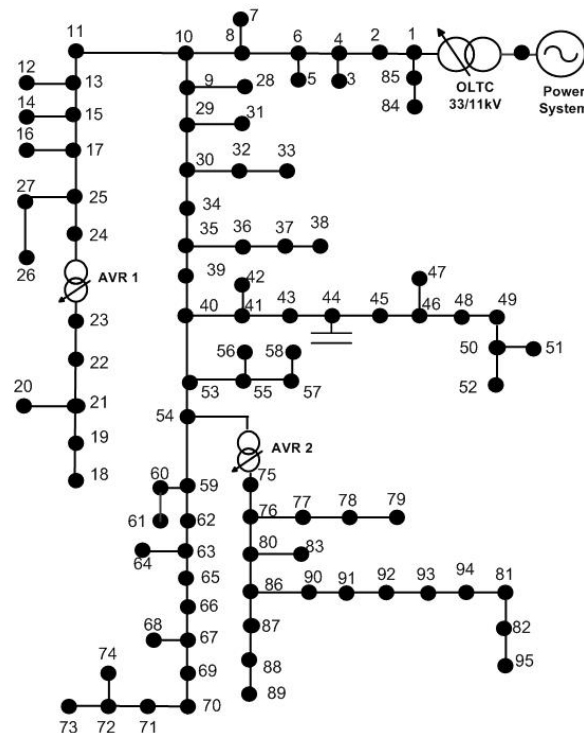
6 TESTES E RESULTADOS

O modelo proposto foi testado em uma seção de 95 barras do alimentador “*United Kingdom Generic Distribution System - UKGDS*” (SINGH; PAL; JABR, 2010). A linguagem de programação Matlab foi usada para escrever os programas computacionais das metodologias apresentadas, sendo que as simulações foram realizadas utilizando-se um computador com processador Intel Core i5 2,5 GHz e com 4 GB de memória RAM.

6.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE

O alimentador radial utilizado é uma seção de 95 barras e 94 linhas do modelo UKGDS, e possui uma tensão nominal de 11 kV. A topologia da rede é mostrada na Figura 13.

Figura 13 - Sistema de 95 barras UKGDS.



Fonte: Adaptado de Singh, Pal e Jabr (2010).

Os limites operacionais usados para este sistema foram: $V_{min}=0,95$ pu; $V_{max}=1,05$ pu; $pf_{min}=0,96$; e $pf_{max}=0,99$ atrasado.

Para os testes realizados algumas modificações foram feitas na rede original. Um banco de capacitores chaveado foi instalado na barra 44, nsw_{44} , com módulos com capacidade

individual $\Delta C_{44}=100$ kvar, e número máximo de módulos $n_{sw_{max,44}}=6$. Dois reguladores de tensão AVR_1 e AVR_2 foram instalados nas barras 23 e 75, respectivamente, como se pode ver na Figura 13, os quais têm a capacidade de regular $\pm 10\%$ da tensão de entrada, com tamanho de passo dos taps $\Delta tap_{23} = \Delta tap_{75} = 0,00625$ pu, e limites de tap mínimo e máximo, $tap_{min,23} = tap_{min,75} = -16$ e $tap_{max,23} = tap_{max,75} = +16$, respectivamente, sendo que estes valores são típicos para reguladores de tensão (KERSTING, 2007). Na equação (30) os valores negativos do tap são usados para representar as reduções da tensão de saída dos reguladores de tensão e os valores positivos para representar os incrementos da tensão de saída. O OLTC pode regular $\pm 5\%$ a tensão secundária da subestação em passos de $\Delta tap_I = 0,0125$ pu, com limites $tap_{min,I} = -4$ e $tap_{max,I} = +4$.

Para enfatizar a ação dos dispositivos de controle, cargas foram adicionadas aos extremos de algumas linhas, a saber, nas barras 18, 50 e 95, com uma potência máxima anual de 135 kW na classe comercial. Esta potência máxima é usada para obter os perfis de carga diária de cada consumidor, como é descrito na seção 4.8.

6.1.1 Perfis de carga do sistema teste

Existe um total de 58 barras de carga no sistema teste, cada uma destas barras pode consistir de um ou uma combinação dos seguintes tipos de consumidores:

- a) irrestrito residencial (*Unrestricted residential* U/R);
- b) econômico residencial (*Economic residential* R/E);
- c) industrial (IN);
- d) comercial (CO).

Os consumidores, irrestrito residencial e econômico residencial são diferentes na magnitude e no fator de potência de sua demanda, e na curva de carga diária.

Para gerar os perfis de carga de cada barra, o modelo do sistema UKGDS fornece os perfis de cargas de potência ativa normalizados em intervalos de meia hora das várias classes de consumidores ao longo do ano, junto com sua demanda máxima anual. No anexo A é mostrada a informação correspondente aos perfis de carga de potência ativa normalizados de

um dia da semana selecionado para fazer as simulações, junto com os dados da demanda máxima anual e as informações das linhas.

O fator de potência e a participação de cada classe de consumidor, às 19:00 horas do dia do ano selecionado para fazer os testes, são mostrados na Tabela 7.

Tabela 7 – Fator de potência e participação de cada classe de consumidor às 19:00 horas no UKGDS.

Classe	pf_{sys}	$P_{carga}(\%)$	$Q_{carga}(\%)$
R/U	0,90	41,08	33,19
R/E	0,95	22,38	26,65
CO	0,91	25,96	29,08
IN	0,92	10,58	11,08

Fonte: Elaboração do próprio autor.

6.2 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para quantificar o efeito da redução da tensão, as cargas foram representadas usando dois modelos de carga: o modelo exponencial e o modelo de carga impedância constante e potência constante.

Nos testes desta seção, o critério de parada usado é um número máximo de 50 iterações. A dimensão da população é de 50 indivíduos e recombinação de um simples ponto foi adotada, com uma taxa de recombinação de 0,7 e taxa de mutação de 0,05. O tempo médio de processamento do CPU para cada hora simulada foi de 30,5 segundos.

6.2.1 Teste 1: Modelo de carga exponencial

Valores práticos e razoáveis dos expoentes ativos e reativos, k_{pv} e k_{qv} , para o modelo exponencial são usados conforme Tabela 3.

6.2.1.1 Caso base

O caso base mostrado na Tabela 8 é considerado, a fim de verificar a qualidade de diferentes soluções obtidas com o algoritmo NSGA-II para a operação do sistema de distribuição.

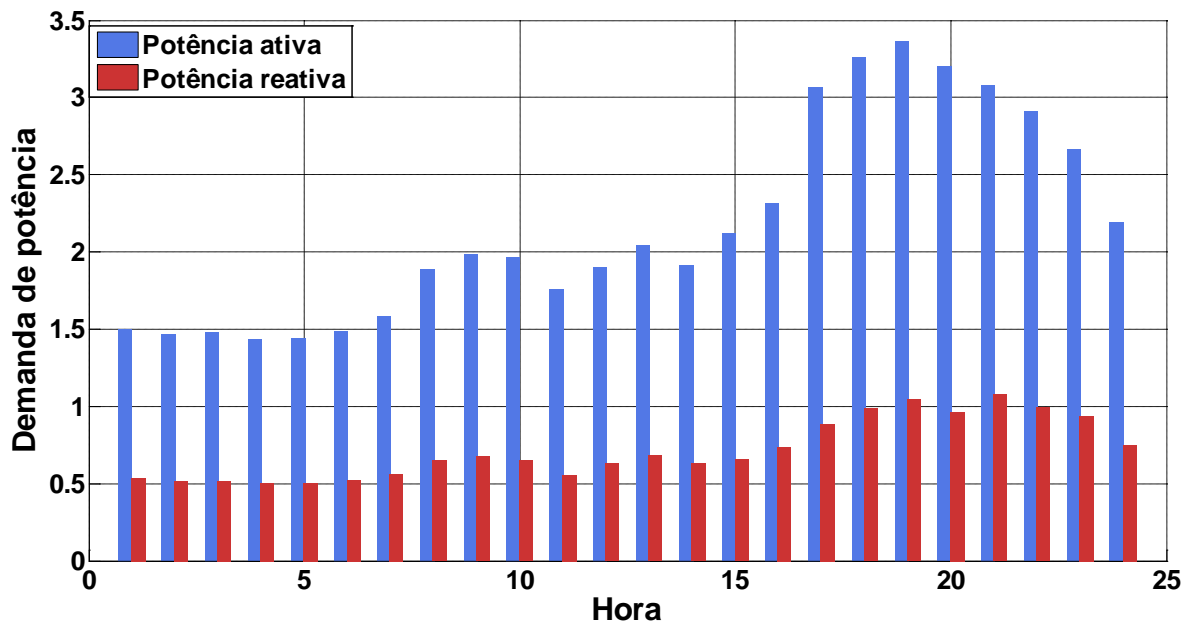
Após as soluções do fluxo de potência para este caso base, pode-se observar na Figura 14 as curvas de potência ativa e reativa da barra inicial deste sistema em um dia de semana típico, e os perfis de tensão para as 5 e 19 horas na Figura 15. Os saltos nos valores da tensão na Figura 15 são devido às barras localizadas em ramos laterais ou em saídas de reguladores de tensão.

Tabela 8 - Caso base para fins comparativos.

Tempo (h)	OLTC (pu)	AVR1 (pu)	AVR2 (pu)	<i>nsw₄₄</i>
17-20	1,05	1,05	1,05	5
15-16; 21-22	1,0375	1,05	1,05	3
8-14; 23-24	1,0125	1,05	1,05	2
1-7	1,0	1,0	1,0	1

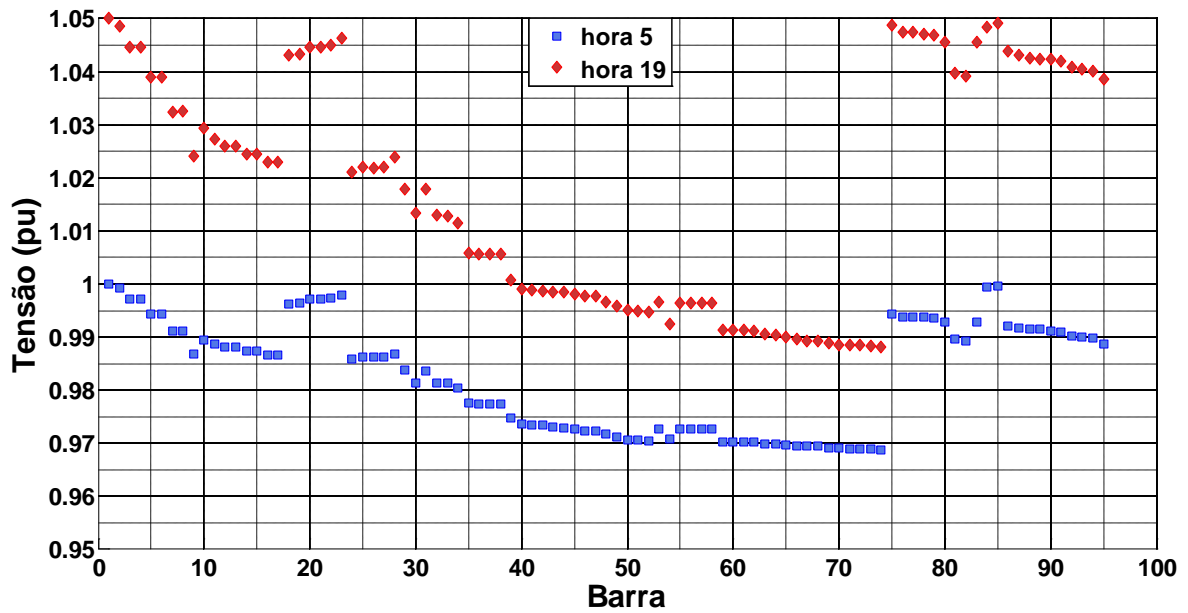
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 14 - Perfis de demanda diária na barra inicial para o caso base.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 15 - Perfis de tensão para o caso base das 5:00 e das 19:00 horas.

