



AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO COM MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Cristian Camilo Oliveros Hincapié

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Rio de Janeiro

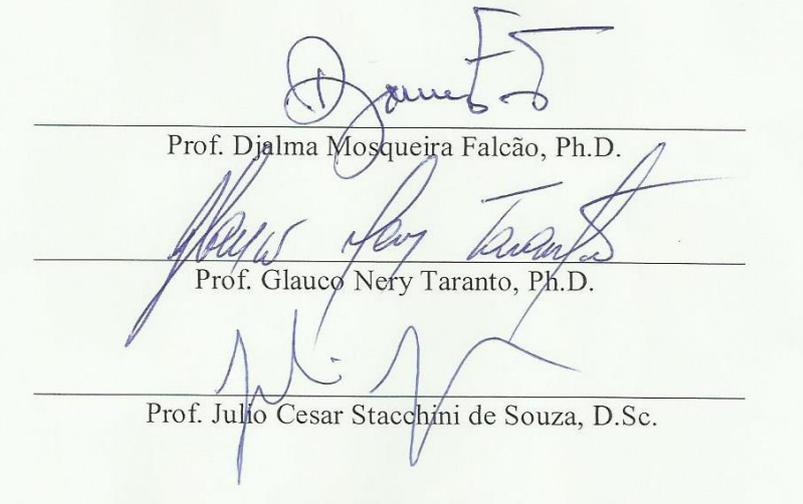
Abril de 2013

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO COM
MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Cristian Camilo Oliveros Hincapié

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:



Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Prof. Julio Cesar Stacchini de Souza, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

ABRIL DE 2013

Hincapié, Cristian Camilo Oliveros

Avaliação do desempenho de redes aéreas de distribuição com microgeração solar fotovoltaica/ Cristian Camilo Oliveros Hincapié. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013.

XVII, 137 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 133-137.

1. Redes aéreas de distribuição. 2. Geração distribuída. 3. Desequilíbrios de tensão. I. Falcão, Djalma Mosqueira. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

A todos os que fizeram
parte de este projeto de vida.

AGRADECIMENTOS

A Deus por ser minha força, por marcar os caminhos que devo seguir e pelas bênçãos que me dá todos os dias. Em especial por esta experiência maravilhosa, conhecer uma fantástica cultura, um belo país cheio de pessoas maravilhosas.

Quero agradecer a minha família, eles foram meu apoio em todo momento, ainda estando longe, a diário estiveram comigo e sempre tiveram palavras de carinho e compreensão nos momentos difíceis. Graças por seus conselhos e motivação, vocês são a base da minha vida.

Em especial quero agradecer ao professor Djalma por sua colaboração, apoio e ensinamentos. Suas valiosas informações foram de grande ajuda durante todo este tempo e contribuíram a meu crescimento profissional. Agradeço também a todos os professores com os que tive contato durante o curso, são professores com um conhecimento excepcional e grande qualidade humana. Particularmente ao professor Glauco, agradeço sua colaboração e valiosas informações.

A meus amigos Brasileiros e Colombianos, graças por sua amizade, com vocês passei momentos inesquecíveis.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO COM MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Cristian Camilo Oliveros Hincapié

Abril/2013

Orientadores: Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

O objeto de estudo desta dissertação é avaliar o desempenho das redes aéreas de distribuição quando é integrada geração fotovoltaica em diferentes pontos da rede. As redes de distribuição atuais estão em funcionamento desde parte do século passado e estão projetadas para trabalhar com um tipo de geração centralizado, portanto são responsáveis por transportar e distribuir a eletricidade gerada nos centros de produção até os consumidores. Como resultado, o fluxo de potência é sempre unidirecional em um alimentador radial típico de distribuição. Com a instalação de pequenos geradores solares fotovoltaicos nos pontos de consumo final, podem-se apresentar fluxos de potência inversos desde os pontos de consumo final até a subestação de distribuição, mudando completamente a operação da rede. Estes fluxos de potência inversos podem gerar diferentes impactos na rede de distribuição, como elevações de tensão, sobrecarga dos condutores da rede, desequilíbrios de tensão, e operações não desejadas nos dispositivos de controle e proteção. Nos estudos de casos realizados, foi simulada a instalação geração fotovoltaica monofásica de pequeno porte (até 5 KW), nos pontos de consumo final em dois modelos de redes reais de distribuição em MT e BT. As simulações foram realizadas no software SIMULIGHT versão 3.00.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

PERFORMANCE ASSESSMENT OF AIR DISTRIBUTION NETWORKS WITH
SOLAR PHOTOVOLTAIC MICROGENERATION

Cristian Camilo Oliveros Hincapié

April/2013

Advisors: Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

The subject of this dissertation is to evaluate the performance of the the overhead distribution network when photovoltaic generation is integrated at different points in the network. The current distribution networks are in operation since part of the last century, designed to work with a kind of centralized generation; both are responsible for transporting and distributing the electricity generated in the centers of production to consumers, resulting in a of unidirectional power flow. With the installation of small solar photovoltaic generators at the point of final consumption, the manner in which the network operates changes totally due to possible reversals in the power flow from the points of final consumption to the distribution substation. These changes in power flow can generate different impacts on the distribution network, as voltage increases, overloads of the network, voltage imbalances, and unwanted operations of protection and control devices. In the studied cases, small it was simulated the installation of small single-phase generation photovoltaic (up to 5 KW) was installed in a at the points of final consumption in both models of real networks of MV and LV distribution. SIMULIGHT software version 3.00 was used to perform the simulations.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	1
INTRODUÇÃO	1
1.1 MOTIVAÇÃO:	3
1.2 RESUMO BIBLIOGRÁFICO:	4
1.3 OBJETIVOS	10
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO	10
CAPÍTULO 2	12
REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO	12
2.1 REDE DE ALTA TENSÃO	13
2.2 REDE DE MEDIA TENSÃO	14
2.2.1 PRIMÁRIO SELETIVO	16
2.3 REDE DE BAIXA TENSÃO	17
2.3.1 REDES SECUNDÁRIAS AÉREAS.....	17
2.3.2 REDES RETICULADA	18
2.4 CONTROLE DE TENSÃO	18
2.4.1 BANCO DE CAPACITORES	18
2.4.2 REGULADORES DE TENSÃO.....	21
2.4.3 TRANSFORMADORES COM COMUTAÇÃO DE TAP.....	23
2.5 PERDAS TÉCNICAS	25
2.5.1 MEDIDORES DE ENERGIA ATIVA.....	26
2.5.2 RAMAL DE LIGAÇÃO	26
2.5.3 REDE SECUNDÁRIA	26

2.5.4	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO.....	27
2.5.5	REDE PRIMÁRIA	27
2.5.6	SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO	27
2.6	GRAU DE DESEQUILÍBRIO.....	27
CAPÍTULO 3		31
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA		31
3.1	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA CÉLULA.....	32
3.1.1	CONVERSÃO DE ENERGIA	32
3.1.2	TIPOS DE CÉLULAS.....	33
3.2	MODELO DO GERADOR FOTOVOLTAICO.....	34
3.2.1	MODELO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	34
3.2.2	MODELADO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	36
3.3	Representação em Estudos de Regime Quase-Estático.....	37
3.4	IMPACTO DA GFV NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	38
3.4.1	AUMENTOS E VARIAÇÕES NA TENSÃO	38
3.4.2	DISTORÇÃO HARMÔNICA.....	39
3.4.3	COORDENAÇÃO DE CONTROLE DE TENSÃO	39
3.4.4	LIMITES DE CARREGAMENTOS	40
3.4.5	CONTRIBUIÇÃO À CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO	42
3.5	IMPACTO DOS DISTÚRBIOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA GFV ...	43
3.5.1	IMPACTOS POR DISTÚRBIOS DE TENSÃO.....	43
3.5.2	CURTO-CIRCUITO EM INSTALAÇÕES ELÉTRICAS.....	44
CAPÍTULO 4		45
METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO		45
4.1	OBJETIVOS DOS ESTUDOS DE SIMULAÇÃO	45
4.2	AMBIENTE DE SIMULAÇÃO	45
4.3	FLUXO DE POTÊNCIA E SIMULAÇÃO DA DINÂMICA.....	46

4.4	SIMULAÇÃO CRONOLÓGICA	46
4.5	SOFTWARE DE SIMULAÇÃO UTILIZADO	48
4.5.1	CARACTERÍSTICAS DO SIMULIGHT	49
4.5.2	TIPOS DE ESTUDOS.....	49
4.6	CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO	49
4.6.1	ALEATORIEDADE	50
4.6.2	SIMULAÇÃO.....	50
4.6.3	MÉDIAS DA TENSÃO DE FASE.....	51
4.6.4	DESVIO PADRÃO.....	51
4.6.5	FLUXOS DE POTÊNCIA INVERSOS.....	51
4.6.6	DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO	51
	CAPÍTULO 5	53
	RESULTADOS DOS ESTUDOS	53
5.1	SISTEMAS TESTES.....	53
5.1.1	REDE DE BT DE 29 BARRAS	54
5.1.2	REDE DE MT DE 34 BARRAS MODIFICADO	56
5.2	RESULTADO DO SISTEMA BT29	59
5.2.1	CONDIÇÃO SEM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	59
5.2.2	GFV EM 10% DAS BARRAS	63
5.2.3	GFV EM 50% DAS BARRAS	68
5.2.4	GFV EM 80% DAS BARRAS	73
5.2.5	GFV EM 100% DAS BARRAS	78
5.3	RESULTADO DO SISTEMA MT34	84
5.3.1	RESULTADOS SEM GFV	84
5.3.2	GFV EM 10% DAS BARRAS DE BT	93
5.3.3	GFV EM 50% DAS BARRAS DE BT	102
5.3.4	GFV EM 80% DAS BARRAS DE BT	112

5.3.5 GFV EM 100% DAS BARRAS DE BT	119
CAPÍTULO 6	129
CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	129
6.1 TRABALHOS FUTUROS	132
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	133

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Consumo Final de Energia Renovável global. 2010 Fonte: (REN21)	3
Figura 1.2 – Capacidade fotovoltaica total no mundo, 1995 – 2011. Fonte: (Ren21).....	4
Figura 2.1 – Alimentador de distribuição simples.	13
Figura 2.2 – Arranjos típicos de redes de subtransmissão	14
Figura 2.3 – Capacitores instalados na barra da subestação e ao longo dos alimentadores	20
Figura 2.4 – Reguladores de tensão instalados ao longo dos alimentadores.....	22
Figura 2.5 – Regulador monofásico tipo A	22
Figura 2.6 – Configurações do regulador de tensão	25
Figura 3.1 – Sistema Fotovoltaico conectado à rede	32
Figura 3.2 – Princípio da célula fotovoltaica	33
Figura 3.3 – Modelo da célula fotovoltaica com um diodo	35
Figura 3.4 – Circuito equivalente do modulo fotovoltaico	37
Figura 3.5 – Fluxos de Potência em um alimentador radial de BT	41
Figura 3.6 – Fluxos de Potência em um alimentador radial de BT com GFV	42
Figura 4.1 – SIMULIGHT V.3.00	48
Figura 5.1 – Perfil de variação horária de carga	54
Figura 5.2 – Perfil de variação horária de geração fotovoltaica	54
Figura 5.3 – Rede de baixa tensão (BT29)	55
Figura 5.4 – Rede de média tensão (MT34)	56
Figura 5.5 – Tensões de fase ramal 1 sem GFV (12:00)	60
Figura 5.6 – Tensões de fase ramal 2 sem GFV (12:00)	60
Figura 5.7 – K% no ramal 1 sem GFV (12:00)	61
Figura 5.8 – K% no ramal 2 sem GFV (12:00)	61
Figura 5.9 – Tensões de fase ramal 1 sem GFV (19:00)	62
Figura 5.10 – Tensões de fase ramal 2 sem GFV (19:00)	62
Figura 5.11 – K% no ramal 1 sem GFV (19:00)	63
Figura 5.12 – K% no ramal 2 sem GFV (19:00)	63

Figura 5.13 – Média das Tensões de fase ramal 1 com 10% GFV	65
Figura 5.14 – Média das Tensões de fase ramal 2 com 10% GFV	65
Figura 5.15 – Desvio Padrão em barra 18 com 10% GFV durante o dia.....	66
Figura 5.16 – MW em rede de distribuição de BT29 com 10% GFV	66
Figura 5.17 – K% em ramal 1 com 10% GFV e sem GFV	67
Figura 5.18– K% em ramal 2 com 10% GFV e sem GFV	67
Figura 5.19 – K% em barra 4 com 10% GFV e sem GFV	68
Figura 5.20 – Média das tensões de fase ramal 1 com 50% GFV	70
Figura 5.21 – Média das tensões de fase ramal 2 com 50% GFV	70
Figura 5.22 – Desvio Padrão em barra 28 com 50% GFV	71
Figura 5.23 – MW em Ramal 1 e Ramal 2 com 50% GFV	71
Figura 5.24 – K% em ramal 1 com 50% GFV e sem GFV	72
Figura 5.25 – K% em ramal 2 com 50% GFV e sem GFV	72
Figura 5.26 – K% em barra 17 com 50% GFV e sem GFV	73
Figura 5.27 – Média das tensões de fase em ramal 1 com 80% GFV	75
Figura 5.28 – Média das tensões de fase em ramal 2 com 80% GFV	75
Figura 5.29 – Desvio Padrão em barra 17 com 80% GFV	76
Figura 5.30 – MW em Ramal 1 e em Ramal 2 com 80% GFV.....	77
Figura 5.31 – K% em Ramal 1 sem GFV e com 80% GFV	77
Figura 5.32 – K% em Ramal 2 sem GFV e com 80% GFV	78
Figura 5.33 – K% em barra 28 sem GFV e com 80% GFV	78
Figura 5.34 – Médias de tensão em ramal 1 com 100% GFV.....	80
Figura 5.35– Médias de tensão em ramal 2 com 100% GFV.....	80
Figura 5.36 – Desvio Padrão em Barra 18 com 100% GFV	81
Figura 5.37 – MW em Ramal 1 e Ramal 2 com 100% GFV	82
Figura 5.38 – K% em Ramal 1 sem GFV e com GFV	82
Figura 5.39 – K% em Ramal 2 sem GFV e com GFV	83
Figura 5.40 – K% em Barra 14 sem GFV e com 100% de GFV.....	83
Figura 5.41– Tensões de fase ramal 1 sem GFV e sem Regulação de tensão (12:00) ...	85
Figura 5.42 – Tensões de fase ramal 2 sem GFV e sem Regulação de tensão (12:00) ..	85
Figura 5.43 – Tensões de fase ramal 1 sem GFV e sem Regulação de tensão (19:00) ..	86
Figura 5.44– Tensões de fase ramal 2 sem GFV e sem Regulação de tensão (19:00) ...	86
Figura 5.45– Tensões de fase ramal 1 sem GFV e com Regulação de tensão (12:00)...	87
Figura 5.46 – Tensões de fase ramal 2 sem GFV e com Regulação de tensão (12:00) ..	87

Figura 5.47 – Atuação do regulador de tensão na barra 832 no dia. Sem GFV	88
Figura 5.48 – Atuação do regulador de tensão na barra 832, (1:00).....	89
Figura 5.49 – Atuação do regulador de tensão na barra 832, hora: (8:00 às 11:00).....	89
Figura 5.50 – Atuação do regulador de tensão na barra 832, (16:00 às 19:00).....	90
Figura 5.51 – Atuação do regulador de tensão na barra 832, (21:00 às 24:00).....	90
Figura 5.52 – K% no ramal 1 sem e com Regulação de tensão (12:00)	91
Figura 5.53 – K% no ramal 2 sem e com Regulação de tensão (12:00)	91
Figura 5.54 – K% nas tensões de fase no ramal 1 (19:00).....	92
Figura 5.55 – K% nas tensões de fase no ramal 2 (19:00)	92
Figura 5.56 – K% em barra 832 durante o dia	93
Figura 5.57 – Média das Tensões de fase ramal 1 com 10 % GFV sem Regulação de tensão. (12:00)	94
Figura 5.58 – Média das Tensões de fase ramal 2 com 10 % GFV sem Regulação de tensão. (12:00)	94
Figura 5.59 – Média das Tensões de fase ramal 1 com 10 % GFV e com Regulação de tensão. (12:00)	95
Figura 5.60 – Média das Tensões de fase ramal 2 com 10 % GFV e com Regulação de tensão. (12:00)	95
Figura 5.61 – MW em Trafo 832 – 888	96
Figura 5.62 – MW em Ramal 1 e Ramal 2 para 10% de GFV	97
Figura 5.63 – Média das tensões de fase na barra 832 no dia com 10% GFV	97
Figura 5.64 – Tensões de fase na barra 832 no dia com 10% de GFV	98
Figura 5.65 – Desvio Padrão em Barra 832 Sem Regulação de tensão e com 10% GFV	98
Figura 5.66 – Desvio Padrão em Barra 832 Com Regulação de tensão e com 10% GFV	99
Figura 5.67 – K% em ramal 1 com 10% de GFV	99
Figura 5.68 – K% em ramal 2 com 10% de GFV	100
Figura 5.69 – K% em ramal 1 com 10% de GFV e sem GFV	100
Figura 5.70 – K% em ramal 2 com 10% de GFV e sem GFV	101
Figura 5.71 – K% para a barra 832 com 10% de GFV e sem GFV.....	102
Figura 5.72 – K% em barra 28 com 10% de GFV e sem GFV	102
Figura 5.73 – Média das tensões de fase no Ramal 1 com 50% GFV e sem Regulação de tensão	103

Figura 5.74 – Média das tensões de fase no Ramal 2 com 50% GFV e sem Regulação de tensão	103
Figura 5.75 – Média das tensões de fase no Ramal 1 com 50% GFV e com Regulação de tensão.....	104
Figura 5.76 – Média das tensões de fase no Ramal 1 com 50% GFV e com Regulação de tensão.....	104
Figura 5.77– MW em Ramal 2 entre as barras 27:28	105
Figura 5.78 – MW em Ramal 1 e em ramal 2 com 50% GFV	106
Figura 5.79 – MW em Trafo 832 – 888.....	106
Figura 5.80 – Tensões de fase na barra 832 com 50% GFV	107
Figura 5.81 – Desvio Padrão Barra 832 com 50% GFV e sem Regulação de tensão ..	108
Figura 5.82 – Desvio Padrão Barra 832 com 50% GFV e com Regulação de tensão ..	108
Figura 5.83 – K% em ramal 1 com 50% de GFV.....	109
Figura 5.84 – K% em ramal 2 com 50% de GFV	109
Figura 5.85 – K% em ramal 1 com 50% de GFV e sem GFV	110
Figura 5.86 – K% em ramal 2 com 50% de GFV e sem GFV	110
Figura 5.87 – K% em barra 832 com 50% de GFV e sem GFV	111
Figura 5.88 – K% em barra 17 com 50% de GFV e sem GFV	111
Figura 5.89 – Média das tensões de fase no Ramal 1 com 80% GFV e Sem Regulação de tensão.....	112
Figura 5.90 – Média das tensões de fase no Ramal 2 com 80% GFV e Sem Regulação de tensão.....	112
Figura 5.91 – Média das tensões de fase no Ramal 1 com 80% GFV e com Regulação de tensão.....	113
Figura 5.92 – Média das tensões de fase no Ramal 2 com 80% GFV e com Regulação de tensão.....	114
Figura 5.93 – MW em Ramal 1 e Ramal 2 com 80% de GFV.....	115
Figura 5.94 – MW em trafo 832 – 888 com 80% de GFV.....	115
Figura 5.95 – Tensões de fase na barra 832 no dia_80% GFV	116
Figura 5.96 – Desvio Padrão Barra 832 com 80% GFV e sem Regulação de tensão ..	116
Figura 5.97 – Desvio Padrão Barra 832 com 80% GFV e com Regulação de tensão ..	117
Figura 5.98 – K% em ramal 1 com 80% de GFV.....	118
Figura 5.99 – K% ramal 2 com 80% de GFV	118
Figura 5.100 – K% barra 832 com 80% de GFV	119

Figura 5.101 – K% barra 18 com 80% de GFV	119
Figura 5.102 – Média das tensões de fase no Ramal 1 com 100% GFV e Sem Regulação de tensão	120
Figura 5.103 – Média das tensões de fase no Ramal 2 com 100% GFV e Sem Regulação de tensão	120
Figura 5.104 – Média das tensões de fase no Ramal 1 com 100% GFV com Regulação de tensão	121
Figura 5.105 – Média das tensões de fase no Ramal 2 com 100% GFV com Regulação de tensão	121
Figura 5.106 – MW em Ramal 1 e Ramal 2 de BT com 100% GFV	122
Figura 5.107 – MW em Trafo 832 – 888 com 100% GFV	122
Figura 5.108 – Tensões de fase na barra 832 no dia_100% GFV	123
Figura 5.109 – Desvio Padrão Barra 832 com 100% GFV e sem Regulação de tensão	123
Figura 5.110 – Desvio Padrao Barra 832 com 100% GFV e com Regulação de tensão	124
Figura 5.111 – K% em Ramal 1 com 100% GFV	124
Figura 5.112 – K% em Ramal 2 com 100% GFV	125
Figura 5.113 – K% em Barra 832 com 100% GFV	125
Figura 5.114 – K% em Barra 18 com 100% GFV.....	126
Figura 5.115 – K% em Ramal 1e Ramal 2 para todas as condições de geração	127

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – GFV conectada à rede, 2005 – 2009.....	31
Tabela 5.1 – Injeções de Potência Ativa e Reativa Rede BT29	55
Tabela 5.2 – Configurações de geração 10 % GFV.....	64
Tabela 5.3 – Configurações de geração 50 % GFV.....	69
Tabela 5.4 – Configurações de geração 80 % GFV.....	74
Tabela 5.5 – Configurações de geração 100 % GFV.....	79

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O setor elétrico e a sociedade em seu conjunto enfrentam desafios consideráveis no século XXI. Nos últimos anos vêm sendo realizadas conferências de grande interesse em muitos dos países mais importantes do mundo em procura de encontrar soluções em temas de desenvolvimento sustentável e mudança climática. Uma das maiores preocupações dos países desenvolvidos está relacionada com a grande quantidade de gases de efeito estufa emitida no mundo para a produção de energia, já que o modelo convencional amplamente adotado para a produção de energia elétrica nos países desenvolvidos baseia-se na queima de recursos de origem fóssil (e.g. carvão e derivados do petróleo). Uma das ações básicas que foram propostas nos diferentes eventos sobre mudança climática e desenvolvimento sustentável estimula promover o uso de fontes energéticas renováveis para a geração de eletricidade. Devido às características técnicas e econômicas das fontes utilizadas, muitas delas são inseridas nas redes elétricas na forma de geração distribuída.

O modelo atual de geração de energia caracteriza-se por ser um modelo de geração centralizada onde usinas de grande porte são instaladas perto das fontes energéticas, em especial perto de florestas com rios de elevadas quedas de água e minas de carvão, conseguindo gerar milhares de megawatts. Esta energia gerada é transportada mediante linhas de transmissão por milhares de quilômetros até os centros de consumo. Para reduzir as perdas nas linhas de transmissão, as tensões são elevadas do valor com o qual foi gerada para o valor de transporte que é de centenas de milhares de volts.

O novo modelo energético pretende transformar o sistema atual em um sistema distribuído, em que qualquer agente ligado à rede tem a capacidade de fornecer energia, permitindo a criação de microgeradores, evitando uma dependência direta em todo

momento da geração centralizada. Este novo modelo energético procura diminuir drasticamente as perdas pelo transporte energético e facilitar a conexão à rede de todo tipo de energias renováveis, em especial nos pontos de consumo, passando de um modelo de geração centralizada a um modelo de geração distribuída, apresentando ganhos ambientais em comparação com a queima de recursos fósseis. Neste novo modelo de desenvolvimento sustentável, as energias de origem renováveis, são consideradas como fontes de energia inesgotáveis, e com a peculiaridade de ser consideradas energias limpas, com as seguintes características: representam um baixo impacto ambiental, a sua utilização não tem riscos potenciais, indiretamente implicam um enriquecimento dos recursos naturais e são uma alternativa as fontes de energia convencionais.

Considerando as vantagens ambientais e a integração do usuário ao modelo de energia baseado na geração distribuída com fontes renováveis, pode-se considerar que ela será amplamente instalada nas redes elétricas. Entretanto uma considerável quantidade de geração distribuída na rede suscita vários aspectos relativos ao próprio funcionamento técnico da rede de distribuição.

Nos últimos anos, muitos estudos acadêmicos importantes têm sido desenvolvidos devido ao grande interesse que este tema apresenta, dos pontos de vista técnico e econômico. Muitas empresas geraram documentos das experiências próprias e várias organizações procuraram gerar normas técnicas. A revisão bibliográfica apresentará alguns destes trabalhos, que foram analisados como base para cumprir com os objetivos propostos nesta dissertação, como é o caso do trabalho realizado por (Shayani, 2010), no qual, é especificado um método para determinar o limite da penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição. No entanto esta análise é realizada em um modelo de distribuição simétrico e equilibrado, considerando somente impedâncias de sequência positiva. Tendo como base os modelos das redes de distribuição apresentadas em (Ochoa, 2003), esta dissertação apresenta o estudo da avaliação da integração de geração fotovoltaica em redes distribuição baseado em uma modelagem trifásica.

1.1 MOTIVAÇÃO:

A inserção da geração distribuída conectada às redes de distribuição terá um crescimento ainda maior devido às facilidades oferecidas pela implementação da Smart Grid. Em particular, as novas fontes renováveis, tais como eólica e solar, deverão aumentar bastante sua participação nesse processo.

As fontes de energia renováveis cresceram até atingir um valor estimado de 16,7 % do consumo de energia global em 2010. Deste total, um estimado de 8,2 % é derivado das novas fontes renováveis, tais como pequenas centrais hidrelétricas, vento, solar, geotérmicas, biocombustíveis e biomassa. Isto é observado na Figura 1.1 (REN21, 2011).

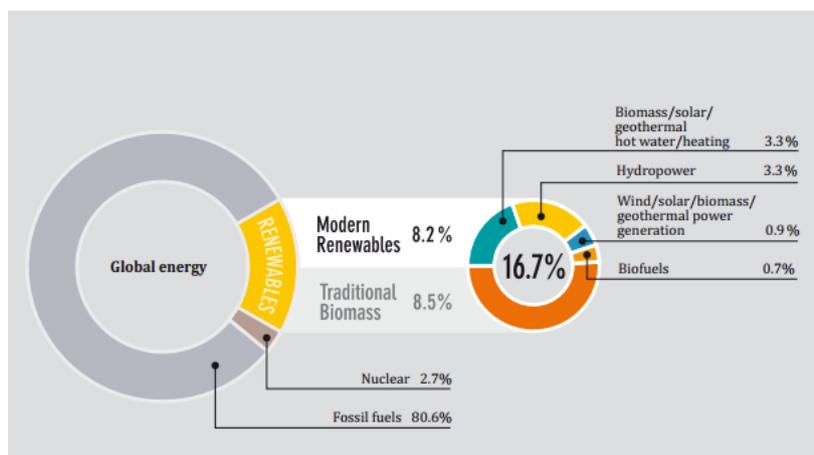


Figura 1.1 – Consumo Final de Energia Renovável global. 2010 Fonte: (REN21)

Durante o período entre o final do ano 2006 até 2011, a capacidade global total instalada das principais tecnologias de energia renovável cresceu a taxas muito rápidas. A geração fotovoltaica foi a que apresentou maior crescimento de todas as fontes renováveis durante este tempo, incrementando a capacidade de operação em uma média anual de 58%. Para o ano de 2011, quase 30 GW de capacidade de geração fotovoltaica entraram em operação em todo o mundo, incrementando o global total em 74 % a quase 70 GW, como é observado na Figura 1.2 (REN21, 2011).

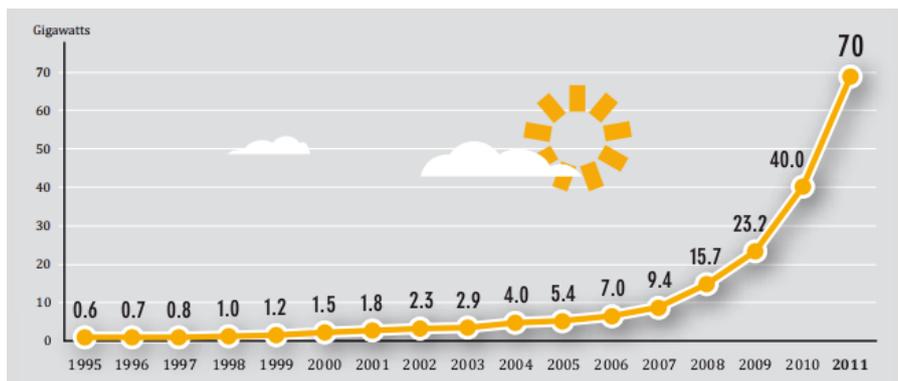


Figura 1.2 – Capacidade fotovoltaica total no mundo, 1995 – 2011. Fonte: (Ren21)

A integração de geração distribuída às redes de distribuição introduz uma série de problemas técnicos que podem ser resolvidos através das tecnologias disponibilizadas pela Smart Grid, desde que sejam bem entendidos e modelados do ponto de vista do desempenho da rede elétrica. Alguns destes problemas tornam-se ainda mais complicados devido às incertezas da geração em alguns segundos, minutos ou horas. As variações de poucos segundos podem, por exemplo, gerar conflitos com os dispositivos de controle tradicionais utilizados nas redes de distribuição.

Estas razões anteriores motivaram ao estudo da interação de fontes fotovoltaicas conectadas à rede de distribuição, sendo este estudo uma parte importante no cenário da implementação da Smart Grid. Portanto, será simulado o comportamento de redes de distribuição de energia elétrica, com presença de fontes intermitentes de energia, baseado em um ambiente computacional integrado de simulação estática e dinâmica.

1.2 RESUMO BIBLIOGRÁFICO:

Estudos diversos vêm sendo desenvolvidos em todo o mundo com respeito à integração de fontes de energia renovável em redes de distribuição. Muitos destes estudos utilizam como base a geração fotovoltaica por ser o tipo de geração distribuída com maior crescimento e maior instalação em níveis de tensão residencial. Como é o caso do relatório produzido por (PVUSCALE, 2008), o qual está dirigido aos impactos mútuos entre os sistemas fotovoltaicos interconectados à rede, e a rede de distribuição. Neste relatório, são apresentados os resultados de uma revisão realizada em 100 artigos e

relatórios produzidos na Áustria, França, Alemanha, Holanda, Espanha, Reino Unido e Japão.

As conclusões apresentadas em (PVUSCALE, 2008) foram extraídas de um documento anexo (PVUSCALE, 2007), no qual são especificadas as diferentes questões que impactam a rede de distribuição com a integração de geração distribuída, como aumentos e variações de tensão, harmônicas de corrente, inversões no fluxo de potência, sobrecarga na rede de distribuição, entre outros. Da mesma forma, são estudados os impactos que a rede de distribuição causa na geração distribuída, como são os afundamentos e os aumentos de tensão da rede, curto-circuito nas redes de distribuição, e harmônicas e inter-harmônicas nas tensões da rede de distribuição.

Nos Estados Unidos, as fontes renováveis de energia compõem um valor estimado de 39% de adição da capacidade elétrica no ano 2011. Da mesma forma que para Europa, muitos relatórios e estudos foram produzidos em temas sobre integração de fontes renováveis à rede. Como é o caso do estudo feito pelo U.S. Department of Energy durante a primavera do ano 2007. O resultado foi o relatório *The Renewable Systems Interconnection* (Bebic, 2008), estudo que abordou os desafios técnicos e analíticos que devem ser levados em conta para permitir níveis altos de penetração de geração distribuída a partir de fontes renováveis de energia.

O conceito de microrredes é tratado em (Bebic, 2008), especificando as diferentes mudanças nas metodologias de controle e proteção comparada com as metodologias usadas para tipos de geração centralizada, já que a microrrede usa múltiplos geradores em locais dispersos. Estes geradores distribuídos não devem afetar a confiabilidade, regulação de tensão, ou de qualidade de energia, enquanto a maior parte da microrrede está interligada.

O tema de uso de fontes renováveis de energia nos últimos anos tem um crescimento significativo devido aos benefícios ambientais, socioeconômicos e tecnológicos que introduz sua aplicação nos diferentes setores energéticos. Importantes conferências, simpósios, e discussões são realizadas em todo o mundo, como são as conferências sobre mudança climática, e desenvolvimento sustentável. Quantidades de

documentos e compromissos por parte de todos os governos do mundo são geradas procurando limitar a quantidade de gases de efeito estufa emitidas diariamente no mundo.

Um exemplo destes tipos de discussões é o (REN21, 2011). O REN21 ou *Renewables Global Futures Report* que inclui diferentes partes interessadas em temas de geração com fontes renováveis de energia, conectando governos, instituições internacionais, organizações não governamentais, a indústria, e diferentes grupos com iniciativas no tema. Este relatório é baseado em entrevistas com perto de 150 especialistas em todo o mundo, e consultas intensivas de trabalhos realizados, explorando o leque de possibilidades do uso de energia renováveis em condições gerais.

No entanto, existe um caminho muito grande a ser percorrido para proporcionar energia a todo mundo a partir de fontes renováveis. Condições técnicas e econômicas produzem certas limitações para a integração de geração distribuída em redes de distribuição, além da falta de regulamentação e padronização para que a penetração da geração distribuída beneficie a rede, em vez de produzir complicações técnicas. Só poucas normas regulam a conexão de geração distribuída na rede de distribuição, como exemplo, as normas IEEE Std 1547 – 2003 “*IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*” e IEEE Std 929 – 2000 “*IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*”.

Normalmente, estas normas procuram estabelecer limites de penetração da geração distribuída em redes de distribuição, partindo de certas condições de operação da rede de distribuição. Estes limites de penetração foram estudados na tese desenvolvida em (Shayani, 2010), na qual é estabelecida uma metodologia para determinar o limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em sistemas radiais de distribuição, que destaca os critérios de aumento de tensão e de capacidade térmica de condutores e transformadores como limitadores. Nesta metodologia é considerado que o sistema elétrico é trifásico, simétrico e equilibrado. Os limites são especificados segundo os impactos da geração distribuída na rede de distribuídas especificadas em (PVUSCALE, 2008).

Complementar ao trabalho descrito anteriormente, foi publicado um artigo (Shayani, De Oliveira, 2011), no qual são apresentados e discutidos alguns estudos que

provam que a ampacidade do condutor e os aumentos de tensão são fatores limitantes que se manifestam em diferentes condições. Estes estudos destacam as situações nas quais as sobrecargas das linhas são mais restritivas que os aumentos de tensão. Variações na tensão da subestação, carga, e fator de potência, são simuladas em um sistema de distribuição radial simplificado, obtendo a quantidade de geração distribuída que pode ser instalada. Para o caso de sistemas de distribuição existentes, foi desenvolvida uma formulação matemática para determinar a quantidade de geração distribuída que pode ser instalada.

No artigo (Smith, Rylander, 2012) são discutidas certas questões necessárias para permitir altos níveis de geração distribuída em redes de distribuição. Impactos espaciais e de tempo são incertos ainda para adotar uma proporção de geração fotovoltaica. Modelos eficientes e sistemas desenvolvidos com grande número de geradores fotovoltaicos são cenários cada vez mais importantes, mas ainda, difíceis de aplicar. É proposta uma análise rápida enfocada na regulação de tensão, baseada em uma metodologia de distribuição automática de geração fotovoltaica sobre o sistema de distribuição em pontos de carga. Esta metodologia aborda Análises estocásticas, as quais são descritas como o processo que analisa os impactos de um grande número de geradores aleatórios em desenvolvimentos futuros de sistemas fotovoltaicos instalados na rede. Este processo determina a capacidade de instalação de geração fotovoltaica em um alimentador específico, considerando critérios de localização e capacidade. Estes critérios são aplicados neste trabalho.

Impactos das séries de tempo são estudados em (Smith, Dugan, Sunderman, 2011), especificando as considerações que devem ser dadas às variações naturais das fontes distribuídas. Tendo em contas as variações naturais em tempo das fontes distribuídas e da carga, associando estas variações com os equipamentos de controle (Reguladores de tensão, banco de capacitores, etc.).

Os trabalhos descritos anteriormente especificam as diferentes questões que impactam as tensões nas unidades consumidoras, como tema principal, quando é instalada geração distribuída na rede de distribuição. No entanto, no artigo proposto em (Smith, Dugan, Sunderman, 2011) é realizada uma análise sob o comportamento dos dispositivos de controle e proteção quando é integrada geração fotovoltaica na rede.

No artigo (Kojovic, 2002) são estudados os impactos técnicos que tem a geração distribuída em reguladores de tensão quando é integrada em um sistema típico de distribuição. Dois modelos são usados para este estudo, no primeiro para estudos sem geração distribuída, enquanto no segundo são estudados os impactos da geração distribuída em reguladores de tensão. São apresentados resultados para as condições entre a iteração de geração distribuída com reguladores de tensão e banco de capacitores. Além disso, é discutida a otimização da geração distribuída e a operação dos reguladores de tensão e os capacitores.

Na dissertação de mestrado de (Padilha, 2010) é proposta uma análise comparativa entre diferentes estratégias de operação de dispositivos reguladores de tensão em sistemas de distribuição com a presença de geradores distribuídos. Tais estratégias são propostas como problemas de otimização não linear inteira mista em que se consideram diferentes modos de operação dos geradores distribuídos e duas funções objetivos distintas, tratadas de forma independente: minimização dos desvios de tensão nas barras e minimização das perdas elétricas.

As diferentes componentes de um sistema de distribuição são estudadas nos diferentes livros que tratam este tema. Por exemplo, de (Kagan, Oliveira, Robba, 2005) são analisadas as características principais das redes aéreas de distribuição em níveis de alta, média e baixa tensão. Conceitos mais gerais são tratados em (Kersting, 2002) tais como os modelos das linhas dos sistemas de distribuição, natureza da carga, características principais dos dispositivos de controle de tensão e análise dos alimentadores de distribuição. Estes mesmos termos gerais são estudados em (Short, 2003), além das questões principais sobre geração distribuída, complementando as pesquisas necessárias sobre as características das componentes dos sistemas de distribuição. Metodologias para o cálculo de perdas em sistemas de distribuição são estudadas em (Padilha, 2010), enquanto que, metodologias para o cálculo do fator de desequilíbrio de tensão são analisadas em (Ferraz, 2010).

Nos estudos realizados em (Ochoa, 2003) foram apresentados diferentes modelos de distribuição em níveis de tensão de média e baixa tensão. Nesta dissertação foi proposta uma modelagem geral para redes de distribuição radiais considerando modelos

a quatro fios com ou sem aterramento de neutro, e para diferentes modelos de transformadores e cargas. Dois modelos de redes reais de distribuição são propostos nos estudos de caso, o primeiro corresponde ao modelo de BT de 29 Barras da cidade de Bragança Paulista. Enquanto, o segundo modelo corresponde a uma rede de MT/BT de 34 barras. Este modelo foi publicado por primeira vez em 1992 por (IEEE Distribution Planning Working Group Report, 1991) e corresponde a um alimentador de distribuição atual localizado em Arizona.

Em (Marinho, 2008) é apresentado o desenvolvimento de uma ferramenta computacional capaz de simular o comportamento dinâmico dos sistemas de energia elétrica em condições desbalanceadas e na frequência fundamental. Empregando uma arquitetura de modelos definidos pelo usuário e recursos de diferenciação automática, a ferramenta permite que modelos trifásicos sejam mais facilmente desenvolvidos e utilizados no cálculo do fluxo de potência, e na estabilidade transitória de curta ou longa duração.

O (Manual do Usuário do Simulight V.3.00, 2001) corresponde ao manual do Software SIMULIGHT. O programa Simulight é um software para avaliação do desempenho dinâmico de sistemas de energia elétrica de grande porte, compreendendo os segmentos de geração, transmissão, sub-transmissão e distribuição. Tem como característica importante, a integração dos programas de fluxo de potência (análise estática) e estabilidade transitória (análise dinâmica) numa mesma interface gráfica com acesso a um único banco de dados.

Bibliografias importantes são apresentadas ao final de cada artigo, ao igual que nos resumos bibliográficos das diferentes dissertações e teses estudadas. Sendo uma boa fonte de consulta para o tema de interesse desta dissertação.

1.3 OBJETIVOS

A partir dos estudos analisados anteriormente, e baseado nos diferentes documentos técnicos e acadêmicos é proposta esta dissertação, agregando como consideração especial a atuação cronológica dos dispositivos de controle e proteção da rede. Tendo como objetivos:

- Avaliar mediante um ambiente computacional o desempenho das redes de distribuição quando são integradas fontes de geração fotovoltaicas em diferentes pontos da rede
- Verificar o impacto da geração fotovoltaica sob a atuação cronologia dos dispositivos de controle e proteção da rede

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

No capítulo 2 serão apresentados os conceitos básicos referentes à operação das redes de distribuição de acordo aos diferentes níveis de tensão. Neste capítulo também são descritos os principais dispositivos utilizados para o controle de tensão em sistemas elétricos de distribuição e as diferentes questões que afetam a qualidade do fornecimento de energia elétrica ao usuário final.

No capítulo 3 são apresentadas as características principais dos sistemas de geração fotovoltaica, indicando as considerações necessárias para a integrar geração fotovoltaica em redes de distribuição. Neste capítulo também são indicados os impactos mútuos entre a iteração da rede de distribuição com as fontes de geração fotovoltaica.

No capítulo 4 será apresentada a metodologia de simulação utilizada nesta proposta, os objetivos dos estudos de simulação, o tipo de simulação e os diferentes critérios de avaliação.

No capítulo 5 são apresentados sistemas testes utilizados nesta proposta. As características principais de cada sistema teste, os dados utilizados e considerações

especiais também são indicados. Neste capítulo também são apresentados os resultados obtidos nas simulações realizadas em cada sistema teste.

No capítulo 6 é realizada a conclusão da dissertação e propostas para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO

Os sistemas radiais de distribuição são caracterizados por ter um único caminho de direção para o fluxo da potência, desde a fonte alimentadora (subestações de distribuição) até cada consumidor (Kersting, 2002). Um típico sistema de distribuição é composto de uma ou mais subestações de distribuição suprindo a um ou mais alimentadores. As seguintes componentes podem fazer parte de um alimentador de distribuição:

1. Rede trifásica primária ou principal.
2. Redes trifásicas, bifásicas, ou monofásicas laterais.
3. Reguladores de tensão
4. Banco de capacitores
5. Transformadores de distribuição
6. Rede secundaria
7. Carga trifásica, bifásica, ou monofásica.