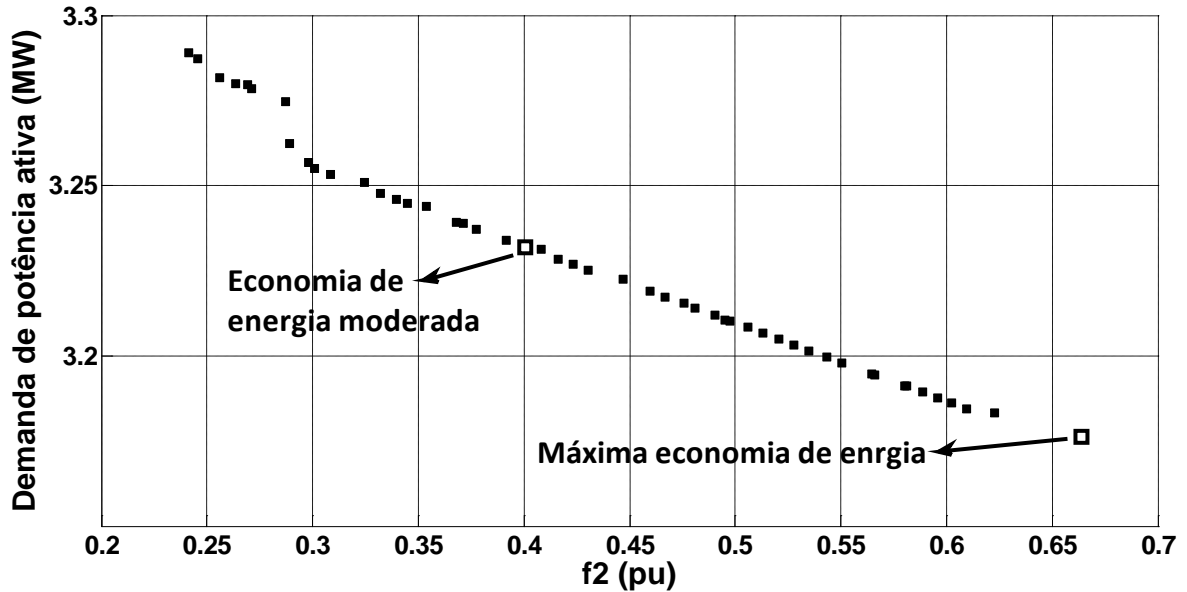


Fonte: Elaboração do próprio autor.

6.2.1.2 Conjunto de soluções não dominadas

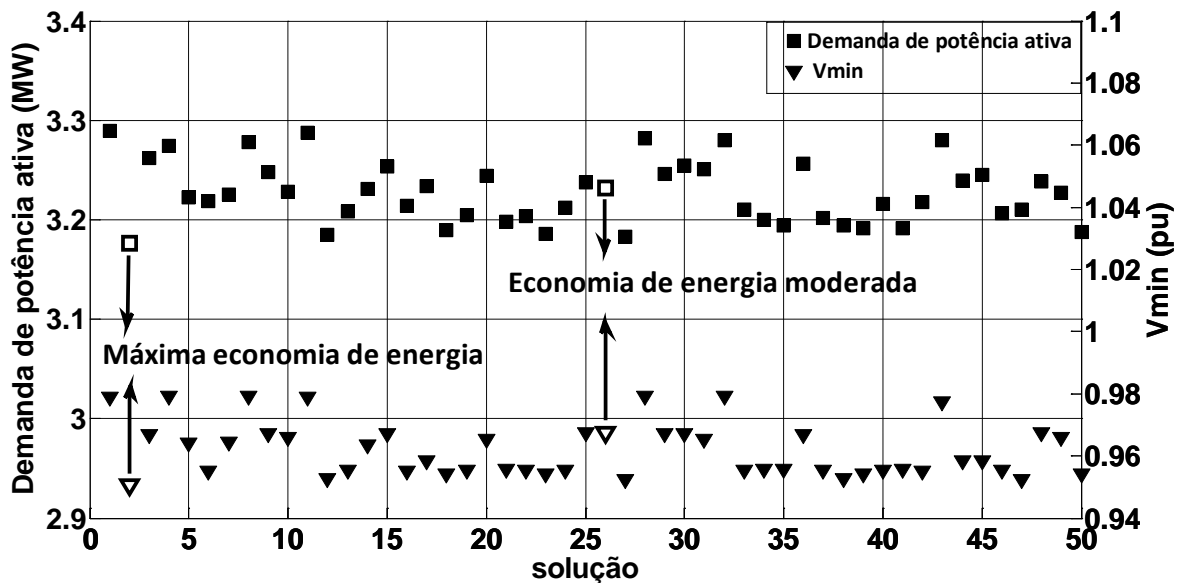
Como mencionado anteriormente, a proposta apresentada é para a fase de operação da rede, com uma estratégia baseada em uma previsão de carga com um dia de antecedência, então um conjunto de soluções é obtido para cada hora do dia. Para investigar os efeitos dos benefícios técnicos e econômicos e sua relação com a qualidade da tensão, o conjunto de soluções não dominadas, obtido com o algoritmo NSGA-II proposto, será avaliado. Na Figura 16 é mostrado este conjunto de soluções para o nível de carga máximo às 19:00 horas. Duas soluções são ressaltadas na Figura 16 para análise futura. Este mesmo conjunto de soluções também é mostrado na Figura 17, enfatizando a tensão mínima, que resulta em pelo menos uma barra da rede, e a demanda de potência ativa (cargas mais perdas) no sistema.

Figura 16 - Soluções não dominadas da fronteira de Pareto obtidas para as 19:00 horas.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

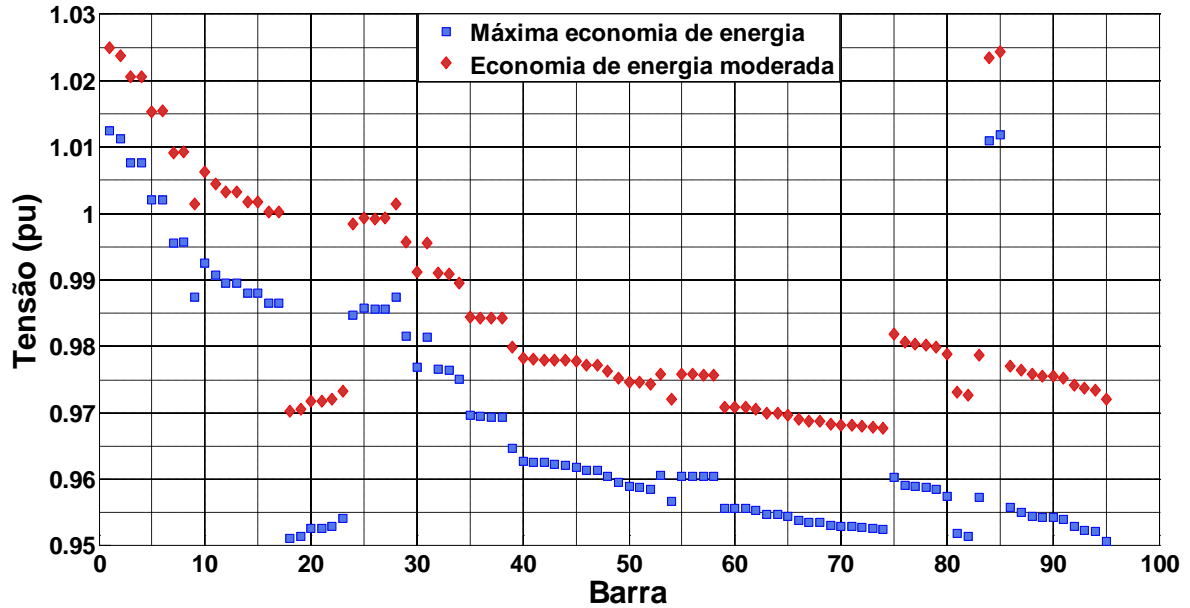
Figura 17 - Demanda de potência ativa e tensão mínima para as soluções da Figura 16.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Os perfis de tensão das duas soluções apontadas na Figura 16 são mostrados na Figura 18. Observa-se que, para a solução “Máxima economia de energia”, a tensão mínima na rede às 19:00 é 0,9507 pu na barra 95, entretanto, a tensão mínima para a solução “Economia de energia moderada” ocorre na barra 74 e chega a 0,9677 pu.

Figura 18 - Perfis de tensão para as soluções “Máxima economia de energia” e “Economia de energia moderada” das 19:00 horas.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Para verificar algumas potencialidades de aplicação da metodologia, avalia-se a seguir dois tipos de soluções, como as apontadas na Figura 16, e mais uma que contém parte das duas. Estes tipos serão denominados como segue:

- a) MAX: Este tipo de caso inclui a obtenção de um conjunto de soluções não dominadas para cada hora do dia; posteriormente, para cada hora, a solução com a máxima economia de energia é escolhida, como a solução “Máxima economia de energia” da Figura 16. Aqui podem surgir tensões muito inferiores à tensão nominal, como pode ser visto na Figura 18, mas todas as tensões ainda estão dentro da faixa regulamentar (0,95-1,05 pu) definido para este sistema de distribuição;
- b) MOD: Neste caso, como no MAX, as soluções não dominadas de cada hora são necessárias, mas agora soluções de economia de energia moderada são procuradas. Portanto, as soluções utilizadas são aquelas localizadas próximo do centro da fronteira de Pareto, como mostrado na Figura 16. Estas soluções geralmente mostram bons valores de tensão, como pode ser visto na Figura 18;

- c) MIX: Aqui as soluções do caso MAX são utilizadas para o período de pico de demanda (17-20 horas), e as soluções do caso MOD para o resto do dia.

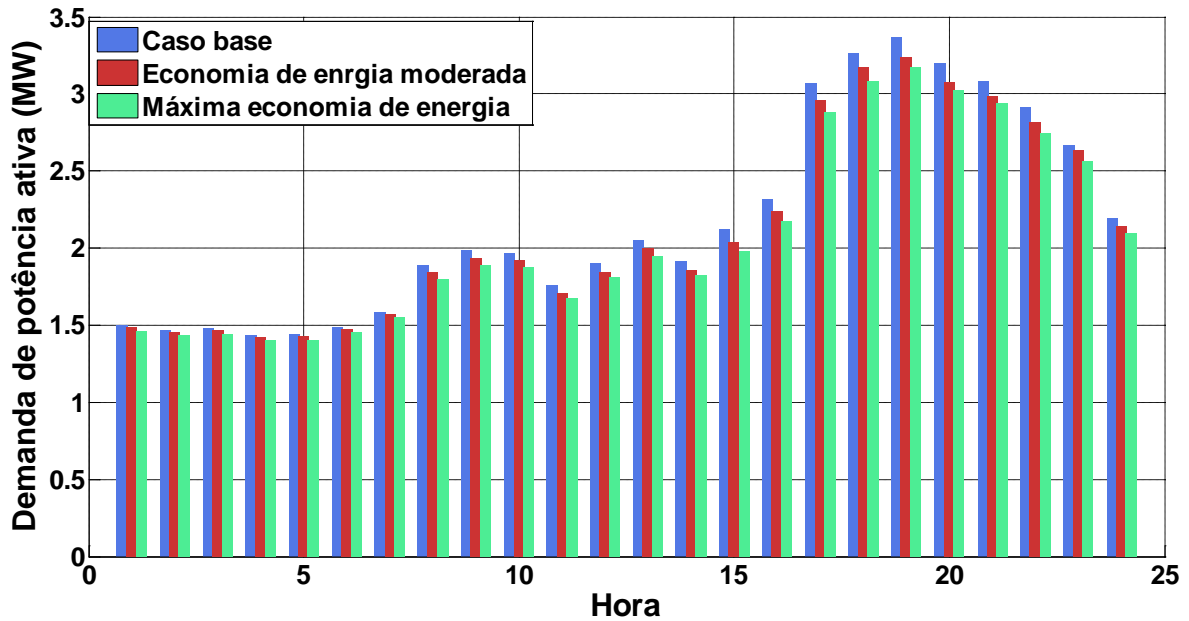
Dependendo dos objetivos desejados, um destes modos de operação pode ser escolhido pelo tomador de decisão. Assim, por exemplo, para evitar exceder a quantidade de energia contratada no período de pico de demanda ou para reduzir a demanda em situações de emergência, o modo de operação MAX pode ser selecionado.

6.2.1.3 Economia de energia

A economia de energia que pode ser alcançada durante um dia é mostrada na Figura 19, onde as curvas P_{in} para os casos BASE, MOD e MAX foram traçadas. Cabe ressaltar que as soluções ótimas para o caso MAX produzem 4,64% de economia de energia durante o período de 24 horas. Também deve ser ressaltado que a redução de tensão não compromete a qualidade de fornecimento para nenhum consumidor.

As soluções do caso MAX da Figura 19 têm um benefício econômico relevante na economia de energia para um determinado período de tempo ou durante todo o dia. No entanto, em outras situações, podem ser desejáveis soluções menos agressivas em termos de economia de energia, ou em redução de tensão, tal como a solução de “Economia de energia moderada” da Figura 16. Os perfis P_{in} para o caso MOD são mostrados na Figura 19. No caso MOD uma economia de energia de 2,60% durante as 24 horas do dia pode ser obtida, mas com menos redução de tensão que no caso MAX.

Figura 19 - Perfis de demanda de potência ativa para os casos BASE e MOD e MAX.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O desempenho das soluções MAX, MOD e MIX, para economia de energia, é resumido na Tabela 9, mostrando que, junto com a economia de energia, a redução das perdas e o controle do fator de potência também podem ser vistos como vantagens importantes.

Tabela 9 - Resumo para o período de 24 horas.

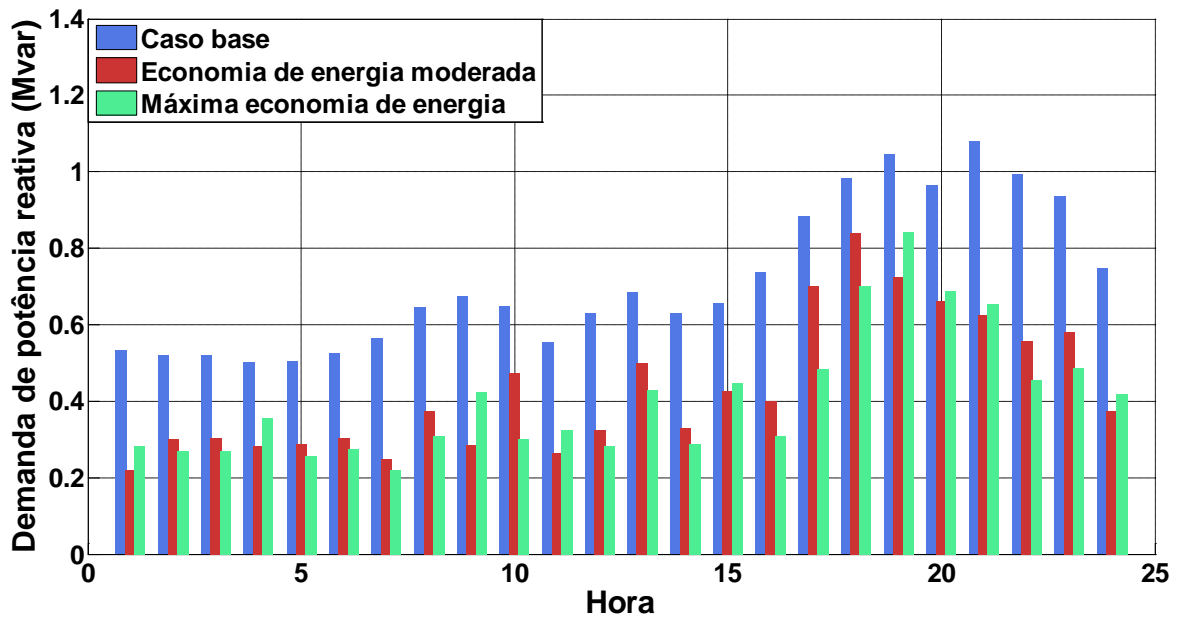
Casos	BASE	MOD	MAX	MIX
Energia(MWh)	52,0238	50,6702	49,6084	50,3966
Perdas(kWh)	1219,24	1172,81	1161,31	1169,96
V_{min} (pu)	0,9570	0,9671	0,9500	0,9501
pf_{min}	0,9418	0,9703	0,9665	0,9665
Δ Energia(%)	-	2,60	4,64	3,13
Δ Perdas(%)	-	3,81	4,75	4,04

Fonte: Elaboração do próprio autor.

6.2.1.4 Redução do pico de demanda em MVA

Os perfis de carga descritos na Figura 19 mostram a redução do pico de demanda de potência ativa, que é de 5,62% e 3,96% para o caso MAX e MOD, respectivamente. Mesmo que estes ganhos sejam significativos, é também importante observar o comportamento da demanda de potência reativa, e então calcular a redução do pico de demanda em MVA. Assim a Figura 20 mostra os perfis de carga reativa para os casos BASE, MOD e MAX, e na Tabela 10 é descrito o número de capacitores em operação às 19:00 horas.

Figura 20 - Perfis de demanda de potência reativa para os casos BASE, MOD e MAX.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 10 - Posição do tap dos dispositivos às 19:00 horas.

Casos	BASE	MOD	MAX
OLTC	4	2	1
AVR1	4	-4	-5
AVR2	9	2	1
<i>nsw₄₄</i>	5	6	4

Fonte: Elaboração do próprio autor.

As soluções do caso MAX da Figura 20 têm benefícios técnicos positivos para reduzir o pico de demanda de reativos; por exemplo, uma redução notável de 19,23% é obtido às 19:00 horas. Deve-se notar que às 19:00 horas, no caso BASE, o banco de capacitores está injetando 500 kvar, entretanto, no caso MAX apenas 400 kvar estão sendo injetados. Isto significa que a redução do pico de demanda de reativos é unicamente devida à redução da carga provocada pelas variações da tensão; e esta redução elevada, em relação à potência ativa, pode ser explicada pelo modelo de carga adotado. Na Tabela 3 pode ser visto que o valor máximo de k_{pv} é 1,5, enquanto k_{qv} pode chegar até 6,0. Desempenho similar pode ser observado para o caso MOD, tal como ilustrado na Figura 20, mostrando uma redução de 30,67% às 19:00 horas.

O desempenho das soluções MAX, MOD e MIX, para redução do pico de demanda, está resumido na Tabela 11, destacando-se até 6,73% de alívio do pico de demanda em MVA.

Tabela 11 - Resumo das soluções às 19:00 horas.

Casos	BASE	MOD	MAX/MIX
P_{in} (MW)	3,3652	3,232	3,1762
Q_{in} (Mvar)	1,0445	0,7241	0,8436
S_{in} (MVA)	3,5236	3,3121	3,2863
P_{loss} (kW)	104,37	101,25	100,59
V_{mim} (pu)	0,9882	0,9677	0,9507
pf_{sys}	0,9551	0,9758	0,9665
ΔP_{in} (%)	-	3,96	5,62
ΔQ_{in} (%)	-	30,67	19,23
ΔS_{in} (%)	-	6,00	6,73
ΔP_{loss} (%)	-	2,99	3,63

Fonte: Elaboração do próprio autor.

6.2.1.5 Considerações finais do teste

É interessante observar o comportamento das variações dos taps na Tabela 12: no caso MAX, o tap do OLTC assumiu três posições diferentes ao longo do dia, o AVR1 7 posições, o AVR2 3 posições e o capacitor 5 posições, mostrando mudanças suaves. Comportamento semelhante ocorre com os casos MOD e MIX.

Portanto, deve ser ressaltado que soluções com poucas mudanças de tap são importantes para evitar danos nos dispositivos e oscilações na rede, e que isto pode ser explorado melhor ainda através da divisão da curva de carga diária em quatro ou cinco níveis, em vez dos 24 níveis utilizados. É provável que este tipo de solução seja um pouco menos eficaz em termos de economia de energia no período de 24 horas, mas pode ainda manter o mesmo desempenho para redução do pico de demanda; de modo que pode obter curvas mais suaves do que as soluções da Figura 19, por exemplo.

Tabela 12 - Intervalo de mudança do tap durante o período de 24 horas.

Casos	BASE	MOD	MAX	MIX
OLTC	0 a 4	0 a 3	-1 a 1	0 a 2
AVR1	2 a 9	-5 a 0	-5 a 1	-5 a 0
AVR2	4 a 13	0 a 4	-1 a 1	0 a 4
n_{SW44}	1 a 5	3 a 6	2 a 6	3 a 6

Fonte: Elaboração do próprio autor.

6.2.2 Teste 2: Modelo de carga impedância e potência constante

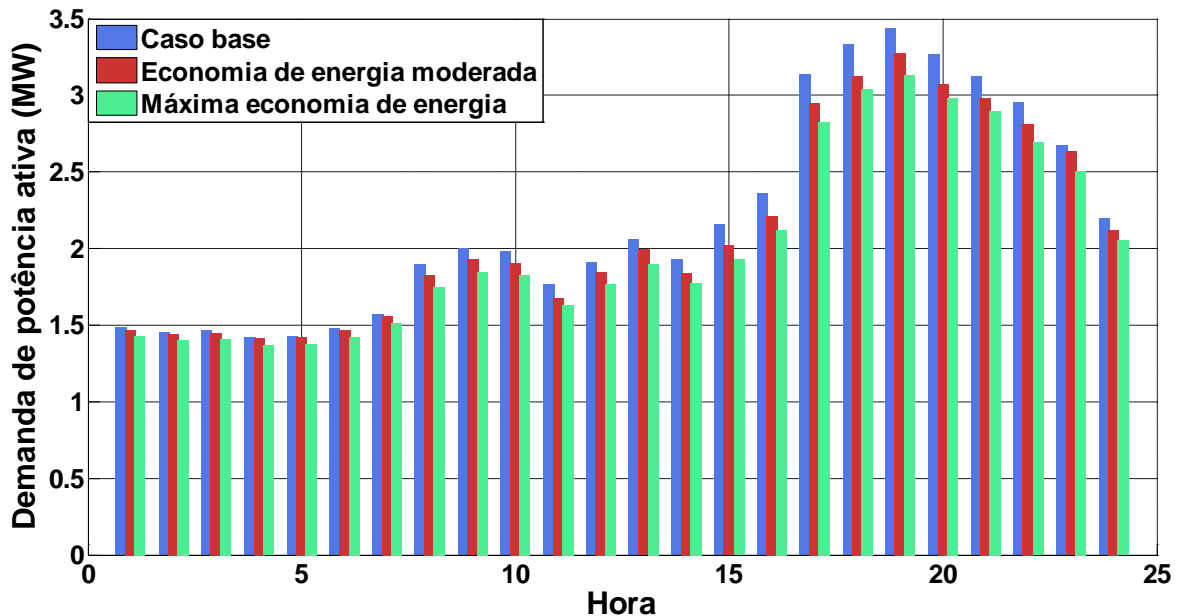
Neste teste serão consideradas as cargas residências e comerciais como impedância constante ($k_{pv} = k_{qv} = 2$), e as cargas industriais como potência constante ($k_{pv} = k_{qv} = 0$), sendo estes valores os utilizados habitualmente na maioria dos estudos (SINGH; MISRA; SINGH, 2007).

Para verificar a qualidade das soluções o mesmo caso BASE da Tabela 8 foi considerado. Para cada hora do dia um conjunto de soluções não dominadas foi obtido usando o algoritmo NSGA-II, e os três tipos de soluções MAX, MOD e MIX foram obtidos para análise.

6.2.2.1 Economia de energia

Na Figura 21 podem ser observadas as curvas P_{in} para os casos BASE, MOD e MAX, e a economia de energia que pode ser obtida. E na Tabela 13 é resumido o desempenho para economia de energia das soluções MAX, MOD e MIX.

Figura 21 - Perfis de demanda de potência ativa para os casos BASE, MOD e MAX.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 13 - Resumo para o período de 24 horas.

Casos	BASE	MOD	MAX	MIX
Energia(MWh)	52,5205	50,4505	48,5798	49,9967
Perdas(kWh)	1228,33	1146,49	1105,46	1134,10
$V_{mim}(pu)$	0,9573	0,9686	0,9500	0,9502
pf_{min}	0,9383	0,9663	0,9611	0,9674
$\Delta Energia(\%)$	-	3,94	7,50	4,81
$\Delta Perdas(\%)$	-	6,66	10,00	7,67

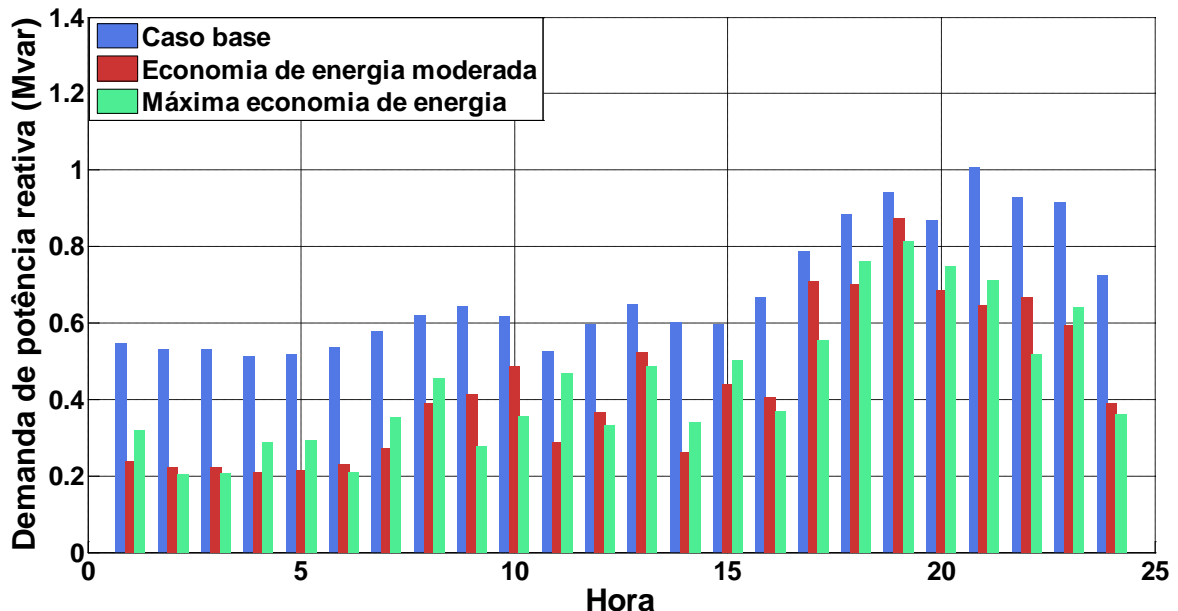
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Comparando os resultados da Tabela 9 com os resultados da Tabela 13 pode-se observar uma maior economia de energia quando são usados os modelos de carga impedância constante e potência constante

6.2.2.2 Redução do pico de demanda de MVA

O comportamento da demanda de reativos pode ser observado na Figura 22, na qual as curvas Q_{in} dos casos BASE, MOD e MAX foram traçadas. A Tabela 14 contém as posições do tap dos dispositivos reguladores de tensão e o número de capacitores em operação às 19:00 horas. Finalmente, o desempenho dos diferentes casos está resumido na Tabela 15.