A carga de um alimentador de distribuição é inerentemente desbalanceada devido ao grande número de cargas monofásicas que devem ser atendidas. Um desequilíbrio adicional é introduzido pelo espaçamento não equilátero nos condutores trifásicos aéreos e os segmentos de linha aterrados (Kersting, 2002).

Devido à natureza do sistema de distribuição, os programas convencionais de fluxo de potência e curto-circuito usados para estudos de sistemas de transmissão não são adequados. Estes programas apresentam dificuldades de convergência para sistemas radiais e assumem que o sistema é perfeitamente balanceado pelo que é usado um sistema equivalente monofásico (Ochoa, 2003). A Figura 2.1 apresenta o diagrama de um alimentador de distribuição simples.

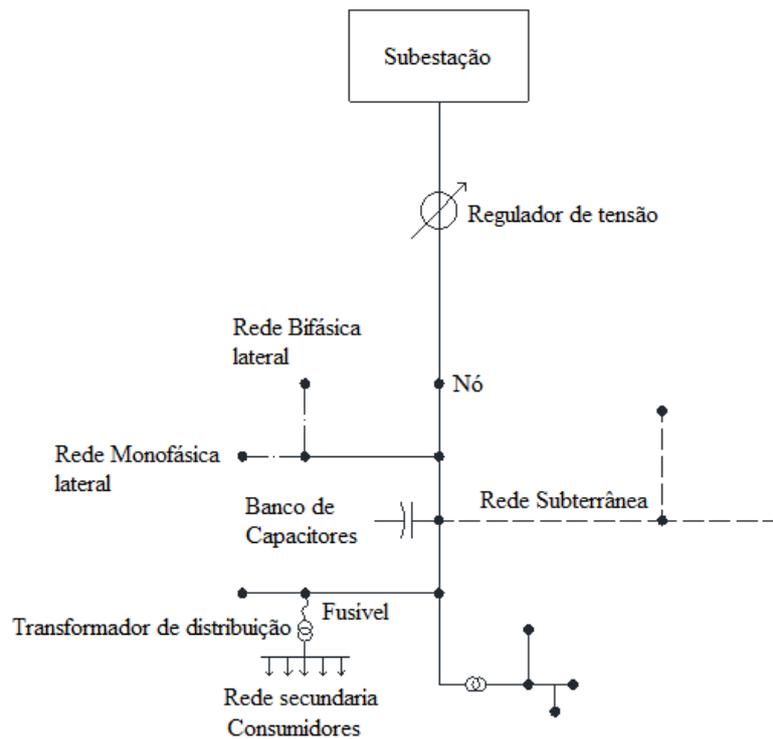


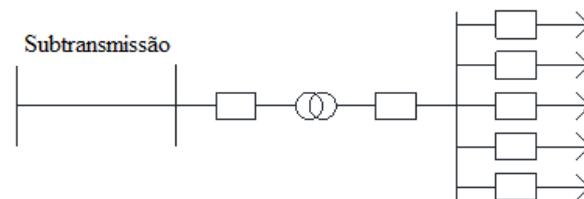
Figura 2.1 – Alimentador de distribuição simples.

2.1 REDE DE ALTA TENSÃO

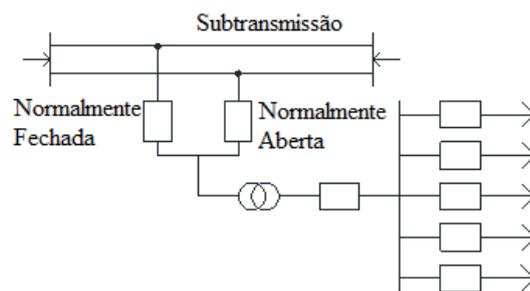
O sistema de sub-transmissão corresponde aos circuitos responsáveis por entregar energia às subestações de distribuição. Comumente as tensões de sub-transmissão operam em valores de 138 kV, 115 kV, 69 kV ou 34,5 kV (Short, 2003). Tem a capacidade de transporte de algumas dezenas de MW por circuito, usualmente de 20 a 150 MW. Os consumidores em tensão de subtransmissão são representados, usualmente, por grandes instalações industriais, estações de tratamento e bombeamento de água. (Kagan, de Oliveira, Robba, 2005).

O sistema de sub-transmissão apresenta a característica de poder operar em configuração radial, com possibilidade de transferência de blocos de carga quando de contingências. Com cuidados especiais, no que se refere à proteção, pode também operar em malha. Em (Kagan, de Oliveira, Robba, 2005) são apresentados os arranjos da Figura 2.2, estes são esquemas típicos utilizados em redes de sub-transmissão. De todos os

arranjos, a configuração radial, Figura 2.2a, é o mais simples e menos custoso. Mas a configuração radial apresenta o fornecimento menos confiável, já que uma falta na rede de sub-transmissão pode causar interrupções consideráveis na subestação de distribuição e no serviço de uma grande quantidade de usuários (Short, 2003). O arranjo da Figura 2.2b apresenta maior flexibilidade de operação e continuidade de serviço, já que tem duas fontes de suprimento, portanto, uma falta em um dos circuitos radial de sub-transmissão poderia não causar interrupções na subestação.



a) Rede 1



b) Rede 2

Figura 2.2 – Arranjos típicos de redes de subtransmissão

O tipo de arranjo a utilizar em um sistema de sub-transmissão depende de como a rede é desenvolvida, o lugar em que a carga é necessária agora e no futuro, os níveis da rede de distribuição, a quantidade de transmissão disponível, direitos disponíveis da rede e fatores econômicos (Short, 2003).

2.2 REDE DE MEDIA TENSÃO

As redes de distribuição primária são os circuitos de saída da subestação de distribuição. O alimentador principal corresponde a um tronco trifásico do qual se

derivam ramais, que usualmente são protegidos por fusíveis. Estes ramais laterais podem ser trifásicos, bifásicos ou monofásicos. Estas redes de distribuição tem a capacidade de transportar uma potência máxima de cerca de 12 MVA, na tensão de 13,8 KV, já que os troncos dos alimentadores empregam, usualmente, condutores de seção 336,4 MCM (Kagan, de Oliveira, Robba, 2005).

Existem diferentes configurações para os sistemas de distribuição. As maiorias das redes são de topologia radial, já que estas apresentam certas vantagens, tais como proteção simples contra curto-circuito, faltas de correntes baixas em outros circuitos, simples controle de tensão, simples predições dos fluxos de potência e custos baixos (Short, 2003). Os consumidores primários mais destacados são as instalações de iluminação pública, as indústrias de porte médio, os shoppings centers, etc. Pelo custo menor são comumente aéreas, mas para áreas de maior densidade de carga, como a zona central de uma cidade de grande tamanho, podem ser subterrâneas (Kagan, de Oliveira, Robba, 2005).

Os sistemas de distribuição primários têm diferentes formas e tamanhos. Estes arranjos dependem da disposição das ruas, a forma coberta pelo circuito, e a localização das cargas de grande porte. Em zonas urbanas, as redes aéreas são construídas utilizando-se postes, de concreto, ou de madeira tratada para zonas rurais, que suportam, em seu topo, a cruzeta, usualmente em madeira, com cerca de dois metros de comprimento, na qual são fixados os isoladores de pino. Utilizam-se condutores de alumínio com alma de aço, CAA, ou sem alma de aço, CA, nus ou protegidos. Os cabos protegidos estão destinados à proteção contra contatos ocasionais de objetos mediante uma capa externa de material isolante (Kagan, de Oliveira, Robba, 2005).

Para realizar manobras de transferência de carga é usual instalar-se num mesmo circuito, ou entre circuitos diferentes, chaves que operam abertas, as quais podem ser fechadas para realizar a operação. Evidentemente o circuito deve ter capacidade para transporte da carga transferida. Em regime normal de operação, é definido o número de circuitos que irão receber a carga a ser transferida como critério para a fixação do carregamento de circuitos. Usualmente, dois circuitos socorrem um terceiro e estabelece-se que o carregamento dos circuitos que receberão carga não exceda o correspondente ao limite térmico. Assim, sendo:

- n: número de circuitos que irão absorver carga do circuito em contingência;
 S_{term} : Carregamento correspondente ao limite térmico do circuito;
 S_{reg} : Carregamento do circuito para operação em condições normais;

Resulta para cada um dos circuitos que teriam absorvido a carga do circuito em contingência, um carregamento dado por:

$$S_{term} = S_{reg} + \frac{S_{reg}}{n}$$

Onde o carregamento de regime é dado por:

$$S_{reg} = \frac{n}{n+1} S_{term}$$

Que no caso de dois circuitos de socorro corresponde a 67% da capacidade de limite térmico. É possível aumentar a capacidade de carregamento dos alimentadores em operação normal, S_{reg} , aumentando a flexibilidade (maior “n”) através de chaves manobradas à distância (Kagan, de Oliveira, Robba, 2005).

2.2.1 PRIMÁRIO SELETIVO

Em (Kagan, de Oliveira, Robba, 2005) é apresentado um arranjo primário seletivo no qual a linha é construída em circuito duplo e os consumidores são ligados a ambos através de chaves de transferência, isto é, chaves que, na condição de operação normal, conectam o consumidor a um dos circuitos e, em emergência transferem-no para o outro. Estas chaves usualmente são de transferência automática, contando com relés que detectam a não existência de tensão em seus terminais, verificam a inexistência de defeito na rede do consumidor, e comandam o motor de operação de chave, transferindo automaticamente o consumidor para o outro circuito. Evidentemente a tensão do outro circuito deve ser não nula.

No arranjo primário seletivo cada circuito deve ter capacidade para absorver toda a carga do outro, logo, o carregamento admissível e condições normais de operação deve ser limitado a 50 % do limite térmico (Kagan, de Oliveira, Robba, 2005).

2.3 REDE DE BAIXA TENSÃO

É derivada da subestação transformadora e supre cargas comerciais ou residenciais, sejam monofásicas ou trifásicas, em nível de tensão de 220/127 V ou 380/220 V, em maior proporção cargas residenciais. Para cargas monofásicas, são utilizados três fios para entregar 120 V e 240 V (Short, 2003). Pode operar em malha ou radial. Alcança, por circuito, comprimentos da ordem de centenas de metros.

Em função do montante de potência transportada cada segmento do sistema define implicitamente o grau de confiabilidade que dele é exigido. Assim, a rede de baixa tensão é responsável por dezenas de KVA com a menor confiabilidade do sistema de distribuição. Neste contexto a rede de distribuição secundária usualmente não conta com recurso para o atendimento de contingências (Kagan, de Oliveira, Robba, 2005).

Tendo uma fonte única, a corrente circulante é reduzida proporcionando melhor distribuição de carga e uma melhor distribuição entre circuitos. Isto também reduz a possibilidade que a proteção da rede permaneça aberta sobre carga leve. Dadas estas dificuldades, ainda é possível alimentar redes, ou pontos localizados da rede, a partir de diferentes subestações ou barras separadas eletricamente (Short, 2003).

2.3.1 REDES SECUNDÁRIAS AÉREAS.

As redes secundárias aéreas, segundo (Kagan, de Oliveira, Robba, 2005), podem trabalhar em malha ou radial. A rede inicialmente é configurada em malha e quando atinge o limite de carregamento, evolui para a configuração radial, através da instalação de outro transformador e seccionamento da malha.

2.3.2 REDES RETICULADA

A rede reticulada segundo, (Kagan, de Oliveira, Robba, 2005), é constituída por um conjunto de malhas que são supridas por transformadores trifásicos, com seus terminais de baixa tensão inseridos diretamente nos nós do reticulado. Entre dois nós é usual utilizar-se, em cada fase, três cabos em paralelo. Isto é feito visando aumentar a confiabilidade e a capacidade de carregamento do sistema. O custo de este tipo de rede é demasiado elevado, portanto não é mais construído.

2.4 CONTROLE DE TENSÃO

O controle de tensão é uma função muito importante em um sistema de distribuição. Como as cargas nos alimentadores variam, as empresas distribuidoras tem que procurar uma forma de regular a tensão para que cada tensão nas unidades consumidoras permaneça com um nível aceitável. Os métodos mais comuns de controle de tensão são obtidos pela aplicação de reguladores de tensão, reguladores de tensão utilizando transformadores de potência com comutação de *tap*, e banco de capacitores (Kersting, 2002).

Estes dispositivos são utilizados em sistemas de distribuição de energia elétrica visando à redução de perdas de potência e minimização dos efeitos provocados pela queda de tensão ao longo dos alimentadores (Usida, 2007). A seguir serão apresentadas as características principais destes dispositivos utilizados no controle de tensão nos sistemas de distribuição de energia elétrica.

2.4.1 BANCO DE CAPACITORES

Os bancos de capacitores em sistemas de distribuição apresentam consideráveis vantagens. Mais notavelmente, os capacitores reduzem as perdas, liberam capacidade, e reduzem as quedas de tensão.

Quanto às perdas e a capacidade do circuito, os bancos de capacitores cancelam o excedente da potência reativa de motores e outras cargas com baixo fator de potência, tem a capacidade de diminuir a corrente de linha. Correntes reduzidas liberam capacidade,

o mesmo circuito pode suprir mais carga. As perdas na linha também são significativamente reduzidas já que dependem do quadrado da corrente (I^2R). Esse dispositivo eleva a tensão no alimentador, reduzindo uma parte das perdas produzidas pelas cargas do sistema (Usida, 2007).

Aplicados e controlados apropriadamente, os bancos de capacitores podem melhorar significativamente o rendimento dos circuitos de distribuição. Entanto, a aplicação não apropriada ou controlada pode fazer que a potência reativa dos bancos de capacitores gerem perdas e sobretensões (Usida, 2007).

Estes dispositivos são econômicos, fáceis de instalar, requerem pouca manutenção, e apresentam perdas muito baixas. Por este motivo, eles são bastante usados em sistemas de distribuição. Os bancos de capacitores são construídos com classificações (kvar) relativamente baixas para obter uma fabricação econômica e por motivos de engenharia. Unidades individuais são combinadas dentro de um banco adequado para obter um grande rango de capacidade a instalar (Kojovic, 2002).

Os capacitores não geram harmônicos, mas eles criam circuitos ressonantes com reatâncias que existem em todos os sistemas de potência. Então, se frequências harmônicas atingem frequências ressonantes, sobretensões e/ou sobrecorrentes podem ocorrer (Kojovic, 2002).

Para regular tensão, capacitores podem ser conectados em paralelo ou em serie com as cargas. Eles podem ser aplicados a sistemas com tensão de transmissão ou distribuição.

Bancos de Capacitores são conectados em paralelo com a carga. Eles compensam correntes reativas as quais reduzem as correntes totais na linha. Correntes reduzidas causam pequenas quedas de tensão na linha e estas incrementam as tensões nas unidades consumidoras. Ao mesmo tempo, o fator de potência é incrementado (Padilha, 2010).

A eficácia na melhoria da tensão usando capacitores depende da localização do capacitor. Uma ótima melhoria na tensão é conseguida através da localização de condensadores na carga.

O emprego dos bancos de capacitores nos sistemas de distribuição ocorre tanto na barra da subestação (Cshunt) quanto ao longo dos alimentadores (C1), como pode ser visto na Figura 2.3.

O banco de capacitores conectado a barra secundária da subestação, e especificado como Cshunt na Figura 2.3 é o encarregado de manter a tensão dentro dos limites estabelecidos através do controle de reativos.

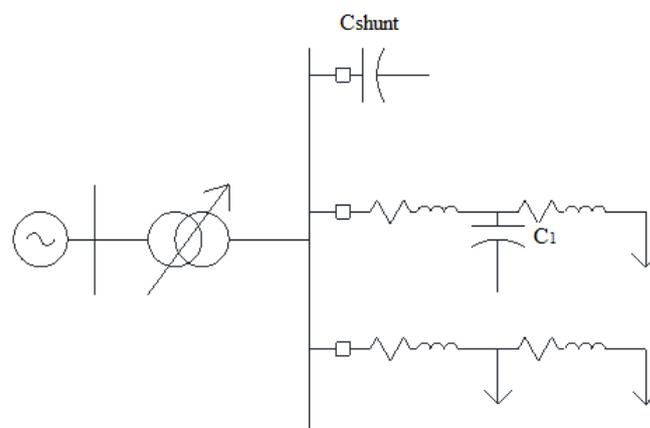


Figura 2.3 – Capacitores instalados na barra da subestação e ao longo dos alimentadores

A operação dos bancos de capacitores está fortemente ligada às necessidades do sistema, pelo que é pouco provável que em uma única operação todos eles sejam chaveados. Estas operações de chaveamento em subestação são acompanhadas diariamente por sistemas remotos supervisórios remotos ou por controladores locais (Padilha, 2010).

Quando o sistema tem carga leve, a presença de capacitores fixos pode elevar a tensão acima dos limites, isto cria a necessidade de utilizar capacitores chaveados. Em comparação com os capacitores chaveados, os capacitores fixos são mais fáceis de dimensionar e instalar, além de ser mais econômicos. Muitos sistemas utilizam bancos de capacitores com controle automatizado (Usida, 2007).

As principais estratégias para controle local dos capacitores são baseadas em estratégias tais como: Hora do dia, temperatura, tensão, potência reativa, fator de potência (dificilmente empregada), corrente. Estes controles podem combinar todas estas estratégias (Padilha, 2010).

Para controle remoto de capacitores as principais estratégias utilizadas são: despacho realizado pelo operador, despacho diário programado, despacho mediante medições de reativos na subestação e despacho utilizando combinação ente medições de variáveis na subestação e ao longo do alimentador (Padilha, 2010).

2.4.2 REGULADORES DE TENSÃO

Os reguladores de tensão consistem de um autotransformador e um mecanismo de ajuste automático de tap. Os reguladores possuem várias entradas, permitindo a configuração do número de enrolamentos de acordo com a variação da tensão de entrada. A mudança da tensão é obtida alterando os taps dos enrolamentos serie do autotransformador. A posição do tap é determinada por um circuito de controle (compensador de queda na linha). Os reguladores padrões contém uma chave rotatória que possibilita um intervalo de regulação de $\pm 10\%$, usualmente em 32 posições. Isto equivale a um 5/8 % de mudança por passo, ou 0.75 V de mudança por passo, para uma base de 120 V (Kersting, 2002).

A utilização destes dispositivos em sistemas de distribuição tem o objetivo de manter a tensão no secundário constante, compensando as variações de tensões do primário e do secundário. São comumente instalados em pontos entre os alimentadores em que a tensão não consegue ser regulada pela subestação. A Figura 2.4 mostra reguladores de tensão instalados ao longo dos alimentadores (Usida, 2007).

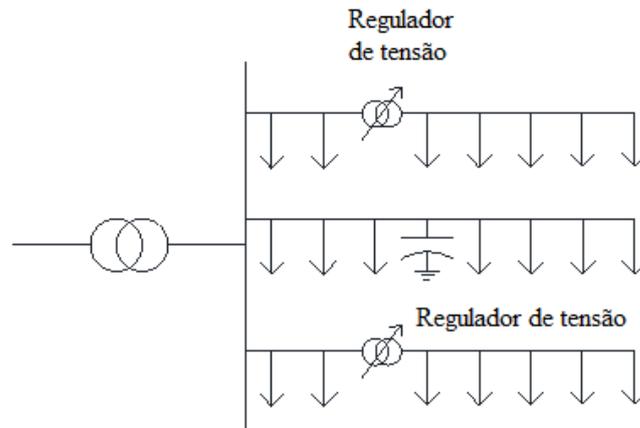


Figura 2.4 – Reguladores de tensão instalados ao longo dos alimentadores

Um regulador monofásico tem três terminais: A fonte (*Source, S*), a carga (*Load, L*) e a fonte-carga (*Source-Load, LS*). Os enrolamentos séries estão entre a fonte e a carga. A Figura 2.5 apresenta um regulador ANSI tipo A com os taps no lado da carga (Short, 2003).

Em um regulador ANSI tipo B, o design é inverso, têm os taps sobre o terminal da fonte. O regulador de controle mede as correntes com um transformador de corrente (CT) no terminal da carga e mede as tensões com um transformador de potencial (PT) entre a fonte e a fonte-carga (Short, 2003).

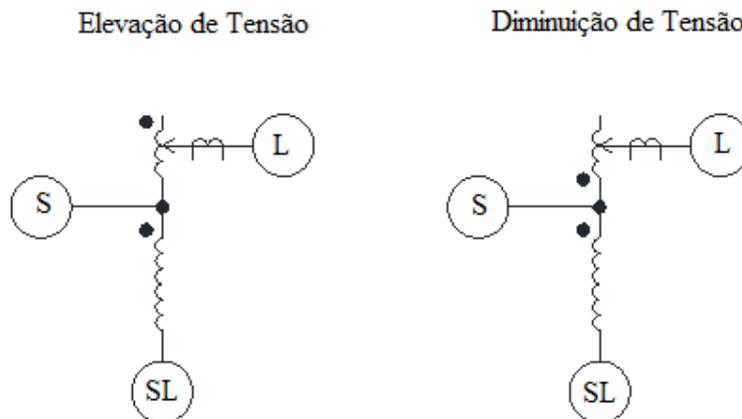


Figura 2.5 – Regulador monofásico tipo A

Os reguladores trifásicos, frequentemente usados em subestações, são usados em conexão estrela ou triângulo. Três reguladores de tensão monofásicos podem ser conectados externamente para formar um regulador trifásico. Quando três reguladores monofásicos são conectados juntos, cada regulador tem seu próprio circuito compensador, de modo que, os taps em cada regulador são trocados separadamente (Short, 2003).

O regulador trifásico é operado em grupo de modo que os taps no enrolamento são mudados igualmente, e como resultado, é preciso um único circuito compensador. Os reguladores trifásicos só podem ser conectados em estrela com terra, triângulo aberto, e triângulo fechado (Usida, 2007).

Para a configuração estrela com terra, em sistemas de quatro fios, os circuitos trifásicos normalmente têm três reguladores monofásicos conectados da linha ao neutro. Este tipo de conexão também é apropriado para circuitos monofásicos e bifásicos. Cada regulador controla independentemente a tensão, o qual ajuda controlar os desequilíbrios nas tensões e também as tensões em estado estacionário.

A conexão em triângulo aberto tem a característica que só são necessários dois reguladores monofásicos, cada um deles ligado fase a fase. Entretanto, para a conexão triângulo fechado, três reguladores são conectados fase a fase. Seu uso aumenta a faixa de regulação em um rango de 50%, de $\pm 10\%$ para $\pm 15\%$ (Short, 2003).

2.4.3 TRANSFORMADORES COM COMUTAÇÃO DE TAP

As empresas distribuidoras utilizam mais comumente transformadores com comutação de tap sobre carga (OLTC – “On-Load Tap Changer”) para controlar as tensões de um alimentador de distribuição na subestação. Em muitos casos um LTC (“Load Tap Changer”) é todo o suporte em tensão que um circuito precisa (Short, 2003).

Um LTC deve compensar a variação de tensão no circuito de sub-transmissão, bem como a queda de tensão através do transformador. Destes, a queda de tensão através do transformador é normalmente maior. Normalmente, a regulação padrão de $\pm 10\%$ pode

realizar isto. Um regulador pode atingir o limite desta faixa se as cargas são especialmente pobres em fator de potência. Alguns transformadores regulam tanto a magnitude como o ângulo de fase (Short, 2003).

A comutação de tap é realizada por meio de uma chave rotatória com um esquema de passo frente/reverso, o tap varia a relação entre o número de enrolamentos do primário e o secundário. O controle é feito pela análise da tensão de entrada visando manter constante a tensão de saída em um valor próximo à referência (Padilha, 2010).

Cada comutador de tap tem associado um relé regulador automático de tensão (relé 90), que monitora a tensão do lado secundário do transformador e comanda as operações de comutação de tap segundo as necessidades de controle. Essa comutação é automática e operada por motores que correspondem ao comando desse relé para ajustar a tensão dentro de um valor especificado. Para prevenir oscilações abruptas deve ser incluído e ajustado o tempo morto de atuação (temporização) a um valor um pouco maior que o tamanho de passo do transformador. Esta temporização deve ser inclusa na prática para evitar o uso desnecessário devido à alta frequência de comutações de tap (Usida, 2007).

O relé de regulação de tensão, segundo (Short, 2003), tem três configurações básicas para controlar as comutações no tap, estas configurações são apresentadas na Figura 2.6:

- Tensão definida: Também conhecida como o ponto de ajuste ou centro de banda, a tensão definida é a saída desejada do regulador.
- Largura de Faixa: controladores do regulador de tensão verificam a diferença entre a tensão medida e a tensão definida. Só quando a diferença excede a metade da largura de faixa o tap começará mudar. É usada uma largura de faixa de pelo menos duas vezes o tamanho do passo. 1.5 V para $\pm 10\%$, em reguladores de 32 passos.
- Temporização o tempo morto: Este é o tempo de espera entre o tempo quando a tensão ultrapassa a banda e quando o controlador inicia a comutação do tap. Alta

temporização reduz o número de comutações do tap. Temporizações típicas são entre 30 e 60 segundos.

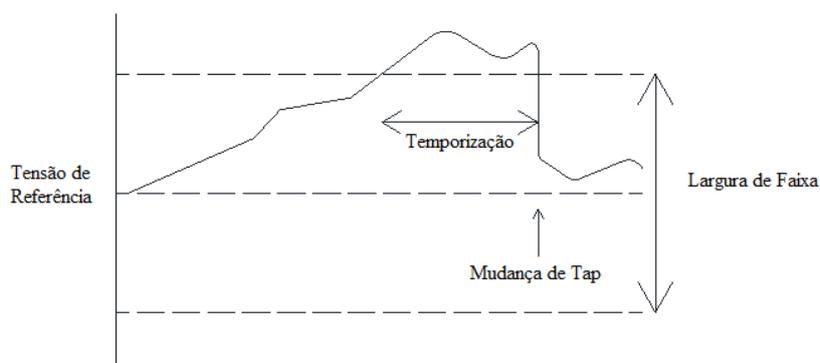


Figura 2.6 – *Configurações do regulador de tensão*

Os comutadores de tap são concebidos para uma vida útil de aproximadamente 1 milhão de operações. Em condições normais, são realizadas 70 comutações por dia, para um total de 25 mil comutações por ano. Possuem contadores de operações que são úteis para indicar erros operacionais e flutuações de tensão no primário, estes contadores indicam a melhor hora do dia para realizar operações de manutenção do dispositivo (Padilha, 2010).

2.5 PERDAS TÉCNICAS

A partir da reestruturação do setor elétrico, as empresas públicas sofreram um processo de privatização. Investimentos e mudanças em procura de melhorar o serviço foram inseridos nas diferentes empresas ligadas ao processo de distribuição e comercialização. Por esta razão, as concessionárias buscaram gerar maiores lucros a partir de uma operação econômica do sistema como qualidade de serviço alto. Para isso, diminuir as perdas é de fundamental importância. (MÉFFE, 2001).

Saber identificar as perdas no sistema de distribuição é necessário para que as concessionárias consigam reduzir as mesmas. Assim, é necessário saber se a perda é classificada quanto sua natureza, origem, localização, ou segmento (MÉFFE, 2001). As perdas técnicas são classificadas quanto à origem e definidas em (Leal, 2006) como a

energia (kWh) ou demanda (kW) perdida no transporte e na transformação (inerente ao processo), e que ocorre antes do ponto de entrega.

As perdas técnicas podem ocorrer em qualquer componente do sistema de distribuição. Portanto, a seguir são apresentadas as considerações gerais em quanto às perdas técnicas para os diferentes componentes de um sistema de distribuição de acordo com o estabelecido em (MÉFFE, 2001), (MÉFFE, 2007), e (Leal, 2006).

2.5.1 MEDIDORES DE ENERGIA ATIVA

Os medidores de energia ativa são compostos por uma bobina de potencial e por uma bobina de corrente. A concessionária assume a perda na bobina de potencial, que são dadas pelas perdas nos ferros da bobina. Estas perdas são independentes da carga e podem ser assumidas constantes. Geralmente, utiliza-se o valor médio de 1,2 W por bobina no setor elétrico (MÉFFE, 2007).

Para calcular a perda de energia no segmento medidor, é necessário conhecer o valor da perda de demanda por elemento medidor e a quantidade total de medidores monofásicos, bifásicos e trifásicos (MÉFFE, 2001).

2.5.2 RAMAL DE LIGAÇÃO

As perdas no ramal de ligação são estimadas a partir da resistência de cada condutor e da corrente em cada instante do dia (um ponto a cada 15 minutos). Devido à complexidade em trabalhar com a corrente nos condutores de cada ramal, são utilizados parâmetros típicos como: bitolas, comprimento médio e curva de carga típica dos consumidores (Leal, 2006).

2.5.3 REDE SECUNDÁRIA

As perdas na rede secundária conectada a um transformador de distribuição dependem da carga. Os dados necessários para calcular as perdas em uma rede secundária para cada condutor são: A resistência de cada trecho da rede secundária e a corrente em cada trecho para cada instante do dia (MÉFFE, 2001).

2.5.4 TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO

A partir das parcelas das perdas no ferro e no cobre são calculadas as perdas em cada transformador de distribuição. Essas parcelas são obtidas de seus dados nominais e da sua curva de carga média diária por fase, que é obtida agregando as curvas de carga dos consumidores secundários ligados ao transformador (Leal, 2006). É preciso especificar que devido aos avanços tecnológicos já existem transformadores com tap variável.

2.5.5 REDE PRIMÁRIA

A perda na rede primária é calculada a partir do cálculo elétrico da rede por fase, portanto para condutor, deve-se conhecer a resistência de cada trecho e a corrente em cada trecho para cada instante do dia, semelhante ao cálculo da rede secundária (MÉFFE, 2001). Ao final desse cálculo, obtém-se a curva de carga diária do circuito primário (Leal, 2006).

2.5.6 SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

As perdas de uma subestação de distribuição são compostas pelas perdas em seus transformadores. As perdas nos transformadores da subestação de distribuição são calculadas de forma análoga aos transformadores de distribuição (MÉFFE, 2001).

Um estudo detalhado das diferentes estratégias para apresentar os cálculos das perdas técnicas dos diferentes componentes de um sistema de distribuição pode ser revisado nas literaturas (MÉFFE, 2001), (MÉFFE, 2007), e (Leal, 2006).

2.6 GRAU DE DESEQUILÍBRIO

Um sistema de tensões trifásico e equilibrado ou simétrico pode ser representado, no domínio do tempo, pelas seguintes equações:

$$Va = V_M \cdot \text{Cos}(wt + \varphi)$$

$$Vb = V_M \cdot \text{Cos}\left(wt - \frac{2\pi}{3} + \varphi\right) \quad (2.1)$$

$$Vc = V_M \cdot \text{Cos}\left(wt + \frac{2\pi}{3} + \varphi\right)$$

Isto é, por um conjunto de três cossenóides de mesmo valor máximo V_M , mesma frequência angular w e defasadas entre si por $2\pi/3$ radianos, onde a, b e c são os sub-índices que representam as fases.

Em notação fasorial, o conjunto de tensões de fase da expressão (2.1) pode ser escrito conforme:

$$Va = V_{eficaz} \angle 0^\circ + \varphi$$

$$Vb = V_{eficaz} \angle -120^\circ + \varphi \quad (2.2)$$

$$Vc = V_{eficaz} \angle 120^\circ + \varphi$$

Em que $V_{Eficaz} = \frac{V_M}{\sqrt{2}}$

Um sistema trifásico e equilibrado satisfaz a condição em que a soma dos fasores da expressão (2.2) é zero, ou seja:

$$Va + Vb + Vc = 0 \quad (2.3)$$

Segundo (Ferraz, 2010), em um sistema elétrico trifásico, o desequilíbrio de tensão é caracterizado quando as amplitudes das tensões de fase ou linha são diferentes, ou os ângulos de fase diferem das condições equilibradas ou quando essas duas condições acontecem simultaneamente.

O grau de desequilíbrio nos pontos de acoplamento dos sistemas de distribuição é avaliado quantitativamente através do indicador do fator de desequilíbrio de tensão, denominado pela literatura como o fator K. De acordo com (Ferraz, 2010), existem cinco métodos para o cálculo do fator K.

O método NEMA, considera o módulo das tensões e indiretamente os ângulos de fase, pois os ângulos de fase afetam as tensões de linha. Este método define que o fato K pode ser determinado a partir da equação (2.4).

$$K\% = \frac{\text{Máx } [|V_{ab} - V_{\text{Lin-med}}|]; [|V_{bc} - V_{\text{Lin-med}}|]; [|V_{ca} - V_{\text{Lin-med}}|]}{|V_{\text{Lin-med}}|} \times 100 \quad (2.4)$$

Onde $V_{\text{Lin-med}}$ é a média aritmética das tensões de linha, isto é:

$$V_{\text{Lin-med}} = \frac{V_{ab} + V_{bc} + V_{ca}}{3} \quad (2.5)$$

E V_{ab} , V_{bc} , V_{ca} correspondem às tensões de linha.

No método IEEE-1, somente o módulo é considerado, perdendo a informação do ângulo de fase. Já que o fator K é determinado a partir das tensões de fase, como é indicado na equação (2.6).

$$K\% = \frac{\text{Máx } [|V_a - V_{\text{fas-med}}|]; [|V_b - V_{\text{fas-med}}|]; [|V_c - V_{\text{fas-med}}|]}{|V_{\text{fas-med}}|} \times 100\% \quad (2.6)$$

Onde $V_{\text{fas-med}}$ é a média aritmética das tensões fase-terra, ou seja:

$$V_{\text{Lin-med}} = \frac{V_a + V_b + V_c}{3} \quad (2.7)$$

O método IEEE-2, define que o fator K pode ser obtido segundo a expressão (2.8):

$$K\% = \frac{\text{Máx } [|V_a|]; [|V_b|]; [|V_c|] - \text{Mín } [|V_a|]; [|V_b|]; [|V_c|]}}{|V_{\text{fas-med}}|} \times 100\% \quad (2.8)$$

NO método CIGRÉ, o fator K é indicado utilizando o termo β , este termo relaciona o módulo das tensões de linha, conforme a expressão (2.9):

$$K\% = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6 \cdot \beta}}{1 + \sqrt{3 - 6 \cdot \beta}}} \times 100\% \quad (2.9)$$

Onde

$$\beta = \frac{|V_{ab}|^4 + |V_{bc}|^4 + |V_{ca}|^4}{(|V_{ab}|^2 + |V_{bc}|^2 + |V_{ca}|^2)} \quad (2.10)$$

Segundo o método de componentes simétricas, o fator K é determinado pela relação entre as componentes de sequência negativa e positiva. Expressada matematicamente como (2.11).

$$K\% = \frac{|V_2|}{|V_1|} \times 100\% \quad (2.11)$$

As tensões de sequência positiva V_1 e negativa V_2 podem ser obtidas conforma as expressões (2.12) e (2.13).

$$V_2 = \frac{(V_{ab} + a^2 \cdot V_{bc} + a \cdot V_{ca})}{3} \quad (2.12)$$

$$V_1 = \frac{(V_{ab} + a \cdot V_{bc} + a^2 \cdot V_{ca})}{3} \quad (2.13)$$

Onde $a = 1 \angle 120^\circ$. Alternativamente, as tensões de fase V_a , V_b e V_c podem ser usadas nas expressões (2.12) e (2.13).

CAPÍTULO 3

GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

O mercado de energia solar fotovoltaica tem um crescimento extraordinário nos últimos anos. Entre 2004 e 2009, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede cresceram a uma taxa de 60% anualmente. A potência total acumulada instalada em 2009 é seis vezes maior que a do ano 2004. A potência total instalada a nível mundial atingiu no ano 2009 os 26 GW, dos quais só 4GW são sistemas isolados.

Os seis países com maior capacidade instalada são Alemanha, Espanha, Japão, USA, Itália, e Coreia do Sul. Mas os países que mais capacidade instalou durante o ano de 2009 foram Alemanha, USA, Espanha e Japão. (Ver tabela 3.1)

Tabela 3.1 – GFV conectada à rede, 2005 – 2009 (REN21, 2010)

País	Adicionado 2005	Adicionado 2006	Adicionado 2007	Adicionado 2008	Adicionado 2009	Existente 2006	Existente 2007	Existente 2008	Existente 2009
	MW					GW			
Alemanha	900	830	1170	2020	3800	2.8	4	6	9.8
Espanha	23	90	560	2430	70	0.2	0.7	3.3	3.4
Japão	310	290	240	240	480	1.5	1.7	2	2.6
Estados Unidos	65	100	160	250	430	0.3	0.5	0.7	1.2
Itália	-	10	70	340	710	<0.1	0.1	0.4	1.1
Coreia do Sul	5	20	60	250	70	<0.1	0.1	0.4	0.4
Outros UE	40	40	100	60	1000	0.2	0.3	0.4	1.4
Outros Mundo	>20	>50	>150	>250	>400	>0.1	>0.3	>0.5	>0.9
Total Adicionado	1350	1400	2500	5900	7000				
Acumulado						5.1	7.6	13.5	21

As aplicações fotovoltaicas na América Latina e o no Caribe são utilizadas principalmente para iluminação de segurança e para sistemas independentes em áreas distantes da rede. A energia fotovoltaica permitiu desenvolver um mercado grande nas telecomunicações, a sinalização, as atividades de bombeio de água, e em eletrificação rural independente.

3.1 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA CÉLULA

Um sistema fotovoltaico conectado à rede consiste de um gerador fotovoltaico, um inversor e um transformador de rede, ver figura 3.1. O gerador fotovoltaico gera potência DC, a qual é transformada em potência AC por meio de um inversor eletrônico de potência. A saída do transformador adapta a constante tensão AC do inversor ao nível de tensão da rede.

Para evitar modos indesejados de isolamentos do sistema ou não desejados fluxos de energia da rede ao sistema fotovoltaico, é conectado um monitor entre a saída do inversor e o condutor principal para detectar isolamentos.

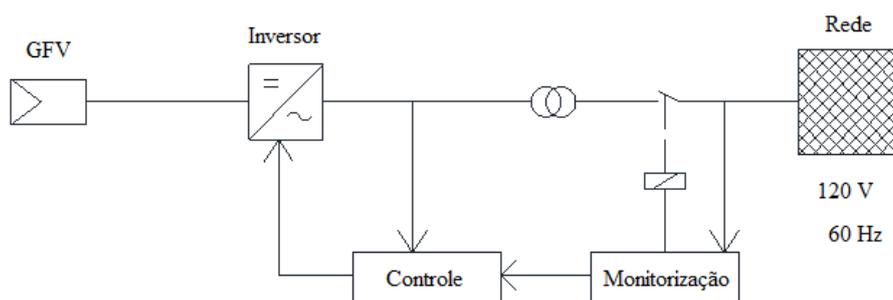


Figura 3.1 – Sistema Fotovoltaico conectado à rede

3.1.1 CONVERSÃO DE ENERGIA

No gerador fotovoltaico acontece a conversão da radiação solar incidente em energia elétrica por meio do efeito fotoelétrico. Isto ocorre quando materiais semicondutores do grupo principal IV da tabela periódica dos elementos geram portadores de carga quando eles são irradiados com luz. O material básico mais usado é o silício, o qual é dopado com elementos do grupo principal III ou V.

O resultado de dopagem é um semicondutor dopante tipo N ou um semicondutor dopante tipo P. O fósforo é um dopante tipo N, já que é um dopante doador de elétrons, devido a que para cada ligação entre o silício e o fósforo, obtém-se um elétron em excesso.

No caso do boro, ele é um aceitador de elétrons, sendo um dopante tipo P, já que para cada ligação entre os átomos de boro e silício haverá falta de um elétron. Entre as capas semicondutoras n e p existem uma junção p-n a qual causa um campo elétrico e gera tensão DC.

Os contatos sobre o lado superior e inferior das capas permitem um fluxo de corrente a um circuito elétrico externo. No lado superior estes contatos são projetados como corredores metálicos, e como películas metálicas no lado inferior da célula fotovoltaica. (Ver figura 3.2)

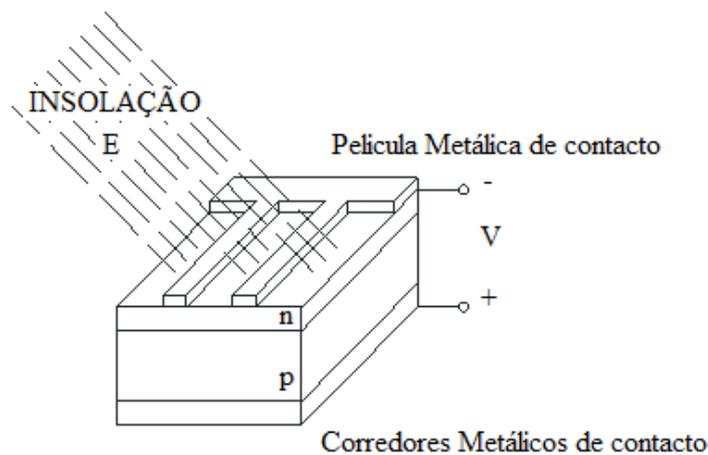


Figura 3.2 – *Princípio da célula fotovoltaica.*

Devido à baixa tensão e corrente de saída em uma célula fotovoltaica, agrupam-se várias células formando um módulo, para que se obtenham tensões úteis na prática. Dependendo da aplicação, estes módulos são conectados em circuitos série ou paralelos, o sistema resultante é chamado gerador fotovoltaico.

3.1.2 TIPOS DE CÉLULAS

As células fotovoltaicas podem ser classificadas em dois tipos, cristalinas e películas delgadas. As células cristalinas são cortadas a partir de blocos de silício, as quais são manufaturadas com diferentes tecnologias.

Entre as células de silício existem três classes de cristal interno. Os blocos monocristalinos obtêm uma contínua rede de cristal em toda a amostra. Em estruturas amorfas a rede de cristal é altamente descontínua. Entre esses dois extremos existe uma estrutura policristalina. Devido a fatores tecnológicos, as células cristalinas precisam de uma espessura de 200 micrômetros. Tem custo elevado devido à serragem e à moagem.