Figura 22 - Perfis de demanda de potência reativa para os casos BASE, MOD e MAX.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 14 - Posição do tap dos dispositivos às 19:00 horas.

Casos	BASE	MOD	MAX
OLTC	4	3	1
AVR1	4	-3	-5
AVR2	9	1	1
<i>nsw₄₄</i>	5	5	5

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 15 - Resumo das soluções às 19:00 horas.

Casos	BASE	MOD	MAX/MIX
P_{in} (MW)	3,4397	3,2788	3,1351
Q_{in} (Mvar)	0,9414	0,8728	0,8128
S_{in} (MVA)	3,5662	3,3930	3,2387
P_{loss} (kW)	106,27	100,06	96,03
V_{min} (pu)	0,9882	0,9760	0,9515
P_{fsys}	0,9645	0,9663	0,9680
ΔP_{in} (%)	-	4,68	8,86
ΔQ_{in} (%)	-	7,29	13,66
ΔS_{in} (%)	-	4,86	9,18
ΔP_{loss} (%)	-	5,84	9,64

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Tabela 16 se pode observar que neste teste, igual que no teste 1, as posições dos taps dos reguladores de tensão e do OLTC, e o número capacitores em operação mostram mudanças suaves.

Tabela 16 - Intervalo de mudança do tap durante o período de 24 horas.

Casos	BASE	MOD	MAX	MIX
OLTC	0 a 4	0 a 3	-1 a 1	0 a 2
AVR1	2 a 9	-4 a 1	-5 a 0	-5 a 1
AVR2	4 a 13	0 a 3	-1 a 1	0 a 3
<i>nsw₄₄</i>	1a 5	3 a 6	2 a 6	3 a 6

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabelas com informações das soluções do período de 24 horas do caso BASE, MAX, MOD e MIX para o teste 1 e o teste 2 podem ser encontradas no apêndice A.

6.3 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para avaliar o efeito da geração distribuída no modelo de CVR proposto, um gerador síncrono com as características descritas na Tabela 17 foi instalado na barra 89 do sistema teste da Figura 13.

Tabela 17 - Dados do gerador síncrono.

Potência nominal (S_{MAX})	781 kvar
Limite do motor primário (P_{MAX})	781 kW
Limite do motor primário (P_{MIN})	0 Kw
Reatância síncrona (X_S)	0,72 Ω
Fator de potência nominal (FP_{nom})	0,8
Tensão nominal (V_{nom})	0,48 kV

Fonte: Gish (1986).

O valor do limite do motor primário, P_{MAX} , igual a 781 kW significa que a capacidade de geração do GD vai estar limitada unicamente pelos limites de corrente máxima do estator e do rotor.

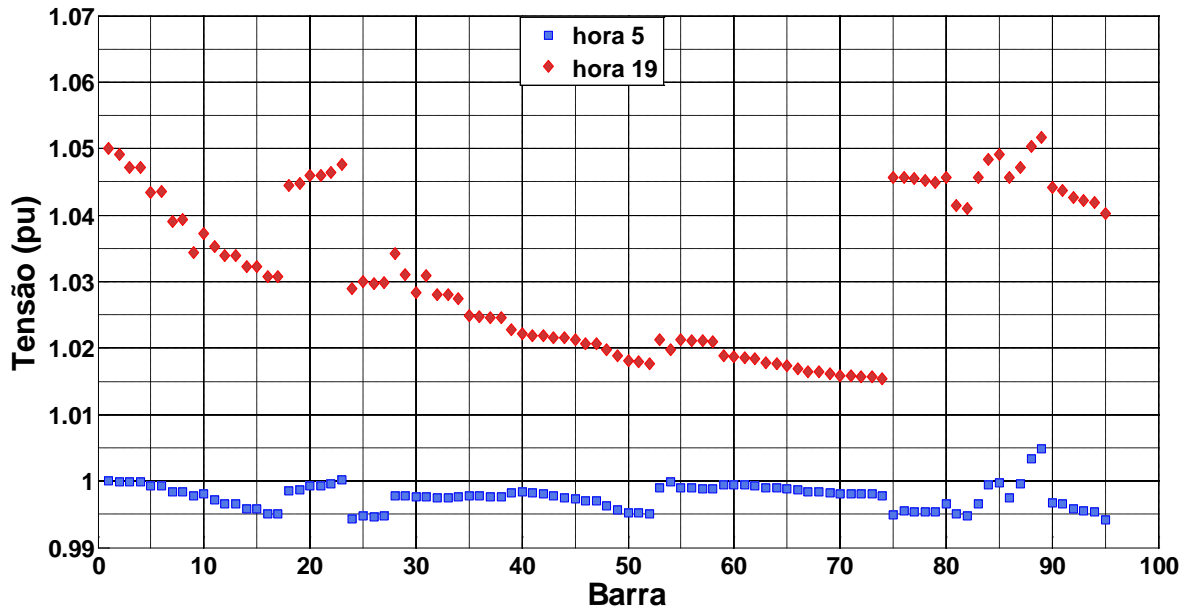
Os valores dos expoentes k_{pv} e k_{qv} usados para o modelo exponencial são os mesmos da Tabela 3.

6.3.1 Economia de energia

O novo caso base consiste em considerar que o gerador da barra 89 está operando com potência constante (fator de potência igual a 0,8) durante o período de 24 horas do caso base da Tabela 8.

Após as soluções do fluxo de potência para este novo caso base, pode-se observar na Figura 23 os perfis de tensão para as 5 e 19 horas.

Figura 23 – Perfis de tensão para o caso base com GD das 5:00 e das 19:00 horas.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Para cada hora do dia um conjunto de soluções não dominadas é obtido usando o algoritmo genético NSGA-II proposto. Na Tabela 18 é resumido o desempenho das soluções com a máxima economia de energia (Caso MAX) para o período de 24 horas.

Tabela 18- Resumo para o período de 24 horas.

Casos	BASE	MAX
<i>Energia</i> (MWh)	51,93	48,6
<i>Perdas</i> (kWh)	559,55	462,81
<i>V_{mim}</i> (pu)	0,9841	0,9501
<i>pf_{min}</i>	0,9734	0,9692
Δ <i>Energia</i> (%)	-	6,41
Δ <i>Perdas</i> (%)	-	17,29

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Comparando os resultados do caso base mostrados na Tabela 18 e os resultados do caso base mostrados na Tabela 9 pode-se ver que o consumo de energia é menor quando o GD está operando durante o período de 24 horas, isto se deve ao fato que com o GD as perdas são reduzidas consideravelmente. Se unicamente compararmos a energia consumida pelas cargas, a energia consumida no caso base com GD (51,37 MWh) é maior que a energia consumida no caso base sem GD (50,80 MWh), a razão para isto é o incremento na tensão da rede devido a presença do GD como se pode observar na Figura 23.

6.3.2 Redução da demanda

Os testes consistem em determinar o conjunto de soluções não dominadas para as horas de maior e menor demanda do dia, 19 e 5 horas respectivamente, sob a operação de diferentes combinações dos dispositivos listados na seção 6.1 e do GD, como detalhado nos seguintes cenários:

- a) cenário 1: OLTC; capacitor chaveado na barra 44; AVR₁ e AVR₂ ligados nas barras 23 e 75, respectivamente; e GD na barra 89;
- b) cenário 2: OLTC; capacitor chaveado na barra 44; AVR₁ na barra 23; e GD na barra 89;
- c) cenário 3: OLTC; AVR₁ e AVR₂ ligados nas barras 23 e 75, respectivamente; e GD na barra 89;
- d) cenário 4: OLTC; AVR₁ na barra 23; e GD na barra 89;
- e) cenário 5: : OLTC; capacitor chaveado na barra 44; AVR₁ e AVR₂ ligados nas barras 23 e 75, respectivamente.

Através de vários testes, decidiram-se os valores dos parâmetros usados nas simulações de cada cenário. Por exemplo, o número de gerações, tamanho da população, a taxa de cruzamento e a taxa de mutação.

Para cada uma das duas horas sob análise, a solução com a máxima economia de energia é selecionada. Na Tabela 19 estão resumidos os resultados obtidos para as 19 horas do dia. Onde a linha OLTC corresponde a posição do tap do OLTC; AVR1 e AVR2 as posições do taps dos dois reguladores de tensão; nsw₄₄ ao número de módulos operando no banco de capacitores; P_{GD} e Q_{GD} as potências ativa e reativa injetada pelo GD; P_{Subs} e Q_{Subs} as potências ativa e reativa injetada na subestação; P_{Total} a soma da potência ativa injetada pela subestação e pelo GD; P_{perdas} e Q_{perdas} as perdas ativas e reativas; P_{Carga} é a demanda de potência ativa pelas cargas ($P_{Carga} = P_{Total} - P_{perdas}$); V_{min} é a tensão mínima da rede; e fp é o fator de potência na subestação.

Tabela 19 - Máxima economia de energia às 19 horas.

Cenário	1	2	3	4	5
OLTC	-1	-1	0	-1	1
AVR ₁	-2	-2	-4	1	-5
AVR ₂	-1	—	-2	—	1
nsw ₄₄	4	2	—	—	5
P _{GD}	702,9	702,9	624,8	624,8	—
Q _{GD}	312,4	312,4	468,6	468,6	—
P _{Subs}	2389,1885	2385,1452	2490,3155	2468,4030	3179,9633
P _{Total}	3092,0885	3088,0452	3115,1155	3093,2030	3179,9633
P _{perdas}	42,8693	42,1600	47,8859	47,7498	100,3177
P _{Carga}	3049,2192	3045,8852	3067,2296	3045,4532	3079,6456
Q _{Subs}	441,8027	637,5929	716,3761	688,4865	748,4291
Q _{perdas}	34,1394	34,0139	38,4792	38,3560	80,4304
V _{min}	0,9512	0,9508	0,9503	0,9508	0,9520
F _p	0,9833	0,9661	0,9610	0,9632	0,9734

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Em relação aos dados da Tabela 19 as seguintes observações podem ser feitas:

- a) a instalação do GD tem uma importante contribuição na redução das perdas elétricas de potência. No cenário 5 (Sem GD) as perdas ativas e reativas são mais do dobro que nos cenários em que um GD está instalado na barra 89. Esta redução se deve ao valor das potências ativa e reativa que são entregues à carga a partir de uma fonte mais próxima;
- b) a demanda de potência ativa pelas cargas (P_{Carga}) é menor para os cenários em que o GD está operando. Este resultado é devido, possivelmente, a que o GD oferece um melhor controle da tensão;
- c) nos cenários 3 e 4, em que o capacitor da barra 44 não está instalado, se pode observar um aumento da injeção de potência reativa do GD. Este incremento compensa a demanda de potência reativa do sistema;
- d) no cenário 4, embora não estejam operando o regulador de tensão da barra 75 (AVR₂) e o banco de capacitores da barra 44, a injeção de potência ativa P_{Total} é similar a do cenário 1 (todos os dispositivos operando). Isto mostra que, com a coordenação adequada, os GDs podem ser utilizados como dispositivos de controle em aplicações de CVR.

Na Tabela 20 estão resumidos os resultados obtidos para as 5 horas do dia.

Tabela 20 - Máxima economia de energia às 5 horas.