As células de películas delgadas economizam material em comparação com as células cristalinas. São fabricadas com uma espessura total no semicondutor de 10 micrômetros ou menor. Um substrato transportador construído de vidro, plástico ou metal é revestido com o material semicondutor dentro de uma fase gasosa.

Geralmente os tipos de películas delgadas são amorfos, células copper-indium diselenide (CIS) ou cadmium telluride (CdTe).

3.2 MODELO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

3.2.1 MODELO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

O comportamento na operação dos sistemas fotovoltaicos pode ser entendido mediante o uso de um modelo de circuito equivalente. As células solares são caracterizadas como diodos de uma junção p-n. Portanto um modelo de um ou dois diodos é usado para a simulação de células fotovoltaicas.

O modelo de diodo que é apresentado na Figura 3.3 inclui uma fonte dependente de corrente, um diodo e uma resistência em série e em paralelo. Devido ao resistor variável a carga final é ajustável.

Para simplificar a explicação uma constante de temperatura é assumida. Portanto, é gerada uma corrente instantânea proporcional à insolação E (Strzelecki, Benysek, 2008).

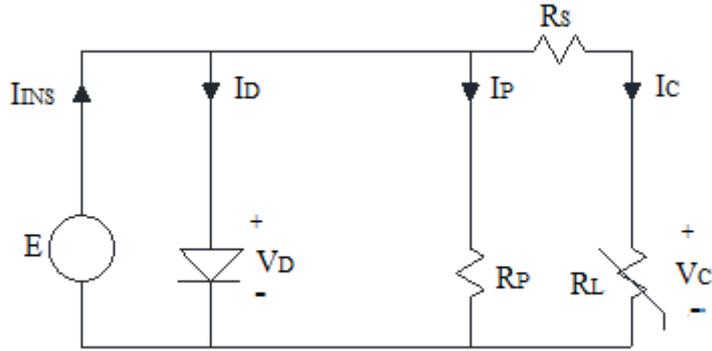


Figura 3.3 – Modelo da célula fotovoltaica com um diodo

$$I_{INS} \sim E = c.E \quad (3.1)$$

A corrente instantânea é modelada por uma fonte de corrente controlada. De acordo ao circuito equivalente da Figura 3.3 a tensão de saída e a corrente na célula fotovoltaica são calculadas.

$$V_C = V_D - I_C * R_S \quad (3.2)$$

$$I_C = I_{INS} - I_D - I_P \quad (3.3)$$

Uma resistência paralela grande causa uma pequena corrente I_P . O resistor modela as correntes de fuga sobre as bandas aterradas da junção p-n. Idealmente a resistência em paralelo é infinita e a corrente é zero. Na prática o resistor tem um valor médio de 1 k Ω per célula cristalina. Células com películas delgadas e células em módulos laminados têm uma pequena resistência de fuga que faz que existam correntes altas. Aplicando uma resistência de valor diferente de zero $R_P \neq 0$ ao diodo usado comumente a expressão para a corrente de célula é:

$$I_C = I_{INS} - I_S * \left\{ \exp\left(\frac{V_D}{m * V_T}\right) - 1 \right\} - \frac{V_D}{R_P} \quad (3.4)$$

Com:

$$V_T = \frac{K * T}{e} \quad (3.5)$$

Onde:

I_S – Corrente de Saturação

V_T – Tensão de temperatura

m – Fator do Diodo

k – Constante de Boltzmann

T – Temperatura absoluta

e – Carga do elétron

O resistor serie simula as resistências de contato que devem ser pequenas na medida possível. Um valor médio comum usado em simulações é de $R_S = 20 \text{ m}\Omega$ (Strzelecki, Benysek, 2008). Usando a equação 3.2, a corrente na célula pode ser calculada.

$$I_C = I_{INS}(E) - I_S * \left\{ \exp\left(\frac{V_C + I_C * R_S}{m * V_T}\right) - 1 \right\} - \frac{V_C + I_C * R_S}{R_P} \quad (3.6)$$

3.2.2 MODELADO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos fotovoltaicos são formados por células conectadas em série. A tensão do módulo V_M é a soma das tensões das células V_C . Este é calculado usando o número de células n , (Strzelecki, Benysek, 2008).

$$V_M = \sum_1^n V_C = n * V_C \quad (3.7)$$

Com conexão em serie a corrente de módulo I_M é igual à corrente da célula I_C

$$I_M = I_{C1} = I_{C2} = \dots = I_{Cn}$$

A Figura 3.4 mostra o circuito equivalente de um módulo fotovoltaico formado por dois modelos de um diodo conectados em série. O número de módulos é escolhido segundo à tensão de módulo desejada.

Para a simulação de módulos fotovoltaicos com o modelo de um diodo os parâmetros equivalentes usados são (Strzelecki, Benysek, 2008):

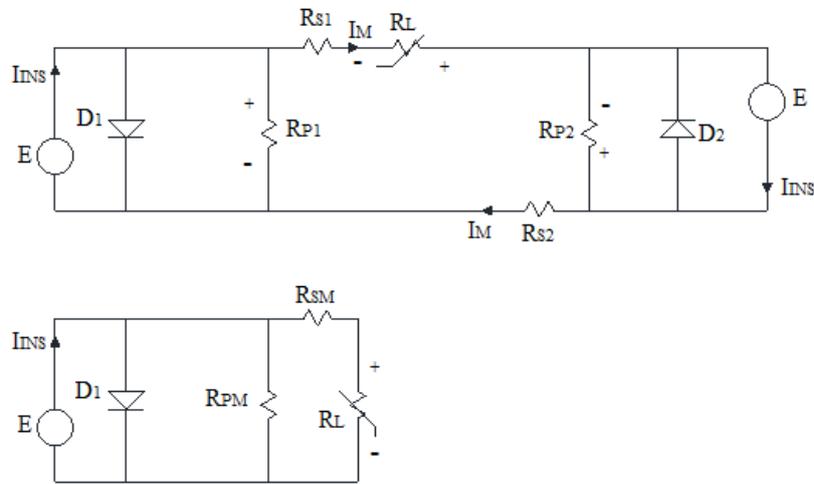


Figura 3.4 – Circuito equivalente do módulo fotovoltaico

$R_{SM} = n \cdot R_S$ – Resistência serie de módulo

$R_{PM} = n \cdot R_P$ – Resistência Paralela de módulo

$V_{MT} = n \cdot V_T$ – Tensão de temperatura do módulo

3.3 Representação em Estudos de Regime Quase-Estático

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são projetados para injetar toda a potência real produzida pelos módulos fotovoltaicos, eles controlam a potência de forma precisa independentemente do nível de tensão. Desta forma, tem melhor representação como cargas constantes de potência negativa. A quantidade de potência negativa (PFV) instalada na carga é proporcional à carga atual conectada na mesma barra, baseada no nível de penetração (Liu, Bebic, 2008), os valores da carga reativa são mantidos constantes, representando um gerador fotovoltaico operando com fator de potência unitário.

3.4 IMPACTO DA GFV NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A integração da geração distribuída às redes de distribuição introduz uma série de problemas técnicos, em especial nas redes de baixa tensão, que podem ser resolvidas através das tecnologias disponibilizadas pela Smart Grid, desde que bem entendidos e modelados do ponto de vista do desempenho da rede elétrica (Abbey, Joos, 2011).

3.4.1 AUMENTOS E VARIAÇÕES NA TENSÃO

Em um sistema de distribuição comum, a direção do fluxo de potência acontece desde níveis de tensão maiores a níveis mais baixos de tensão, No entanto, com o crescimento da geração de potência distribuída, o fluxo de potência tornou-se mais complicado, devido à instalação direta de plantas de ciclo combinado e turbinas eólicas na rede de média tensão, assim como sistemas de geração fotovoltaica na rede de baixa tensão. Portanto, sobretensões não desejadas no sistema de distribuição de BT podem ocorrer dependendo dos valores da carga e da geração (PVUPSCALE, 2008).

Quando é instalado um grande volume de geração fotovoltaica numa linha de distribuição com regulação de tensão, incrementos nas tensões dos consumidores finais acontecem devido à inversão do fluxo de potência. A atuação dos reguladores de tensão faz com que a tensão na subestação seja mantida constante, então a corrente no alimentador gera uma diferença de potencial que eleva a tensão na barra de carga. Dando origem a um fenômeno oposto à queda de tensão (Shayani, 2010).

Variações de tensão e fluxos de potência são causadas pelas variações na potência entregue pelos microgeradores fotovoltaicos devido às mudanças horárias da radiação solar. Esta radiação solar pode mudar em ordens de segundos quando o sistema tem presença de nuvens.

Estas variações horárias na tensão da linha de distribuição devido à geração fotovoltaica podem ser maiores que as variações induzidas pela carga, apresentando um

problema técnico a ter em conta quando se quer introduzir geração fotovoltaica num sistema de distribuição (PVUPSCALE, 2007).

Além destas variações na tensão, desequilíbrios no fluxo de carga podem resultar de conexões monofásicas de geração fotovoltaica. Portanto, para sistemas desequilibrados, os aumentos nas tensões em pontos localizados podem ser mais negativos que os ocorridos em modelos de fluxos de carga equilibrados.

3.4.2 DISTORÇÃO HARMÔNICA

Quando muitos inversores fotovoltaicos operam num mesmo segmento de uma rede de distribuição, podem combinar suas emissões de correntes harmônicas gerando harmônicas na tensão excedendo os limites permitidos. Isto acontece por alterações na impedância e na frequência de ressonância da rede, e uma forma não sinusoidal da onda de tensão pode incrementar as harmônicas de corrente produzidas por um inversor onde os equipamentos eletrônicos de controle de corrente não estão adequadamente adaptados (PVUPSCALE, 2008).

A necessidade de normas internacionais que especifiquem e indiquem os aspectos principais que devem cumprir os inversores que serão usados na conexão de geração fotovoltaica à rede torna-se importante para evitar operações indesejadas na rede. Até agora são aplicadas normas genéricas para equipamentos elétricos. Estas normas prescrevem o limite de injeção de corrente harmônica na rede, o qual corresponde a um valor de distorção total menor de 5%, prescrito na norma IEEE Std 519-1992: *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*.

3.4.3 COORDENAÇÃO DE CONTROLE DE TENSÃO

Para evitar que as tensões na rede ultrapassem os limites permitidos em níveis de distribuição de MT, é comum realizar regulação automática de tensão através de transformadores de passo que mudam automaticamente sua relação de transformação quando são mudadas as tensões do lado secundário.

Em níveis de distribuição de BT a regulação não é realizada automaticamente, mas é feita através do uso de tapes comutáveis manualmente nos transformadores de MT/BT.

Quando é instalada GFV em horas em que a carga é leve, e se a regulação de tensão é feita no transformador, a tensão ao final da linha de distribuição pode exceder os limites superiores incluso com leves inversões de fluxo. Para linhas de distribuição fornecidas com reguladores de tensão, estes reguladores podem operar frequentemente devido a mudanças na tensão reduzindo desta forma sua vida útil (PVUPSCALE, 2007).

Soluções diferentes são propostas para tratar este impacto em (PVUPSCALE, 2007). Estas podem ser adotadas individualmente ou combinadas em planejamentos de futuros sistemas de distribuição.

- Limitar a saída eficaz dos inversores quando ocorrem sobretensões
- Ligar os inversores dos reguladores de tensão justo quando o limite superior da tensão seja atingido.
- Adaptar os transformadores de MT/BT a períodos esperados de demanda de carga.
- Incluir geração fotovoltaica em sistemas de distribuição planejados, limitando a quantidade de geração permitida a cada consumidor, de forma similar ao dimensionamento dos transformadores de distribuição.

3.4.4 LIMITES DE CARREGAMENTOS

As redes de distribuição são projetadas para transportar a energia centralizada proveniente do sistema de transmissão a níveis mais baixos de tensão. Sendo assim, o fluxo de potência é sempre unidirecional em um ramal típico de distribuição, isto é em sentido da subestação de distribuição às cargas, como é mostrado na Figura 3.5.

Desta forma, os alimentadores radiais de distribuição estão caracterizados por ter condutores de calibres maiores na saída da subestação, passando a ter condutores de menor calibre na medida em que na rede é diminuída a carga. Estes condutores, da mesma maneira que os transformadores instalados na rede de distribuição, têm limites de

carregamento, e são projetados de acordo às necessidades de demanda máxima da carga. No entanto, a demanda máxima no alimentador é sempre menor que a carga instalada, devido ao fator de coincidência (Shayani, 2010).

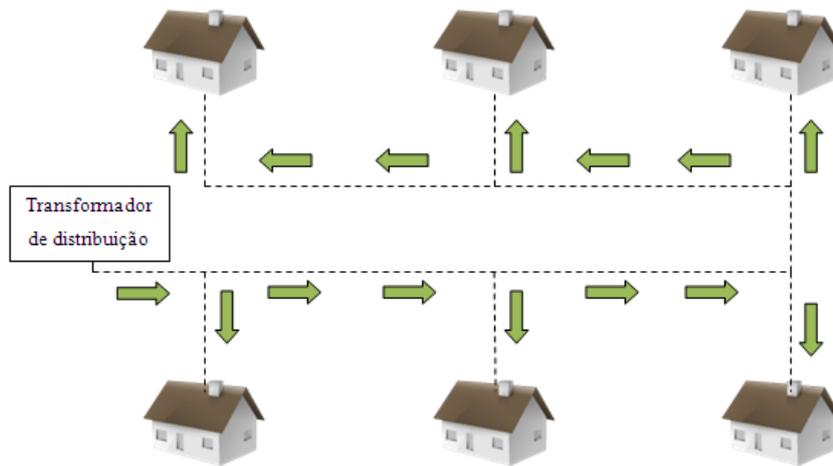


Figura 3.5 – Fluxos de Potência em um alimentador radial de BT

A instalação de GFV muda totalmente o comportamento operacional da rede de distribuição de BT, já que deixará de transportar unicamente a energia centralizada fornecida pela rede de transmissão, e passará a transportar a energia instalada diretamente pelos usuários finais.

Portanto, se a potência ativa gerada pelos microgeradores fotovoltaicos é maior que a potência consumida neste mesmo ponto da rede de BT, os excedentes de potência ativa são injetados diretamente aos alimentadores da rede de BT, podendo provocar inversões nos fluxos de potência até o ponto em que os transformadores passam de distribuir a potência ativa nas cargas da rede, a entregar potência ativa à rede de MT, como é apresentado na Figura 3.6.

O fator de coincidência para GFV é muito maior que o das cargas em geral, já que uma área limitada pode concentrar a mesma radiação solar, fazendo com que toda a GFV instalada alcance máxima potência simultaneamente. Esta situação pode limitar a quantidade de GFV a instalar, pois se pode apresentar sobrecarga em um alimentador

dimensionado de acordo ao fator de coincidência estabelecido pela carga. (Shayani, 2010).

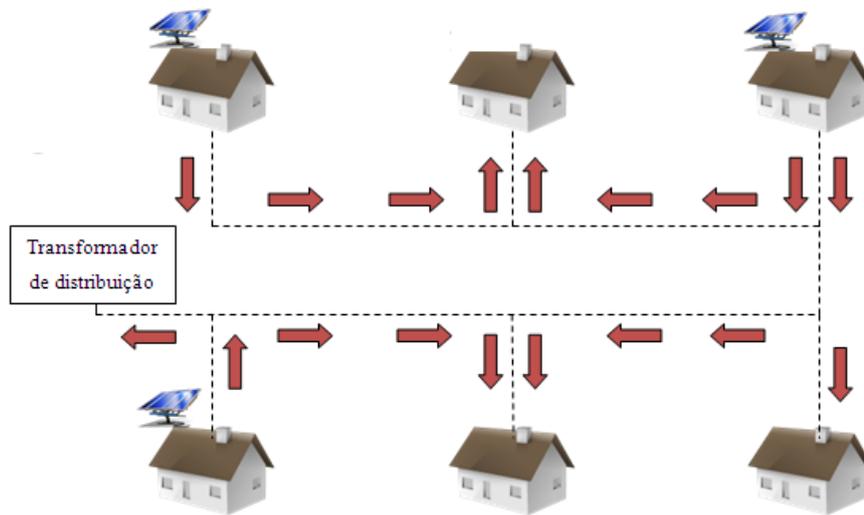


Figura 3.6 – Fluxos de Potência em um alimentador radial de BT com GFV

3.4.5 CONTRIBUIÇÃO À CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO

A corrente de curto-circuito em um gerador fotovoltaico depende do tipo de conversor utilizado, já que não possui componentes rotativos. É considerado que o gerador fotovoltaico conectado à rede não contribui significativamente ao curto-circuito.

Em redes de distribuição, a proteção contra correntes de curto-circuito é feita através de relés de sobre corrente e/ou fusíveis coordenados com equipamentos de proteção instalados nos alimentadores de distribuição. Para uma alta penetração de GFV e certas condições, o sistema fotovoltaico pode ser incapaz de detectar uma falta e injetar uma significativa fração de corrente de falta, reduzindo o fluxo próprio através da subestação dificultando desta forma a detecção da falta (PVUPSCALE, 2007).

A coordenação das diferentes proteções, (rede, GFV, Usuários), a diferentes níveis de faltas na corrente é uma das maiores preocupações para garantir a proteção contra a corrente de curto-circuito.

3.5 IMPACTO DOS DISTÚRBIOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO NA GFV

Anteriormente, foram especificados os diferentes impactos que tem a instalação de GFV na rede de distribuição de BT, dando a oportunidade de introduzir uma grande quantidade de GFV na rede se são considerados e entendidos os aspectos técnicos necessários para que os impactos produzidos não sejam negativos. No entanto, os diferentes distúrbios que são apresentados na rede de distribuição em sua operação, podem afetar a GFV instalada na rede.

3.5.1 IMPACTOS POR DISTÚRBIOS DE TENSÃO

Além dos efeitos internos que os afundamentos de tensão podem causar nos geradores distribuídos, estes podem causar distúrbios na rede através dos efeitos produzidos nos geradores de distribuição. Efeitos que podem acontecer quando é desconectada uma grande quantidade de geração distribuída após de um afundamento de tensão, produzindo perdas de geração. Assim um distúrbio a níveis de transmissão pode ser propagado sobre uma grande parte de um território, resultando em perdas de uma substancial quantidade de geração distribuída instalada em níveis de distribuição (PVUPSCALE, 2008).

As normas internacionais indicam que para situações em que a rede apresente distúrbios, tipo afundamentos de tensão, a geração distribuída deve ser imediatamente desconectada. No entanto, se a geração distribuída é desconectada imediatamente a tensão na unidade consumidora pode cair a valores críticos, até que os reguladores de tensão sejam acionados. Quando a geração distribuída for reconectada, a tensão na unidade consumidora pode atingir valores elevados, até que os reguladores de tensão atuem mais uma vez. Nessas condições a qualidade da tensão em regime permanente é afetada (Shayani, 2010).

Em relação às elevações instantâneas de tensão, segundo (PVUPSCALE, 2008), os inversores de tensão são muito sensitivos ante estes eventos, seu método de proteção desacoplado desempenha um papel decisivo no comportamento destes equipamentos. Já

que, o controle de corrente dos inversores é bastante influenciado por pequenos aumentos de tensão.

3.5.2 CURTO-CIRCUITO EM INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

Quando acontece um curto circuito na rede, podem-se apresentar rápidas variações de tensão associadas a uma grande sobrecorrente, além de defeitos nos componentes eletrônicos do circuito de saída dos elementos ativos dos sistemas de geração distribuída, tais como os inversores. Estas variações de tensão são produzidas pelos afundamentos de tensão após de um curto-circuito. Enquanto que os defeitos nos componentes eletrônicos do circuito de saída, são produzidos por transitórios de tensão, que resultam da dissipação nos capacitores da energia armazenada na parte indutiva da impedância da rede. Estes intercâmbios de energia são produzidos por interrupções rápidas da corrente de curto-circuito.

CAPÍTULO 4

METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO

Nos capítulos anteriores foram apresentadas as características principais dos sistemas de distribuição, tendo em vista as considerações necessárias para realizar estudos de geração distribuída a partir do caso particular de geração fotovoltaica. Neste capítulo serão apresentados os diferentes critérios considerados nos estudos realizados neste trabalho baseados em um ambiente computacional integrado de simulação estática e dinâmica. A metodologia representa um avanço em relação à simples execução de casos de fluxo de potência, para diferentes pontos da série temporal representando a evolução diária da carga e da geração intermitente, pois leva em consideração a cronologia da atuação dos dispositivos de controle e proteção.

4.1 OBJETIVOS DOS ESTUDOS DE SIMULAÇÃO

O objetivo geral dos estudos de simulação é avaliar mediante um ambiente computacional o desempenho que tem as redes de distribuição quando são integradas fontes de geração fotovoltaicas em diferentes pontos da rede. Assim, como primeira parte, o estudo será focado ao impacto direto que tem a instalação de micro geradores fotovoltaicos em diferentes pontos de uma rede de BT real. Após esta primeira análise, o estudo será focado na integração destas fontes de geração distribuída em um modelo de uma rede de MT e BT, verificando o impacto que este tipo de geração tem nos diferentes dispositivos de controle e proteção da rede.

4.2 AMBIENTE DE SIMULAÇÃO

O ambiente da simulação utilizado na implementação da metodologia consiste em um arcabouço computacional desenvolvido utilizando a técnica de modelagem orientada

a objetos, na qual o sistema elétrico é representado por objetos guardando uma relação direta com o sistema físico (Manzoni, 2005).

Neste ambiente, foram implementadas várias aplicações para análise de sistemas elétricos tais como fluxo de potência e simulação da dinâmica eletromecânica, as quais podem ser executadas de forma integrada e acessando uma base de modelos e dados comum. A representação dos componentes dos sistemas elétricos é definida a partir de um conjunto de blocos primitivos.

4.3 FLUXO DE POTÊNCIA E SIMULAÇÃO DA DINÂMICA

Para o estudo da integração de geração distribuída em redes de distribuição, os módulos de fluxo de potência e simulação da dinâmica eletromecânica podem utilizar a formulação mono-tri, na qual parte do sistema elétrico é representada por modelos de sequência positiva e parte por modelos trifásicos (Marinho, 2008), caso assim seja desejado. Para os estudos realizados neste trabalho, a análise foi realizada representando todo o sistema elétrico por modelos trifásicos.

O fluxo de potência é resolvido pelo método de Newton completo e a simulação adotada a abordagem sequencial com integração pelo método trapezoidal e a solução da rede pelo método de Newton.

As séries temporais de carga e geração são definidas através da especificação dos valores da série no software.

4.4 SIMULAÇÃO CRONOLÓGICA

A metodologia proposta para a simulação cronológica da interação entre as fontes de geração fotovoltaica e a rede de distribuição consiste na utilização conjunta dos módulos de fluxo de potência e simulação dinâmica do ambiente descrito anteriormente.

Com o fluxo de potência é estabelecida a condição inicial do processo de simulação, na qual são ajustados os modelos que serão utilizados nos demais estágios. Em sequência, os diversos pontos da curva de carga e a curva de geração são processados através da simulação dinâmica eletromecânica, considerando:

- O ponto de conexão como o sistema de transmissão ou sub-transmissão como se fosse uma barra infinita. No simulador utilizado o equivalente da barra infinita considera um gerador com modelo clássico e inércia muito elevada atrás da impedância de curto-circuito do ponto de conexão.
- Inexistência dos reguladores de tensão e de velocidade no gerador equivalente.
- As cargas modeladas como potência ativa e reativa constante em cada intervalo
- Os elementos de controle e proteção modelados de forma usual em estudos de simulação eletromecânica de longo prazo.

No caso da geração fotovoltaica, o valor da geração ativa, em cada intervalo de simulação, é dado ou determinado por informações de radiação solar incidente e temperatura, em geral, assume-se um fator de potência unitário. Para o Brasil este recurso solar pode ser encontrado no atlas solarimétrico do Brasil, no qual são apresentados dados de radiação solar global diária, médias mensal e anual.

O intervalo de integração utilizado para as simulações deverá corresponder ao intervalo de tempo dos dados das séries temporais de geração e carga. No caso de intervalos relativamente grandes (maior que 30 segundos), o processo de simulação tende para a solução de regime permanente, que seria obtida pela solução de sucessivos fluxos de potência, com a diferença que os dispositivos de controle e proteção atuam de forma cronológica.

4.5 SOFTWARE DE SIMULAÇÃO UTILIZADO

O software utilizado para as simulações realizadas na representação de uma rede distribuição com integração de geração fotovoltaica é o SIMULIGHT (Figura 4.1). O qual é um software para avaliação do desempenho dinâmico de sistemas de energia elétrica de grande porte, compreendendo os segmentos de geração, transmissão, sub-transmissão e distribuição, com a presença de geração distribuída conectada aos segmentos de sub-transmissão e distribuição.



Figura 4.1 – *SIMULIGHT V.3.00*

O programa é particularmente adequado ao estudo da resposta dos sistemas a grandes perturbações, com vista a testar a manutenção do sincronismo após esse tipo de distúrbio, em estudos conhecidos como estabilidade transitória. O Simulight engloba, também, um módulo de análise em regime permanente (fluxo de potência), o qual pode ser utilizado de forma independente, ou para gerar condições iniciais para o módulo de avaliação do desempenho dinâmico.

Foi desenvolvido utilizando a técnica de modelagem orientada a objetos e codificado em linguagem C⁺⁺, em um ambiente integrado dos modelos e aplicativos, com interface amigável no padrão Windows.

4.5.1 CARACTERÍSTICAS DO SIMULIGHT

No programa Simulight um considerável esforço de desenvolvimento foi investido no sentido de oferecer ao usuário uma ferramenta de fácil manipulação em que toda estrutura topológica da rede fosse acessada de forma simples e direta, sendo todo gerenciamento dos dados e ferramentas feito diretamente na interface gráfica, sem utilização de programas ou módulos adicionais.

A integração dos programas dos fluxos de potência (análise estática) e estabilidade transitória (análise dinâmica) numa mesma interface gráfica com acesso a um único banco de dados é uma característica importante e eficaz do Simulight. Produzindo ganho de produtividade aos usuários e melhoria na qualidade dos resultados obtidos.

4.5.2 TIPOS DE ESTUDOS

O programa Simulight pode ser utilizado para a realização dos seguintes estudos:

- Fluxo de Potência
- Estabilidade transitória em geral
- Rejeição de carga
- Esforço Torsional nos geradores
- Ilhamento de áreas do sistema
- **Desempenho dinâmico da geração distribuída**
- Ajuste de Proteção
- Etc.

4.6 CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO

Para verificar o impacto que tem a integração da geração fotovoltaica nas redes de distribuição será considerado certos critérios avaliar.

4.6.1 ALEATORIEDADE

Para representar a ação da geração fotovoltaica nos testes realizados às redes de distribuição (BT29, e MT34 com BT29), foi considerada aleatoriedade enquanto aos seguintes aspectos importantes.

- *Aleatoriedade espacial:* A GFV foi distribuída em algumas barras da rede de BT de acordo com a porcentagem de penetração pré-definida e uma distribuição uniforme de probabilidade de instalação na barra. Ou seja, x% das barras da rede terão GFV. Foram analisados os casos em que 10%, 50%, 80% e 100% das barras têm GFV.
- *Aleatoriedade da conexão por fase:* Foi sorteada a fase na qual o gerador monofásico é instalado.
- *Capacidade da GFV:* Também é sorteada a capacidade do gerador fotovoltaico instalado entre valores fixos (1 kW, 2 kW, 5 kW, etc.), assumindo que a radiação solar média no ano é de 5kWh/m²/dia.

Para esta condição de aleatoriedade é programado um gerador de números aleatórios, o qual estabelece as barras na qual será instalada geração fotovoltaica, a fase na qual será feita esta conexão à rede de distribuição, e a quantidade de geração fotovoltaica a ser instalada.

Das barras sorteadas na rede de baixa tensão, foram subtraídas valores de potência ativa da respectiva carga ativa e mantido os valores da carga reativa, representando um gerador fotovoltaico operando com fator de potência unitário.

4.6.2 SIMULAÇÃO

Segundo as condições de aleatoriedade, para cada caso foram simulados dez testes com configurações de operação de geração fotovoltaica diferentes, calculando médias e desvios padrão das variáveis de interesse. Para este trabalho foram calculadas as médias

e os desvios padrão das tensões de fase para verificar as variações dos resultados obtidos nos testes durante o dia, em especial para as horas de maior radiação solar.

4.6.3 MÉDIAS DA TENSÃO DE FASE

Um dos principais aspectos que pode ser afetado pela instalação de geração fotovoltaica na rede é o perfil da tensão por fase. Assim como foi estabelecido no capítulo três, elevações nas tensões dos usuários finais podem acontecer devido à potência ativa injetada pelos geradores fotovoltaicos. Portanto, a média das tensões de fase será analisada para as condições em que é instalada geração fotovoltaica e será comparada com a condição em que o sistema opera sem geração fotovoltaica.

4.6.4 DESVIO PADRÃO

De acordo ao estabelecido anteriormente, os resultados calculados correspondem à média dos valores de interesse, portanto, estes valores podem ser diferentes aos valores obtidos em cada caso rodado, criando a necessidade de obter o desvio padrão de cada amostra respeito ao valor médio obtido cronologicamente.

4.6.5 FLUXOS DE POTÊNCIA INVERSOS

Outro aspecto importante avaliar acontece quando a potência gerada pelos geradores fotovoltaicos ultrapassa a potência ativa consumida pela carga. Assim como foi indicado no capítulo 3, inversões no fluxo de potência podem acontecer em direção da carga à subestação. Portanto este será outro critério avaliar, verificando as condições para as que o sistema de distribuição apresenta inversões no fluxo de potência.

4.6.6 DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO

De acordo ao estabelecido no capítulo três, a instalação monofásica de geração fotovoltaica pode aumentar os desequilíbrios apresentados em uma rede de distribuição desequilibrada. Portanto, este será outro critério avaliar dos resultados obtidos nas simulações. O valor de desequilíbrio, fator K, é definido segundo as expressões (2.6) e

(2.7), referente ao método IEEE-1, considerando somente os valores dos módulos das tensões.

É importante especificar que, devido à quantidade de resultados obtidos, serão apresentados os resultados que correspondem às horas de maior impacto por parte da geração fotovoltaica e da variação da carga.

CAPÍTULO 5

RESULTADOS DOS ESTUDOS

5.1 SISTEMAS TESTES

A metodologia de simulação descrita neste trabalho foi testada em estudos hipotéticos de integração de geração solar fotovoltaica distribuída (GFV) conectada a duas redes de distribuição de energia elétrica na média e na baixa tensão.

A rede de distribuição de energia elétrica em BT corresponde à rede de distribuição real com 29 Barras da cidade de Bragança Paulista, SP, utilizada nos estudos realizados em [Ochoa, 2003]. A análise da MT é realizada pela junção do modelo teste IEEE 34 barras (MT34) [Referência] com a rede de distribuição de BT de 29 (BT29) barras indicada anteriormente. Ambas as redes são modeladas como redes trifásicas, cujos dados são apresentados nas seções seguintes. O estudo realizado consistiu na simulação da evolução temporal do comportamento da rede em um período de 24 horas, com patamares de carga e geração horários. Os valores das cargas em cada barra da rede variam de acordo com o perfil mostrado na Figura 5.1, tendo como referência o valor da carga dos sistemas testes utilizados. A GFV segue um padrão mostrado na Figura 5.2 e tem seu valor de pico definido segundo a radiação solar média que foi assumida anteriormente. Para estas duas curvas, o eixo horizontal representa as horas do dia e o eixo vertical representa o valor em p.u da variação da carga e da geração em cada barra. Por exemplo, para as 19:00 o valor de carga corresponde ao valor de carga total, enquanto a GFV é nula. Entretanto, para as 12:00 o valor de carga corresponde a 0.7 vezes o valor de carga total, enquanto a quantidade de GFV instalada em cada barra corresponde à capacidade total gerada pelo microgerador fotovoltaico.

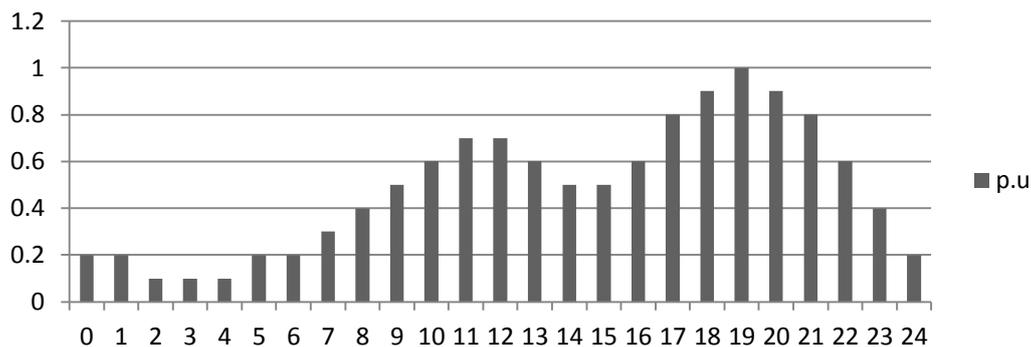


Figura 5.1 – Perfil de variação horária de carga

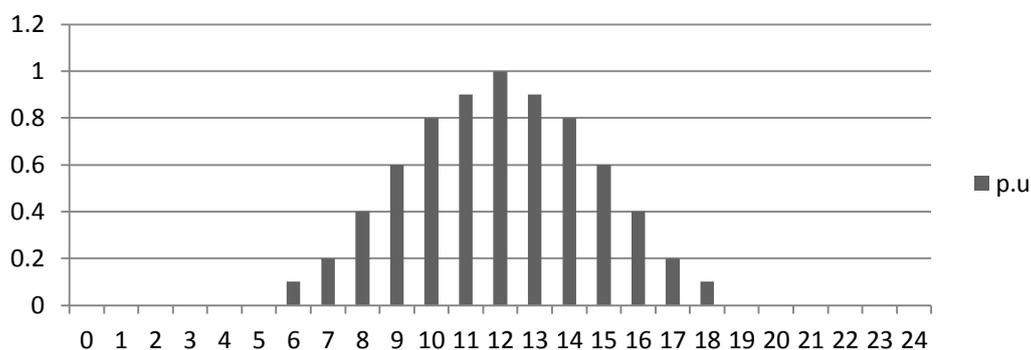


Figura 5.2 – Perfil de variação horária de geração fotovoltaica

5.1.1 REDE DE BT DE 29 BARRAS

A rede de distribuição radial real de baixa tensão de 29 barras da cidade de Bragança Paulista, SP, é apresentada na Figura 5.3. A rede opera em nível de tensão de 121,244 V. As injeções de potência ativa e reativa de carga são mostradas na tabela 5.1. A rede apresenta bitolas CA #2/0, CAA #2, e CAA #1/0 para as três fases em diferentes trechos da rede. O nível de carregamento é baixo.

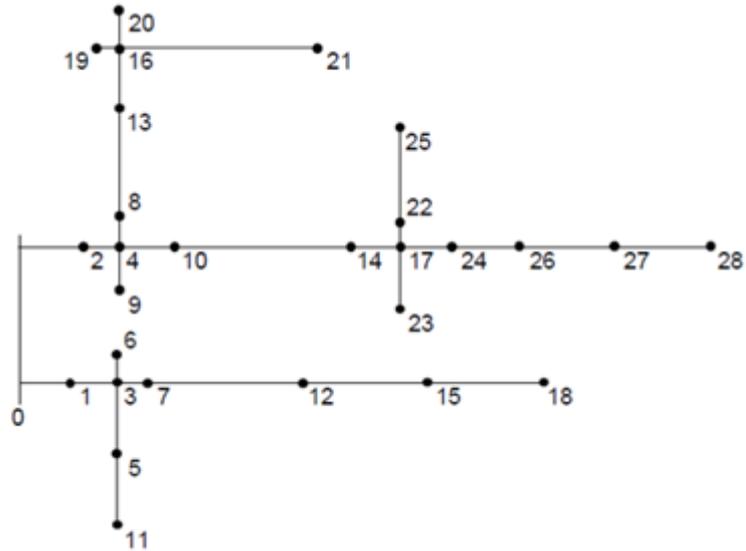


Figura 5.3 – Rede de baixa tensão (BT29)

Tabela 5.1 – Injeções de Potência Ativa e Reativa Rede BT29

Nó	Pa (W)	Qa (var)	Pb (W)	Qb (var)	Pc (W)	Qc (var)
2	451.4	148.2	209.7	68.9	0	0
5	0	0	18.1	5.9	329.2	108.2
7	641.7	210.9	397.9	130.8	504.9	166
8	188.2	61.9	268.8	88.4	0	0
9	166	54.6	97.2	31.9	349.3	114.8
11	262.5	86.3	142.4	46.8	120.1	39.5
12	326.4	107.3	441	144.9	331.3	108.9
13	147.2	48.4	310.4	102	127.1	41.8
14	377.1	123.9	348.6	114.6	403.5	132.6
15	1044.4	343.3	1185.4	389.6	1020.1	335.3
18	330.6	108.7	562.5	184.9	754.2	247.9
19	0	0	236.8	77.8	216	71
20	311.1	102.3	544.4	178.9	234.7	77.1
21	294.4	96.8	59.7	19.6	0	0
22	112.5	37	112.5	37	0	0
23	113.9	37.4	0	0	0	0
24	0	0	170.8	56.1	170.8	56.1
25	570.8	187.6	273.6	89.9	0	0
26	507.6	166.8	291	95.6	343.1	112.8
27	144.4	47.5	366.7	120.5	569.4	187.2
28	118.1	38.8	118.1	38.8	0	0
Total	6108.3	2007.7	6155.6	2022.9	5473.7	1799.2

5.1.2 REDE DE MT DE 34 BARRAS MODIFICADO

O alimentador teste IEEE 34 barras, apresentado na Figura 5.4, corresponde a um alimentador real localizado em Arizona. A tensão base da rede de MT é de 24,9 kV. Este alimentador tem as seguintes características:

- Bastante extenso e de carga leve.
- São requeridos dois reguladores de tensão para manter um bom perfil de tensão.
- Um transformador abaixador de tensão a 4,16 kV para um trecho curto do alimentador.
- Carga desbalanceada instalada de forma localizada e distribuída.
- Banco de capacitores.

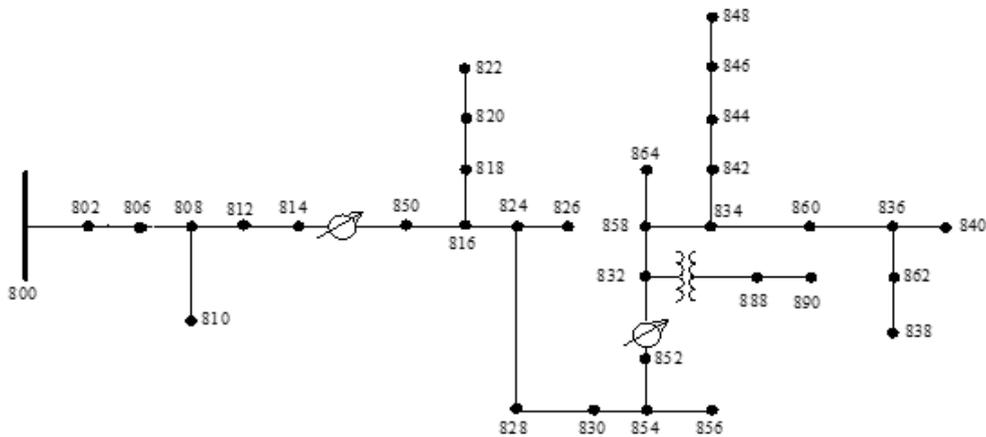


Figura 5.4 – Rede de média tensão (MT34)

A rede apresenta bitolas ACSR 1/0, #2, #4 para as três fases em diferentes trechos da rede. A seguir são apresentados os dados dos elementos que fazem parte da rede MT34. Estes dados foram obtidos do documento IEEE 34 Node Test Feeder.

- Dados do Transformador

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
XFM -1	500	24,9	4,16	1,9	4,08

- Cargas localizadas

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
860	20	16	20	16	20	16
840	9	7	9	7	9	7
844	135	105	135	105	135	105
848	20	16	20	16	20	16
890	150	75	150	75	150	75
830	10	5	10	5	25	10
Total	344	224	344	224	359	229

- Cargas Distribuídas

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

- Banco de capacitores

Barra	Fase A kvar	Fase B kvar	Fase C kvar
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

- Dados dos reguladores de tensão

Regulador ID:	1		
Segmento de linha:	814 - 850		
Localização:	814		
Fases:	A - B -C		
Fase de monitorização:	A-B-C		
Banda morta:	2,0 volts		
Variáveis do compensador:	Fase A	Fase B	Fase C
R	2,7	2,7	2,7
X	1,6	1,6	1,6

Regulador ID:	2		
Segmento de linha:	852 - 832		
Localização:	852		
Fases:	A - B -C		
Fase de monitorização:	A-B-C		
Banda morta:	2,0 volts		
Variáveis do compensador:	Fase A	Fase B	Fase C
R	2,5	2,5	2,5
X	1,5	1,5	1,5

O alimentador teste IEEE 34 barras é modificado para obter um novo modelo de rede no qual possa ser avaliada a instalação de geração fotovoltaica em uma rede de BT. Para tanto, foi assumido que a nova rede é obtida pela junção das barras de MT do modelo IEEE 34 em nível de tensão de 24,9 kV com a rede real em BT de 29 barras. Isto é, o ramal em nível de tensão de 4,16 kV definido pelas barras 888 e 890 foi substituído pela rede em BT de 29 barras, simulando uma rede de distribuição de MT derivada de uma subestação de distribuição que alimenta uma rede de distribuição de energia elétrica

residencial em BT. Os valores das cargas mantêm-se invariáveis para ambos os sistemas, assim como o fator de potência original.

A primeira análise é realizada na rede de BT29, verificando o impacto que tem a instalação de micro geradores fotovoltaicos nos perfis de tensão das barras de uma rede residencial de distribuição, além dos desequilíbrios de tensão produzidos pela instalação monofásica de geração fotovoltaica.

A segunda análise é realizada na rede de MT34, verificando o desempenho dos reguladores de tensão nas redes de MT34 e BT29 quando é instalada geração fotovoltaica na rede de BT. De forma similar ao caso anterior, são analisados os perfis de tensão e os desequilíbrios apresentados na rede de distribuição.