Cenário	1	2	3	4	5
OLTC	-3	-3	-2	-3	-1
AVR ₁	0	0	-2	0	-3
AVR ₂	0	—	-4	—	-1
n _{SW44}	2	2	—	—	3
P _{GD}	702,9	702,9	624,8	624,8	—
Q _{GD}	234,3	156,2	390,5	390,5	—
P _{Subs}	680,4255	677,7631	763,5406	755,9541	1403,3705
P _{Total}	1383,3255	1380,6631	1388,3406	1380,7541	1403,3705
P _{perdas}	10,1252	9,4167	10,6761	10,48	23,0421
P _{Carga}	1373,2003	1371,2464	1377,6645	1370,2741	1380,3284
Q _{Subs}	98,287	173,5859	149,4493	138,9791	257,3058
Q _{perdas}	5,6056	5,2286	6,1215	6,0459	18,0459
V _{min}	0,9551	0,9544	0,9504	0,9541	0,9501
F _p	0,9897	0,9687	0,9814	0,9835	0,9836

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Além das observações feitas em relação aos resultados da Tabela 19, na Tabela 20 também se pode observar o seguinte:

- e) ainda que a demanda de potência às 5 horas seja menor, a injeção de potência ativa pelo GD em todos os cenários é igual à potência injetada às 19 horas. Isto é consequência da localização do GD e de seu tamanho em relação à demanda total do sistema;
- f) os maiores valores da posição do tap do OLTC, comparados com os valores obtidos para as 19 horas, indicam maior redução da tensão na subestação para compensar o incremento da tensão na rede devido à presença do GD;
- g) partindo do ponto anterior, é claro que para compensar o incremento de tensão, causado pelo aumento do nível de penetração de GD, maior é a necessidade da atuação de outros dispositivos de controle de tensão e reativos.

7 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou um controle integrado de tensão e reativos via otimização multiobjetivo para a operação de redes de distribuição de média tensão, dando uma abordagem diferente para o problema e uma ideia das vantagens e possíveis aplicações. O controle integrado de tensão e reativos foi utilizado para a implementação de CVR, o qual, através da redução da tensão da rede, busca reduzir o consumo de energia e o pico de demanda. CVR foi baseado no fato de que as cargas são dependentes da tensão de alimentação, e o modelo de carga exponencial foi usado para representar essa dependência. As funções objetivas a serem minimizadas foram: a demanda de potência ativa no sistema (soma da potência das cargas e das perdas das linhas) e o desvio da tensão. Os resultados foram um conjunto de soluções não dominadas adequadas para priorizar um objetivo almejado ou para atender uma operação equilibrada. A formulação matemática foi feita de tal maneira que outras técnicas de otimização podem ser utilizadas para resolver este problema multiobjetivo, e também outros modelos de carga possam ser adicionados sem alterações significativas ao ponto central da proposta.

Além da atuação dos dispositivos de controle tradicionais (bancos de capacitores, reguladores de tensão e OLTC) também foi avaliada a presença da geração distribuída no controle de tensão e reativos para aplicações de CVR. As soluções obtidas descrevem benefícios técnicos e econômicos positivos, mostrando valores significativos de economia de energia para um dia típico de operação e redução do pico de demanda importante tanto para o sistema de distribuição como para o sistema de transmissão. Além disso, estas vantagens são obtidas mantendo a qualidade da tensão de alimentação de todos os consumidores e o fator de potência dentro de um intervalo especificado. Os resultados mostram que, com os controles adequados a geração distribuída pode participar ativamente na regulação de tensão através do controle de sua saída de potência, e que dependendo de sua localização e nível de penetração importantes ganhos podem ser obtidos na redução das perdas e na redução do número de operações de controle dos demais dispositivos presentes.

Para fins de comparação, testes foram feitos utilizando dois conjuntos diferentes de parâmetros do modelo de carga, mostrando que quando os parâmetros correspondem ao modelo clássico de potência constante e impedância constante os resultados foram bastante

encorajadores, e ainda quando parâmetros mais realistas foram utilizados, os benefícios obtidos foram significativos.

7.1 TRABALHOS FUTUROS

Adicionalmente aos estudos realizados durante este trabalho, destacam-se outros que podem ser realizados para tornar a avaliação da aplicação mais completa, como segue:

- a) incluir GDs com conversores de acoplamento distintos do gerador síncrono;
- b) analisar as unidades de geração distribuída com incertezas na fonte primária de energia;
- c) fazer a análise econômica da proposta apresentada.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST*. Brasília DF, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 20 jul. 2013.
- ANDERSON, K.; NARAYAN, A. Simulating integrated Volt/Var control and distributed demand response. In: IEEE FIRST INTERNATIONAL WORKSHOP ON SMART GRID MODELING AND SIMULATION - SGMS, 1., 2011, Brussels. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2011. p. 84–89.
- AUCHARIYAMET, S.; SIRISUMRANNUKUL, S. Optimal daily coordination of Volt/VAR control devices in distribution systems with distributed generators. In: UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE–UPEC, 45., 2010, Cardiff. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2010. p. 1-6.
- BAGHERI, A.; NOROOZIAN, R.; JALILVAND, A.; JALILZADEH, S. Voltage and reactive power control in distribution systems in the presence of distributed generation. *International Review on Modelling and Simulations –I.RE.MO.S.*, Naples, v. 5, n. 2, p. 528–536, 2012.
- BARAN, J. M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Piscataway, v. 4, n. 1, p. 725–734, 1989.
- BARAN, M. E.; MING-YUNG, H. Volt/var control at distribution substations. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 14, n. 1, p. 312–318, 1999.
- BISIRECA, M.; BESANGER, Y.; CAIRE, R.; CHILARD, O.; DESCHAMPS, P. Neural networks to improve distribution state estimation—Volt Var control performances. *IEEE Transactions on smart grid*, Piscataway, v. 3, n. 3, p. 1137–1144, 2012.
- BOROZAN, V.; BARAN, M. E.; NOVOSEL, D. Integrated volt/var control in distribution systems. In: POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 3., 2001, Columbus. *Proceedings...*Piscataway: IEEE, 2001, v. 3, p. 1485–1490.
- BOOTH A.; GREENE, M.; TAI, H. U.S. *Smart grid value at stake: the \$130 billion question*. New York: McKinsey on Smart Grid, 2010. Disponível em: <http://www.mckinsey.com/client_service/electric_power_and_natural_gas/latest_thinking/mckinsey_on_smart_grid>. Acesso em: 30 jul. 2014.
- BRAUN, M. *Provision of ancillary services by distributed generators*. 2008. 252 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universität Kassel, Kassel, 2008.
- CHAPMAN, S. J. *Máquinas eléctricas*. 3. ed. New York: McGraw Hill, 2000.
- CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A Three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 10, n. 2, p. 671–679, 1995.

- CHEN, M. S.; SHOULTS, R.; FITZER, J.; SONGSTER, H. The effects of reduced voltages on the efficiency of electric loads. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Piscataway, n. 7, p. 2158–2166, 1982.
- DEB, K. *Multiobjective optimization using evolutionary algorithms*. Chicester: Wiley, 2001.
- DEB, K.; PRATAP, A.; AGARWAL, S.; MEYARIVAN, T. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, Piscataway, v. 6, n. 2, p. 182–197, 2002.
- DE STEESE, J. G.; MERRICK, S. B.; KENNEDY, B. W. Estimating methodology for a large regional application of conservation voltage reduction. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 5, n. 3, p. 862–870, 1990.
- DIXON, M. Autodaptive volt/VAr management system. In: RURAL ELECTRIC POWER CONFERENCE, 14., 2001, Little Rock. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2001. p. D4/1–D4/8.
- FAIRLEY, P. *An easy smart-grid upgrade saves power*. [S. 1]: IEEE spectrum news, 2010. Disponível em: <<http://www.spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/an-easy-smartgrid-upgrade-saves-power/0>>. Acesso em: 18 jun. 2013..
- FRANCISQUINI, A. A. *Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição*. 2009. 94 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, 2009.
- FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. A mixed-integer LP model for optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Brussels, v. 43, p. 123–130, 2013.
- GISH, W. B. Small induction generator and synchronous generator constants for DSG isolation studies. *IEEE Transactions on power systems*, Piscataway, v. PWRD-1, n. 2, p. 231–239, 1986.
- GRAINGER, J. J.; CIVANLAR, S. Volt/var control on distribution with lateral branches using shunt capacitors and voltage regulators, part I: the overall problem. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Piscataway, v. 109, n. 11, p. 3278–3283, 1985.
- HRISHEEKESHA, P. N.; SHARMA, J. NSGA based optimal Volt / Var control in distribution system with dispersed generation. In: WORLD ACADEMY OF SCIENCE, ENGINEERING AND TECHNOLOGY, 44., 2008, Venice. *Proceedings...* WASET, 2008. p. 213–218
- IEEE TASK FORCE ON LOAD REPRESENTATION FOR DYNAMIC PERFORMANCE. Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 10, n. 1, p. 523-538, 1995.
- KENNEDY, B. W.; FLETCHER, R. H. Conservation voltage reduction (CVR) at Snohomish County PUD. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 6, n. 3, p. 986–998, 1991.

KERSTING, W. H. *Distribution system modeling and analysis*. 2. ed. Boca Raton: CRC, 2007.

KIRSHNER, D. Implementation of conservation voltage reduction at Commonwealth Edison. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 5, n. 4, p. 1178–1181, 1990.

KORUNOVIC, L. M.; STERPU, S.; DJOKIC, S.; YAMASHITA, K.; VILLANUEVA, S. M.; MILANOVIC, J. V. Processing of load parameters based on existing load models. In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES EUROPE - ISGT EUROPE, 3., 2012, Berlin. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2012. p. 1-6.

MARKUSHEVICH, N.; BERMAN, A. New aspects of IVVO in active distribution networks. In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION - T&D, 11., 2012, Orlando. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2012. p. 1-5.

MARKUSHEVICH, N.; BERMAN, A.; NIELSEN, A. Methodologies for assessment of actual field results of distribution voltage and var optimization. In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION - T&D, 11., 2012, Orlando. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2012. p. 1-5.

MENDOZA, J. E.; MORALES, D. A.; LOPEZ, R. A.; LOPEZ, E. A.; VANNIER, J. C.; COELLO, C. A. Multiobjective location of automatic voltage regulators in a radial distribution network using a micro genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 22, n. 1, p. 404–412, 2007.

MILOSEVIC, B.; BEGOVIC, M. Capacitor placement for conservative voltage reduction on distribution feeders. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Piscataway, v. 19, n. 3, p. 1360–1367, 2004.

NIKNAM, T.; RANJBAR, A.M.; SHIRANI, A.R. Impact of distributed generation on Volt/Var control in distribution networks. In: IEEE POWER TECH CONFERENCE PROCEEDINGS, 2., 2003, Bologna. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2003. p. 1-7.

OLAMAIE, J.; NIKNAM, T. Daily Volt/Var control in distribution networks with regard to DGs: a comparison of evolutionary methods. In: IEEE POWER INDIA CONFERENCE, 2., 2006, New Delhi. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2006. p. 1-6.

PEÑUELA MENESES, C. A. *Desenvolvimento de técnicas e modelos matemáticos para solução do problema de planejamento da expansão e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos*. 2012. 181 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, 2012.

PEREIRA JUNIOR, B. R.; COSSI, A. M.; MANTOVANI, J. R. S. Multiobjective short-term planning of electric power distribution systems using NSGA-II. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, New York, v. 24, n. 3, p. 286–299, 2013.

PESKIN, M. A.; POWELL, P. W.; HALL, E. J. Conservation voltage reduction with feedback from advanced metering infrastructure. In: IEEE PES TRANSMISSION AND

DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION - T&D, 11., 2012, Orlando. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2012. p. 1-8.

PIRES, D. F.; MARTINS, A. G.; ANTUNES, C. H. A multiobjective model for var planning in radial distribution networks based on tabu search. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 20, n. 2, p. 1089–1095, 2005.

RIZY, D. T.; LI, H.; LI, F.; XU, Y.; ADHIKARI, S.; IRMINGER, P. Impacts of varying penetration of distributed resources with and without Volt/Var control: case study of varying load types. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 9., 2011, San Diego. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2011. p. 1-7.

ROYTELMAN, I.; WEE, B. K.; LUGTU, R. L. Volt/var control algorithm for modern distribution management system. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 10, n. 3, p. 1454 –1460, 1995.

RUEDA, A. C. *Valoração de serviços ancilares de geradores distribuídos*. 2012. 169 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, 2012.