5.2 RESULTADO DO SISTEMA BT29

Os resultados serão apresentados para os dois ramais principais da rede de BT. Para o primeiro ramal as barras analisadas são: sub, 1, 3, 7, 12, 15 e 18. Enquanto para o segundo ramal as barras analisadas são: sub, 2, 4, 10, 14, 17, 24, 26, 27 e 28. Para cada ramal a barra sub representa a barra da subestação. Estes resultados nos ramais serão apresentados para os dois horários mais significativos do dia, isto é, para a hora em que a GFV apresenta maior incidência no sistema (12:00) e a curva de carga atinge seu valor de pico (19:00), gerando variações consideráveis nas tensões do sistema.

5.2.1 CONDIÇÃO SEM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

As figuras 5.5 e 5.6 apresentam o comportamento em valores por unidade das tensões de fase para as 12:00 na condição em que o sistema opera sem micro geração fotovoltaica. Estes valores são analisados para esta hora, por ser estes os valores de referência para as demais condições de operação do sistema com GFV.

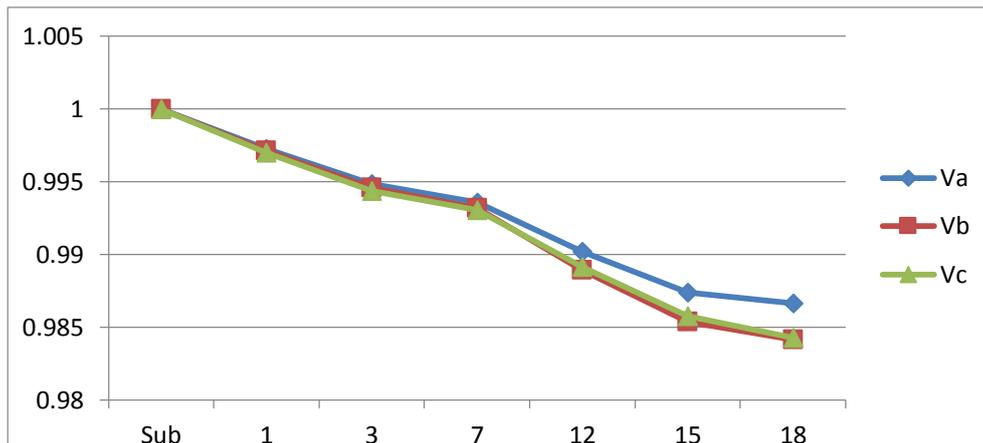


Figura 5.5 – Tensões de fase ramal 1 sem GFV (12:00)

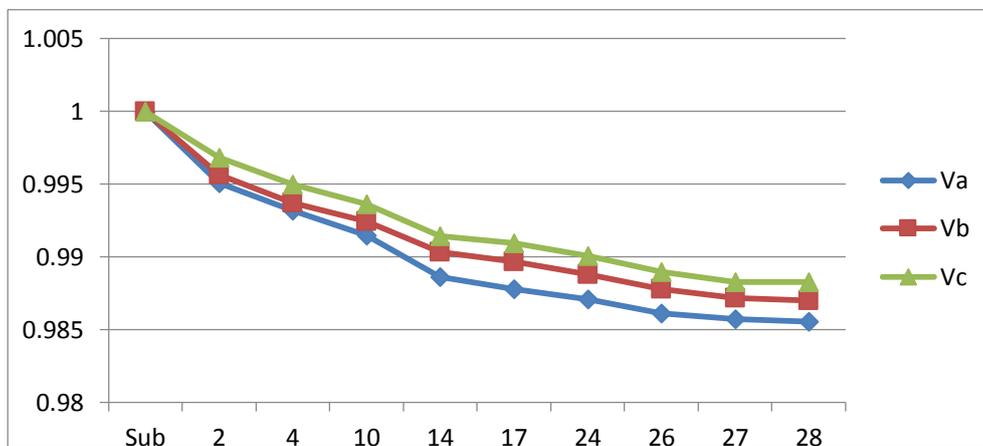


Figura 5.6 – Tensões de fase ramal 2 sem GFV (12:00)

Na Figura 5.5 e na Figura 5.6 pode-se observar que o sistema de BT29 barras representa um sistema de distribuição desequilibrado, A notação apresentada nestas figuras no eixo horizontal faz referência às barras dos ramais analisados. A porcentagem de desequilíbrio de tensão no ramal 1 é mostrado na Figura 5.7, enquanto a porcentagem de desequilíbrio de tensão no ramal 2 é apresentado na Figura 5.8. Estes resultados correspondem à operação do sistema para as 12:00.

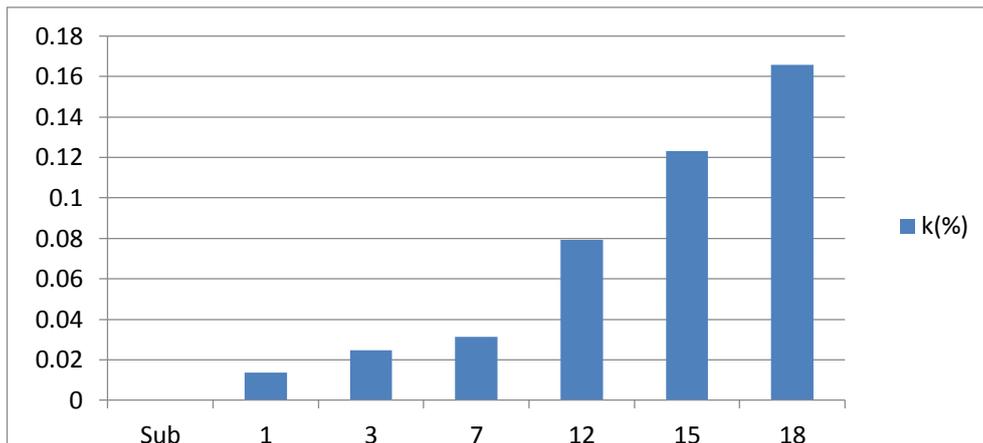


Figura 5.7 – *K% no ramal 1 sem GFV (12:00)*

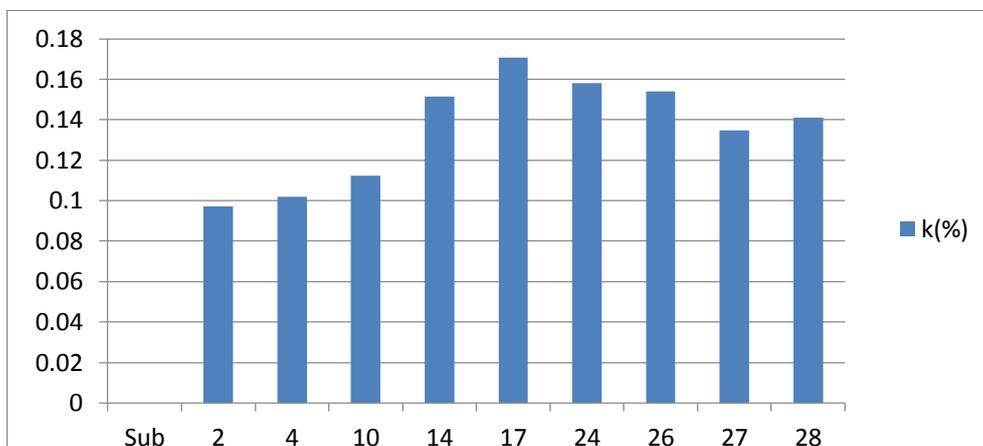


Figura 5.8 – *K% no ramal 2 sem GFV (12:00)*

O maior desequilíbrio de tensão no ramal 1 aconteceu na barra 18, esta barra é a barra final deste ramal. Enquanto para o ramal 2 o desequilíbrio foi maior para a barra 17, já que desta barra derivam-se três sub-ramais. Estes dados de desequilíbrio são dados de referência para as demais condições de operação com geração fotovoltaica.

Como foi especificado anteriormente para as 19:00 a rede apresenta condição extrema de operação, já que para esta hora a rede opera quando a curva de carga atinge o valor pico. Isto é, a rede opera com carga máxima. A Figura 5.9 e a Figura 5.10 mostram o comportamento das tensões do ramal 1 e do ramal 2 para a hora em que a curva de carga atinge seu valor de pico.

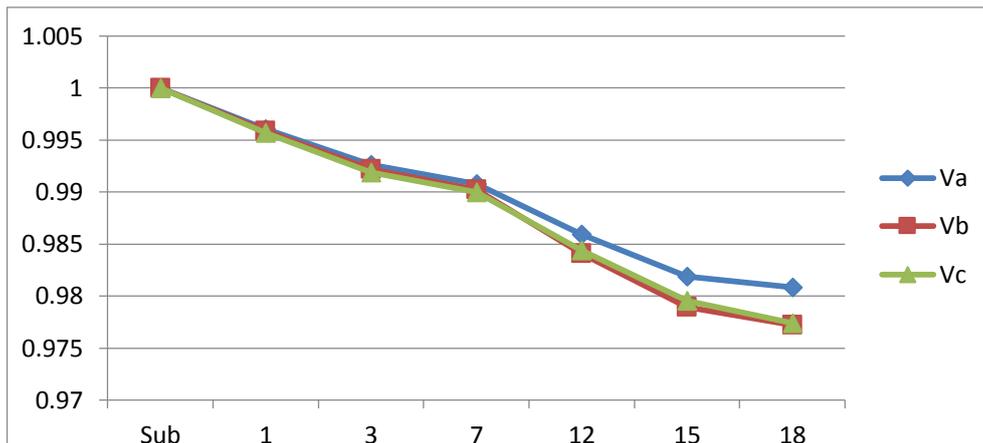


Figura 5.9 – Tensões de fase ramal 1 sem GFV (19:00)

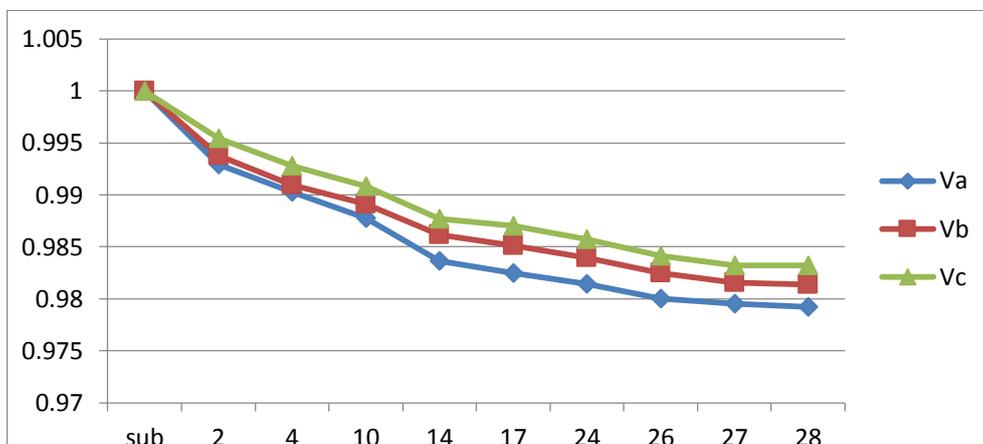


Figura 5.10 – Tensões de fase ramal 2 sem GFV (19:00)

A porcentagem de desequilíbrio da tensão do ramal 1 é mostrado na Figura 5.11, enquanto a porcentagem de desequilíbrio da tensão no ramal 2 é apresentado na Figura 5.12 para as 19:00. Pode-se observar que os desequilíbrios na tensão aumentaram para a hora em que a curva de carga atinge valor de pico.

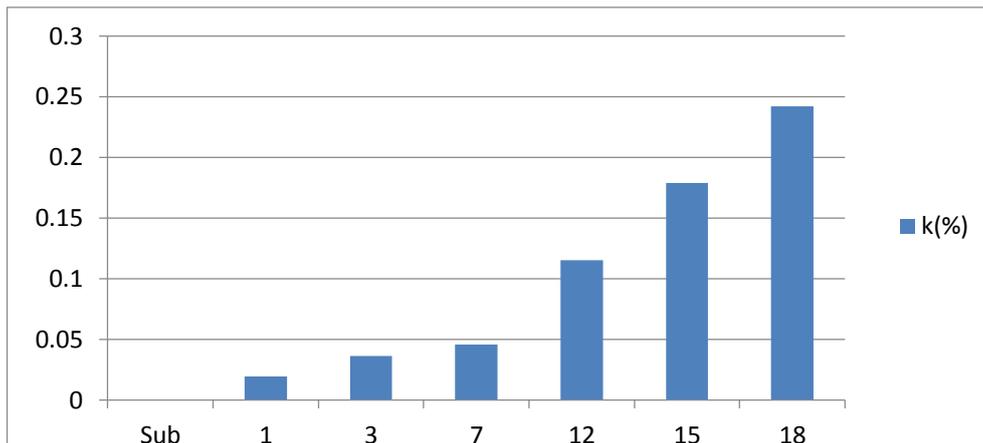


Figura 5.11 – K% no ramal 1 sem GFV (19:00)

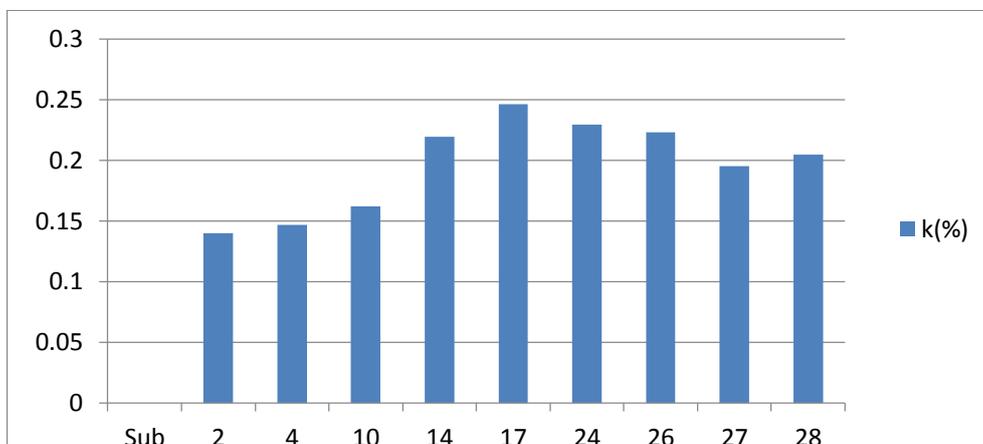


Figura 5.12 – K% no ramal 2 sem GFV (19:00)

5.2.2 GFV EM 10% DAS BARRAS

Assim como foi estabelecido anteriormente, são simuladas injeções de GFV, utilizando unidades monofásicas, em 10% das barras da rede de distribuição de BT seguindo as condições de aleatoriedade, como mostrada na tabela 5.2. Nesta tabela, barra e fase indicam a barra e a fase da rede na qual a GFV está conectada e kWp a capacidade máxima em kW dos micro geradores fotovoltaicos. A média em kW instalada pelos microgeradores fotovoltaicos nos dez testes foi de 8,3 kW.

Tabela 5.2 – Configurações de geração 10 % GFV

Barra	Fase	kWp	Barra	Fase	kWp
Configuração 1			Configuração 6		
17	c	5	19	1	1
8	a	4	2	3	5
12	a	3	23	2	1
Total Instalado		12	Total Instalado		7
Configuração 2			Configuração 7		
22	b	1	3	c	4
7	c	1	11	b	2
6	a	1	14	c	3
Total Instalado		3	Total Instalado		9
Configuração 3			Configuração 8		
7	b	4	23	b	4
1	c	5	13	a	1
17	b	1	14	a	2
Total Instalado		10	Total Instalado		7
Configuração 4			Configuração 9		
23	b	3	7	b	4
25	a	2	25	a	4
28	a	4	6	a	4
Total Instalado		9	Total Instalado		12
Configuração 5			Configuração 10		
17	b	5	22	a	4
20	a	2	18	a	1
2	a	1	23	b	1
Total Instalado		8	Total Instalado		6

Para verificar o impacto da instalação de micro geradores fotovoltaicos em 10% das barras da rede de distribuição, são apresentados os valores médios das tensões de fase e o desvio padrão dos dez testes aleatórios realizados. A Figura 5.13 e a Figura 5.14 apresentam os dados das tensões médias de fase para o ramal 1 e o ramal 2 respectivamente para as 12:00. O comportamento do perfil de tensão da rede após as 18:00 apresenta comportamento similar à condição de operação do sistema sem GFV, já que a curva de geração só tem incidência na rede desde as 6:00 até 18:00.

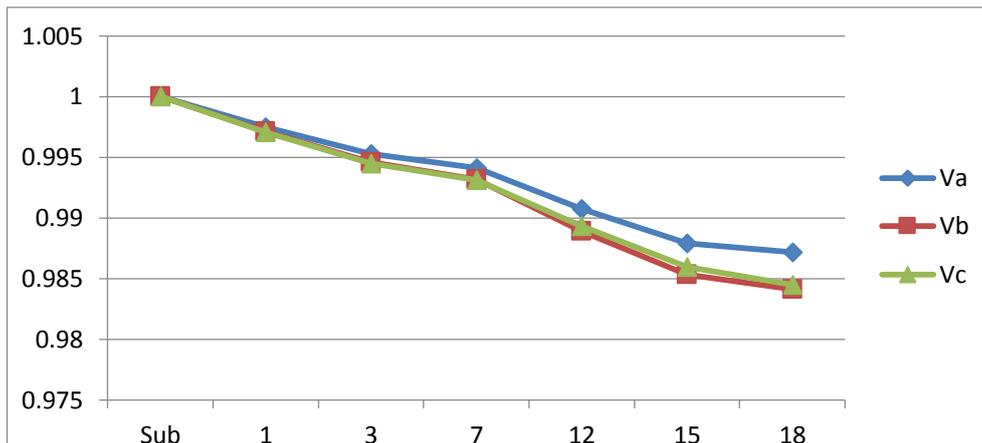


Figura 5.13 – Média das Tensões de fase ramal 1 com 10% GFV

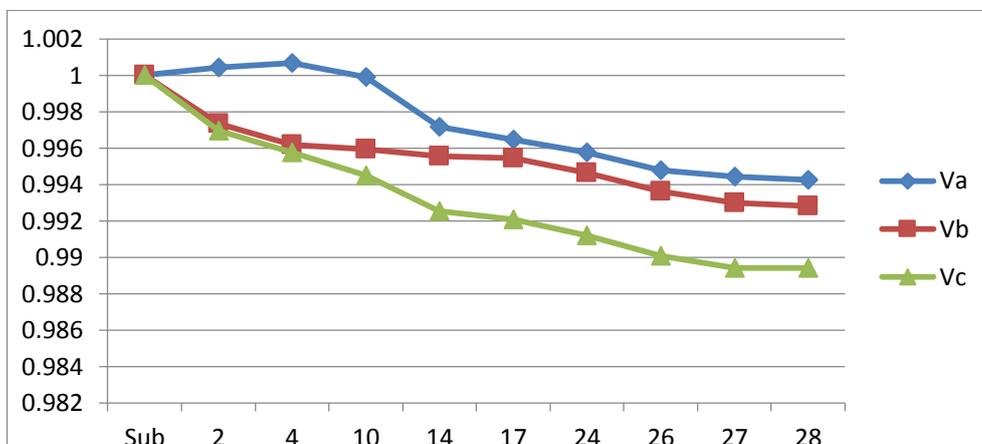


Figura 5.14 – Média das Tensões de fase ramal 2 com 10% GFV

Aumentos nas tensões de fase são apresentados quando é instalada geração fotovoltaica em 10% das barras da rede de BT. Pode-se observar que as tensões da fase A e da fase B no ramal 2 apresentam menores quedas de tensão em comparação à condição sem geração fotovoltaica.

No entanto, estas tensões fazem referência às médias das tensões dos dez testes realizados na rede, podendo apresentar menores incrementos em comparação com os valores de tensão em um teste realizado. É por isto que são analisados os desvios padrões nos valores das tensões de fase, verificando assim a variação das tensões com respeito aos valores médios obtidos durante o dia.

Os desvios padrões são diretamente afetados pela curva de geração fotovoltaica. Portanto, para a hora de maior radiação solar os desvios nos valores das tensões de fase

aumentaram. Esta situação é observada na Figura 5.15, tomando como exemplo a barra 18. O maior desvio do valor de tensão para esta condição de operação da rede apresentou-se na barra 18, devido a que está barra corresponde à barra final do ramal 1, apresentando maiores elevações de tensão durante as horas de maior radiação solar.

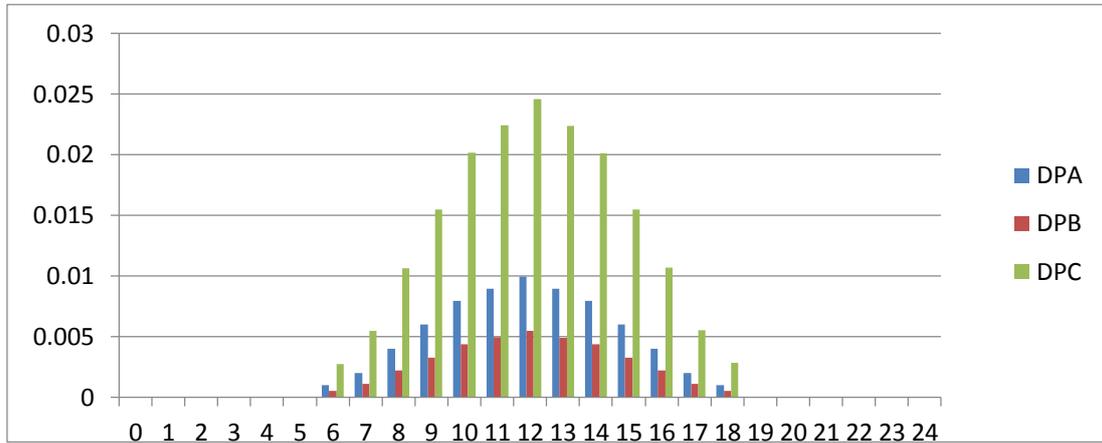


Figura 5.15 – Desvio Padrão em barra 18 com 10% GFV durante o dia

Além destes aumentos na tensão, o sistema de distribuição apresenta inversões no fluxo de potência nos ramais, passando de consumir potência ativa a entregar potência ativa à subestação como é visto na Figura 5.16.

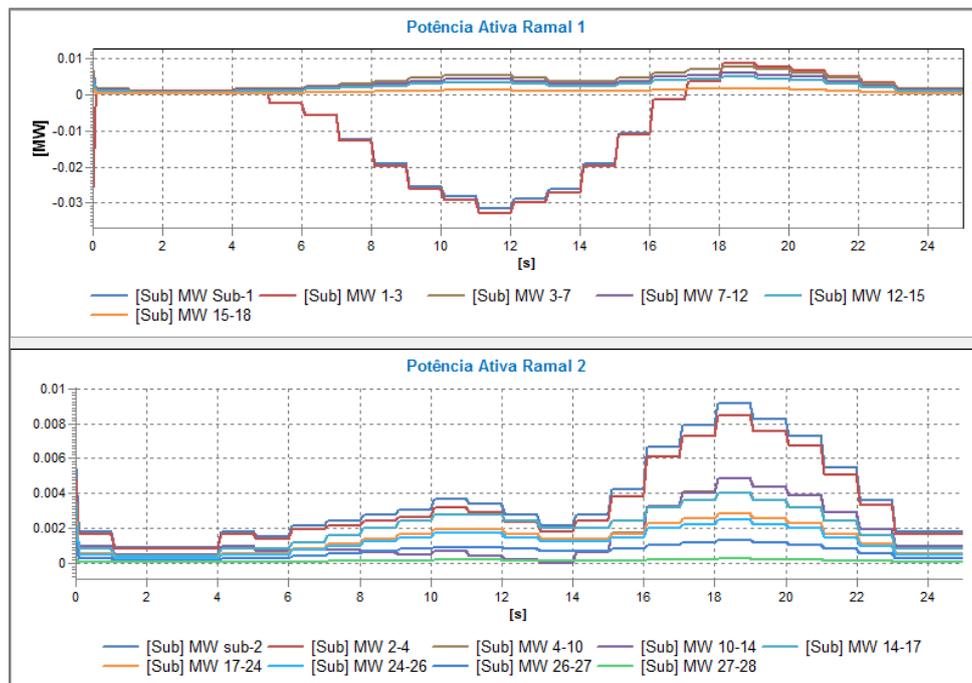


Figura 5.16 – MW em rede de distribuição de BT29 com 10% GFV

Os resultados apresentados na Figura 5.16 fazem referência aos fluxos de potência para um dos testes realizados à rede quando é instalada geração fotovoltaica monofásica de forma aleatória. Em esta Figura é observado que para esta configuração de geração fotovoltaica na rede, é entregue potência ativa à subestação desde o ramal 1 desde 5:00 até 17:00.

A instalação monofásica de microgeradores fotovoltaicos pode produzir desequilíbrios na tensão, portanto tomando como referência os dados das tensões médias de fase são calculados os desequilíbrios nas tensões de fase das barras do ramal 1 e do ramal 2. A Figura 5.17 e a Figura 5.18 mostram a comparação entre as condições sem geração fotovoltaica e com 10% de geração fotovoltaica da porcentagem de desequilíbrio na tensão das barras do ramal 1 e das barras do ramal 2.

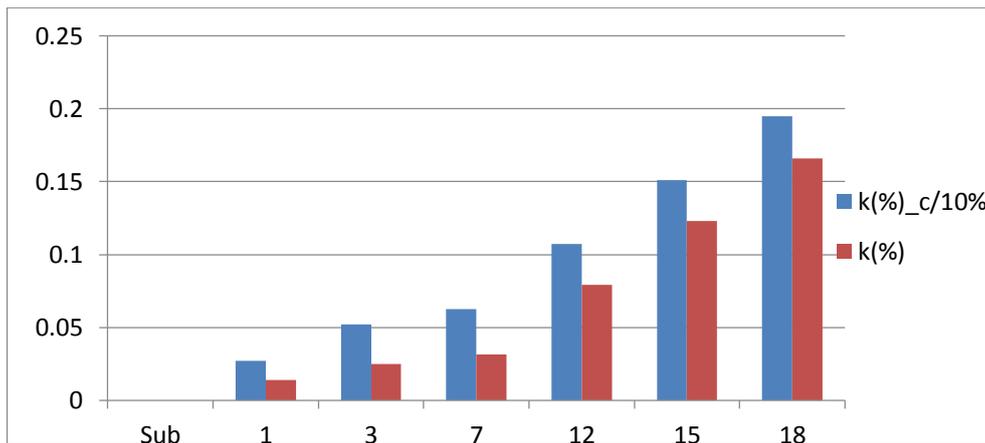


Figura 5.17 – K% em ramal 1 com 10% GFV e sem GFV

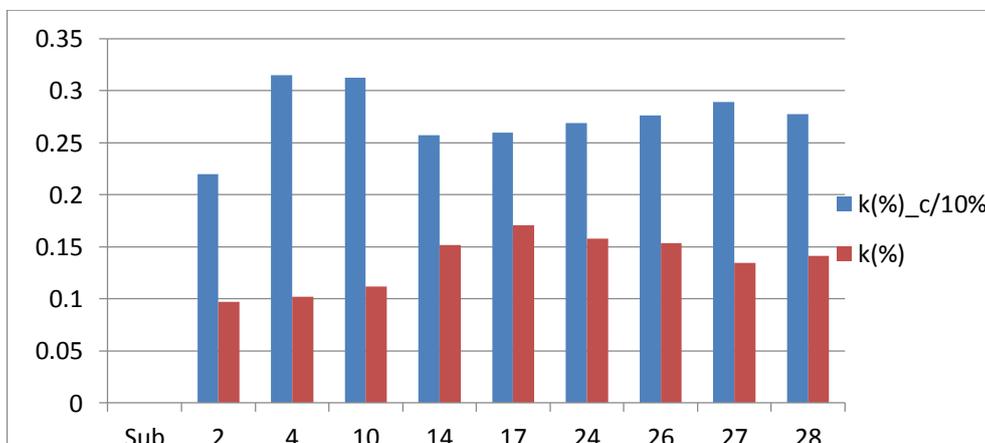


Figura 5.18– K% em ramal 2 com 10% GFV e sem GFV

Os desequilíbrios aumentaram quando for instalada geração fotovoltaica em 10% das barras da rede de BT, especialmente no ramal 2. A barra 4 apresentou a maior percentagem de desequilíbrio de tensão, já que desta barra derivam-se três sub-ramais, acrescentado estes desequilíbrios de tensão.

Na Figura 5.19 é mostrada uma comparação entre as percentagens de desequilíbrio de tensão da barra 4 para as condições sem geração fotovoltaica e quando é instalada GFV em 10% das barras da rede de BT.

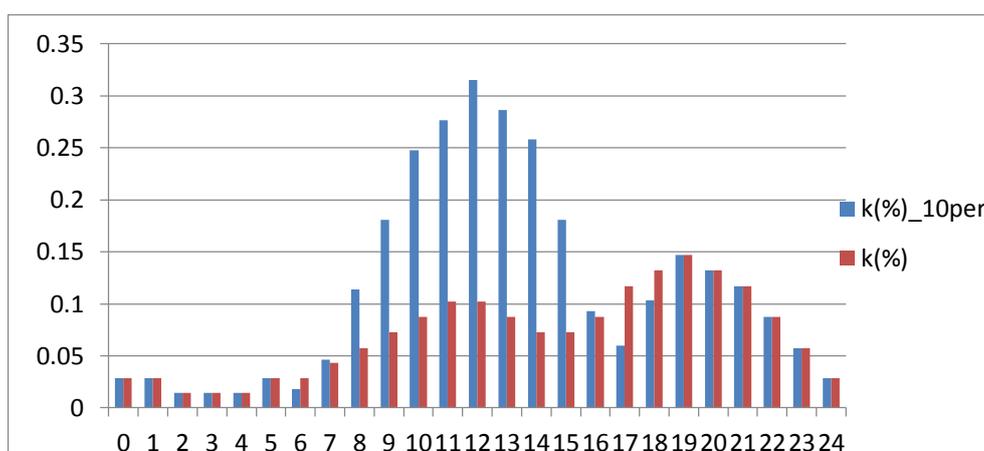


Figura 5.19 – *K%* em barra 4 com 10% GFV e sem GFV

Os desequilíbrios apresentados na barra 4 seguem o comportamento definido pelas curvas de geração e carga. Portanto, podem-se observar mudanças nos desequilíbrios para as horas em que é instalada microgeração fotovoltaica em 10% das barras da rede, especialmente aumentos nas horas em que a radiação solar é alta.

5.2.3 GFV EM 50% DAS BARRAS

De forma similar à condição GFV em 10% das barras da rede de BT, são simuladas injeções de GFV, utilizando unidades monofásicas, em 50% das barras da rede de distribuição de BT seguindo as condições de aleatoriedade, como mostrada na tabela 5.3. Nesta tabela, barra e fase indicam a barra e a fase da rede na qual a GFV está conectada e kWp a capacidade máxima em kW dos micro geradores fotovoltaicos. A média em kW instalada pelos microgeradores fotovoltaicos nos dez testes foi de 43,56 kW.

Tabela 5.3 – Configurações de geração 50 % GFV

Fase	Barra	kWp/barra	kWp
Configuração 1			
a	6, 19, 13, 17, 27	1, 5, 3, 4, 3	16
b	22, 28, 15, 24	1, 2, 4, 1	8
c	7, 4, 12, 20, 11, 26	1, 2, 1, 4, 4, 2	14
Total Instalado			38
Configuração 2			
a	10, 13, 5, 9, 28, 21, 11, 18	1, 2, 4, 3, 4, 4, 5, 5	28
b	4, 3, 14, 22	3, 4, 3, 1	11
c	2, 19, 25	4, 1, 4	9
Total Instalado			48
Configuração 3			
a	6, 4, 21, 27, 5	1, 2, 3, 1, 2	9
b	12, 11, 23, 10, 20, 16	1, 1, 3, 5, 1, 1	12
c	14, 8, 9, 28	5, 2, 5, 1	13
Total Instalado			34
Configuração 4			
a	2, 8, 28, 14, 25	2, 1, 3, 5, 3	14
b	19, 9, 15, 17, 10, 23	5, 3, 2, 1, 1, 2	14
c	1, 3, 22, 7	3, 3, 1, 5	12
Total Instalado			40
Configuração 5			
a	9, 5, 22, 20, 26	5, 2, 4, 4, 4	19
b	6, 2, 12, 16	4, 4, 3, 5	16
c	18, 11, 7, 27, 21, 25	4, 5, 2, 1, 4, 3	19
Total Instalado			54
Configuração 6			
a	5, 8, 13, 7, 1, 3, 11, 18	1, 2, 2, 3, 5, 1, 4, 3	21
b	19, 14, 27, 26, 22	3, 4, 1, 2, 5	15
c	4, 2	5, 5	10
Total Instalado			46
Configuração 7			
a	2, 1	2, 1	3
b	8, 28, 17, 20, 21, 23, 26, 10	2, 3, 2, 1, 1, 2, 1, 3	14
c	9, 18, 24, 6, 27	5, 2, 5, 2, 4	18
Total Instalado			35
Configuração 8			
a	3, 6, 8, 24	4, 4, 2, 4	14
b	21, 5, 12, 19, 25, 22	4, 2, 3, 4, 1, 1	15
c	20, 10, 14, 9, 17	1, 5, 1, 1, 4	12
Total Instalado			41
Configuração 9			
a	6, 11, 27, 13	4, 1, 1, 1	7
b	23, 17, 2, 1, 16, 26, 9	3, 3, 4, 4, 4, 5, 3	26
c	4, 18, 25, 12	2, 5, 2, 4	13
Total Instalado			46
Configuração 10			
a	14, 12, 26	3, 1, 4	8
b	15, 1, 13	1, 2, 5	8
c	25, 2, 24, 22, 10, 28, 16, 21, 4	2, 4, 3, 2, 2, 4, 5, 1, 5	28
Total Instalado			44

A Figura 5.20 e a Figura 5.21 apresentam o comportamento das tensões das barras do ramal 1 e do ramal 2 para quando é instalada geração fotovoltaica em 50% das barras da rede. Nestas Figuras pode-se observar aumentos nas tensões de fase, em especial no ramal 2, no qual as tensões de fase da barra mais distante da subestação apresentam sobre tensões perto ao limite de tensão (1.05 pu).

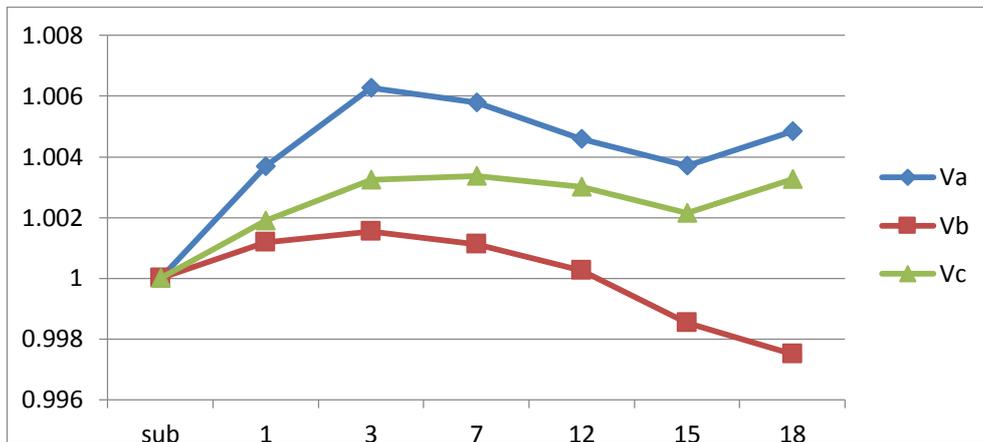


Figura 5.20 – Média das tensões de fase ramal 1 com 50% GFV

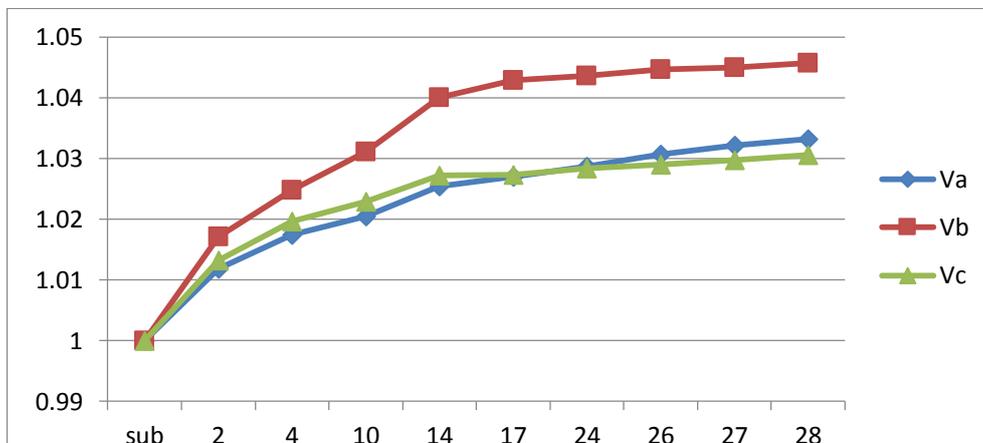


Figura 5.21 – Média das tensões de fase ramal 2 com 50% GFV

Como foi especificado anteriormente, os resultados apresentados na Figura 5.20 e 5.21 fazem referência às médias das tensões de fase dos dez testes realizados na rede de distribuição. Para tanto, desvios padrões são analisados para verificar a variação dos resultados das tensões de fase obtidos nos testes durante o dia, em especial nas horas em que é instalada geração fotovoltaica, respeito às médias das tensões. O maior desvio foi apresentado na barra 28 nas horas de maior radiação solar, assim como é observado na Figura 5.22.

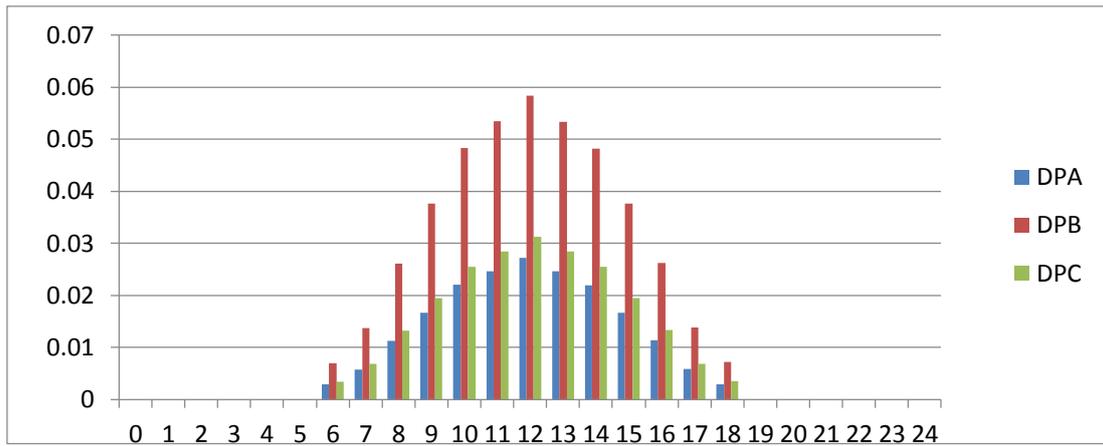


Figura 5.22 – Desvio Padrão em barra 28 com 50% GFV

Além dos aumentos nas tensões, a instalação de geração fotovoltaica em 50% das barras da rede produz fluxos de potência inversos, isto é, em direção da carga à subestação, passando de consumir potência ativa a entregar potência ativa à subestação.

Diferente da condição de geração fotovoltaica em 10% das barras da rede, a potência ativa é entregue à subestação através do ramal 2, enquanto que o ramal 1 não entrega potência ativa à subestação como é observado na Figura 5.23.

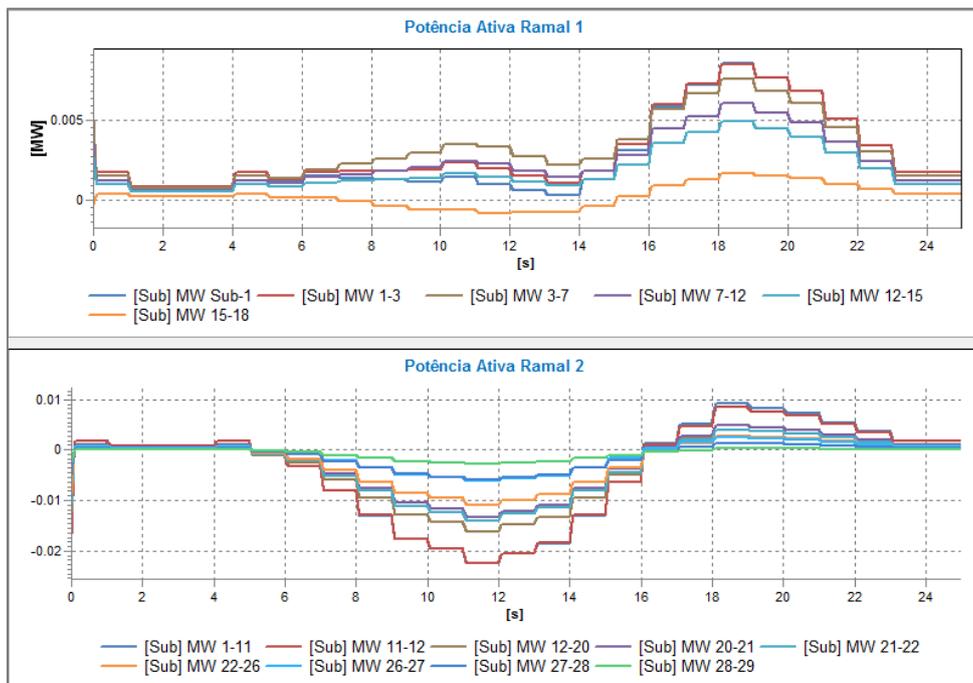


Figura 5.23 – MW em Ramal 1 e Ramal 2 com 50% GFV

A instalação monofásica de geração fotovoltaica em 50% das barras da rede de distribuição introduz desequilíbrios adicionais na rede, em especial na hora em que a radiação solar é maior.

A Figura 5.24 e a Figura 5.25 apresentam uma comparação entre a porcentagem de desequilíbrio das condições de operação do sistema sem geração fotovoltaica e com 50% de instalação de geração fotovoltaica para as 12:00 no ramal 1 e no ramal 2.