SARIĆ, A. T.; STANKOVIĆ, A. M. A robust algorithm for volt/var control. In: IEEE PES POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION - PSCE, 3., 2009, Seattle. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2009. p. 1-8.

SCHNEIDER, K. P.; FULLER, J. C.; TUFFNER, F. K.; SINGH, R. *PNNL 19596: evaluation of conservation voltage reduction (CVR) on national level*. Richland: Pacific Northwest National Laboratory, U.S Department of Energy, Oak Ridge, 2010.

SHAH, B.; BOSE A.; SRIVASTAVA A. Load modeling and voltage optimization using smart meter infrastructure. In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES - ISGT, 4., 2013, Washington. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2012.

SHEN, Z.; BARAN, M.E. Gradient based centralized optimal Volt/Var control strategy for smart distribution system. In: INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES–ISGT, 4., 2013, Washington. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2013. p. 1-6.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 3, n. 2, p. 753–762, 1988.

SHORT, T. A.; MEE, R. W. Voltage reduction field trials on distributions circuits. In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION - T&D, 11., 2012, Orlando. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2012. p. 1-6.

SINGH, D.; MISRA, R. K.; SINGH, D. Effect of load models in distributed generation planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 22, n. 4, p. 2204–2212, 2007.

SINGH, R.; PAL B. C.; JABR R. A. Distribution system state estimation through Gaussian mixture model of the load as pseudo-measurement. *IET Generation, Transmission and Distribution*, Stevenage, v. 4, n. 1, p. 50-59, 2010.

SINGH, R.; TUFFNER, F. K.; FULLER, J. C.; SCHNEIDER, K. P. Effects of distributed energy resources on conservation voltage reduction (CVR). In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 9., 2011, San Diego. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2011. p. 1-7.

SOUZA, B. A.; ALMEIDA, A. M. F. Multiobjective optimization and fuzzy logic applied to planning of the volt/var problem in distributions systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 25, n. 3, p. 1274–1281, 2010.

STIFTER, M.; SCHWALBE, W.; TREMMEL, W.; HENEIN, S.; BRUNNER, H.; BLETTERIE, B.; ABART, A.; HERB, F.; POINTNER, R. DG DemoNet: experiences from Volt/Var control field trials and control algorithm advancements. In: IEEE PES INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES, 3., 2012, Berlin. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2012. p. 1-7.

STOJANOVIĆ, D. P.; KORUNOVIĆ, L. M.; MILANOVIĆ. Dynamic load modeling based on measurements in medium voltage distribution network. *Electric power systems research*, Lausanne, v. 78, n. 2, p. 228–238, 2008.

TOURÉ, S.; CAIRE, R.; BÉSANGER, Y.; GRECARD, S.; FORISSIER, A. Benders' decomposition for voltage profile management of distribution network with distributed generators. In: IEEE POWER TECH, 7., 2013, Grenoble. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2013. p. 1-6.

ULUSKI R. W. VVC in the smart grid era. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 8., 2010, Minneapolis. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2010. p. 1-7.

VAZIRI, M.; AFZAL, M.; ZARGHAMI, M.; YAZDANI, A.; VADHVA, S.; TAVATLI, F. Voltage impacts of DG on distribution grid with voltage regulators and SVCs. In: IEEE GREEN TECHNOLOGIES CONFERENCE, 4., 2013, Denver. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2013. p. 322–329.

WILSON, T. L. Energy conservation with voltage reduction—Fact or Fantasy. In: RURAL ELECTRIC POWER CONFERENCE, 15., 2002, Colorado Springs. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2002. p. C3 – c3_6.

WILSON, T. L. Measurement and verification of distribution voltage optimization results for the IEEE power and energy society. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 8., 2010, Minneapolis. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2010. p. 1-9.

XU, Y.; RIZY, D. T; LI, H.; LI, F.; IRMINGER, P. Volt/Var control using inverter-based distributed energy resources. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 9., 2011, San Diego. *Proceedings...* Piscataway: IEEE, 2011. p. 1-8.

ANEXO A - ALIMENTADOR DE 95 BARRAS UKGDS

Tabela 21 - Perfis de carga de potência ativa normalizados.

Hora	R/E	R/U	IN	CO
00:30	0,28407367	0,24758637	0,25482049	0,96405486
01:00	0,28325361	0,24652594	0,25045319	0,95954403
01:30	0,29265738	0,26523735	0,26345036	0,90468214
02:00	0,28749645	0,25888596	0,26477774	0,89946922
02:30	0,29663151	0,27838795	0,24818380	0,85869742
03:00	0,29999715	0,28271684	0,25668372	0,86575602
03:30	0,33374027	0,26786625	0,24884109	0,81057864
04:00	0,32565142	0,27430308	0,24771381	0,81397382
04:30	0,40235791	0,26747024	0,26028740	0,75576537
05:00	0,39972797	0,26785239	0,26570228	0,75976710
05:30	0,45270402	0,29831534	0,26155460	0,72207800
06:00	0,44785330	0,30172314	0,25946609	0,72132635
06:30	0,49376047	0,31948504	0,26114096	0,76369665
07:00	0,49456463	0,31621970	0,26516759	0,76454668
07:30	0,69094232	0,39705629	0,30737746	0,73660797
08:00	0,68852402	0,40002512	0,30266187	0,73726210
08:30	0,65766599	0,50879191	0,50286750	0,62538035
09:00	0,65404662	0,51016431	0,49938757	0,63076263
09:30	0,60128134	0,58672967	0,62951538	0,48245294
10:00	0,59503046	0,59292323	0,63438453	0,48861360
10:30	0,49759105	0,54256341	0,52073476	0,45373847
11:00	0,50163570	0,54202591	0,52538249	0,45577398
11:30	0,55128884	0,52744607	0,69525893	0,53163838
12:00	0,55061017	0,53030184	0,69671343	0,52649714
12:30	0,59555480	0,60965398	0,77352593	0,49550047
13:00	0,59635977	0,60691025	0,78032794	0,49909057
13:30	0,60428107	0,55404647	0,53221171	0,51999665
14:00	0,60860681	0,55295750	0,53714931	0,51344959
14:30	0,63757005	0,58706853	0,57319451	0,60081079
15:00	0,63549143	0,58934585	0,57582033	0,60161138
15:30	0,67254341	0,71915645	0,68118724	0,54165556
16:00	0,66561433	0,72424709	0,68238793	0,54172762
16:30	0,89341579	1,00625546	0,86725789	0,60466795
17:00	0,89369813	1,00587400	0,87048114	0,61206425
17:30	1,00031572	0,96730813	1,03106074	0,71223034
18:00	0,99560660	0,97682559	1,03121894	0,71237577
18:30	0,93701574	0,94649072	1,04816862	0,92037499
19:00	0,93517717	0,94073487	1,05262851	0,92025321
19:30	0,88429360	0,90281988	0,97780796	0,88198103
20:00	0,88846564	0,89994894	0,97227406	0,88115620
20:30	0,83633765	0,86989699	0,82042220	0,92488562
21:00	0,84049547	0,87070308	0,81659709	0,92486130
21:30	0,74780785	0,86354712	0,58669942	0,91030897
22:00	0,75045270	0,86344823	0,58442643	0,91312241
22:30	0,61501324	0,79580652	0,36369362	1,01523027
23:00	0,61945386	0,79152133	0,36385275	1,01069486
23:30	0,44840469	0,59309293	0,25890834	0,98348283
00:00	0,44672276	0,58889290	0,25775727	0,98758301

Fonte: Singh, Pal e Jabr (2010).

Tabela 22 - Demanda anual máxima.

Barra	Nominal (KVA)	R/U (kW)	R/E (kW)	IN (kW)	CO (kW)	Barra	Nominal (KVA)	R/U (kW)	R/E (kW)	IN (kW)	CO (kW)
1	2600	750	450	150	150	49	25	5	10	0	5
2	0	0	0	0	0	50	200	0	0	0	135
3	15	15	0	0	0	51	50	25	10	0	0
4	0	0	0	0	0	52	100	10	20	0	30
5	50	20	15	0	0	53	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	54	50	25	0	0	5
7	50	10	25	0	0	55	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	56	15	8	0	0	0
9	0	0	0	0	0	57	15	9	0	0	0
10	0	0	0	0	0	58	15	0	10	0	0
11	5	5	0	0	0	59	0	0	0	0	0
12	5	5	0	0	0	60	25	15	0	0	0
13	0	0	0	0	0	61	15	15	0	0	0
14	50	0	0	25	0	62	50	0	15	0	10
15	0	0	0	0	0	63	0	0	0	0	0
16	25	10	0	0	5	64	50	20	10	0	0
17	0	0	0	0	0	65	50	30	0	0	0
18	200	0	0	0	135	66	50	10	10	0	15
19	200	0	0	135	0	67	0	0	0	0	0
20	25	0	20	0	0	68	50	35	0	0	0
21	0	0	0	0	0	69	25	14	0	0	0
22	50	30	0	0	0	70	0	0	0	0	0
23	50	25	0	0	5	71	0	0	0	0	0
24	100	40	25	0	0	72	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	73	25	13	0	0	0
26	100	30	20	0	20	74	100	20	10	0	35
27	0	0	0	0	0	75	15	10	0	0	0
28	50	20	0	0	10	76	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	77	5	5	0	0	0
30	0	0	0	0	0	78	20	12	0	0	0
31	50	0	25	0	0	79	100	40	20	0	0
32	100	20	30	0	10	80	0	0	0	0	0
33	50	25	0	0	0	81	0	0	0	0	0
34	50	25	0	0	5	82	100	20	25	0	15
35	0	0	0	0	0	83	5	5	0	0	0
36	100	35	30	0	0	84	1765	450	250	100	200
37	50	15	0	0	15	85	0	0	0	0	0
38	16	0	10	0	0	86	0	0	0	0	0
39	25	0	15	0	0	87	200	30	20	45	20
40	0	0	0	0	0	88	0	0	0	0	0
41	0	0	0	0	0	89	200	70	30	0	10
42	50	25	10	0	0	90	100	20	10	30	0
43	100	40	0	0	20	91	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	92	315	50	40	0	80
45	0	0	0	0	0	93	0	0	0	0	0
46	0	0	0	0	0	94	100	20	50	0	0
47	25	15	0	0	0	95	200	0	0	0	135
48	0	0	0	0	0						

Fonte: Singh, Pal e Jabr (2010).

Tabela 23 - Dados das linhas do alimentador.

Linha	Início	Fim	R (pu)	X (pu)	Linha	Início	Fim	R (pu)	X (pu)
1	1	2	0,04879	0,05058	48	46	47	0,23600	0,12000
2	1	85	0,05489	0,05690	49	46	48	0,35400	0,18000
3	2	4	0,09755	0,33284	50	48	49	0,35400	0,18000
4	4	3	0,17322	0,07589	51	49	50	0,27716	0,12142
5	4	6	0,21000	0,20300	52	50	51	0,21350	0,09126
6	6	5	0,24251	0,10624	53	50	52	0,53374	0,22816
7	6	8	0,25860	0,17673	54	53	54	0,30169	0,20618
8	8	7	0,34645	0,15178	55	53	55	0,20787	0,09107
9	8	10	0,12930	0,08836	56	54	59	0,36517	0,15244
10	10	9	0,29500	0,15000	57	54	75	0,25860	0,17673
11	9	28	0,20787	0,09107	58	55	56	0,27716	0,12142
12	9	29	0,35400	0,18000	59	55	57	0,41574	0,18213
13	10	11	0,30169	0,20618	60	57	58	0,27716	0,12142
14	11	13	0,19395	0,13255	61	59	60	0,17322	0,07589
15	13	12	0,17322	0,07589	62	59	62	0,14607	0,06098
16	13	15	0,23705	0,16200	63	60	61	0,31180	0,13660
17	15	14	0,20787	0,09107	64	62	63	0,25562	0,10671
18	15	17	0,25860	0,17673	65	63	64	0,20787	0,09107
19	17	16	0,13858	0,06071	66	63	65	0,18258	0,07622
20	17	25	0,12930	0,08836	67	65	66	0,29213	0,12195
21	19	18	0,12000	0,11600	68	66	67	0,25562	0,10671
22	21	19	0,36000	0,34800	69	67	68	0,09401	0,03595
23	21	20	0,13161	0,05033	70	67	69	0,43820	0,18293
24	22	21	0,09000	0,08700	71	69	70	0,21910	0,09146
25	23	22	0,30169	0,20618	72	70	71	0,07521	0,02876
26	24	23	0,19395	0,13255	73	71	72	0,14607	0,06098
27	25	24	0,21550	0,14727	74	72	73	0,29213	0,12195
28	25	27	0,17240	0,11782	75	72	74	0,40168	0,16768
29	27	26	0,10775	0,07364	76	75	76	0,12930	0,08836
30	29	30	0,27716	0,12142	77	76	77	0,18258	0,07622
31	29	31	0,24251	0,10624	78	76	80	0,21550	0,14727
32	30	32	0,25860	0,17673	79	77	78	0,29213	0,12195
33	30	34	0,11149	0,07376	80	78	79	0,43820	0,17673
34	32	33	0,31180	0,13660	81	80	83	0,12930	0,08836
35	34	35	0,34612	0,20653	82	80	86	0,19395	0,13255
36	35	36	0,15608	0,10326	83	81	82	0,27244	0,04012
37	35	39	0,34479	0,23564	84	94	81	0,15085	0,10309
38	36	37	0,22298	0,14752	85	82	95	0,49039	0,07222
39	37	38	0,21350	0,09126	86	85	84	0,03881	0,10400
40	39	40	0,12930	0,08836	87	86	87	0,27716	0,12142
41	40	41	0,11800	0,06000	88	86	90	0,25860	0,17673
42	40	53	0,17240	0,11782	89	87	88	0,48502	0,21249
43	41	42	0,20787	0,09107	90	88	89	0,22621	0,04686
44	41	43	0,23600	0,12000	91	90	91	0,06465	0,04418
45	43	44	0,17700	0,09000	92	91	92	0,27244	0,04012
46	44	45	0,09401	0,03595	93	92	93	0,16346	0,02407
47	45	46	0,17700	0,09000	94	93	94	0,08620	0,05891

Fonte: Singh, Pal e Jabr (2010).

APÊNDICE A – TABELAS COM RESULTADOS DOS TESTES

As tabelas Tabela 24 até Tabela 31 mostram os resultados das soluções dos casos MAX, MOD, MIX e BASE, dos testes 1 e 2, obtidas para o período de 24 horas analisado.

Tabela 24 - Resultados do teste 1 caso MAX.

OLTC	AVR ₁	AVR ₂	BC	P _{in}	Q _{in}	P _{loss}	Q _{loss}	f ₂	V _{min}	fp _{sys}
-1	-3	0	3	1457,6161	283,3200	26,0427	20,2885	0,6893	0,9535	0,9816
-1	-3	0	3	1430,4731	270,0265	24,7602	19,3195	0,6768	0,9546	0,9826
-1	-3	0	3	1440,4090	270,7415	24,8264	19,3909	0,6775	0,9546	0,9828
-1	-3	0	2	1398,6993	353,9364	23,3740	18,3675	0,6919	0,9539	0,9694
-1	-3	-1	3	1403,3705	257,3058	23,0421	18,0459	0,6836	0,9501	0,9836
-1	-3	0	3	1452,2607	275,2041	24,1913	18,9822	0,6723	0,9552	0,9825
-1	-1	1	4	1552,9495	221,3433	27,8717	21,7258	0,6365	0,9595	0,9900
-1	-3	1	4	1795,6721	308,5422	35,7780	28,0984	0,7227	0,9530	0,9856
-1	-3	1	3	1886,9522	422,4713	37,7579	30,0963	0,7678	0,9513	0,9758
-1	-3	0	4	1875,7453	301,0858	36,2616	28,9167	0,7448	0,9502	0,9874
-1	-3	0	3	1672,5964	324,3273	28,8459	23,0616	0,7135	0,9529	0,9817
-1	-3	0	4	1810,5474	282,3688	34,1470	27,2381	0,7271	0,9515	0,9881
-1	-3	1	3	1950,9664	427,5073	38,5983	31,0990	0,7715	0,9504	0,9768
-1	-3	0	4	1822,3549	287,4976	34,6969	27,5653	0,7328	0,9510	0,9878
-1	-2	1	3	1980,3821	447,8863	40,9253	32,7267	0,7839	0,9500	0,9754
-1	-1	1	5	2174,7308	310,9313	48,7401	38,7244	0,7672	0,9503	0,9899
0	-4	1	6	2880,0231	484,8218	82,0754	65,4664	0,7173	0,9502	0,9861
1	-5	0	5	3082,5013	700,8094	92,1038	74,0011	0,6195	0,9501	0,9751
1	-5	1	4	3176,1791	843,6455	100,5867	80,8528	0,6639	0,9507	0,9665
1	-5	0	5	3024,0852	686,7159	91,0301	72,8901	0,6150	0,9501	0,9752
1	-5	0	5	2935,9536	656,2278	86,9908	69,3907	0,5955	0,9514	0,9759
0	-4	1	6	2747,6964	454,3491	79,1075	62,4661	0,7040	0,9504	0,9866
0	-4	1	5	2561,7239	487,3991	70,6031	55,5724	0,6891	0,9515	0,9824
0	-5	0	4	2094,5436	417,9490	48,9560	38,3996	0,6135	0,9504	0,9807

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 25 - Resultados do teste 1 caso MOD.

OLTC	AVR ₁	AVR ₂	BC	P _{in}	Q _{in}	P _{loss}	Q _{loss}	f ₂	V _{min}	fp _{sys}
0	-2	1	4	1485,7203	219,4839	26,7001	20,6521	0,3865	0,9727	0,9893
0	-2	1	3	1455,2263	302,6476	25,0125	19,5219	0,4026	0,9717	0,9791
0	-1	1	3	1466,4106	305,0403	25,0846	19,5999	0,3959	0,9716	0,9790
0	-3	0	3	1420,9247	283,3416	23,4744	18,3455	0,4188	0,9675	0,9807
0	-3	0	3	1425,9892	287,8677	23,2366	18,2036	0,4170	0,9676	0,9802
0	-3	0	3	1472,8534	303,4282	24,3511	19,1157	0,4286	0,9673	0,9794
0	-3	1	4	1572,5726	248,5436	27,9558	21,8042	0,4077	0,9671	0,9877
1	-4	0	4	1841,2811	373,3951	36,0688	28,3600	0,3066	0,9711	0,9801
0	0	4	5	1931,7081	285,1697	39,0749	30,7503	0,3745	0,9671	0,9893
1	-1	0	3	1924,5940	474,2641	36,3156	29,1594	0,3093	0,9724	0,9710
0	-2	1	4	1701,0701	264,4746	29,4520	23,3743	0,4105	0,9708	0,9881
0	-1	1	4	1839,2294	325,0711	34,2632	27,3414	0,4464	0,9680	0,9847
1	-3	0	3	1999,0708	498,6836	38,9868	31,4294	0,3437	0,9710	0,9703
0	0	1	4	1852,4702	331,6958	34,8370	27,6888	0,4448	0,9674	0,9843
1	-1	0	4	2034,2124	425,4996	41,4397	32,9954	0,3215	0,9709	0,9788
1	-3	3	5	2236,6704	399,3136	48,9761	38,9610	0,2863	0,9741	0,9844
2	0	1	5	2955,1823	699,9321	82,0006	65,7467	0,3376	0,9721	0,9731

Tabela 25 - Resultados do teste 1 caso MOD. – Continuação

OLTC	AVR ₁	AVR ₂	BC	P _{in}	Q _{in}	P _{loss}	Q _{loss}	f ₂	V _{min}	fp _{sys}
3	-3	2	5	3173,9110	840,4817	93,3944	75,0712	0,2768	0,9804	0,9667
2	-4	2	6	3231,9986	724,1147	101,2517	80,9296	0,4006	0,9677	0,9758
2	-3	1	6	3075,3665	661,9173	92,0061	73,4207	0,3791	0,9695	0,9776
2	-4	1	6	2984,8703	626,0438	87,9862	69,9417	0,3716	0,9708	0,9787
2	-4	1	6	2820,7911	557,4468	79,6479	62,9636	0,3377	0,9741	0,9810
2	-5	1	5	2630,2946	581,1807	71,3869	56,2366	0,3336	0,9705	0,9764
1	-3	2	5	2137,8195	374,1603	49,9097	38,9604	0,3192	0,9734	0,9850

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 26 - Resultados do teste 1 caso MIX.

OLTC	AVR ₁	AVR ₂	BC	P _{in}	Q _{in}	P _{loss}	Q _{loss}	f ₂	V _{min}	fp _{sys}
0	-2	1	4	1485,7203	219,4839	26,7001	20,6521	0,3865	0,9727	0,9893
0	-2	1	3	1455,2263	302,6476	25,0125	19,5219	0,4026	0,9717	0,9791
0	-1	1	3	1466,4106	305,0403	25,0846	19,5999	0,3959	0,9716	0,9790
0	-3	0	3	1420,9247	283,3416	23,4744	18,3455	0,4188	0,9675	0,9807
0	-3	0	3	1425,9892	287,8677	23,2366	18,2036	0,4170	0,9676	0,9802
0	-3	0	3	1472,8534	303,4282	24,3511	19,1157	0,4286	0,9673	0,9794
0	-3	1	4	1572,5726	248,5436	27,9558	21,8042	0,4077	0,9671	0,9877
1	-4	0	4	1841,2811	373,3951	36,0688	28,3600	0,3066	0,9711	0,9801
0	0	4	5	1931,7081	285,1697	39,0749	30,7503	0,3745	0,9671	0,9893
1	-1	0	3	1924,5940	474,2641	36,3156	29,1594	0,3093	0,9724	0,9710
0	-2	1	4	1701,0701	264,4746	29,4520	23,3743	0,4105	0,9708	0,9881
0	-1	1	4	1839,2294	325,0711	34,2632	27,3414	0,4464	0,9680	0,9847
1	-3	0	3	1999,0708	498,6836	38,9868	31,4294	0,3437	0,9710	0,9703
0	0	1	4	1852,4702	331,6958	34,8370	27,6888	0,4448	0,9674	0,9843
1	-1	0	4	2034,2124	425,4996	41,4397	32,9954	0,3215	0,9709	0,9788
1	-3	3	5	2236,6704	399,3136	48,9761	38,9610	0,2863	0,9741	0,9844
0	-4	1	6	2880,0231	484,8218	82,0754	65,4664	0,7173	0,9502	0,9861
1	-5	0	5	3082,5013	700,8094	92,1038	74,0011	0,6195	0,9501	0,9751
1	-5	1	4	3176,1791	843,6455	100,5867	80,8528	0,6639	0,9507	0,9665
1	-5	0	5	3024,0852	686,7159	91,0301	72,8901	0,6150	0,9501	0,9752
2	-4	1	6	2984,8703	626,0438	87,9862	69,9417	0,3716	0,9708	0,9787
2	-4	1	6	2820,7911	557,4468	79,6479	62,9636	0,3377	0,9741	0,9810
2	-5	1	5	2630,2946	581,1807	71,3869	56,2366	0,3336	0,9705	0,9764
1	-3	2	5	2137,8195	374,1603	49,9097	38,9604	0,3192	0,9734	0,9850

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 27 - Resultados do teste 1 caso BASE.

OLTC	AVR ₁	AVR ₂	BC	P _{in}	Q _{in}	P _{loss}	Q _{loss}	V _{min}	fp _{sys}
0	2	5	1	1497,1039	534,4373	27,9281	21,9053	0,9668	0,9418
0	2	5	1	1468,6499	520,0915	26,4840	20,8149	0,9676	0,9426
0	2	5	1	1478,4076	520,6604	26,5246	20,8676	0,9675	0,9432
0	2	4	1	1434,5361	501,1220	24,7766	19,5128	0,9686	0,9441
0	2	4	1	1439,2637	505,6960	24,5209	19,3597	0,9688	0,9435
0	2	5	1	1488,9740	525,2555	25,7813	20,3816	0,9679	0,9430
0	2	5	1	1584,3736	564,9304	29,2473	23,1178	0,9657	0,9419
1	8	11	2	1890,5026	648,2858	38,0211	30,1141	0,9739	0,9459
1	8	11	2	1984,7509	672,6411	40,1629	32,0863	0,9728	0,9471
1	8	11	2	1968,5158	650,7148	37,9302	30,5141	0,9740	0,9495
1	8	10	2	1755,3267	555,4820	30,2466	24,2784	0,9783	0,9534
1	8	11	2	1901,1222	630,9066	35,6686	28,7226	0,9754	0,9491

Tabela 27 - Resultados do teste 1 caso BASE. – Continuação

OLTC	AVR ₁	AVR ₂	BC	P _{in}	Q _{in}	P _{loss}	Q _{loss}	V _{min}	f _p _{sys}
1	8	11	2	2046,4748	684,8899	40,7457	32,8987	0,9726	0,9483
1	8	11	2	1913,9602	632,4556	36,3199	29,1218	0,9748	0,9495
3	4	7	3	2116,3673	657,4084	42,8787	34,2979	0,9974	0,9550
3	5	8	3	2317,8443	736,3870	50,1597	40,2887	0,9938	0,9531
4	3	8	5	3068,9838	885,1041	84,0937	67,4329	0,9949	0,9608
4	4	8	5	3256,9060	984,9267	95,3633	76,6282	0,9911	0,9572
4	4	9	5	3365,1909	1044,4870	104,3746	83,6740	0,9882	0,9551
4	4	8	5	3200,0428	966,9332	94,5381	75,7058	0,9915	0,9573
3	6	10	3	3079,1474	1078,7006	92,1908	73,8262	0,9772	0,9438
3	5	10	3	2908,8596	994,1826	83,1452	66,2733	0,9801	0,9463
1	9	13	2	2669,3700	937,8087	75,6734	59,9512	0,9570	0,9435
1	8	12	2	2189,1104	746,5892	52,4656	41,3619	0,9667	0,9465

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 28 – Resultados do teste 2 caso MAX.