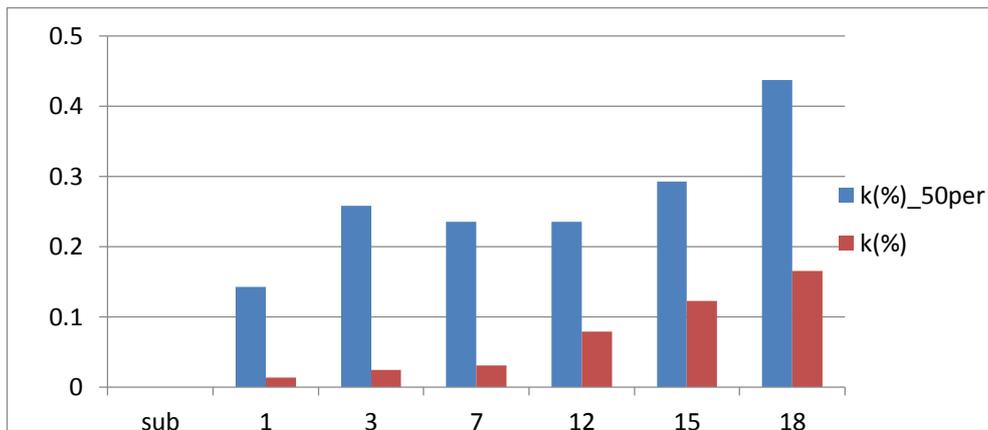


Figura 5.24 – K% em ramal 1 com 50% GFV e sem GFV

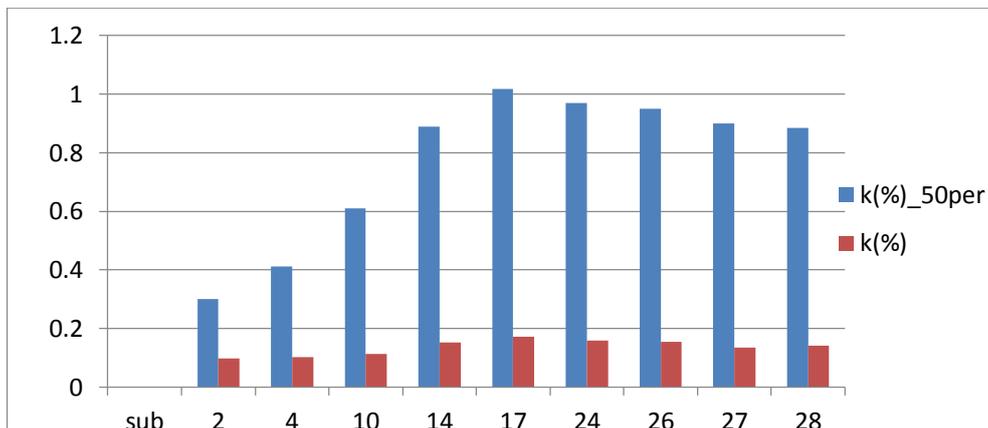


Figura 5.25 – K% em ramal 2 com 50% GFV e sem GFV

Pode-se observar que os aumentos nos desequilíbrios produzidos pela instalação de geração fotovoltaica em 50% das barras da rede é bastante considerável, em especial no ramal 2. Na Figura 5.26 é feita uma comparação entre a porcentagem de desequilíbrio para a condição sem geração fotovoltaica e com geração fotovoltaica em 50% das barras

da rede para a barra 17. Já que nesta barra os desequilíbrios foram maiores devido a que desta barra derivam-se três sub-ramais, os quais estão mais afastados da subestação.

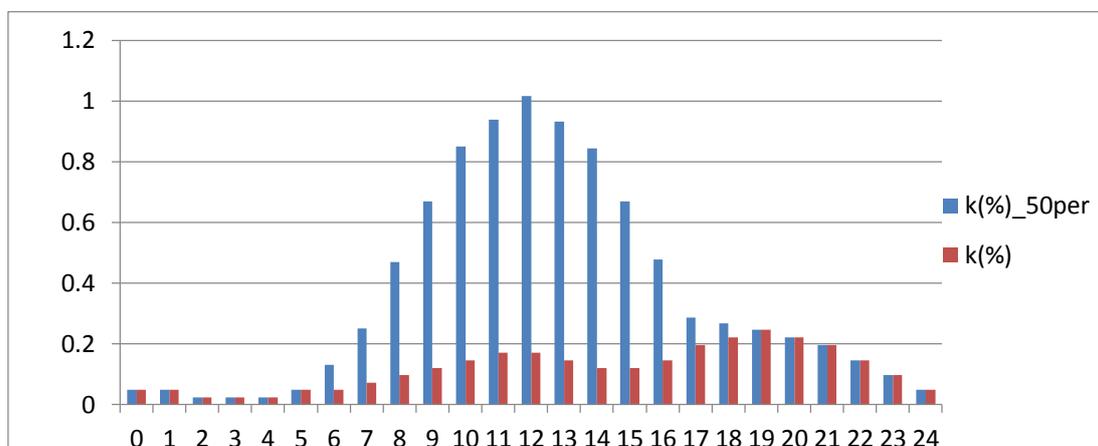


Figura 5.26 – K% em barra 17 com 50% GFV e sem GFV

Como é observado na Figura 5.26 os aumentos nos desequilíbrios de tensão nas barras do sistema estão diretamente impactados pela curva de geração. Já que eles aumentam e diminuem segundo o aumento e a diminuição da curva de geração.

5.2.4 GFV EM 80% DAS BARRAS

De forma similar às condições de GFV em 10% e 50% das barras da rede de BT, são simuladas injeções de GFV, utilizando unidades monofásicas, em 80% das barras da rede de distribuição de BT seguindo as condições de aleatoriedade, como mostrada na tabela 5.4. Nesta tabela, barra e fase indicam a barra e a fase da rede na qual a GFV está conectada e kWp a capacidade máxima em kW dos micro geradores fotovoltaicos. A média em kW instalada pelos microgeradores fotovoltaicos nos dez testes foi de 67 kW.

Tabela 5.4 – Configurações de geração 80 % GFV

Fase	Barra	kWp/barra	kWp
Configuração 1			
a	4, 5, 15, 17, 22	1, 2, 3, 5, 4	15
b	2, 3, 9, 20, 23, 26, 29	4, 1, 4, 2, 1, 1, 2	15
c	6, 7, 8, 12, 16, 18, 19, 24, 25, 27, 28	4, 1, 1, 2, 2, 4, 2, 5, 2, 2, 1	26
Total Instalado			56
Configuração 2			
a	3, 4, 5, 7, 8, 11, 17, 18, 19, 21, 25, 26, 27	5, 5, 5, 5, 4, 2, 1, 4, 4, 1, 2, 3, 3	44
b	10, 13, 14, 15, 20, 28	1, 5, 1, 3, 5, 1	16
c	6, 16, 23, 24,	4, 5, 4, 3	16
Total Instalado			76
Configuração 3			
a	4, 14, 22, 26,	2, 3, 1, 5	11
b	2, 3, 5, 9, 10, 12, 13, 17, 24, 27, 28	4, 1, 4, 2, 1, 1, 2	15
c	8, 15, 16, 18, 19, 23, 25, 29	1, 3, 4, 1, 1, 1, 3, 4	18
Total Instalado			44
Configuração 4			
a	6, 8, 10, 14, 16, 21	4, 2, 2, 5, 4, 4	21
b	3, 7, 11, 13, 17, 19, 20, 29	5, 4, 4, 1, 4, 5, 2, 3	28
c	2, 9, 12, 15, 18, 23, 26, 27, 28	1, 5, 1, 2, 2, 3, 4, 3, 4	25
Total Instalado			74
Configuração 5			
a	3, 8, 11, 13, 16, 17, 20, 21, 22, 24, 25	3, 2, 5, 5, 1, 4, 2, 3, 4, 3, 1	33
b	4, 5, 6, 9, 10, 15, 26, 29	5, 5, 3, 4, 3, 1, 2, 5	28
c	7, 14, 19, 27	1, 4, 4, 5	14
Total Instalado			75
Configuração 6			
a	2, 8, 10, 12, 19, 26, 27, 28	2, 4, 2, 2, 4, 4, 1, 2	21
b	5, 6, 7, 9, 11, 15, 20, 21, 25, 29	3, 5, 3, 1, 5, 5, 5, 1, 4, 2	34
c	3, 4, 13, 14, 18,	3, 4, 5, 1, 5	18
Total Instalado			73
Configuração 7			
a	5, 9, 12, 20, 26, 28, 29	3, 2, 4, 1, 4, 1, 1	16
b	4, 10, 14, 18, 19, 21, 22, 23, 24, 25	4, 3, 3, 4, 4, 4, 4, 5, 5	40
c	2, 6, 7, 11, 16, 17	2, 4, 2, 5, 2, 3	18
Total Instalado			74
Configuração 8			
a	12, 19, 21, 25, 28	1, 4, 3, 3, 3	14
b	4, 8, 13, 23, 26, 29	2, 1, 1, 5, 5, 1	15
c	2, 3, 5, 6, 14, 15, 16, 17, 20, 22, 24, 27	4, 2, 5, 2, 5, 2, 1, 5, 4, 2, 2,3	37
Total Instalado			66
Configuração 9			
a	2, 4, 9, 13, 14, 19, 20, 22, 23, 29	4, 4, 4, 3, 2, 2, 1, 4, 1, 3	28
b	3, 11, 15, 26, 28	4, 1, 3, 4, 1	13
c	5, 6, 7, 8, 10, 18, 24, 25	2, 3, 3, 5, 5, 3, 3, 3	27
Total Instalado			68
Configuração 10			
a	2, 11, 17, 18, 23, 26, 27, 29	3, 5, 5, 2, 2, 1, 2, 3	23
b	7, 8, 9, 12, 13, 21, 22, 25	5, 3, 2, 1, 4, 2, 1, 4	22
c	3, 4, 5, 10, 15, 16, 24	3, 1, 5, 1, 1, 4, 3	18
Total Instalado			63

Quando é instalada geração fotovoltaica em 80% das barras da rede de distribuição, as tensões de fase apresentam o comportamento mostrado na Figura 5.27 para o ramal 1 e na Figura 5.28 para o ramal 2.

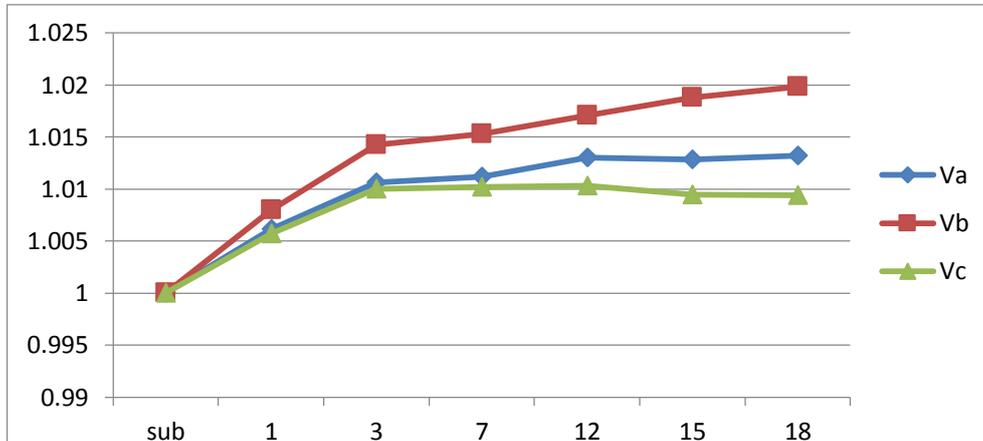


Figura 5.27 – Média das tensões de fase em ramal 1 com 80% GFV

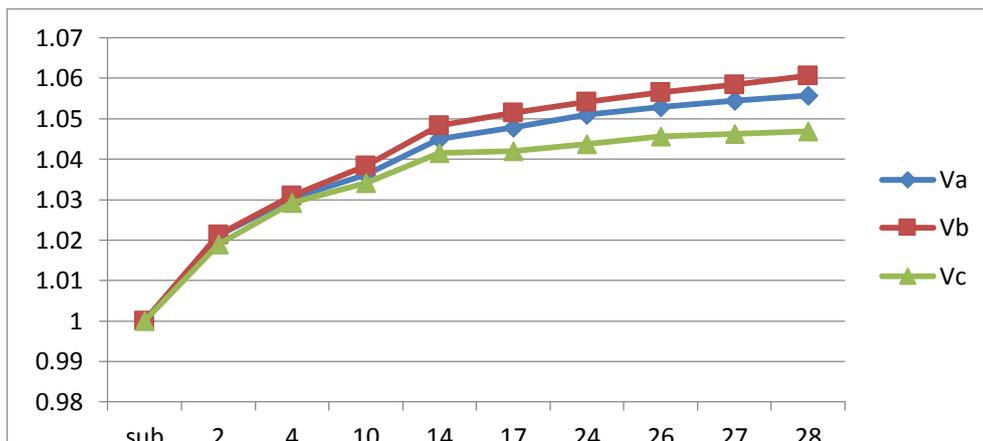


Figura 5.28 – Média das tensões de fase em ramal 2 com 80% GFV

Para esta condição de geração na rede de distribuição é observado que as barras que apresentam maiores aumentos na média das tensões são as barras mais distantes da subestação. As barras do ramal 2 aumentam a valores superiores ao limite de tensão, acima de 1.05 em pu, produzindo operações não desejadas na rede.

Desvios padrões são analisados para verificar a variação das tensões de fase obtidas nos dez testes com respeito aos valores médios de tensão de fase obtidos quando é instalada geração fotovoltaica em 80% das barras da rede de distribuição. O maior

desvio nos valores de tensão média apresentou-se na barra 17 para as 12:00 como é mostrado na Figura 5.29.

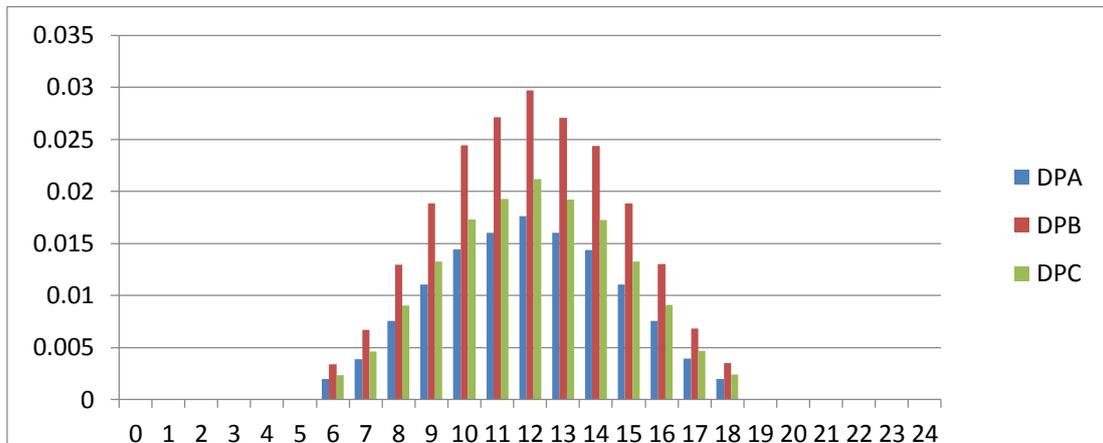


Figura 5.29 – Desvio Padrão em barra 17 com 80% GFV

Da Figura 5.29 é observado que os desvios são diretamente afetados pela curva de geração, aumentando e diminuindo segundo à curva de geração estabelecida.

Como nas condições de geração fotovoltaica em 10% e 50% das barras da rede, inversões no fluxo de potência ativa acontecem fazendo com que a subestação passe de entregar potência ativa à rede a receber potência ativa das cargas da rede de distribuição, condição para a qual o sistema não está projetado para operar. Para esta condição de geração os dois ramais principais entregaram potência ativa à subestação desde 5:00 até 16:00 no ramal 1, e desde 5:00 até 17:00 no ramal 2 como é observado na Figura 5.30.

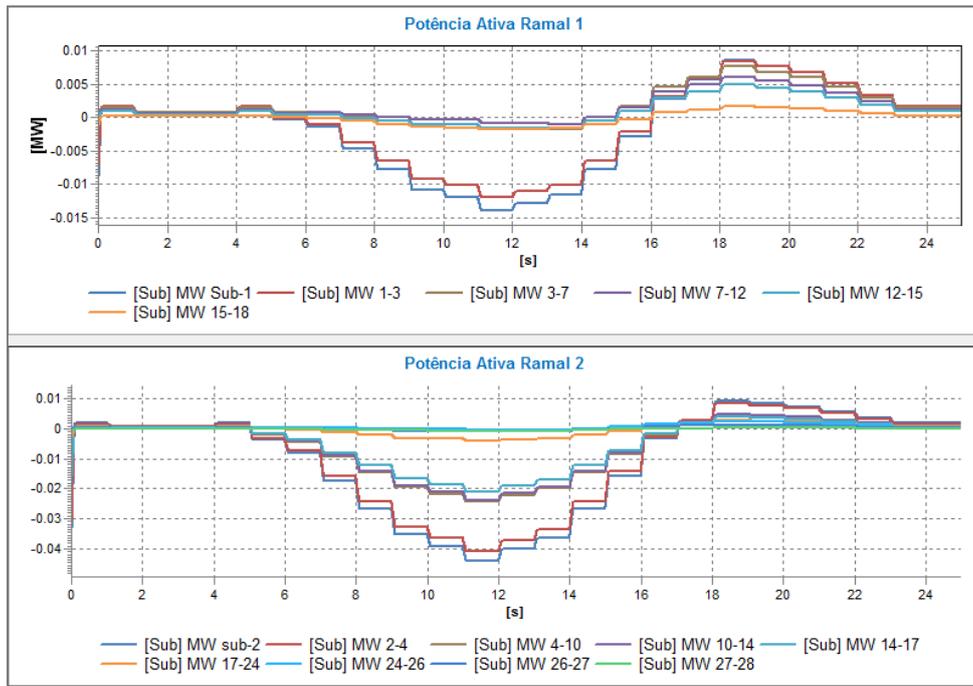


Figura 5.30 – MW em Ramal 1 e em Ramal 2 com 80% GFV

Em comparação com as condições de geração fotovoltaica em 10% e 50% das barras da rede de distribuição, os aumentos nas tensões para esta condição de geração foram mais uniformes, isto é, as três fases tiveram comportamentos similares, sendo maiores ao final de cada ramal. Portanto os desequilíbrios de tensão também foram maiores para as barras finais de cada ramal como é observado na Figura 5.31 e na Figura 5.32 para o ramal 1 e o ramal 2.

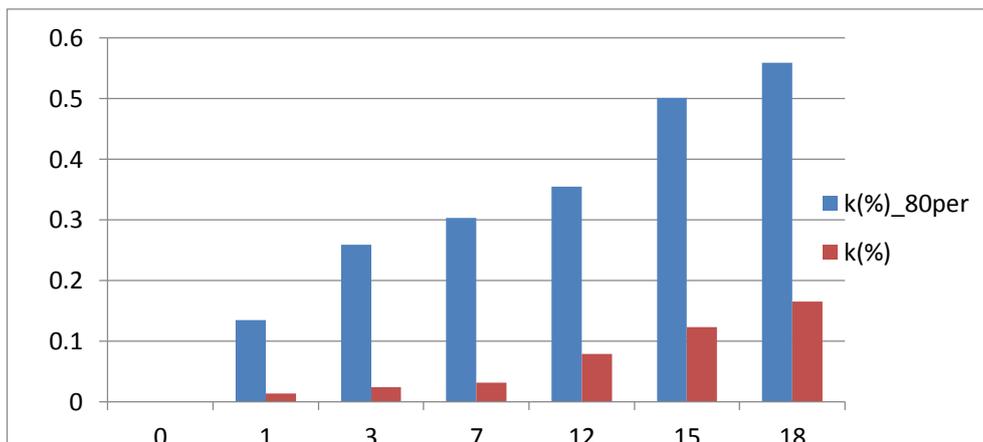


Figura 5.31 – K% em Ramal 1 sem GFV e com 80% GFV

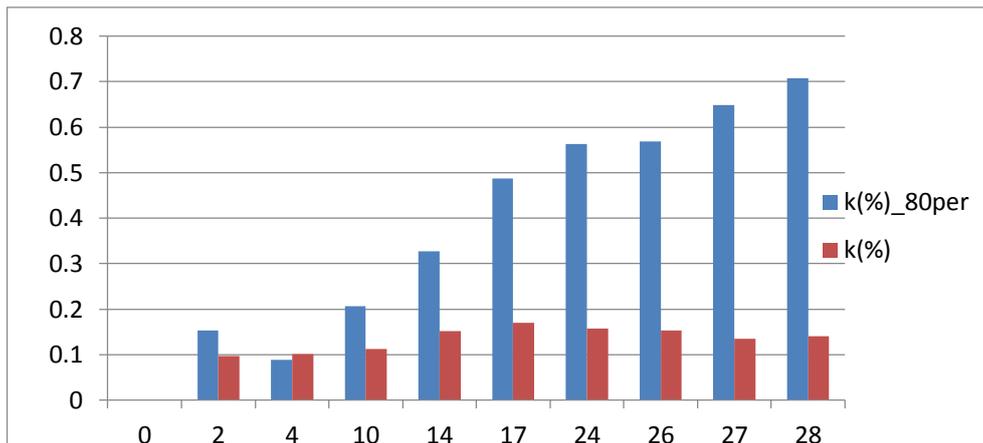


Figura 5.32 – *K% em Ramal 2 sem GFV e com 80% GFV*

Como nos casos de geração anteriores, a porcentagem de desequilíbrio de tensão das barras da rede de distribuição é diretamente impactada pela curva de geração fotovoltaica, aumentando e diminuindo de valor segundo a variação da curva de geração. A Figura 5.33 mostra a variação da porcentagem de desequilíbrio de tensão da barra 28 no transcurso do dia.

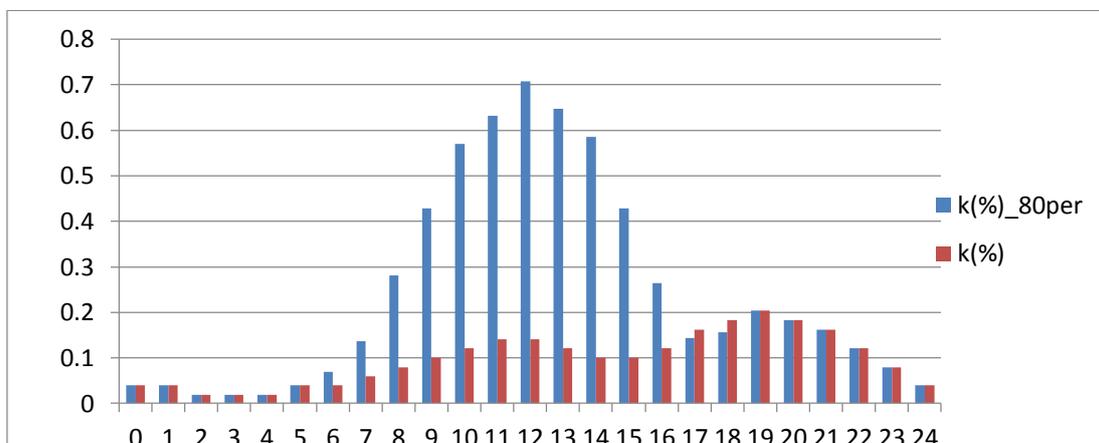


Figura 5.33 – *K% em barra 28 sem GFV e com 80% GFV*

5.2.5 GFV EM 100% DAS BARRAS

De forma similar às condições de GFV em 10%, 50% e 80% das barras da rede de BT, são simuladas injeções de GFV, utilizando unidades monofásicas, em todas as barras da rede de distribuição de BT seguindo as condições de aleatoriedade, como mostrada na tabela 5.5. Nesta tabela, barra e fase indicam a barra e a fase da rede na qual a GFV está conectada e kWp a capacidade máxima em kW dos micro geradores

fotovoltaicos. A média em kW instalada pelos microgeradores fotovoltaicos nos dez testes foi de 77,5 kW.

Tabela 5.5 – Configurações de geração 100 % GFV

Fase	Barra	kWp/barra	kWp
Configuração 1			
a	1, 3, 11, 15, 9, 8, 16, 19, 20, 21, 22, 25, 28	1, 5, 1, 5, 5, 1, 5, 2, 4, 3, 2, 2, 3	40
b	5, 6, 7, 12, 18, 13, 10, 23, 26	1, 5, 1, 5, 3, 1, 5, 1, 3	25
c	2, 4, 14, 17, 24, 27	2, 5, 4, 5, 5, 3	24
Total Instalado			89
Configuração 2			
a	5, 6, 11, 18, 2, 4, 8, 10, 26	1, 2, 3, 2, 2, 1, 3, 3, 5	22
b	1, 3, 7, 15, 13, 19, 20, 14, 17, 24, 27	2, 2, 3, 5, 2, 3, 3, 4, 3, 1, 1	29
c	12, 9, 16, 21, 22, 25, 23, 28	4, 5, 1, 3, 3, 3, 4, 1	24
Total Instalado			75
Configuração 3			
a	3, 6, 7, 15, 18, 4, 9, 21, 25, 23	2, 1, 4, 1, 4, 5, 2, 2, 1, 3	25
b	12, 2, 8, 20, 14, 17, 24, 26, 27	5, 3, 3, 5, 3, 1, 4, 1, 5	30
c	1, 5, 11, 13, 16, 19, 10, 22, 28	5, 1, 4, 1, 4, 3, 4, 5, 3	30
Total Instalado			85
Configuração 4			
a	5, 14, 17, 22, 25, 24, 27	2, 1, 3, 5, 4, 2, 2	19
b	1, 3, 6, 7, 12, 15, 18, 9, 13, 16, 20, 10, 23, 26, 28	2, 1, 1, 4, 5, 1, 2, 5, 2, 3, 2, 3, 2, 1, 1	35
c	11, 2, 4, 8, 19, 21	5, 2, 2, 5, 4, 5	23
Total Instalado			77
Configuração 5			
a	3, 12, 18, 2, 20, 21, 17, 22, 24, 27	4, 2, 3, 4, 4, 4, 4, 4, 5, 1	35
b	6, 5, 11, 7, 15, 9, 8, 13, 19, 10, 25, 26, 28	3, 1, 4, 4, 4, 3, 4, 1, 3, 4, 5, 3, 2	41
c	1, 4, 13, 14, 23	2, 3, 2, 1, 5	13
Total Instalado			89
Configuração 6			
a	11, 4, 8, 23, 24, 27	3, 1, 3, 3, 4, 4	18
b	3, 6, 5, 2, 13, 19, 21, 25, 26	1, 1, 2, 5, 4, 3, 1, 5, 2	24
c	1, 7, 12, 15, 18, 9, 16, 20, 10, 14, 17, 22, 28	2, 4, 2, 5, 3, 5, 3, 4, 2, 1, 2, 5, 3	41
Total Instalado			83
Configuração 7			
a	1, 6, 11, 7, 12, 8, 19, 10, 25, 26	3, 4, 4, 4, 1, 3, 4, 2, 2, 1	28
b	4, 9, 13, 16, 20, 21, 14, 17, 24	4, 5, 1, 4, 1, 3, 2, 5, 4	29
c	3, 5, 15, 18, 2, 22, 23, 27, 28	3, 3, 2, 5, 3, 5, 1, 3, 3	28
Total Instalado			85
Configuração 8			
a	6, 7, 12, 18, 8, 22, 23, 24, 28	3, 1, 2, 2, 1, 2, 3, 5, 1	20
b	15, 2, 9, 13, 20, 21, 14, 26, 27	2, 2, 1, 1, 4, 1, 3, 1, 5	20
c	1, 3, 5, 11, 4, 16, 19, 10, 17, 25	1, 5, 4, 1, 1, 1, 3, 3, 2, 1	22
Total Instalado			62
Configuração 9			
a	4, 8, 16, 20, 25, 24, 27	1, 4, 4, 1, 2, 1, 4	17
b	3, 5, 18, 9, 10, 17, 28	4, 1, 1, 1, 2, 3, 3	15
c	1, 6, 11, 7, 12, 15, 2, 13, 19, 21, 14, 22, 23, 26	1, 3, 3, 1, 4, 1, 5, 1, 2, 2, 2, 2, 5, 1	33
Total Instalado			65
Configuração 10			
a	4, 8, 16, 20, 25, 24, 27	1, 4, 4, 1, 2, 1, 4	17
b	3, 5, 18, 9, 10, 17, 28	4, 1, 1, 1, 2, 3, 3	15
c	1, 6, 11, 7, 12, 15, 2, 13, 19, 21, 14, 22, 23, 26	1, 3, 3, 1, 4, 1, 5, 1, 2, 2, 2, 2, 5, 1	33
Total Instalado			65

Quando é instalada geração fotovoltaica em todas as barras da rede de BT a tensão apresenta o comportamento mostrado na Figura 5.34 e 5.35.

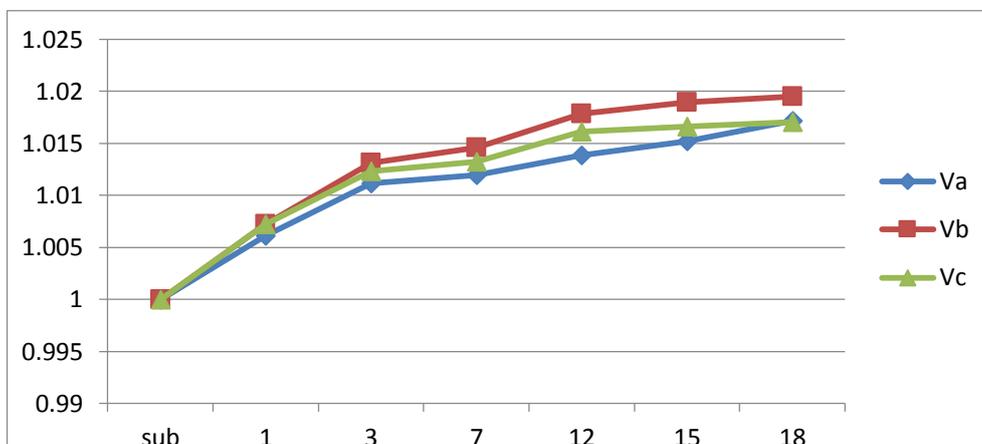


Figura 5.34 – Médias de tensão em ramal 1 com 100% GFV

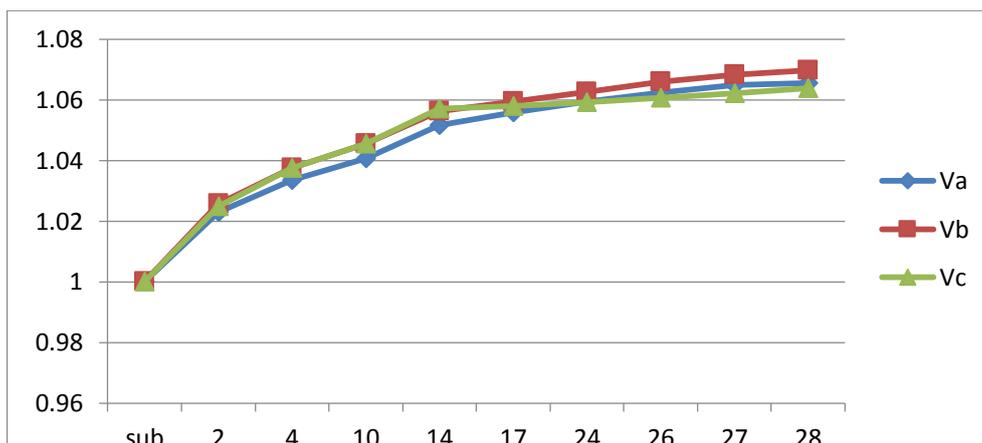


Figura 5.35 – Médias de tensão em ramal 2 com 100% GFV

Como para a condição em que foi instalada geração fotovoltaica em 80% das barras da rede de BT, as barras que apresentaram maiores aumentos foram as barras ao final de cada ramal. Para o ramal 2 quase todas as barras encontram-se em estado de sobre tensão. Esta condição de sobre tensão é uma condição de operação do sistema não desejada, sendo necessário instalar elementos de controle de tensão na rede de BT.

Estas tensões obtidas fazem referência às médias das tensões obtidas nos dez testes realizados à rede de BT instalando geração fotovoltaica em todas as barras. Portanto, desvios padrões são analisados para verificar as variações das tensões obtidas em cada

hora do dia respeito à média das tensões de fase, em especial para as horas em que é instalada a geração fotovoltaica. O maior desvio nos valores de tensão foi apresentado na barra 18 para as 12:00 como é apresentado na Figura 5.36.

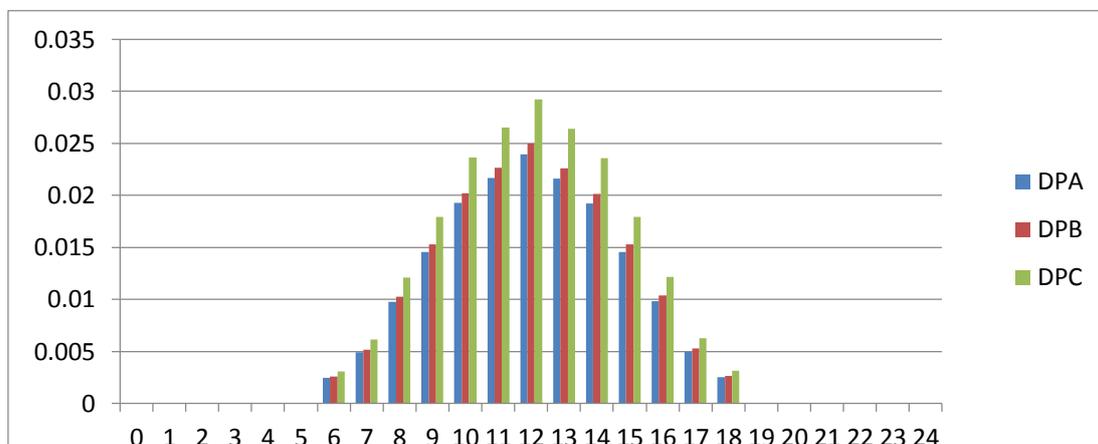


Figura 5.36 – Desvio Padrão em Barra 18 com 100% GFV

Da Figura 5.36 é observado que os desvios estão diretamente afetados pela curva de geração, aumentando e diminuindo segundo a curva de geração estabelecida. Outro dado interessante é que os desvios são menores para a condição em que é instalada geração fotovoltaica em todas as barras da rede em comparação a quando é instalada geração fotovoltaica na metade das barras da rede de BT.

Como para as anteriores configurações de geração fotovoltaica em 10%, 50% e 80% das barras da rede de distribuição, o sistema apresenta fluxos de potência inversos nos dois ramais principais da rede. O ramal 1 entrega potência ativa à subestação desde 5:00 até 17:00, enquanto o ramal 2 entrega potência ativa à subestação desde 5:00 até 18:00, isto é para todas as horas em que a geração fotovoltaica é ligada à rede. A Figura 5.37 mostra os fluxos de potência para os dois ramais principais da rede de distribuição.

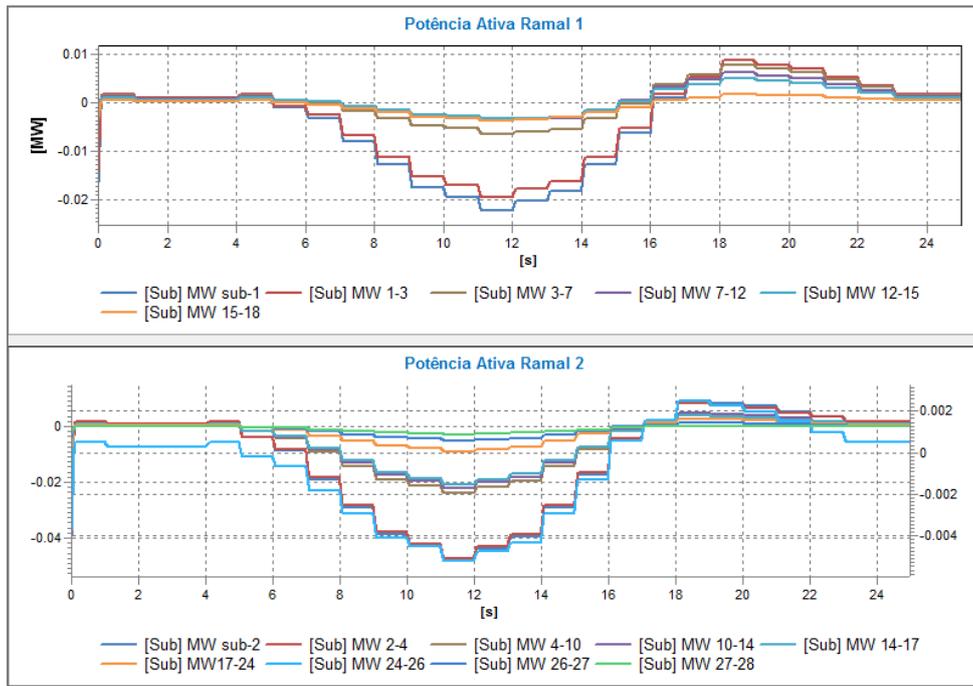


Figura 5.37 – MW em Ramal 1 e Ramal 2 com 100% GFV

A instalação monofásica de microgeradores fotovoltaicos em todas as barras da rede de BT produz aumentos nos desequilíbrios de tensão do sistema de distribuição. No entanto, como é observado na Figura 5.38 e na Figura 5.39 estes desequilíbrios foram menores em comparação com os desequilíbrios de tensão produzidos pela instalação de geração fotovoltaica em uma quantidade considerável de barras (50%, 80%).

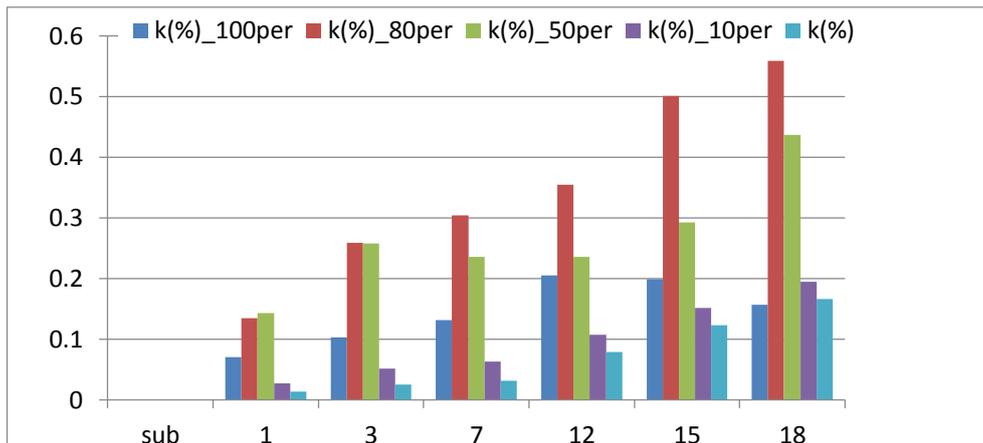


Figura 5.38 – K% em Ramal 1 sem GFV e com GFV

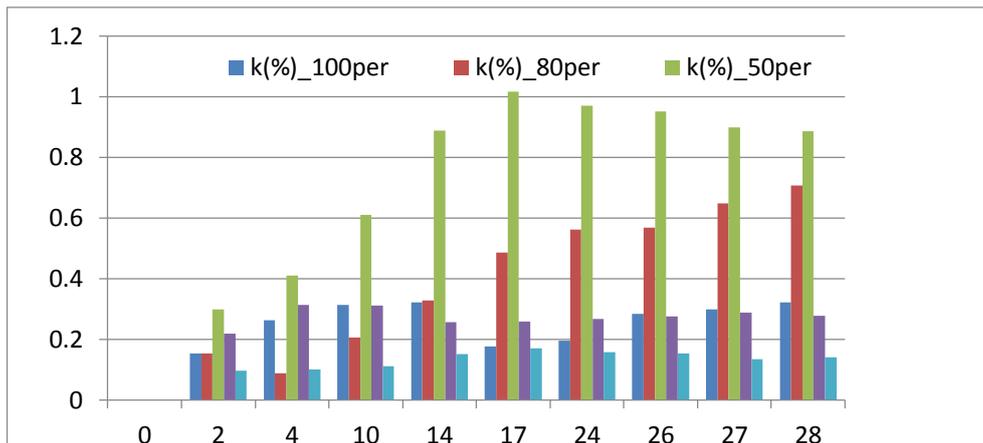


Figura 5.39 – K% em Ramal 2 sem GFV e com GFV

Igual que para as condições de geração fotovoltaica em 10%, 50% e 80% das barras da rede, a porcentagem de desequilíbrio é impactada diretamente pela curva de geração, aumentando e diminuindo de valor segundo o comportamento da radiação solar no dia. Esta situação é observada na Figura 5.40, a qual mostra para a barra 14 no transcurso do dia a comparação entre a porcentagem de desequilíbrio para a condição de operação do sistema sem geração fotovoltaica e com geração fotovoltaica em todas as barras do sistema.

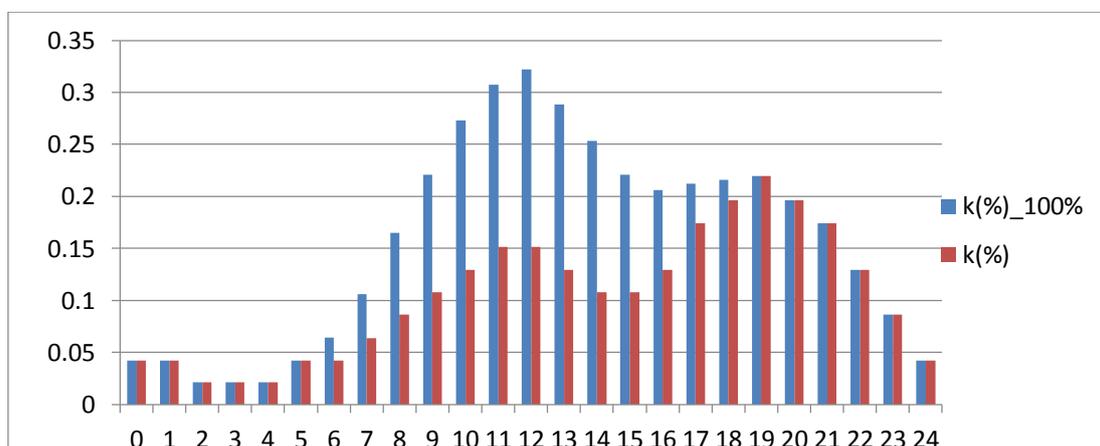


Figura 5.40 – K% em Barra 14 sem GFV e com 100% de GFV

5.3 RESULTADO DO SISTEMA MT34

Para verificar a ação da GFV na rede são analisados dos ramais principais, estes dois ramais compartilham um caminho principal na rede de MT, desde a subestação até o transformador abaixador de 24,9/0.121244 kV (832 – 888). A continuação dos ramais na rede de BT corresponde aos dois ramais principais analisados no sistema de BT29, os quais terminam nas barras 18 e 28, respectivamente. Desta forma, os resultados das tensões do sistema serão apresentadas para o *Ramal 1* (802, 806, 808, 812, 814, 850, 816, 824, 828, 830, 854, 852, 832, 888, 1, 3, 7, 12, 15, 18) e para o *Ramal 2* (802, 806, 808, 812, 814, 850, 816, 824, 828, 830, 854, 852, 832, 888, 2, 4, 10, 14, 17, 24, 26, 27, 28).