OLTC	AVR ₁	AVR ₂	BC	P _{in}	Q _{in}	P _{loss}	Q _{loss}	f ₂	V _{min}	f _p _{sys}
-1	-3	0	3	1424,7155	319,8543	24,8535	19,3819	0,6880	0,9537	0,9757
-1	-3	-1	4	1398,5097	205,3728	23,9770	18,5722	0,6693	0,9508	0,9894
-1	-3	-1	4	1408,0594	206,1440	24,0316	18,6337	0,6699	0,9508	0,9895
-1	-3	-1	3	1366,1894	288,6628	22,1418	17,3204	0,6841	0,9501	0,9784
-1	-3	-1	3	1371,3341	293,3959	21,9234	17,1923	0,6825	0,9503	0,9779
-1	-4	-1	4	1418,2140	210,5166	23,4176	18,2338	0,6719	0,9502	0,9892
-1	-1	0	3	1512,0971	352,9045	26,0581	20,5009	0,6870	0,9530	0,9738
-1	0	1	3	1753,1018	455,3520	33,8005	26,7524	0,7276	0,9530	0,9679
-1	-2	0	5	1845,7565	277,6709	36,6436	28,8664	0,7237	0,9506	0,9889
-1	-3	0	4	1830,4246	354,2815	34,2413	27,3634	0,7437	0,9505	0,9818
-1	-3	0	2	1630,4674	468,5417	27,6172	22,2408	0,7418	0,9513	0,9611
-1	-3	0	4	1768,5869	334,1895	32,3386	25,8481	0,7266	0,9517	0,9826
-1	-3	1	3	1904,0347	485,4957	36,6979	29,6403	0,7709	0,9500	0,9690
-1	-3	0	4	1778,5140	337,7116	32,7696	26,0841	0,7315	0,9512	0,9824
-1	-3	1	3	1929,0352	503,0941	38,7868	31,0849	0,7893	0,9501	0,9676
-1	-3	1	5	2117,5298	368,5432	45,8111	36,4721	0,7797	0,9501	0,9852
0	-4	1	6	2821,4198	555,1375	77,4668	61,9445	0,7158	0,9505	0,9812
1	-5	0	5	3039,3325	761,8431	88,0203	70,9223	0,6197	0,9502	0,9700
1	-5	1	5	3135,0893	812,8419	96,0310	77,1961	0,6369	0,9515	0,9680
1	-5	0	5	2982,0197	746,3828	87,0822	69,9143	0,6151	0,9502	0,9701
1	-5	0	5	2895,9755	710,7789	83,2628	66,5794	0,5952	0,9516	0,9712
0	-4	1	6	2691,9575	517,8409	74,7533	59,1444	0,7018	0,9507	0,9820
0	-4	1	4	2505,1484	641,5148	66,8541	52,9138	0,7147	0,9501	0,9687
0	-5	-1	5	2052,2916	358,6218	46,8753	36,6250	0,6050	0,9501	0,9851

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 29 - Resultados do teste 2 caso MOD.

OLTC	AVR ₁	AVR ₂	BC	P _{in}	Q _{in}	P _{loss}	Q _{loss}	f ₂	V _{min}	f _p _{sys}
0	-2	1	4	1468,1295	238,7798	25,9157	20,0571	0,3858	0,9728	0,9870
0	-2	1	4	1441,2481	223,9798	24,7085	19,1438	0,3731	0,9734	0,9881
0	-2	0	4	1446,7345	222,8563	24,6420	19,1178	0,3970	0,9686	0,9883
0	-2	2	4	1415,9103	210,2402	23,4502	18,1754	0,3350	0,9741	0,9892
0	-1	1	4	1418,2335	213,8134	23,1206	17,9686	0,3494	0,9747	0,9888
0	-1	1	4	1463,9615	230,3537	24,1472	18,8130	0,3609	0,9738	0,9878
0	-1	2	4	1560,4784	273,8378	27,2400	21,2608	0,3687	0,9716	0,9849

Tabela 29 - Resultados do teste 2 caso MOD. – Continuação

OLTC	AVR ₁	AVR ₂	BC	P _{in}	Q _{in}	P _{loss}	Q _{loss}	f ₂	V _{min}	fp _{sys}
1	-3	0	4	1829,6527	388,0568	35,1777	27,6944	0,2986	0,9734	0,9782
1	1	0	4	1930,2534	413,2069	37,3526	29,6889	0,2862	0,9726	0,9778
1	-3	0	3	1909,2537	486,7305	35,4352	28,5009	0,3238	0,9725	0,9690
0	-2	1	4	1680,3739	288,7308	28,4899	22,6394	0,4099	0,9709	0,9856
1	-1	-1	4	1845,8174	366,0517	33,4175	26,7325	0,2885	0,9696	0,9809
1	0	1	3	1993,5659	522,2733	38,2241	30,8608	0,2973	0,9757	0,9674
0	-2	3	5	1839,8186	263,3379	34,7458	27,4075	0,3833	0,9692	0,9899
1	-2	0	4	2017,9532	439,7635	40,3038	32,1457	0,3282	0,9710	0,9771
1	-2	0	5	2209,2535	405,8717	47,3311	37,7260	0,3485	0,9694	0,9835
2	-1	1	5	2947,8207	706,7249	80,0090	64,2901	0,3441	0,9722	0,9724
2	-4	2	6	3129,3910	699,0986	90,9111	72,9291	0,3668	0,9704	0,9759
3	-3	1	5	3278,8419	872,8131	100,0640	80,4256	0,3295	0,9760	0,9663
2	-2	2	6	3075,5971	685,4557	90,0065	71,9536	0,3483	0,9707	0,9761
2	-2	1	6	2980,4837	646,0362	85,7988	68,3384	0,3562	0,9708	0,9773
2	-2	1	5	2813,7760	668,4509	77,3910	61,5435	0,3435	0,9724	0,9729
2	-2	1	5	2631,9884	594,0761	69,9840	55,2275	0,3106	0,9754	0,9755
1	-3	2	5	2121,9713	388,0975	48,6261	37,9924	0,3179	0,9736	0,9837

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 30 - Resultados do teste 2 caso MIX.

OLTC	AVR ₁	AVR ₂	BC	P _{in}	Q _{in}	P _{loss}	Q _{loss}	f ₂	V _{min}	fp _{sys}
0	-2	1	4	1468,1295	238,7798	25,9157	20,0571	0,3858	0,9728	0,9870
0	-2	1	4	1441,2481	223,9798	24,7085	19,1438	0,3731	0,9734	0,9881
0	-2	0	4	1446,7345	222,8563	24,6420	19,1178	0,3970	0,9686	0,9883
0	-2	2	4	1415,9103	210,2402	23,4502	18,1754	0,3350	0,9741	0,9892
0	-1	1	4	1418,2335	213,8134	23,1206	17,9686	0,3494	0,9747	0,9888
0	-1	1	4	1463,9615	230,3537	24,1472	18,8130	0,3609	0,9738	0,9878
0	-1	2	4	1560,4784	273,8378	27,2400	21,2608	0,3687	0,9716	0,9849
1	-3	0	4	1829,6527	388,0568	35,1777	27,6944	0,2986	0,9734	0,9782
1	1	0	4	1930,2534	413,2069	37,3526	29,6889	0,2862	0,9726	0,9778
1	-3	0	3	1909,2537	486,7305	35,4352	28,5009	0,3238	0,9725	0,9690
0	-2	1	4	1680,3739	288,7308	28,4899	22,6394	0,4099	0,9709	0,9856
1	-1	-1	4	1845,8174	366,0517	33,4175	26,7325	0,2885	0,9696	0,9809
1	0	1	3	1993,5659	522,2733	38,2241	30,8608	0,2973	0,9757	0,9674
0	-2	3	5	1839,8186	263,3379	34,7458	27,4075	0,3833	0,9692	0,9899
1	-2	0	4	2017,9532	439,7635	40,3038	32,1457	0,3282	0,9710	0,9771
1	-2	0	5	2209,2535	405,8717	47,3311	37,7260	0,3485	0,9694	0,9835
0	-4	1	6	2821,4198	555,1375	77,4668	61,9445	0,7158	0,9505	0,9812
1	-5	0	5	3039,3325	761,8431	88,0203	70,9223	0,6197	0,9502	0,9700
1	-5	1	5	3135,0893	812,8419	96,0310	77,1961	0,6369	0,9515	0,9680
1	-5	0	5	2982,0197	746,3828	87,0822	69,9143	0,6151	0,9502	0,9701
2	-2	1	6	2980,4837	646,0362	85,7988	68,3384	0,3562	0,9708	0,9773
2	-2	1	5	2813,7760	668,4509	77,3910	61,5435	0,3435	0,9724	0,9729
2	-2	1	5	2631,9884	594,0761	69,9840	55,2275	0,3106	0,9754	0,9755
1	-3	2	5	2121,9713	388,0975	48,6261	37,9924	0,3179	0,9736	0,9837

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 31 - Resultados do teste 2 caso BASE.

OLTC	AVR ₁	AVR ₂	BC	P _{in}	Q _{in}	P _{loss}	Q _{loss}	V _{min}	fp _{sys}
0	2	5	1	1484,3015	546,7856	27,5283	21,6022	0,9669	0,9384
0	2	5	1	1456,6783	531,5773	26,1181	20,5371	0,9677	0,9394

Tabela 31 - Resultados do teste 2 caso BASE. - Continuação

OLTC	AVR ₁	AVR ₂	BC	P _{in}	Q _{in}	P _{loss}	Q _{loss}	V _{min}	fp _{sys}
0	2	5	1	1466,2302	532,2204	26,1501	20,5828	0,9676	0,9400
0	2	4	1	1421,7654	513,5223	24,3904	19,2202	0,9688	0,9405
0	2	4	1	1426,5440	518,1710	24,1424	19,0723	0,9689	0,9399
0	2	5	1	1476,8250	536,7522	25,4162	20,1027	0,9680	0,9398
0	2	5	1	1569,8416	578,8258	28,7864	22,7660	0,9658	0,9383
1	8	11	2	1904,7673	621,9411	38,2458	30,2846	0,9740	0,9506
1	8	11	2	1998,1425	643,3159	40,3172	32,1960	0,9730	0,9519
1	8	11	2	1982,4216	618,1660	38,0883	30,6217	0,9742	0,9547
1	8	10	2	1768,9961	526,0367	30,4351	24,4156	0,9785	0,9585
1	8	11	2	1915,6379	596,4097	35,8389	28,8372	0,9756	0,9548
1	8	11	2	2059,4380	650,6295	40,8305	32,9446	0,9729	0,9535
1	8	11	2	1928,4365	601,1856	36,5198	29,2648	0,9750	0,9547
3	4	7	3	2156,4885	598,2083	43,6805	34,9276	0,9975	0,9636
3	5	8	3	2361,6072	669,3257	51,0381	40,9770	0,9938	0,9621
4	3	8	5	3142,8844	787,2016	86,1436	69,0661	0,9949	0,9700
4	4	8	5	3330,1577	883,2838	97,1725	78,0771	0,9911	0,9666
4	4	9	5	3439,7362	941,3525	106,2692	85,1824	0,9882	0,9645
4	4	8	5	3271,6459	868,3422	96,3302	77,1384	0,9915	0,9665
3	6	10	3	3125,5905	1009,2278	92,8975	74,3905	0,9773	0,9516
3	5	10	3	2955,9793	929,7278	84,0791	67,0204	0,9802	0,9539
1	9	13	2	2675,5066	915,5280	75,3420	59,7029	0,9573	0,9461
1	8	12	2	2200,9079	723,4817	52,5743	41,4505	0,9669	0,9500

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Em cada tabela, a coluna OLTC corresponde à posição do tap do OLTC do transformador da subestação, AVR₁ e AVR₂ às posições dos taps dos dois reguladores de tensão da rede e BC ao número de módulos operando no banco de capacitores.