O desempenho dos reguladores de tensão na rede é considerado nas diferentes análises realizadas neste trabalho, sendo apresentados resultados para a condição em que os reguladores de tensão estão bloqueados e desbloqueados. Os tempos de atuação dos reguladores de tensão são de 36 s para a primeira atuação e de 18 s para as demais e a banda morta é de 0.01 pu.

O estudo de caso consistiu na simulação da evolução temporal do comportamento da rede em um período de 24 horas, com patamares de carga e geração horários. Nas seguintes subseções são apresentados os resultados para as duas horas mais significativas do dia, isto é para a hora em que a GFV apresenta maior incidência no sistema (12:00), e a curva de carga atinge seu valor de pico (19:00), gerando variações consideráveis nas tensões do sistema.

5.3.1 RESULTADOS SEM GFV

Os resultados apresentados nesta seção representam as tensões do sistema para a condição em que os microgeradores fotovoltaicos não estão ligados à rede. A Figura 5.41 e Figura 5.42 mostram os resultados das tensões trifásicas do ramal 1 e ramal 2 para quando os reguladores de tensão estão em condição de bloqueio às 12:00.

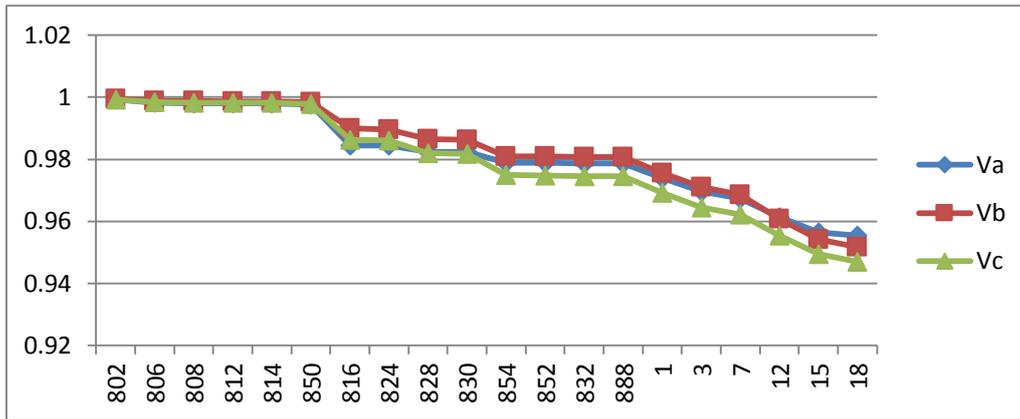


Figura 5.41– Tensões de fase ramal 1 sem GFV e sem Regulação de tensão (12:00)

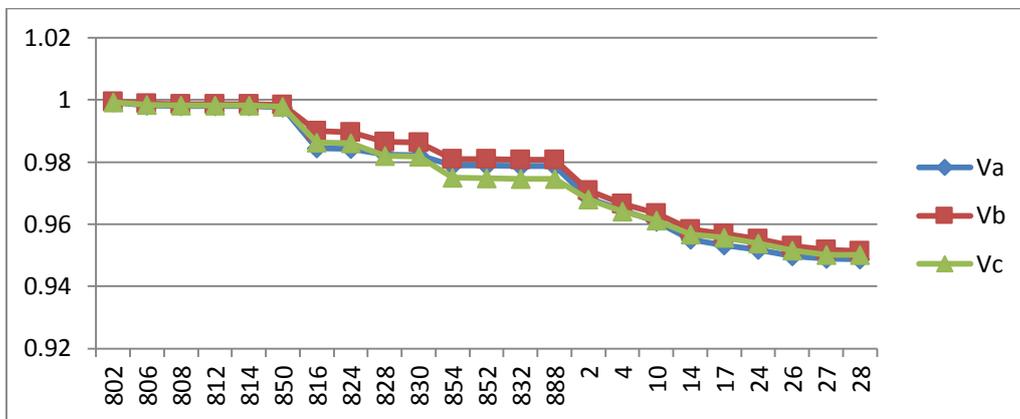


Figura 5.42 – Tensões de fase ramal 2 sem GFV e sem Regulação de tensão (12:00)

A Figura 5.41 e a Figura 5.42 mostram os resultados das tensões de um sistema desequilibrado, as quedas de tensão encontram-se abaixo do limite permitido para a tensão (0.95 pu) na barra final do ramal 1. Embora estas quedas na tensão estejam muito próximas ao limite deve-se considerar que a carga não é muito alta como às 19:00. Portanto é necessário revisar o desempenho da rede para as 19:00, quando o sistema trabalha em nível de carga máxima. A Figura 5.43 e a Figura 5.44 apresentam o comportamento das tensões do ramal 1 e do ramal 2 para a condição de carga máxima.

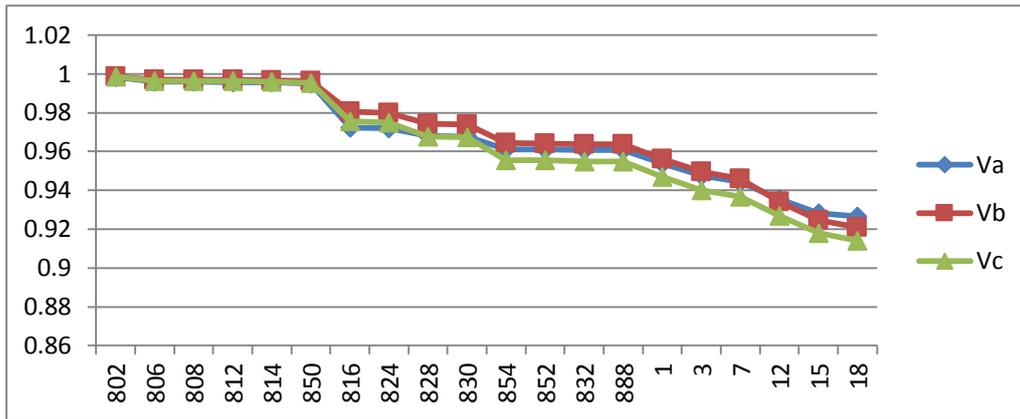


Figura 5.43 – Tensões de fase ramal 1 sem GFV e sem Regulação de tensão (19:00)

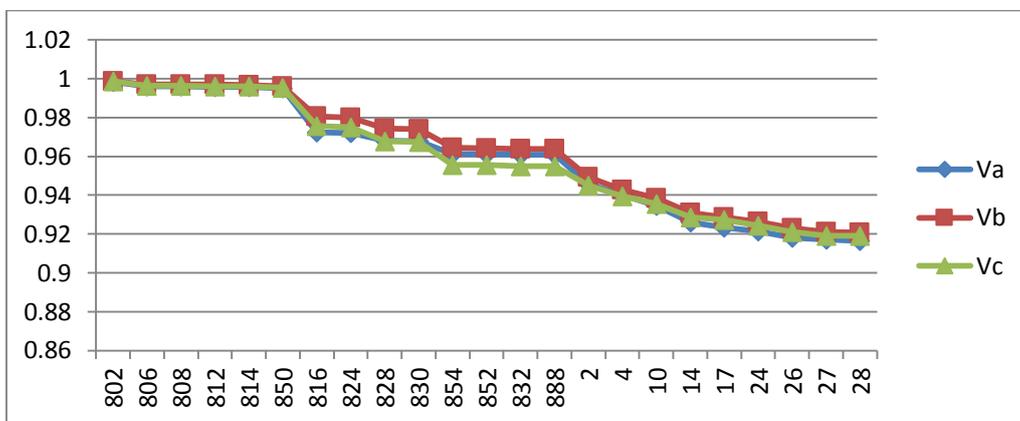


Figura 5.44– Tensões de fase ramal 2 sem GFV e sem Regulação de tensão (19:00)

Como é notado na Figura 5.43 e na Figura 5.44, as tensões ao final dos ramais apresentam quedas consideráveis, exigindo o acionamento de algum tipo de elemento que ajude a elevar as tensões no final dos ramais. Assim, é preciso desbloquear os reguladores de tensão instalados na rede de MT, o primeiro instalado entre as barras 814 e 850, enquanto o segundo regulador de tensão, instalado entre as barras 852 e 832, é o responsável de elevar as tensões do sistema de BT. A Figura 5.45 e a Figura 5.46 apresentam os resultados das tensões dos ramais com os reguladores de tensão desbloqueados para as 12:00.

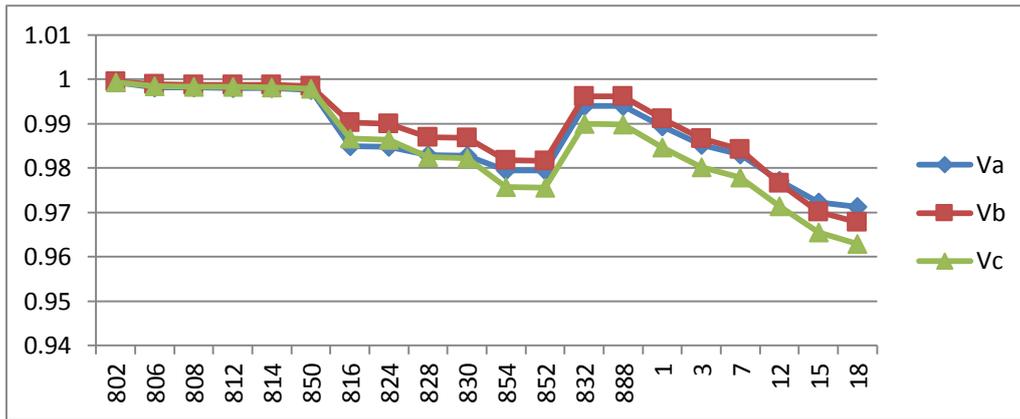


Figura 5.45– Tensões de fase ramal 1 sem GFV e com Regulação de tensão (12:00)

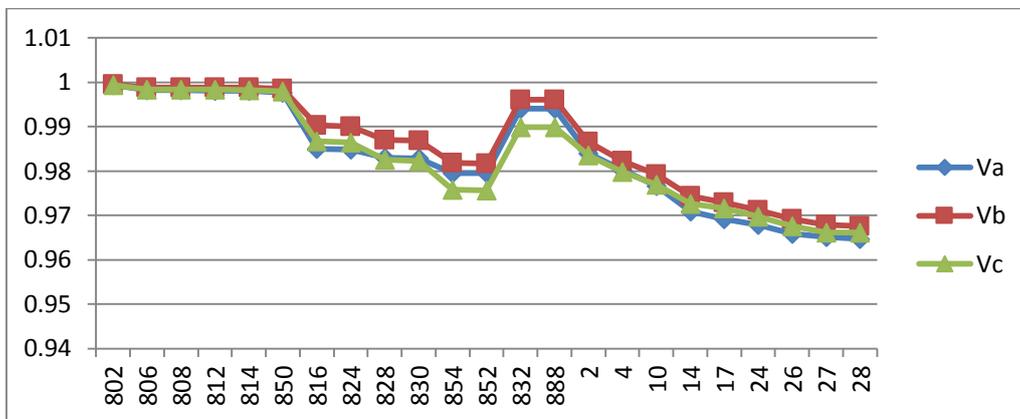


Figura 5.46 – Tensões de fase ramal 2 sem GFV e com Regulação de tensão (12:00)

Elevações de tensão são percebidas na Figura 5.3.5 e 5.3.6, pode-se notar quedas nas tensões até a barra 852, depois a tensão é elevada e controlada na barra 832 a valores pertos de 1 pu. Este controle na tensão da barra 832 no transcurso do dia é apresentado na Figura 5.47. Nesta Figura as linhas horizontais de cor magenta e cor laranja, localizadas em 0.99 pu e 1.01 pu respectivamente, fazem referência à largura de faixa permitida. Portanto, quando as tensões de fase (indicadas pelas curvas de cor azul para a fase A, cor vermelho para a fase B e cor marrom para a fase C) ultrapassam estes valores o regulador de tensão atua considerando uma tensão de referência de 1 pu. Esta atuação do regulador de tensão pode ser observada pela variação da curva de cor roxa, a qual corresponde às comutações do tap do regulador de tensão. Os tempos de atuação dos reguladores de tensão são de 36 s para a primeira atuação e de 18 s para as demais, considerando que o controle de tensão é feito por um mesmo tap para as três fases.

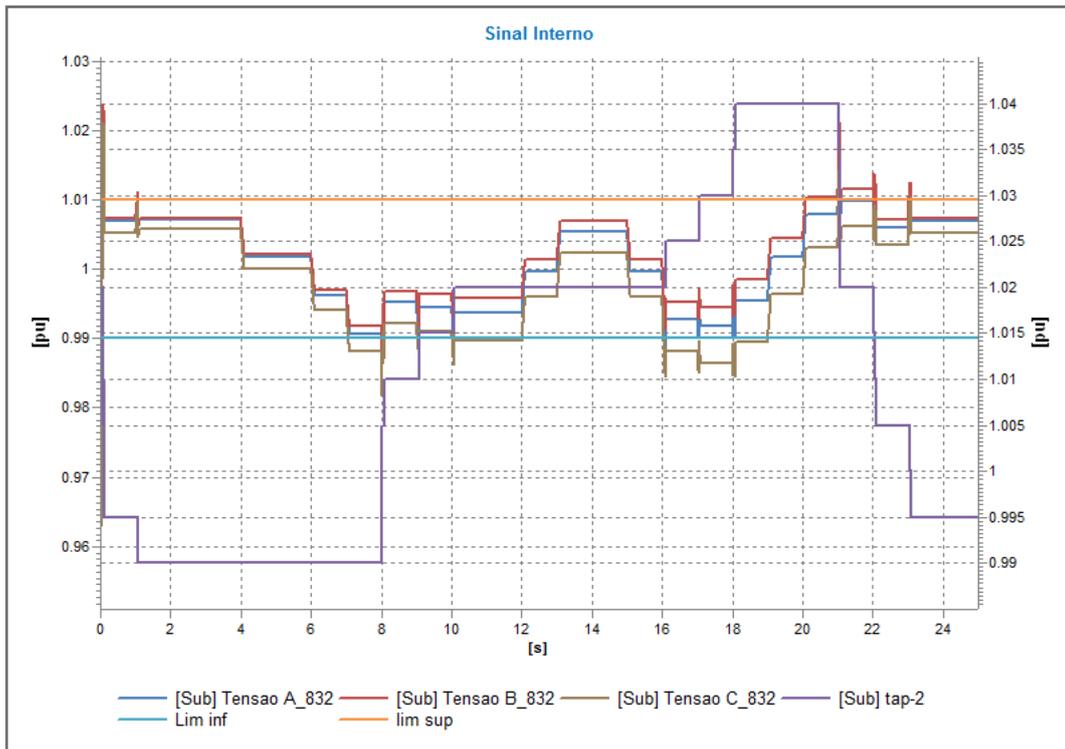


Figura 5.47 – Atuação do regulador de tensão na barra 832 no dia. Sem GFV

Como é visto na Figura 5.47 a curva de cor roxa corresponde à curva de variação do *tap* (escala direita), esta variação apresenta mudanças quando as tensões de fase na barra 832 (escala esquerda) caem fora da faixa de limite estabelecida em 0.99 pu e 1.01 pu (escala esquerda). Análises foram feitas nas horas onde a curva do *tap* do regulador de tensão varia, estas análises são apresentados desde a Figura 5.48 até a Figura 5.51. O controle de tensão é realizado nas três fases pela mesma variação do *tap*.

Nestas figuras pode-se observar que para as horas que existem variações na carga, as tensões de fase na barra 832 apresentam incrementos ou quedas de valor segundo a curva de variação da carga. Estas variações nos valores da tensão são controladas pelo regulador de tensão mudando a posição do *tap* cada vez que as tensões de fase se encontram fora da banda morta.

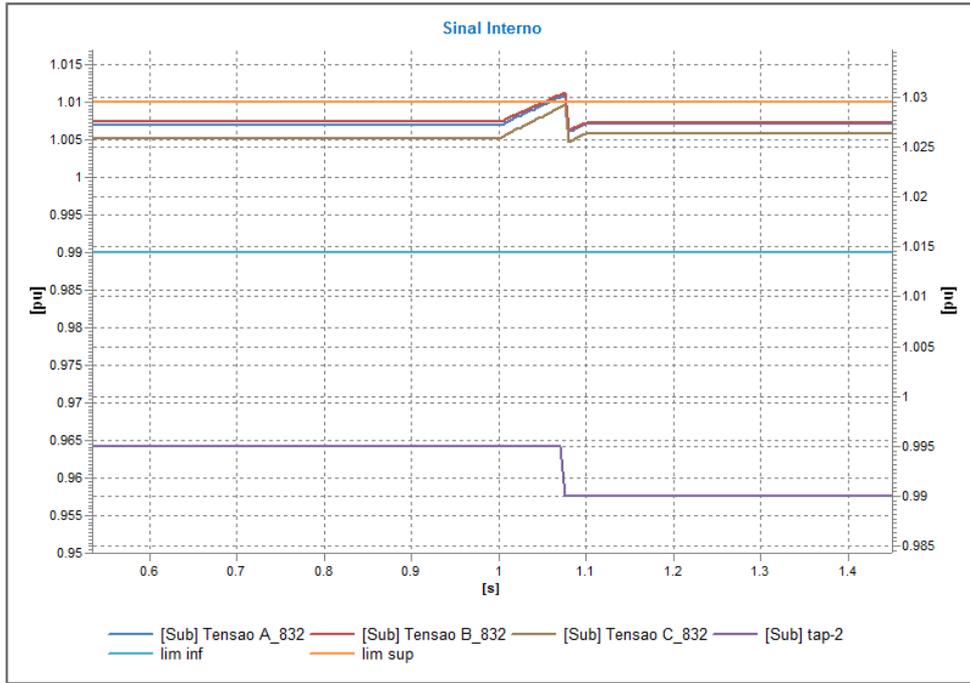


Figura 5.48 – Atuação do regulador de tensão na barra 832, (1:00)

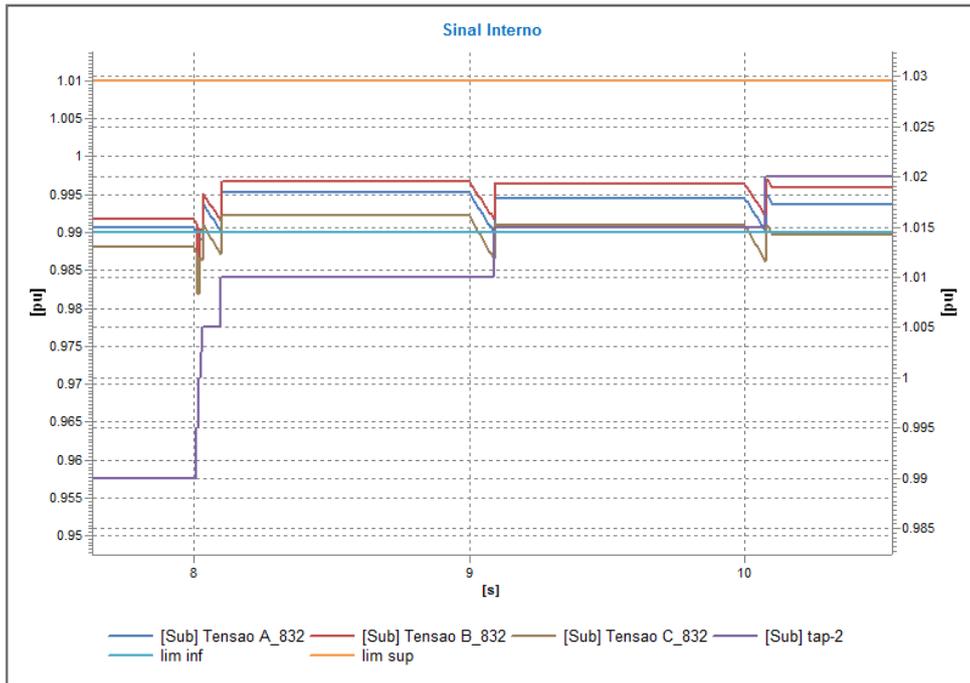


Figura 5.49 – Atuação do regulador de tensão na barra 832, hora: (8:00 às 11:00)

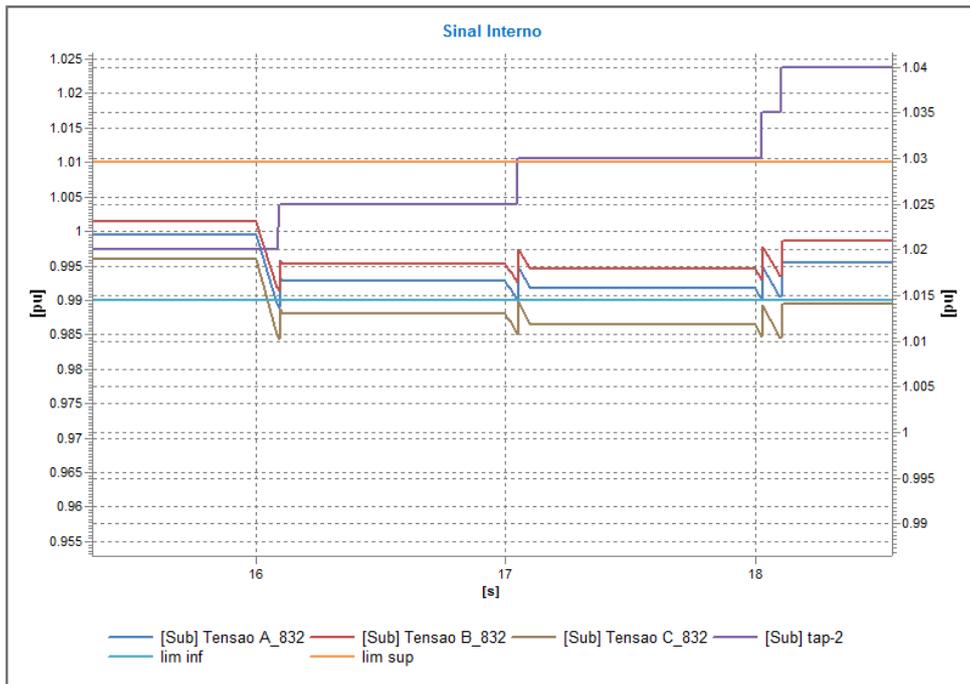


Figura 5.50 – Atuação do regulador de tensão na barra 832, (16:00 às 19:00)

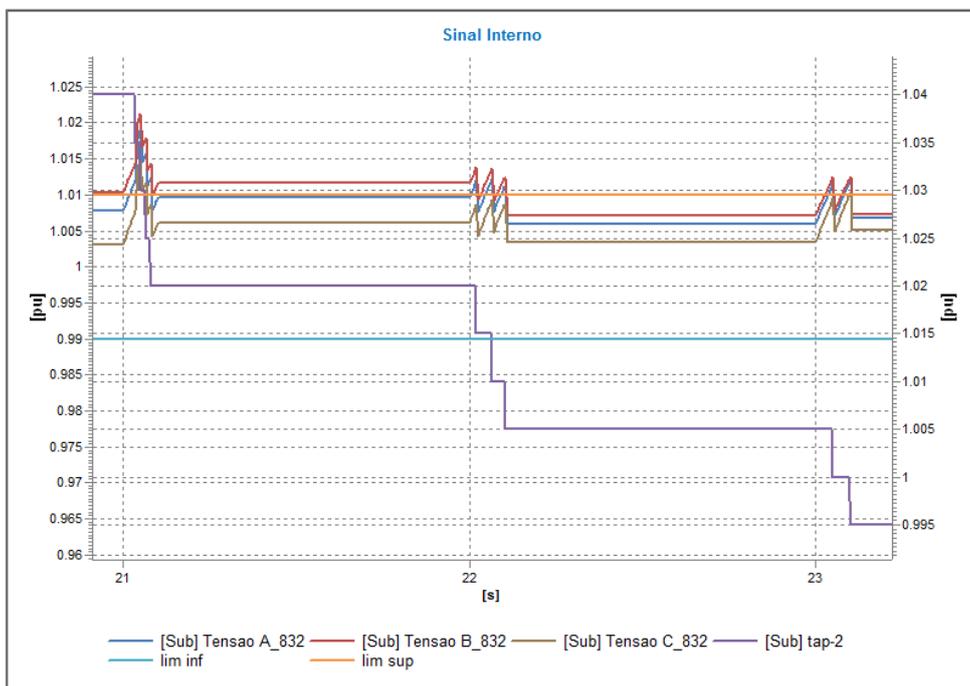


Figura 5.51 – Atuação do regulador de tensão na barra 832, (21:00 às 24:00)

Na Figura 5.52 e na Figura 5.53 é feita uma comparação entre a porcentagem de desequilíbrio de tensão para as condições de bloqueio e desbloqueio dos reguladores de tensão nos ramais 1 e 2 para as 12:00.

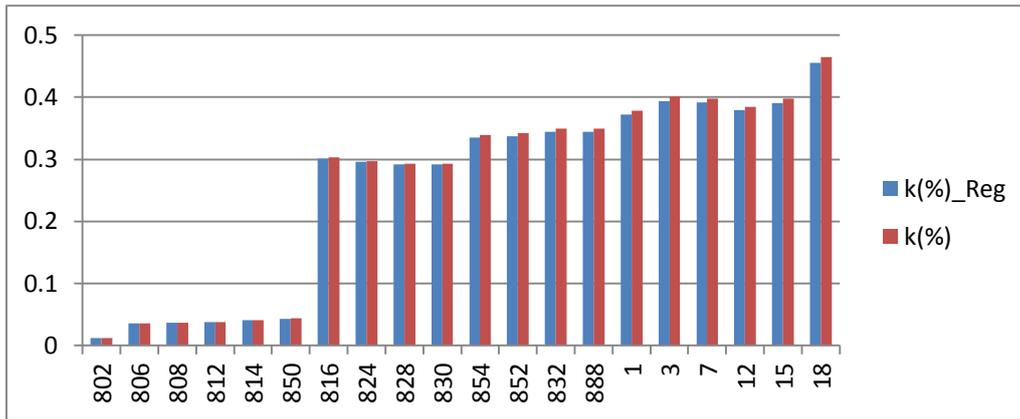


Figura 5.52 – K% no ramal 1 sem e com Regulação de tensão (12:00)

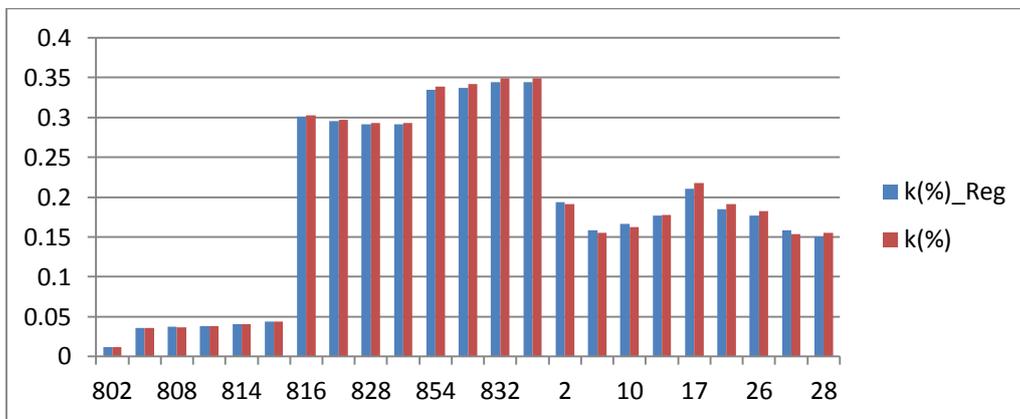


Figura 5.53 – K% no ramal 2 sem e com Regulação de tensão (12:00)

Como é observado na Figura 5.52 e na Figura 5.53, a porcentagem de desequilíbrio é maior para a condição em que os reguladores de tensão encontram-se bloqueados. A maior porcentagem de desequilíbrio foi apresentada na barra final do ramal 1. A Figura 5.54 e a Figura 5.55 apresentam a comparação da porcentagem de desequilíbrio nas tensões dos ramais entre as condições de bloqueio e desbloqueio dos reguladores de tensão para as 19:00.

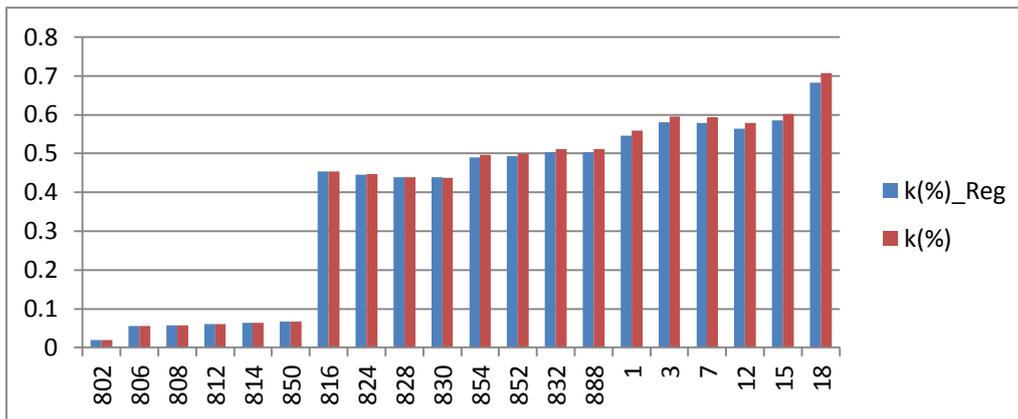


Figura 5.54 – K% nas tensões de fase no ramal 1 (19:00)

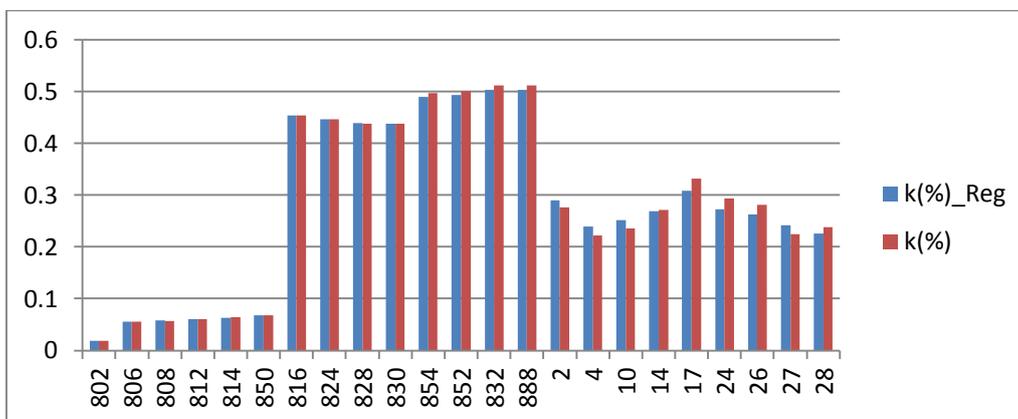


Figura 5.55 – K% nas tensões de fase no ramal 2 (19:00)

De forma similar ao caso das 12:00 a maior porcentagem de desequilíbrio corresponde à barra final do ramal 1. Comparando as porcentagens de desequilíbrio entre as 12:00 e as 19:00, pode-se ver que a porcentagem de desequilíbrio para a hora em que a curva de carga atinge o valor pico é maior que para as 12:00.

A comparação da porcentagem de desequilíbrio nas tensões da barra controlada pelo regulador de tensão entre a condição de bloqueio e desbloqueio dos reguladores de tensão para um dia de operação é apresentada na Figura 5.56.

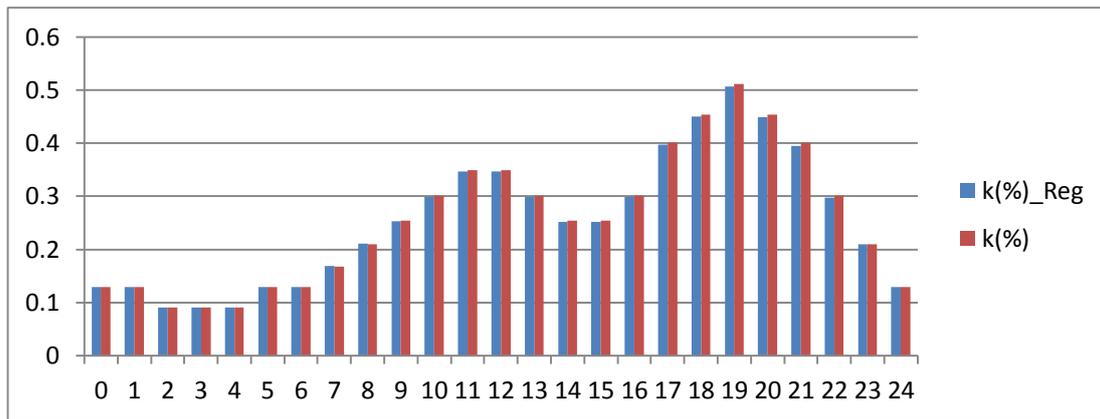


Figura 5.56 – K% em barra 832 durante o dia

5.3.2 GFV EM 10% DAS BARRAS DE BT

Assim como foi estabelecido anteriormente, a GFV é instalada na rede de BT29 de acordo aos testes realizados em 5.2.2 (tabela 5.2). Desta forma, é analisado o desempenho dos reguladores de tensão na rede de MT34 quando é instalada GFV, e a forma como este tipo de controladores de tensão afetam a instalação de geração localizada numa rede de distribuição residencial.

Para verificar o impacto que tem a instalação de 10% de microgeradores fotovoltaicos na rede de distribuição são apresentados os valores médios das tensões de fase dos dez testes aleatórios realizados e os desvios padrão.

Diferente a condição sem carga, serão apresentados os resultados apenas para a condição de maior impacto dos microgeradores fotovoltaicos, já que as tensões após das 18:00 apresentam o mesmo comportamento que na condição sem GFV, pois a curva de geração só tem incidência na rede durante 12:00 partindo das 6:00.

A Figura 5.57 e a Figura 5.58 apresentam os resultados das médias das tensões dos ramais 1 e 2 para a condição com 10% dos geradores fotovoltaicos instalados e com os reguladores de tensão bloqueados para as 12:00.

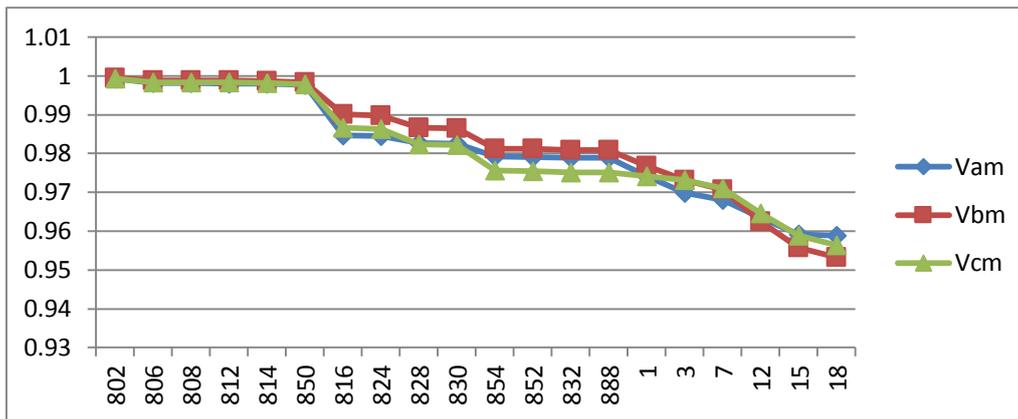


Figura 5.57 – Média das Tensões de fase ramal 1 com 10 % GFV sem Regulação de tensão. (12:00)

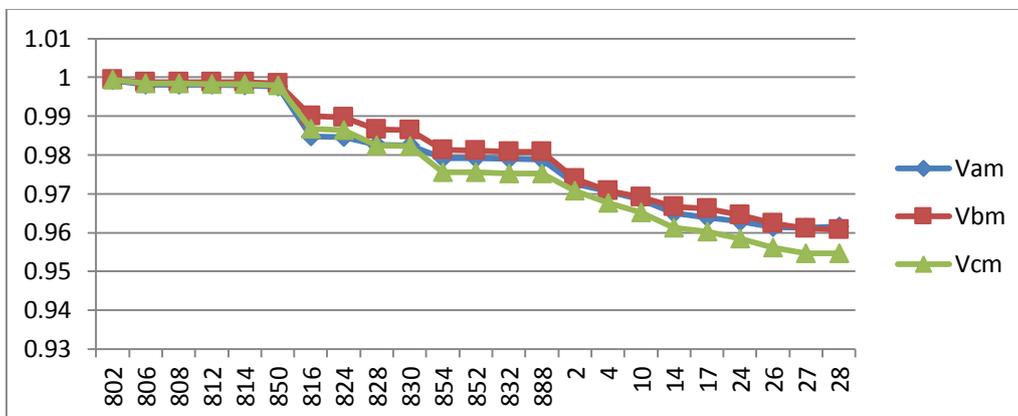


Figura 5.58 – Média das Tensões de fase ramal 2 com 10 % GFV sem Regulação de tensão. (12:00)

Comparando os resultados das tensões de fase na condição em que os reguladores de tensão encontram-se bloqueado para a rede sem GFV e a rede com 10% das barras de BT com GFV, nota-se que as tensões ao final do ramal para as 12:00 aumentaram de valor sem a necessidade dos reguladores de tensão, mostrando que a GFV gerada em alguns pontos da rede de BT foi de benéfica para as tensões das barras mais distantes da subestação. No entanto, é necessário verificar o que acontece quando os reguladores de tensão estão ligados à rede. A Figura 5.59 e a Figura 5.60 apresentam os resultados das médias das tensões de fase para os dois ramos com os reguladores de tensão desbloqueados para as 12:00.

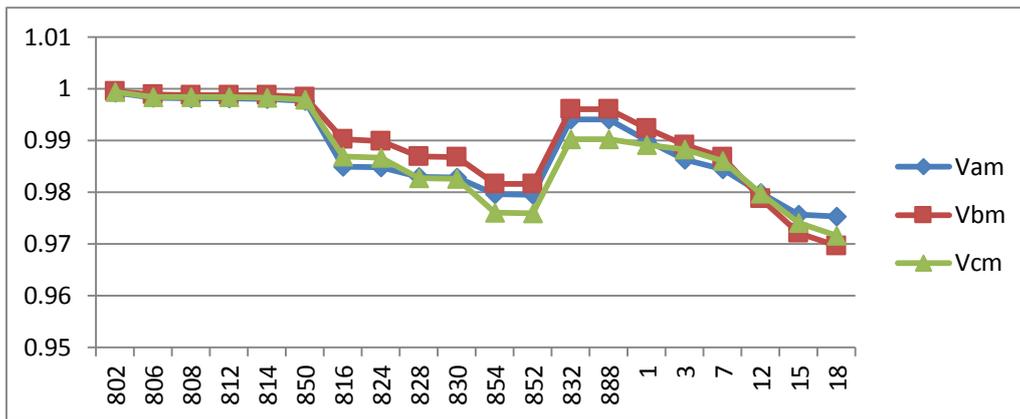


Figura 5.59 – Média das Tensões de fase ramal 1 com 10 % GFV e com Regulação de tensão. (12:00)

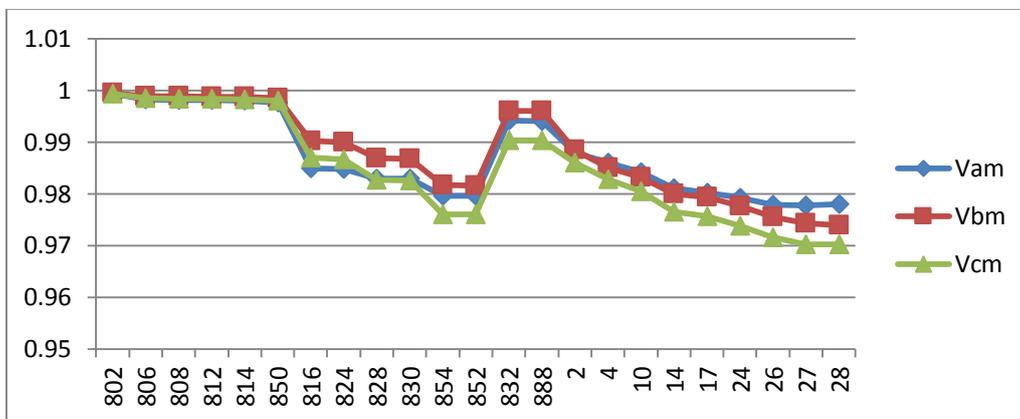


Figura 5.60 – Média das Tensões de fase ramal 2 com 10 % GFV e com Regulação de tensão. (12:00)

Similar à situação apresentada no caso sem GFV, a ação do regulador de tensão é notada entre a barra 852 e a barra 832 representado pela elevação na tensão da barra 832. A diferença mais evidente com o caso sem GFV são os incrementos apresentados nas barras do sistema de BT.

Para o momento em que a GFV instalada na rede de BT supera em valor a carga consumida pelos usuários finais da rede de BT, os usuários finais passarão entregar potência ativa, podendo ocasionar inversões de fluxo de potência na rede. Estas inversões no fluxo de potência mudam a operação normal do sistema, portanto, o transformador abaixador de tensão passará de distribuir energia à rede de BT a entregar energia à rede de MT como pode ser visto na Figura 5.61.

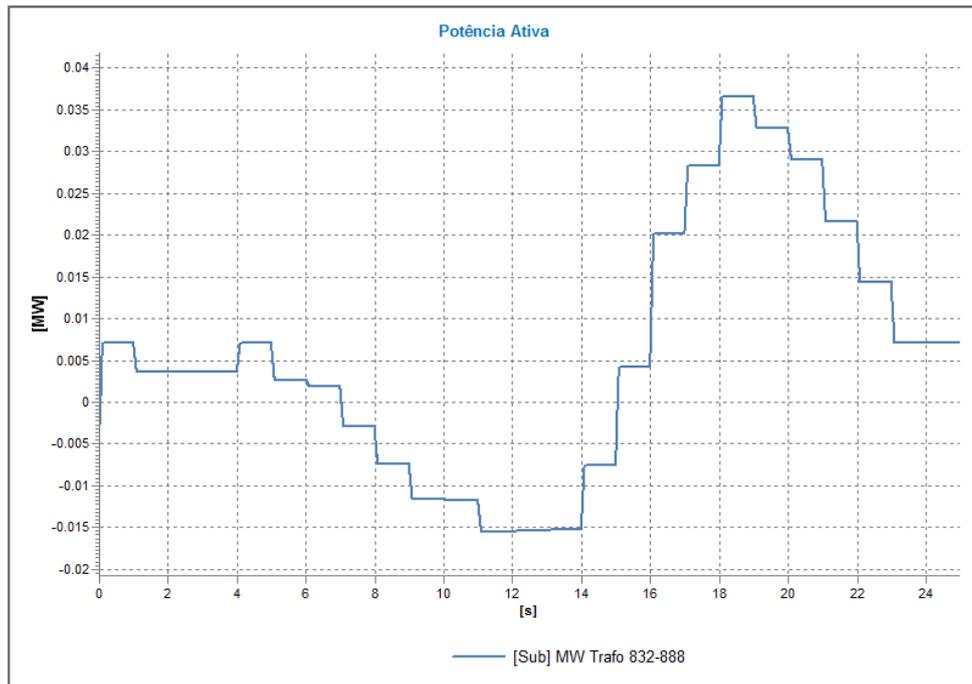


Figura 5.61 – MW em Trafo 832 – 888

Para a condição em que é instalada GFV em 10% das barras da rede BT29 é possível encontrar inversões no fluxo de potência nesta rede de BT. Estas inversões no fluxo de potência acontecem no ramal 1, partindo da barra 3 em direção ao transformador de distribuição, como é visto na Figura 5.62, ocasionando que o transformador abaixador passe de distribuir potência às cargas da rede de BT a entregar energia à rede de MT a partir das 7:00 até 15:00.

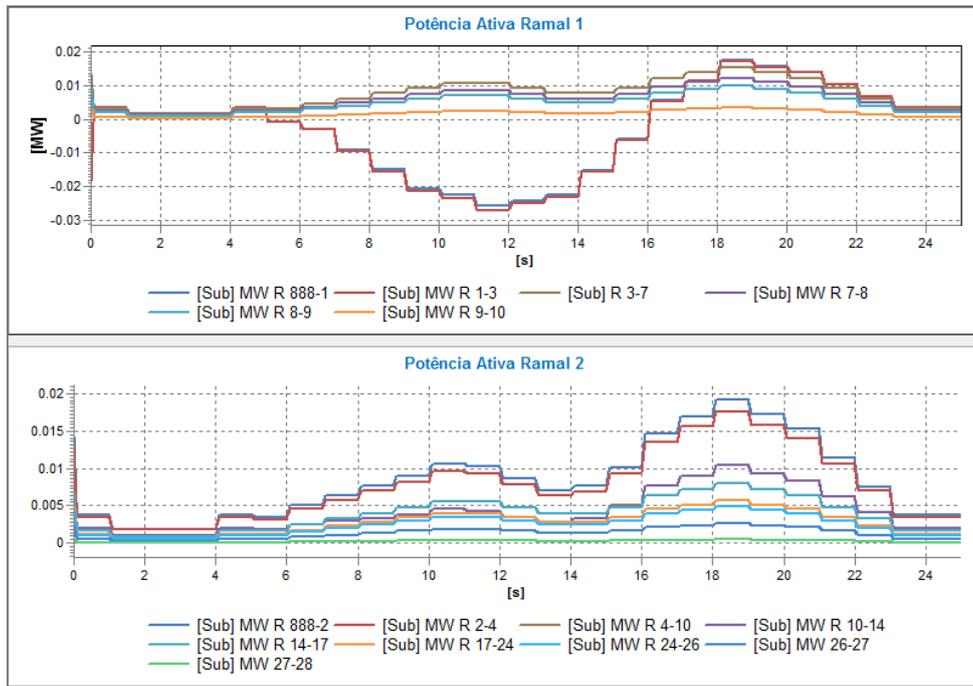


Figura 5.62 – MW em Ramal 1 e Ramal 2 para 10% de GFV

O desempenho dos reguladores apresentou comportamento idêntico nos dez testes realizados à rede quando são inseridos microgeradores fotovoltaicos em 10% da rede de BT. Portanto a variação média do *tap* corresponde à variação do *tap* em cada teste realizado. A Figura 5.63 apresenta a média dos resultados das tensões de fase para a barra 832 e do *tap* do regulador de tensão entre as barras 852 – 832 no transcurso do dia.

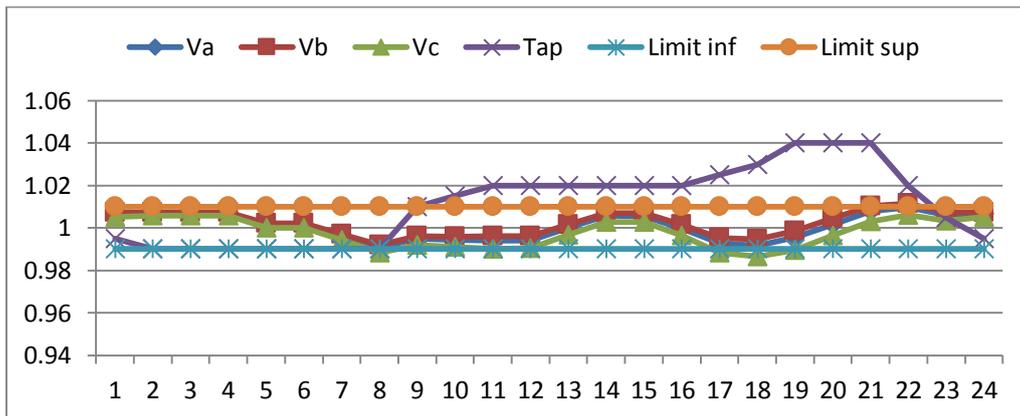


Figura 5.63 – Média das tensões de fase na barra 832 no dia com 10% GFV

O desempenho dos reguladores de tensão quando existe GFV em 10% das barras do sistema de BT é similar ao desempenho dos reguladores de tensão no sistema sem GFV. A Figura 5.64 apresenta os resultados das tensões de fase na barra 832 (escala

esquerda) e da variação do tap do regulador de tensão (escala direita) para um teste realizado no sistema de MT modificado quando é inserida GFV em 10% das barras de BT.

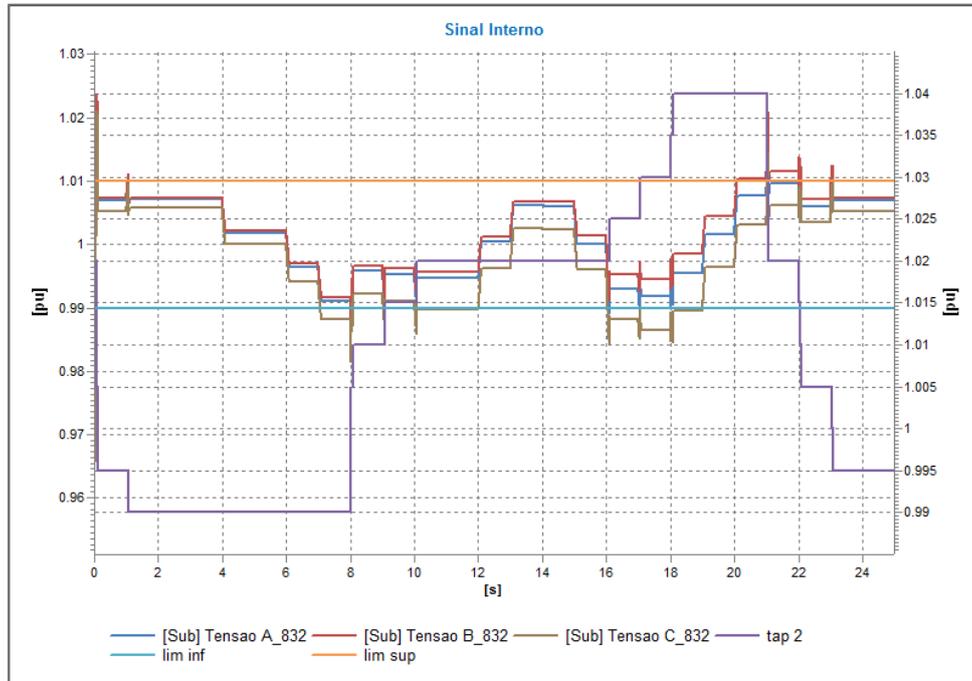


Figura 5.64 – Tensões de fase na barra 832 no dia com 10% de GFV

Desvios padrões da tensão são analisados na barra 832 ao longo do dia para verificar o impacto da GFV nos resultados obtidos nos testes quando os reguladores de tensão encontram-se desbloqueados e bloqueados. A Figura 5.65 e a Figura 5.66 apresentam estes resultados.

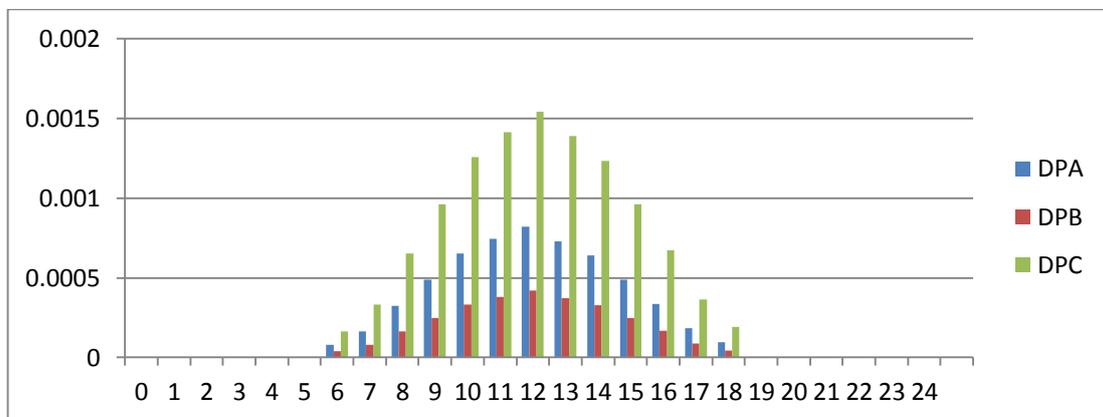


Figura 5.65 – Desvio Padrão em Barra 832 Sem Regulação de tensão e com 10% GFV

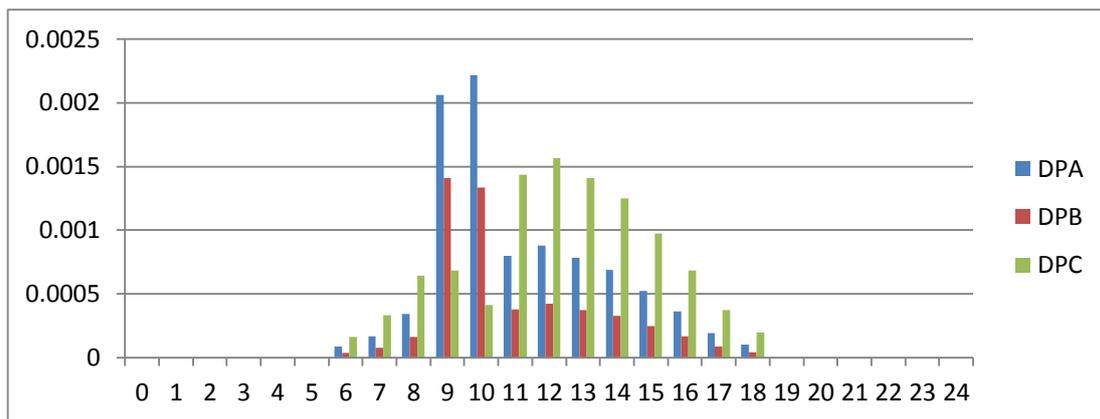


Figura 5.66 – Desvio Padrão em Barra 832 Com Regulação de tensão e com 10% GFV

Como pode ser notado nas figuras anteriores, o desvio padrão é proporcional à curva de GFV, em especial para o caso quando os reguladores de tensão estão desbloqueados. Da Figura 5.66 nota-se que os reguladores de tensão alteram o resultado do desvio padrão, apresentando elevações no valor para as 9:00 e 10:00 quando os reguladores de tensão encontram-se bloqueados.

A Figura 5.67 e a Figura 5.68 apresentam a comparação entre a percentagem de desequilíbrio das médias das tensões para as condições de bloqueio e desbloqueio dos reguladores de tensão para os ramais 1 e 2. Igual que no caso em que o sistema não tem instalada GFV, a percentagem de desequilíbrio foi maior quando os reguladores de tensão encontram-se bloqueados.

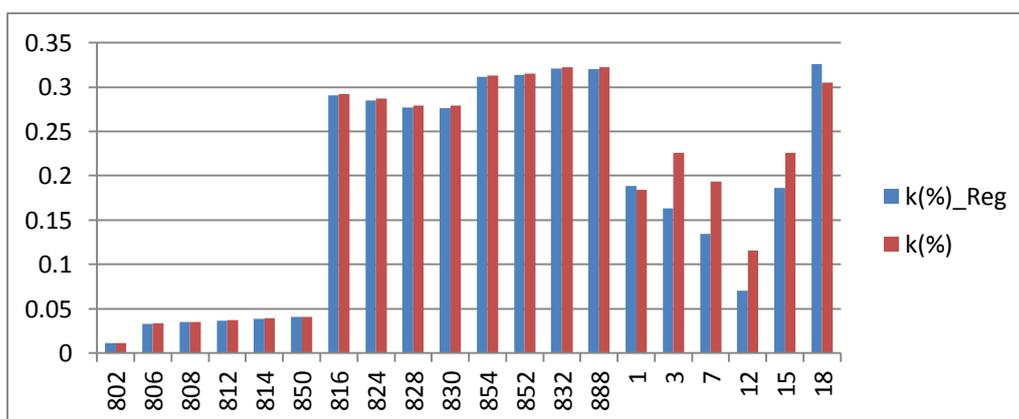


Figura 5.67 – K% em ramal 1 com 10% de GFV

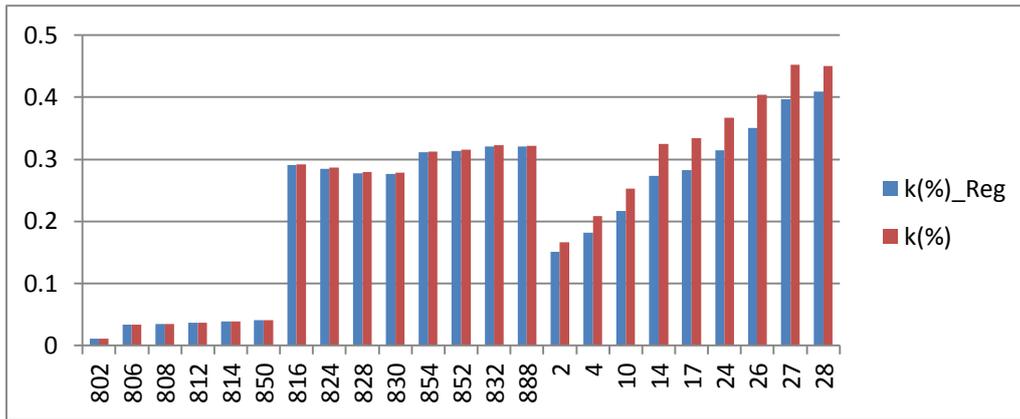


Figura 5.68 – *K% em ramal 2 com 10% de GFV*

Variações na porcentagem de desequilíbrio das tensões do ramal 1 e do ramal 2 são percebidas na Figura 5.67 e 5.68, em especial nas barras do sistema de BT nas quais são instalados os microgeradores fotovoltaicos. Estas mudanças na porcentagem de desequilíbrio da tensão quando é instalada GFV em 10% das barras da rede de BT com respeito à condição sem GFV são apresentadas na Figura 5.69 para o ramal 1 e na Figura 5.70 para o ramal 2, quando os reguladores de tensão encontram-se desbloqueados.

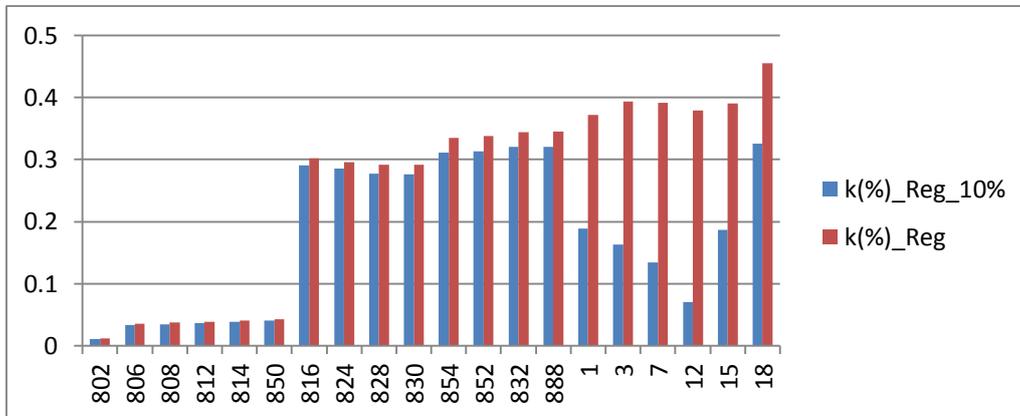


Figura 5.69 – *K% em ramal 1 com 10% de GFV e sem GFV*



Figura 5.70 – *K% em ramal 2 com 10% de GFV e sem GFV*

Para o ramal 1, a percentagem de desequilíbrio da tensão nas barras de BT foi diminuída quando instalaram-se microgeradores fotovoltaicos em 10% das barras do sistema de BT. No entanto, para o ramal 2 a situação foi contrária, já que a percentagem de desequilíbrio da tensão aumentou de valor com respeito à condição sem GFV.

A percentagem de desequilíbrio da tensão na barra 832 é comparada para verificar o impacto que tem a instalação de microgeradores fotovoltaicos em BT29 no sistema de MT, em especial à barra que é controlada pelo regulador de tensão (barra 832). De igual forma, é comparada a percentagem de desequilíbrio na tensão para a barra 28, já que esta barra é uma das barras que apresentou maior elevação na percentagem de desequilíbrio quando foi instalada GFV em 10% das barras no sistema de BT. A comparação é feita entre as condições sem GFV e com 10% de GFV.

A Figura 5.71 apresenta a comparação da percentagem de desequilíbrio na tensão para a barra 832, e a Figura 5.72 apresenta a comparação da percentagem de desequilíbrio na tensão para a barra 28.

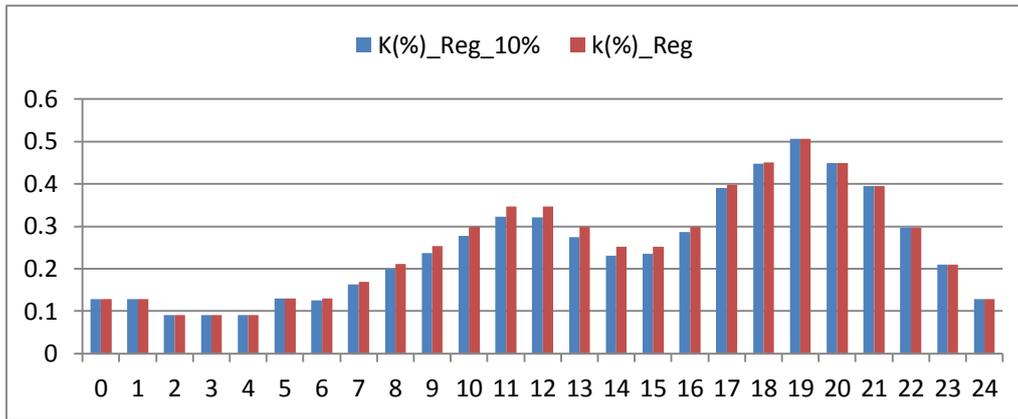


Figura 5.71 – K% para a barra 832 com 10% de GFV e sem GFV

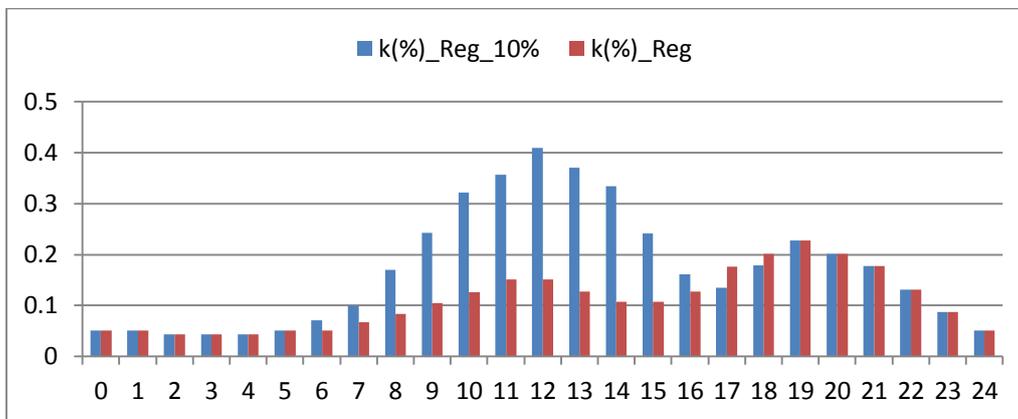


Figura 5.72 – K% em barra 28 com 10% de GFV e sem GFV

A diferença entre a porcentagem de desequilíbrio de tensão para a barra 832 entre a condição sem GFV e com 10 % de GFV é bastante pequena. Como era esperada, esta variação aconteceu para a hora em que a GFV tem incidência na operação do sistema, sendo maior para a hora de maior radiação solar.

Situação diferente acontece para a barra 28, já que esta barra tem impacto direto com a GFV, pois esta é instalada na rede de BT. Portanto, na Figura 5.3.32 é possível verificar aumentos nos desequilíbrios na tensão da barra 28 para a condição de operação do sistema com GFV em 10% das barras do sistema de BT.

5.3.3 GFV EM 50% DAS BARRAS DE BT

Assim como foi estabelecido anteriormente, a GFV é instalada na rede de BT29 de acordo aos testes realizados em 5.2.3 (tabela 5.3). Desta forma, é analisado o

desempenho dos reguladores de tensão na rede de MT34 quando é instalada GFV, e a forma como este tipo de controladores de tensão afetam a instalação de geração localizada numa rede de distribuição residencial.

Quando é inserida GFV em 50% das barras da rede BT29, o sistema de MT apresenta o comportamento da Figura 5.73 na média das tensões de fase para as 12:00 no ramal 1. Enquanto para o ramal 2 o comportamento na Média das tensões para as 12:00 é mostrado na Figura 5.74. Para esta condição de GFV na rede de BT os reguladores de tensão encontram-se bloqueados.

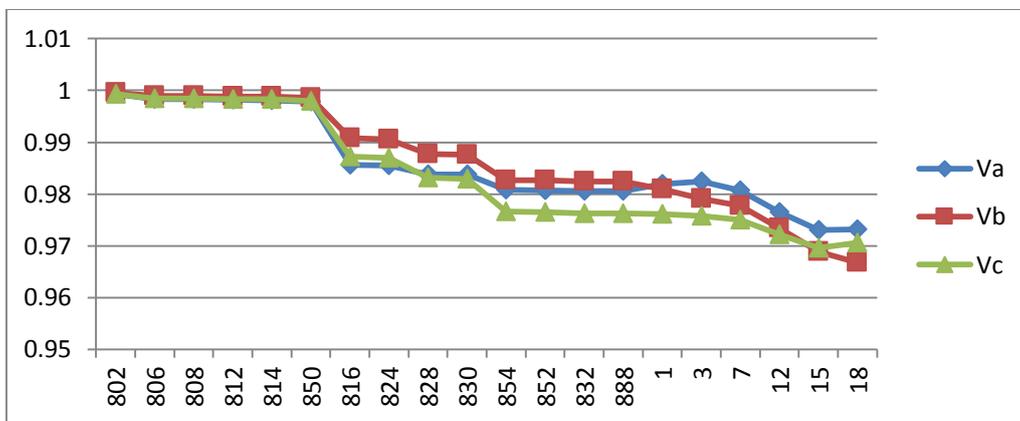


Figura 5.73 – Média das tensões de fase no Ramal 1 com 50% GFV e sem Regulação de tensão

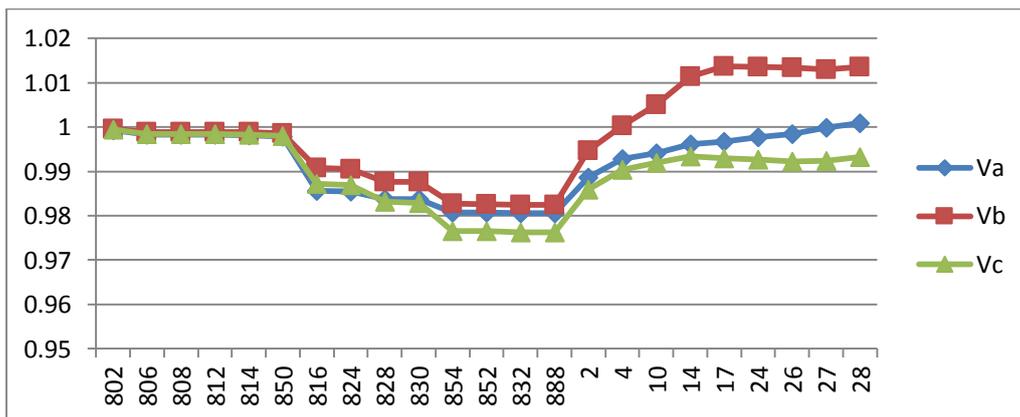


Figura 5.74 – Média das tensões de fase no Ramal 2 com 50% GFV e sem Regulação de tensão

Da Figura 5.74 percebe-se incrementos nas tensões de fase nas barras de BT, em especial nas tensões da fase b no ramal 2 respeito as outras tensões de fase. O incremento

na tensão da barra final na fase b do ramal 2 é considerável em comparação com a tensão em esta barra para a condição sem GFV.

Verificando o impacto que tem os reguladores de tensão na rede quando é inserida GFV em 50% das barras da rede de BT foram desbloqueados os reguladores de tensão. O resultado da Média das tensões de fase para o ramal 1 é apresentado na Figura 5.75, enquanto o resultado da Média das tensões de fase para o ramal 2 é apresentado na Figura 5.76.

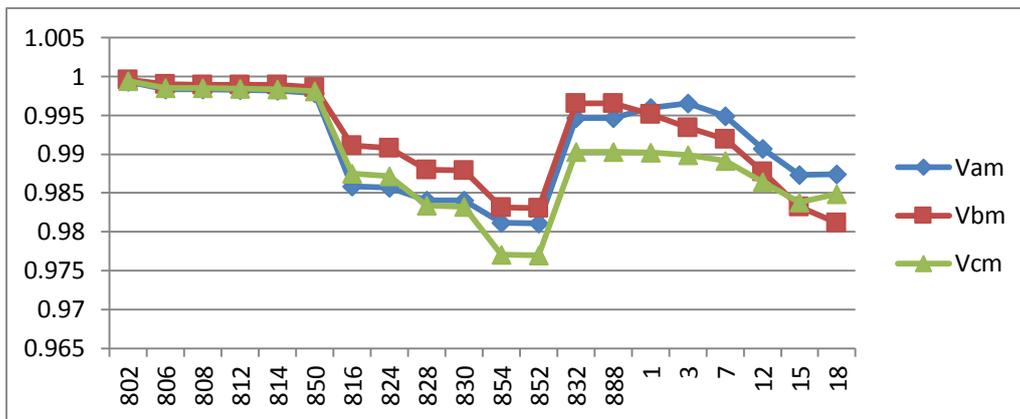


Figura 5.75 – Média das tensões de fase no Ramal 1 com 50% GFV e com Regulação de tensão

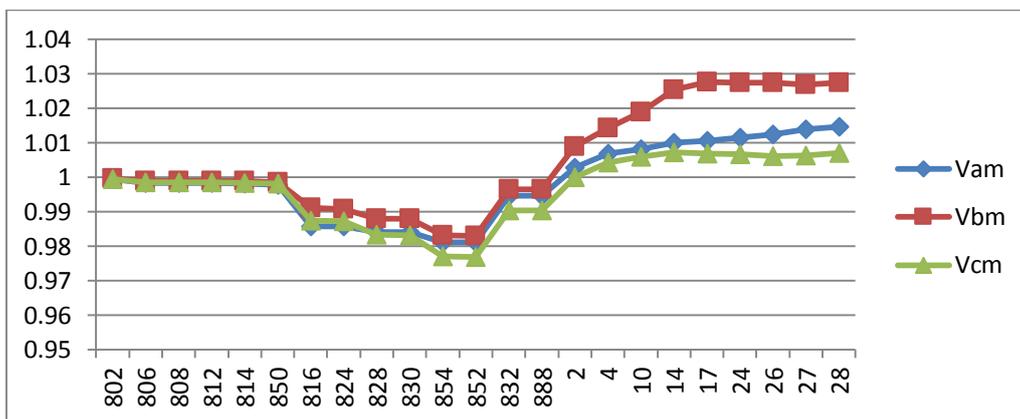


Figura 5.76 – Média das tensões de fase no Ramal 1 com 50% GFV e com Regulação de tensão

De forma similar aos casos anteriores, sem GFV e com 10% das redes de BT com GFV, a ação do regulador de tensão mais perto à rede de BT é notória na barra 832.

Incrementos nas tensões finais foram percebidos nos dois ramais, em especial nas tensões de fase no sistema de BT no ramal 2. Estes incrementos nas tensões são ocasionados pelas inversões no fluxo de potência, como pode ser observado na Figura 5.77, que apresenta inversões no fluxo de potência no ramal 2 entre as barras 27 e 28.

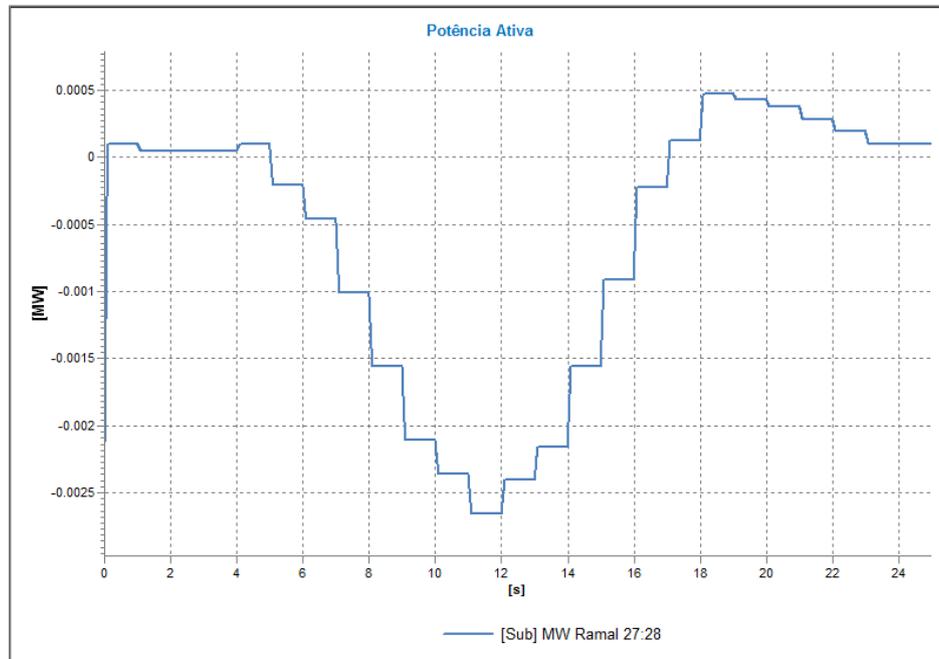


Figura 5.77– MW em Ramal 2 entre as barras 27:28

Diferente da condição em que é instalada GFV em 10% das barras do sistema de BT na qual o ramal 2 não apresentava inversões no fluxo de potência ativa no ramal 2, com 50% de GFV os fluxos de potência são invertidos desde a barra final até o transformador de distribuição no ramal 2 como é mostrado na Figura 5.78.

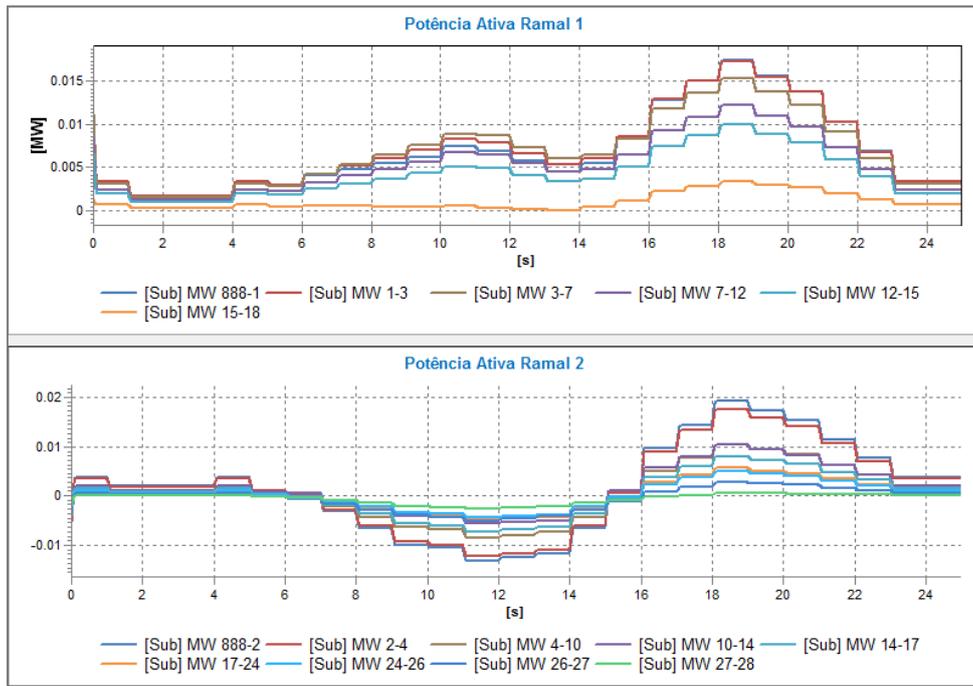


Figura 5.78 – MW em Ramal 1 e em ramal 2 com 50% GFV

Estas inversões no fluxo de potência, quando existe GFV em 50% das barras da rede de BT, fazem que o sistema de BT entregue potência ativa à rede de MT através do transformador desde 8:00 até 15:00, como é observado na Figura 5.79.

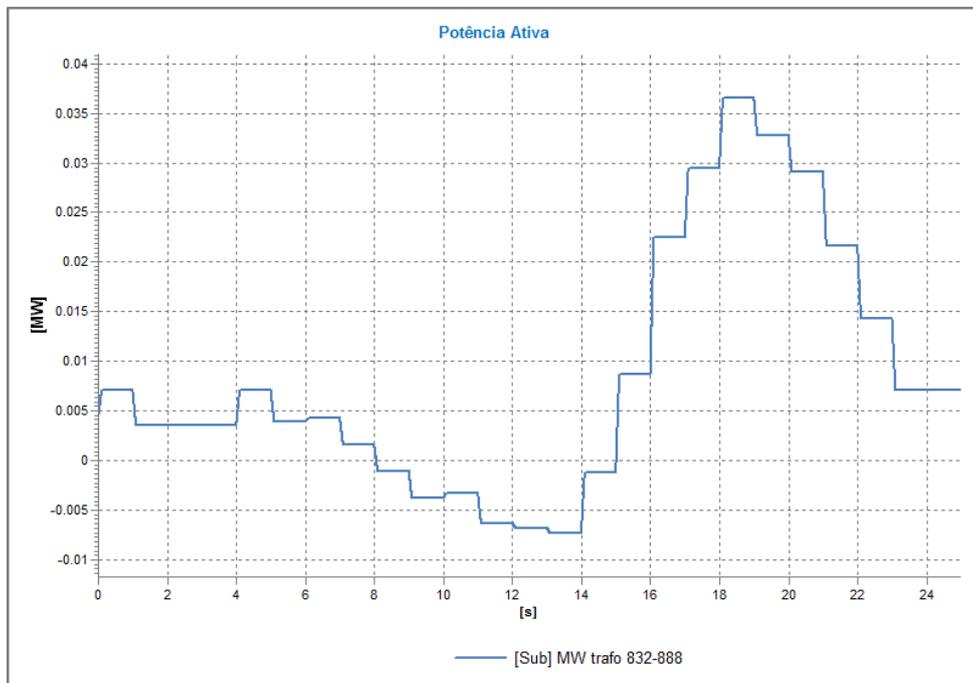


Figura 5.79 – MW em Trafo 832 – 888

A Figura 5.80 apresenta o resultado da atuação do regulador de tensão mais perto à rede de BT no controle das tensões de fase para um teste realizado. Em comparação com o caso em que é inserida GFV em 10% das barras da rede de BT, pode-se notar que não existiram mudanças nos valores do tap para controlar as tensões de fase da barra 832 na faixa permitida, e as horas nas que o regulador atua também não variam.

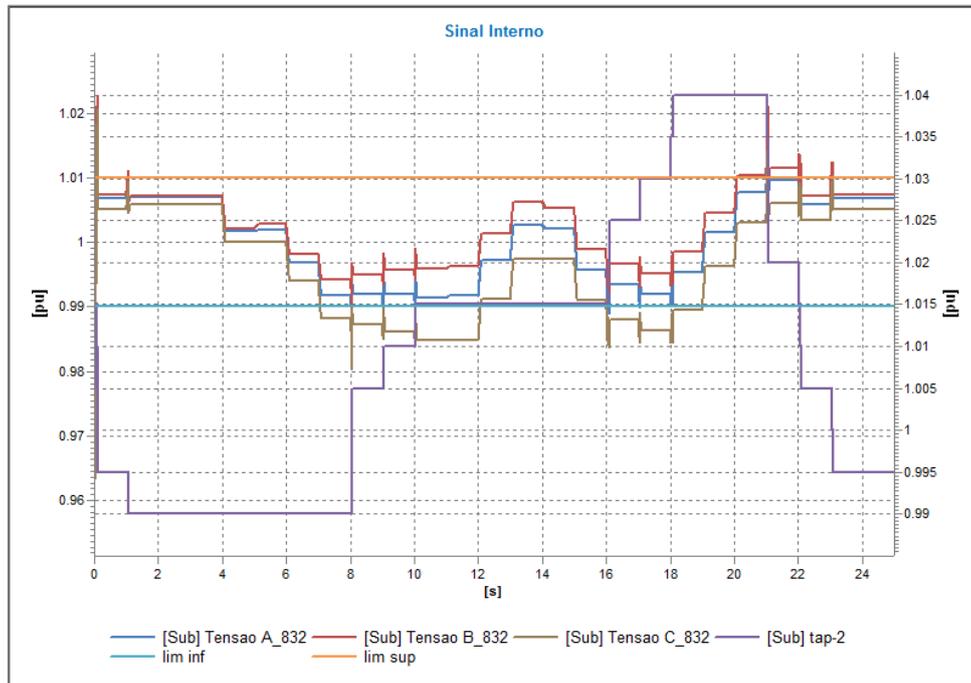


Figura 5.80 – Tensões de fase na barra 832 com 50% GFV

Desvios padrões são analisados na barra 832 ao longo do dia para verificar o impacto que tem a GFV nos resultados obtidos nos testes ao sistema quando os reguladores de tensão encontram-se desbloqueados e bloqueados. A Figura 5.81 e a Figura 5.82 apresentam estes resultados.

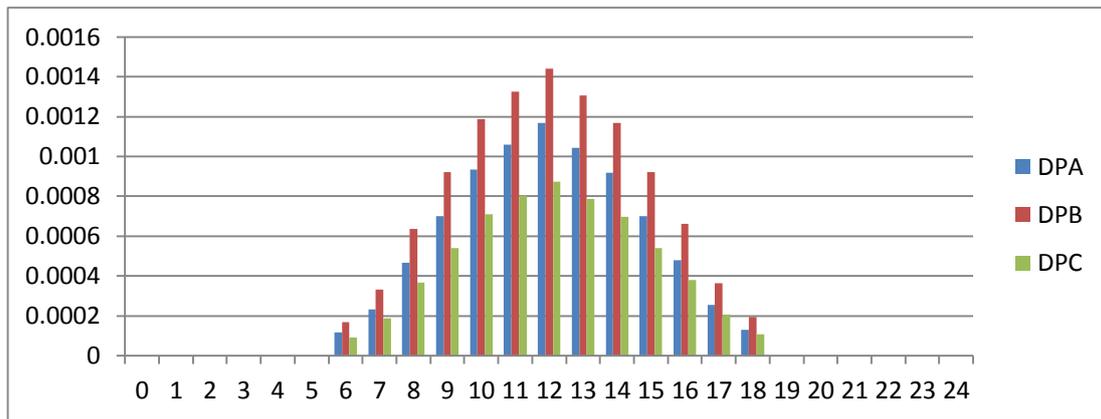


Figura 5.81 – Desvio Padrão Barra 832 com 50% GFV e sem Regulação de tensão

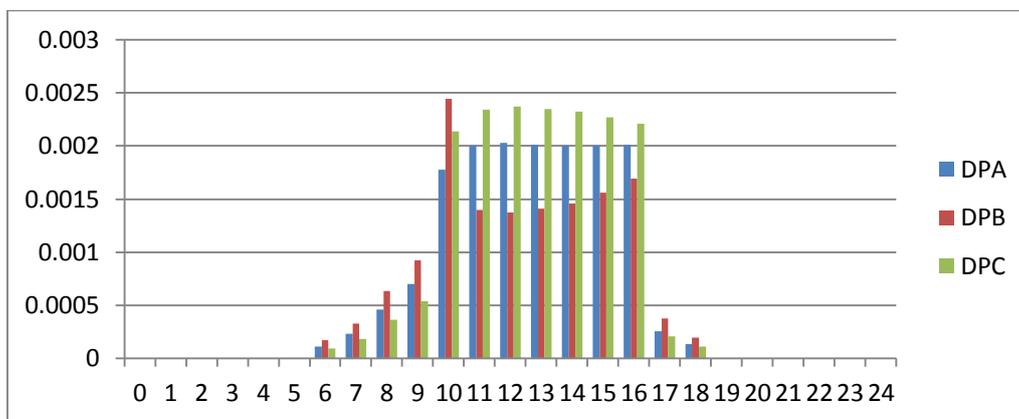


Figura 5.82 – Desvio Padrão Barra 832 com 50% GFV e com Regulação de tensão

Como foi observado no caso sem GFV, e com 10% das barras de BT operando com GFV, na situação quando os reguladores de tensão encontravam-se bloqueados, o desvio seguia uma curva similar à curva de GFV, apresentando maiores desvios para a hora de maior radiação solar. Mas, para quando os reguladores de tensão são desbloqueados os desvios apresentados nos testes variam, em este caso pode-se notar incrementos nos desvios nas diferentes horas em que o sistema é exposto a GFV.

Mudanças nas tensões foram verificadas quando foi instalada GFV em 50% das barras do sistema de BT, em especial foram notados aumentos nas tensões finais do ramal 2. A instalação monofásica de microgeradores fotovoltaicos pode provocar desequilíbrios na rede e operações não corretas dos reguladores de tensão.

A Figura 5.83 mostra a comparação entre a porcentagem de desequilíbrio nas tensões do ramal 1 para quando os reguladores de tensão encontram-se bloqueados e

desbloqueados. Enquanto que a Figura 5.84 compara a porcentagem de desequilíbrio nas tensões do ramal 2 para quando os reguladores de tensão encontram-se bloqueados e desbloqueados.

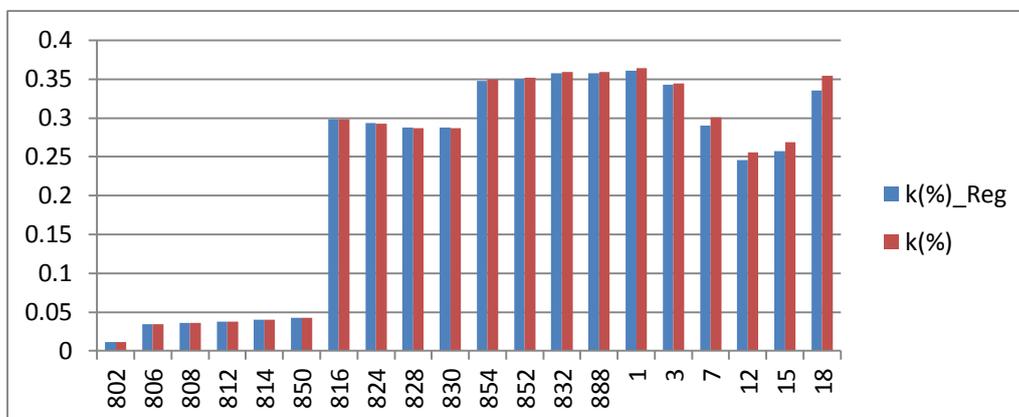


Figura 5.83 – K% em ramal 1 com 50% de GFV

Igual que nas condições de operação sem GFV, e com 10% de GFV, a porcentagem de desequilíbrio foi maior para a condição em que os reguladores de tensão encontravam-se bloqueados. As barras de BT no ramal 2 foram as barras que apresentaram maior desequilíbrio, para este caso em particular, a barra 17 apresentou uma porcentagem de desequilíbrio maior.

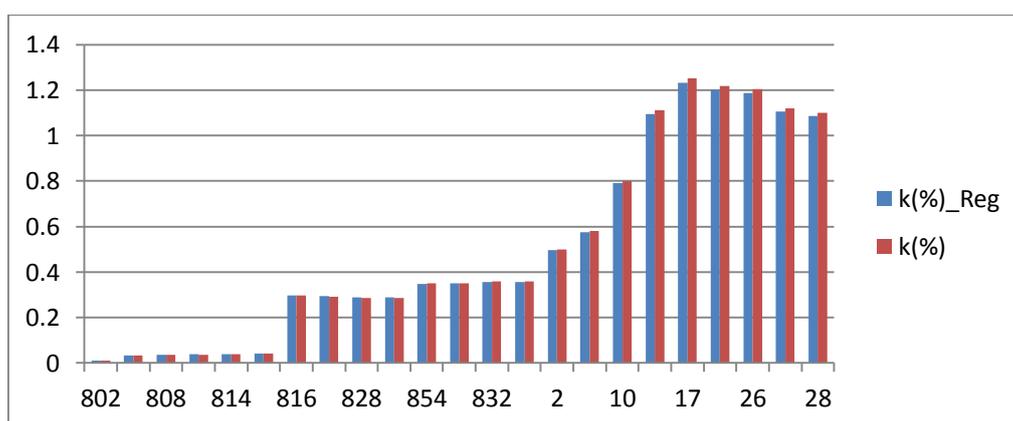


Figura 5.84 – K% em ramal 2 com 50% de GFV

Quando é inserida GFV em 50% da rede de BT podem-se apresentar maiores desequilíbrios nas tensões do sistema que na condição sem GFV. A Figura 5.85 mostra as diferenças entre a porcentagem de desequilíbrio para as condições de operação do sistema com GFV em 50% das barras de BT e sem GFV para o ramal 1 às 12:00. Enquanto

a Figura 5.86 mostra estas diferenças na percentagem de desequilíbrio para o ramal 2 às 12:00.

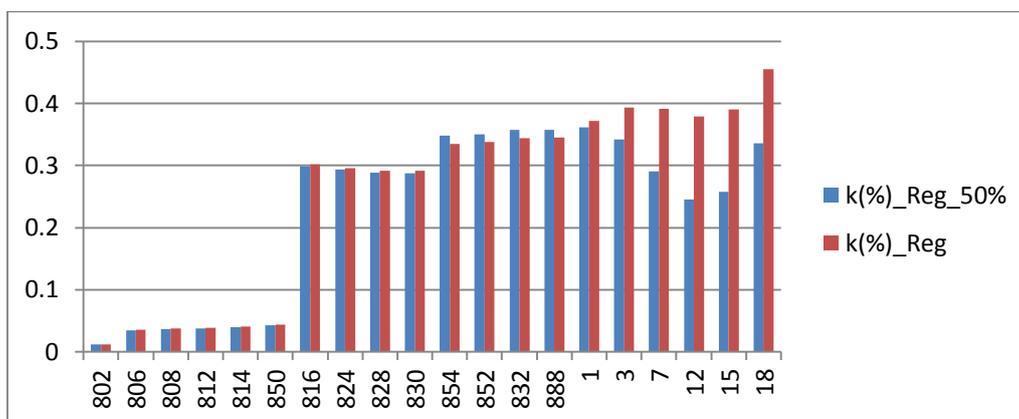


Figura 5.85 – K% em ramal 1 com 50% de GFV e sem GFV

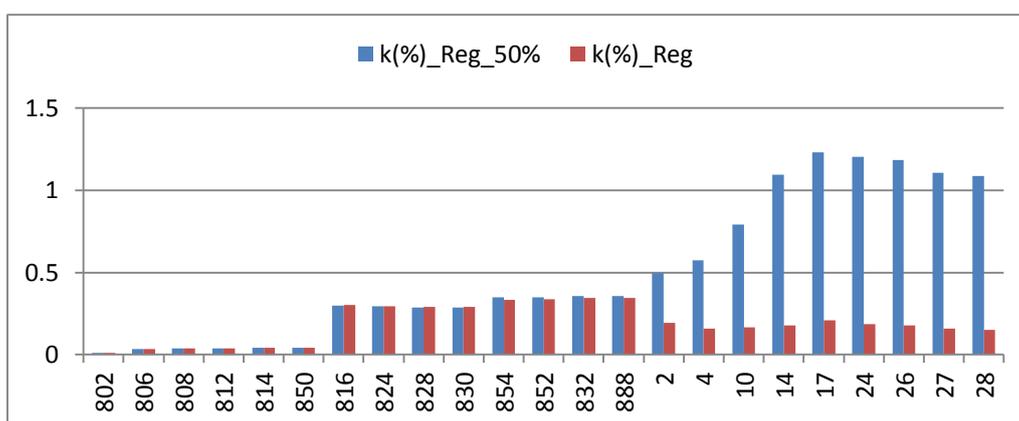


Figura 5.86 – K% em ramal 2 com 50% de GFV e sem GFV

Igual que quando é instalada GFV em 10% das barras da rede de BT, a percentagem de desequilíbrio da tensão no ramal 1 foi menor que na condição sem GFV, e a percentagem de desequilíbrio da tensão no ramal 2 aumentou, mas este aumento, é muito mais significativo quando é instalada GFV em 50% das barras no sistema de BT.

A percentagem de desequilíbrio da tensão na barra 832 será comparada entre as condições de operação com 50 % de GFV e sem GFV para verificar o impacto que tem a GFV nos desequilíbrios de tensão na barra controlada pelo regulador de tensão. Esta comparação é apresentada na Figura 5.87.

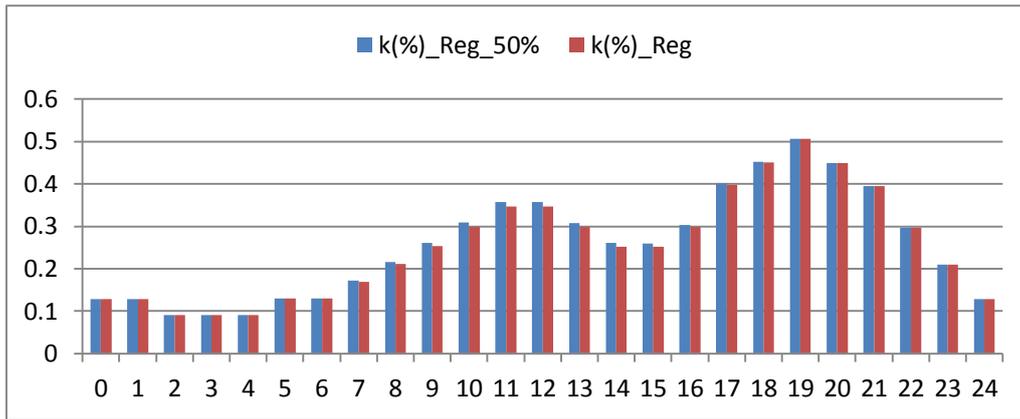


Figura 5.87 – K% em barra 832 com 50% de GFV e sem GFV

Foi verificado que a maior porcentagem de desequilíbrio na tensão quando se instala GFV em 50% das barras da rede de BT aconteceu na barra 17. Portanto, a Figura 5.88 compara os desequilíbrios na tensão apresentados na barra 17 para as condições de operação com 50% de GFV e sem GFV.

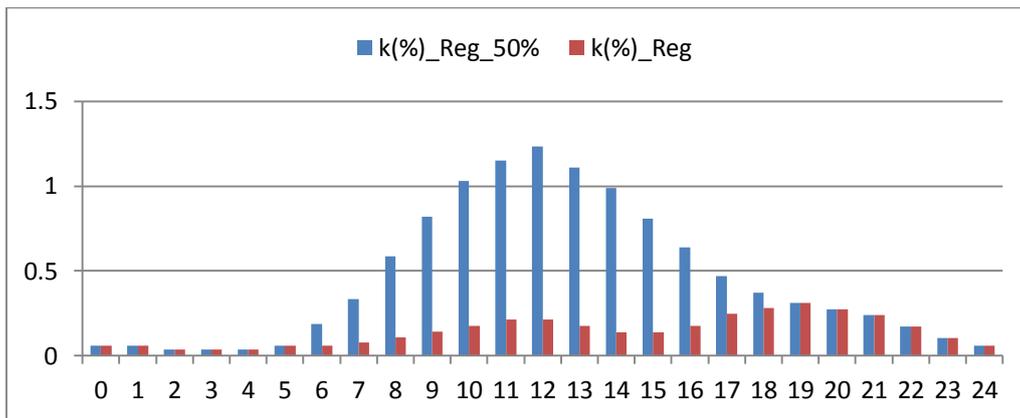


Figura 5.88 – K% em barra 17 com 50% de GFV e sem GFV

Igual que para a condição de operação quando é instalada GFV em 10% das barras da rede de BT, a barra 832 apresenta diferenças muito pequenas na porcentagem de desequilíbrio na tensão, sendo pouco impactada pela GFV. No entanto, a GFV instalada em 50% das barras da rede de BT tem grande impacto nos desequilíbrios produzidos na rede de BT, sendo maiores para a hora em que a radiação solar é maior.

5.3.4 GFV EM 80% DAS BARRAS DE BT

Assim como foi estabelecido anteriormente, a GFV é instalada na rede de BT29 de acordo aos testes realizados em 5.2.4 (tabela 5.4). Desta forma, é analisado o desempenho dos reguladores de tensão na rede de MT34 quando é instalada GFV, e a forma como este tipo de controladores de tensão afetam a instalação de geração localizada numa rede de distribuição residencial.

O comportamento da Média das tensões do ramal 1 quando é inserida GFV no 80% das barras da rede de BT é apresentado na Figura 5.89. Enquanto, o comportamento da Média das tensões do ramal 2 quando é inserida GFV em 80% das barras da rede de BT é apresentado na Figura 5.90. A Figura 5.89 e a Figura 5.90 correspondem a curva de geração e carga para as 12:00 quando os reguladores de tensão estão bloqueados.

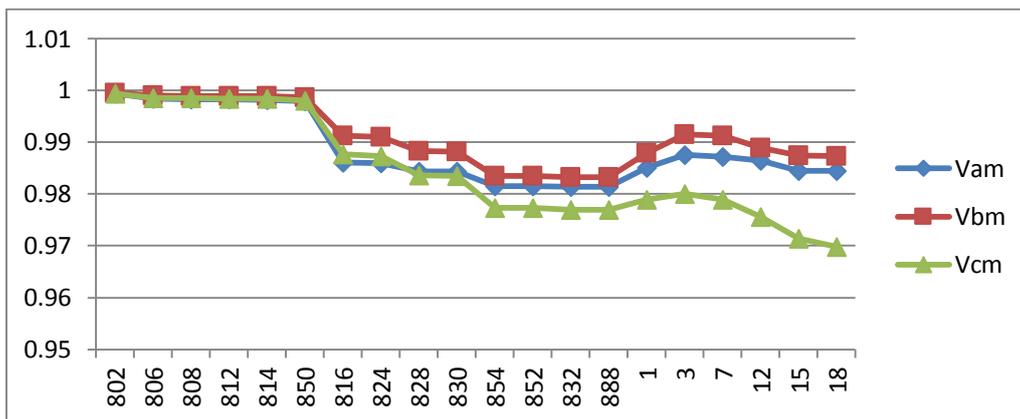


Figura 5.89 – Média das tensões de fase no Ramal 1 com 80% GFV e Sem Regulação de tensão

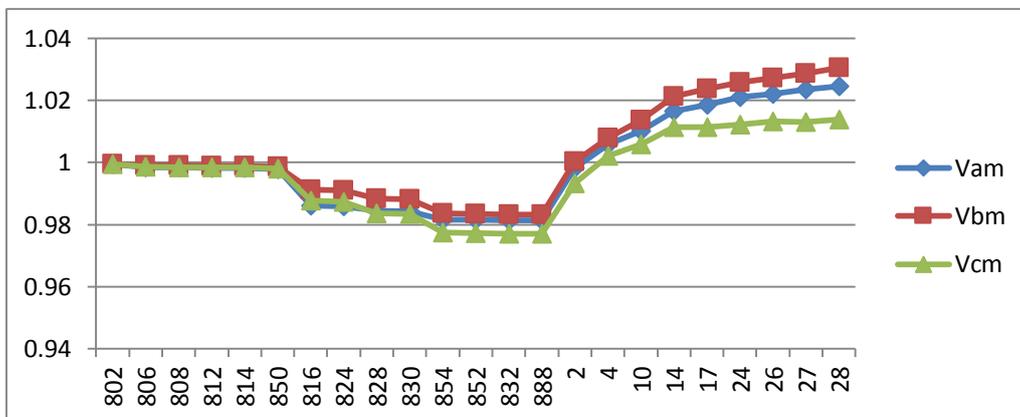


Figura 5.90 – Média das tensões de fase no Ramal 2 com 80% GFV e Sem Regulação de tensão

Como é observado na Figura 5.89 e na Figura 5.90 quando é inserida GFV em 80% das barras da rede de BT existem incrementos nas tensões nas barras finais dos ramais. Mas como é visto na Figura 5.90 os incrementos para o ramal 2 são bastante consideráveis, já que o incremento de valor é bastante notório respeito à condição sem GFV.

Quando os reguladores de tensão são desbloqueados a Média das tensões no ramal 1 apresentam o comportamento mostrado na Figura 5.91. Enquanto a Média das tensões no ramal 2 apresentam o comportamento mostrado na Figura 5.92.

Igual que nos casos anteriores de GFV as barras de BT apresentaram maiores incrementos nas tensões de fase. Na medida em que instalada GFV em mais barras do sistema de BT a rede apresenta maiores elevações nas tensões, em especial nas barras mais distantes da subestação no ramal 2.

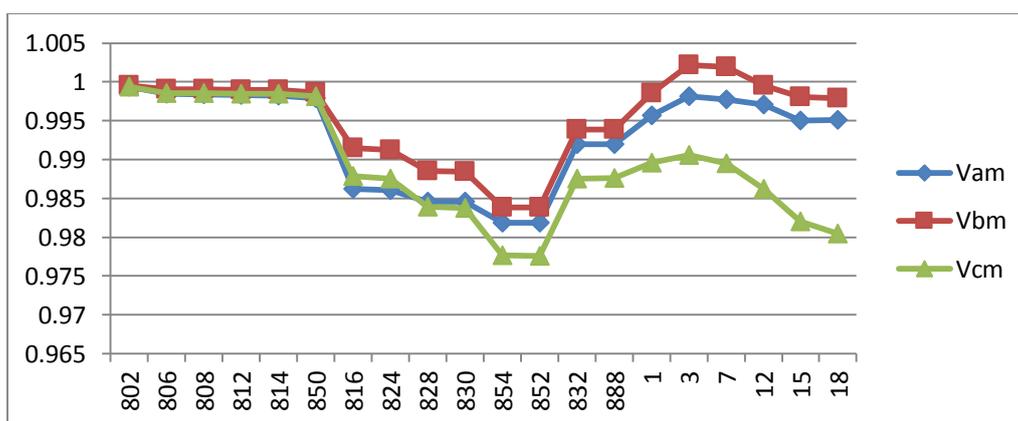


Figura 5.91 – Média das tensões de fase no Ramal 1 com 80% GFV e com Regulação de tensão

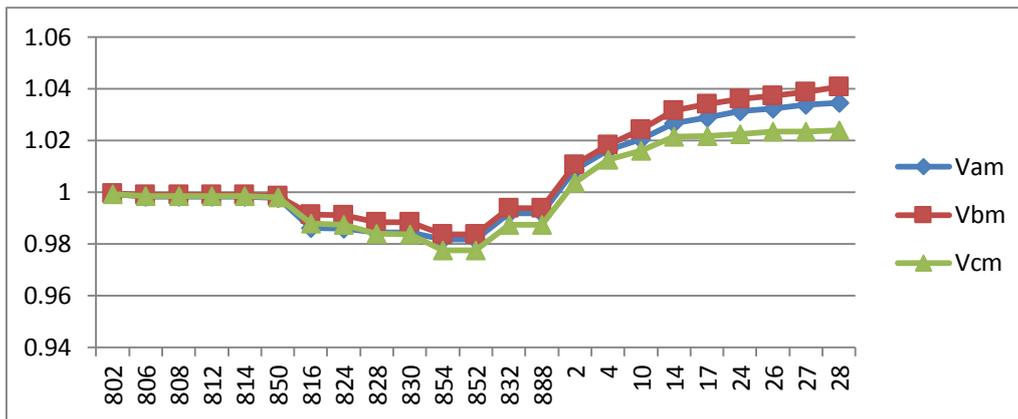


Figura 5.92 – Média das tensões de fase no Ramal 2 com 80% GFV e com Regulação de tensão

As sobretensões apresentadas nas barras finais do ramal 2 são ocasionadas pelas inversões no fluxo de potência. Além disso, a atuação dos reguladores de tensão está empiorando a operação do sistema, já que a função do regulador é controlar a tensão na barra 832 em valores pertos à tensão de referência, aumentando o valor de tensão nesta barra, produzindo de esta forma aumentos nas tensões da rede de BT.

Na Figura 5.93 são apresentado os fluxos de potência ativa para os ramais 1 e 2. Inversões no fluxo de potência ativa são notadas para os dois ramais analisados, diferente às condições de geração anteriores, nas quais o fluxo de potência era invertido apenas no ramal 1 para 10% de GFV e o fluxo de potência era invertido apenas no ramal 2 para 50% de GFV.

Estas inversões de potência nos fluxos dos ramais da rede de BT, fazem que o transformador passe de distribuir potência ativa em sentido da subestação às cargas de BT, a entregar a energia gerada pelos microgeradores fotovoltaicos à rede de MT. Mudando completamente as condições operacionais do sistema de distribuição. O transformador passa de distribuir potência ativa às cargas de BT a entregar energia à rede de MT desde as 6:00 até 16:00, assim como é visto na Figura 5.94.

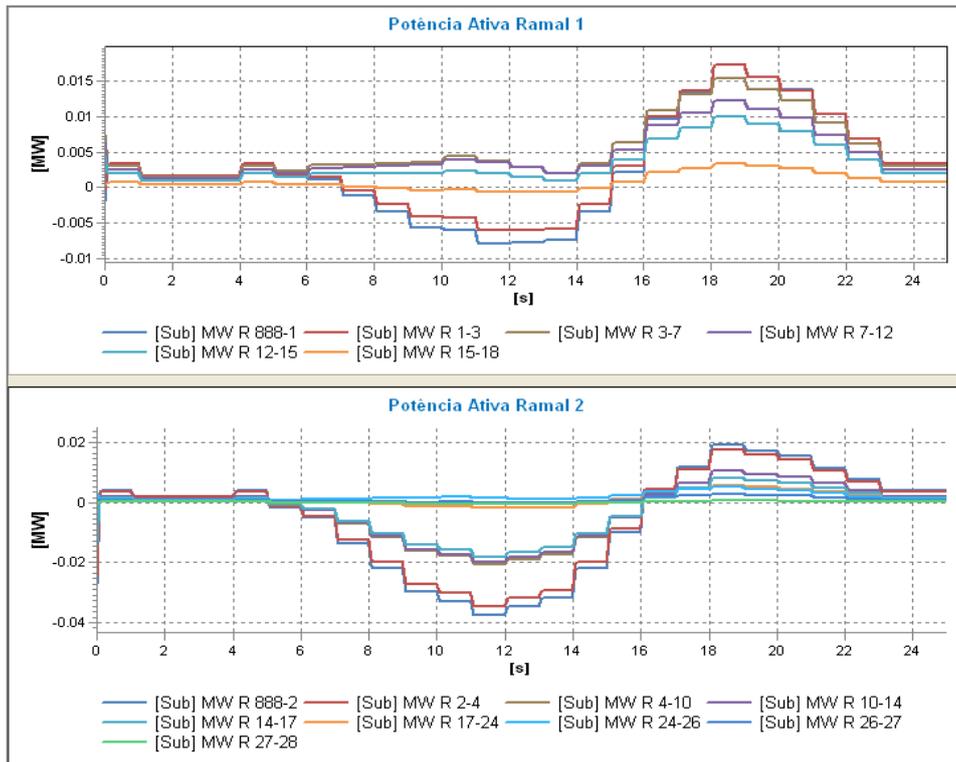


Figura 5.93 – MW em Ramal 1 e Ramal 2 com 80% de GFV

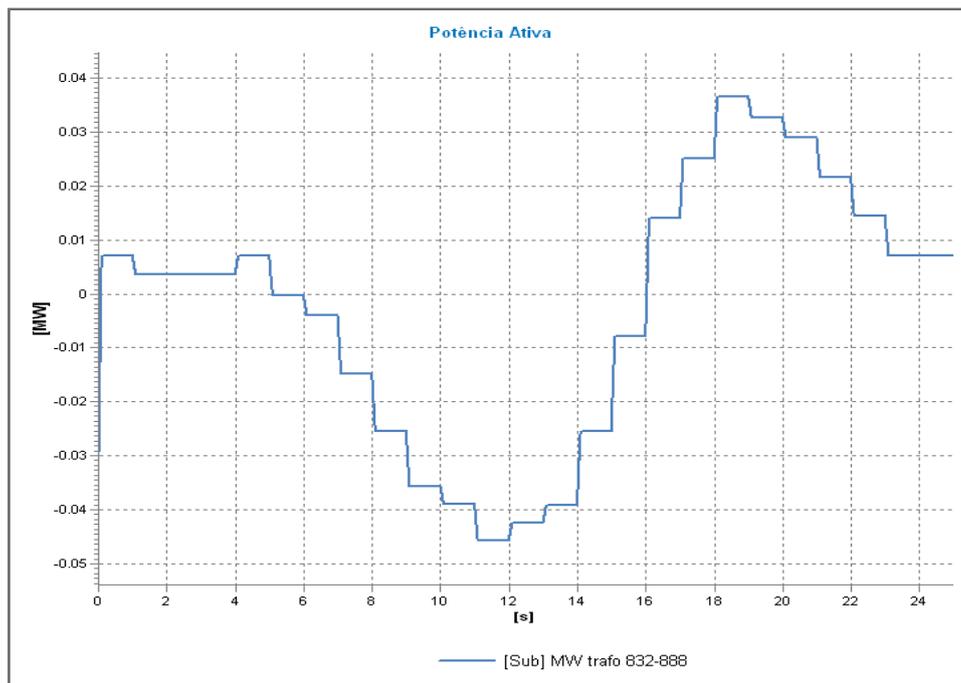


Figura 5.94 – MW em trafo 832 – 888 com 80% de GFV

A Figura 5.95 apresenta o resultado da atuação do regulador de tensão mais perto à rede de BT no controle das tensões de fase da barra 832 para um teste realizado.

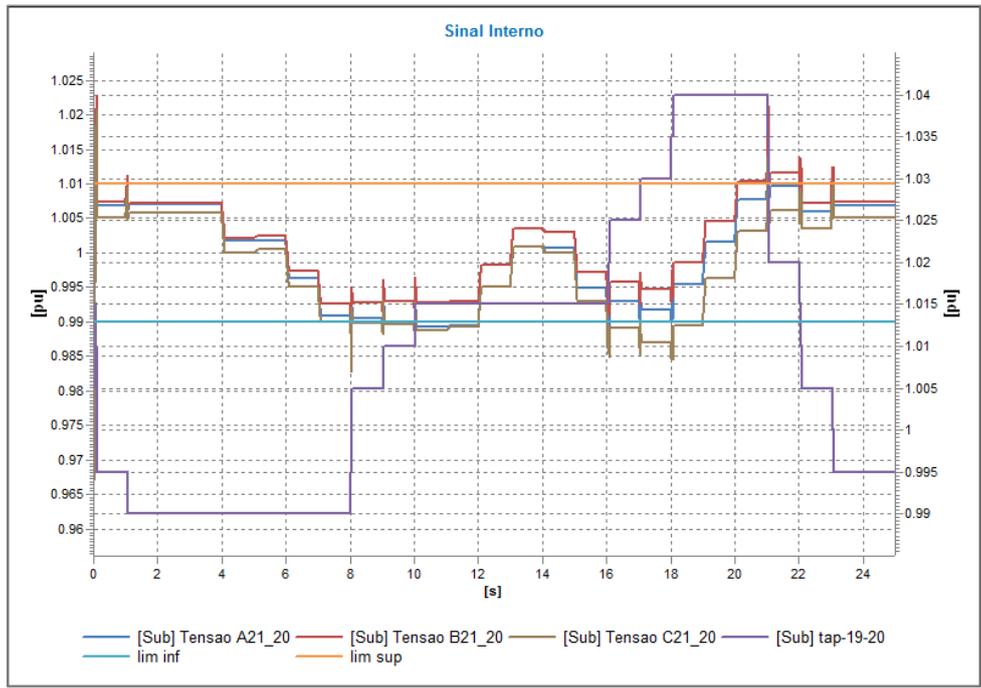


Figura 5.95 – Tensões de fase na barra 832 no dia_80% GFV

Novamente a atuação do regulador de tensão não foi afetada em quanto a mudanças nos valores do *tap* pela injeção de potência por parte dos microgeradores fotovoltaicos instalados na rede de BT.

Desvios padrões são analisados na barra 832 ao longo do dia para verificar o impacto que tem a GFV nos resultados obtidos nos testes ao sistema quando os reguladores de tensão encontram-se desbloqueados e bloqueados. A Figura 5.96 e a Figura 5.97 apresentam estes resultados.

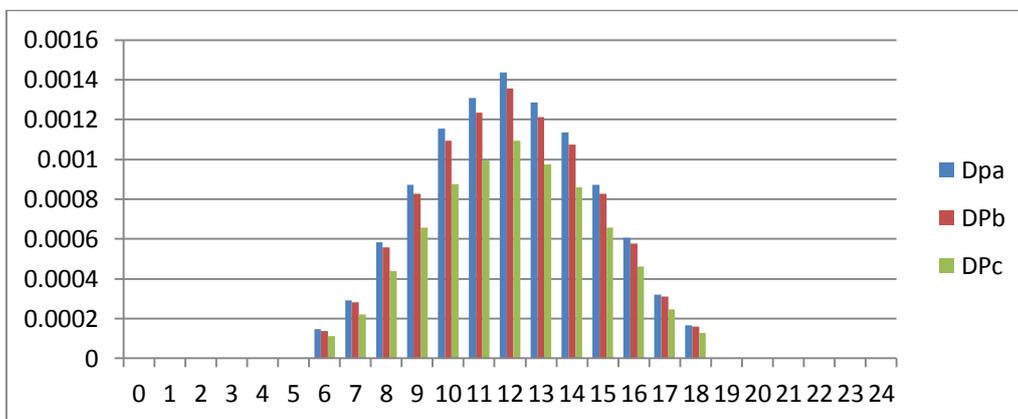


Figura 5.96 – Desvio Padrão Barra 832 com 80% GFV e sem Regulação de tensão

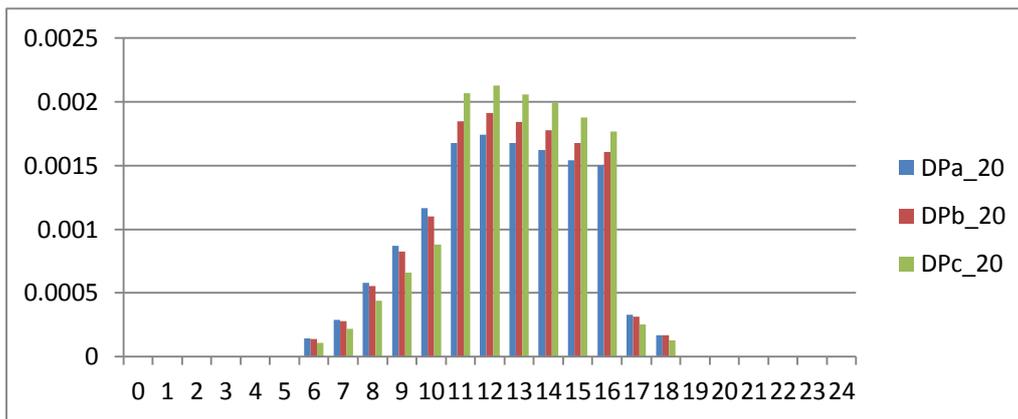


Figura 5.97 – Desvio Padrão Barra 832 com 80% GFV e com Regulação de tensão

De forma similar aos casos anteriores, quando os reguladores de tensão encontram-se bloqueados, os desvios correspondem à curva de GFV, sendo maiores para as horas de maior radiação solar. No entanto, quando os reguladores de tensão são desbloqueados os desvios nos valores da barra 832 têm variações diferentes à curva de radiação solar.

Os aumentos nas tensões de fase na rede de BT foram bastante consideráveis, em especial quando os reguladores de tensão encontram-se desbloqueados, estes aumentos nas tensões quando é instalada GFV em 80% das barras de BT são dependentes da fase em que instalado o microgerador fotovoltaico. Portanto, desequilíbrios de tensão podem ser produzidos na instalação de micro GFV.

A porcentagem de desequilíbrio nas tensões das barras do ramal 1 é comparada na Figura 5.98 para a condição em que os reguladores de tensão encontram-se bloqueados e desbloqueados. Enquanto, a comparação da porcentagem de desequilíbrio nas tensões das barras do ramal 2 é mostrada na Figura 5.99 para as condições de bloqueio e desbloqueio dos reguladores de tensão.

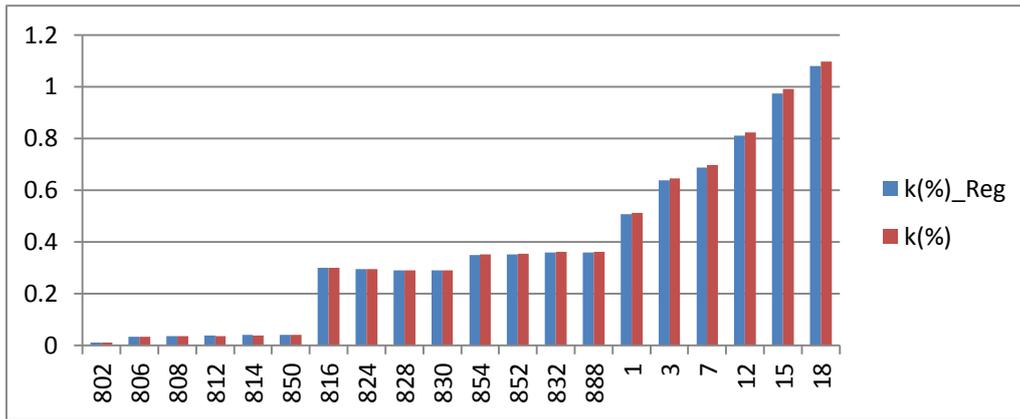


Figura 5.98 – K% em ramal 1 com 80% de GFV

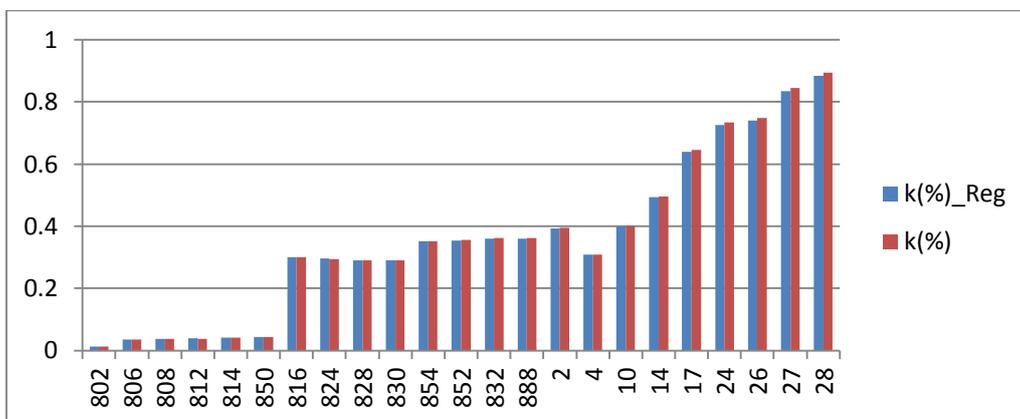


Figura 5.99 – K% ramal 2 com 80% de GFV

Quando é inserida GFV em 80% das barras de BT, é notado um aumento considerável nos desequilíbrios das barras do sistema de BT, em especial nas barras finais de cada ramal. Igual que nas condições de 10% de GFV e 50% de GFV, os desequilíbrios de tensão foram menores quando os reguladores de tensão permaneceram desbloqueados.

O impacto que tem a GFV nos desequilíbrios de tensão da barra de MT (Barra 832) controlada pelo regulador de tensão é bastante pequeno, já que a porcentagem de desequilíbrio quando é instalada GFV em 80% das redes de BT permanece quase igual que na condição sem GFV, como é mostrado na Figura 5.100.

No entanto o impacto que tem a GFV nos desequilíbrios das barras da rede de BT é bastante alto. Já que Para a condição sem GFV, o desequilíbrio é maior para a hora em que o sistema opera no pico da curva de carga. Enquanto para a condição com GFV em 80% das barras de BT o desequilíbrio é maior para a hora em que a radiação solar é maior.

A Figura 5.101 apresenta esta situação para a barra 18, por ser a barrar com maior desequilíbrio de tensão.

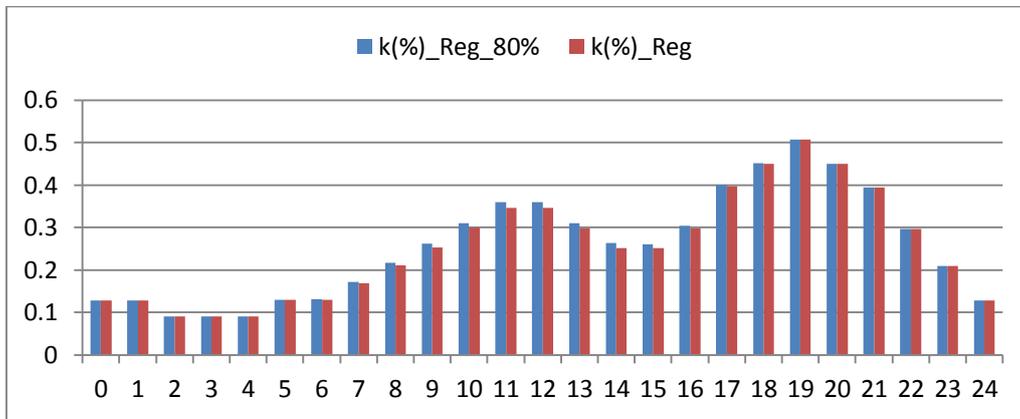


Figura 5.100 – K% barra 832 com 80% de GFV

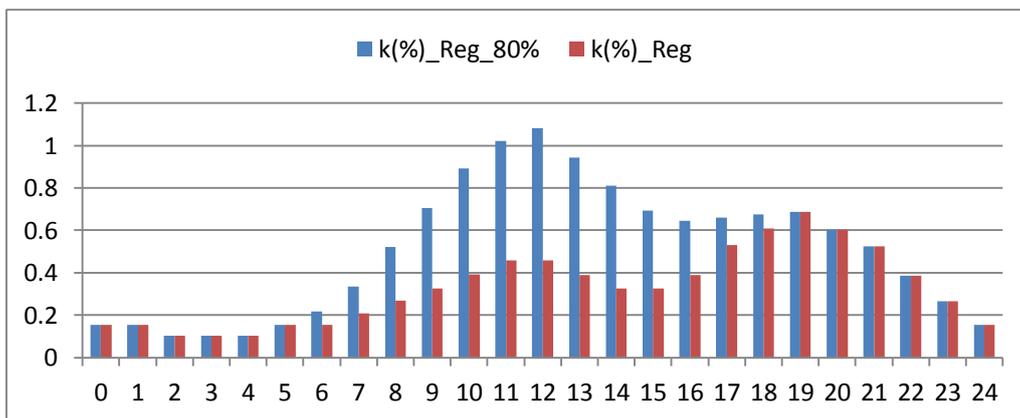


Figura 5.101 – K% barra 18 com 80% de GFV

5.3.5 GFV EM 100% DAS BARRAS DE BT

Assim como foi estabelecido anteriormente, a GFV é instalada na rede de BT29 de acordo aos testes realizados em 5.2.5 (tabela 5.5). Desta forma, é analisado o desempenho dos reguladores de tensão na rede de MT34 quando é instalada GFV, e a forma como este tipo de controladores de tensão afetam a instalação de geração localizada numa rede de distribuição residencial.

O comportamento da Média das tensões do ramal 1 quando é inserida GFV no 100% das barras da rede de BT é apresentado na Figura 5.102. Enquanto, o comportamento da Média das tensões do ramal 2 quando é inserida GFV em 100% das

barras da rede de BT é apresentado na Figura 5.103. As figuras citadas correspondem à curva de geração e carga para as 12:00 quando os reguladores de tensão estão bloqueados.

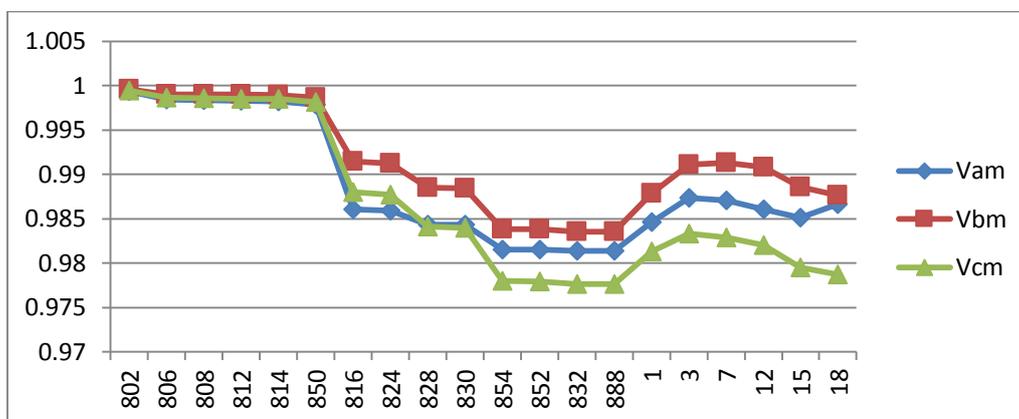


Figura 5.102 – Média das tensões de fase no Ramal 1 com 100% GFV e Sem Regulação de tensão

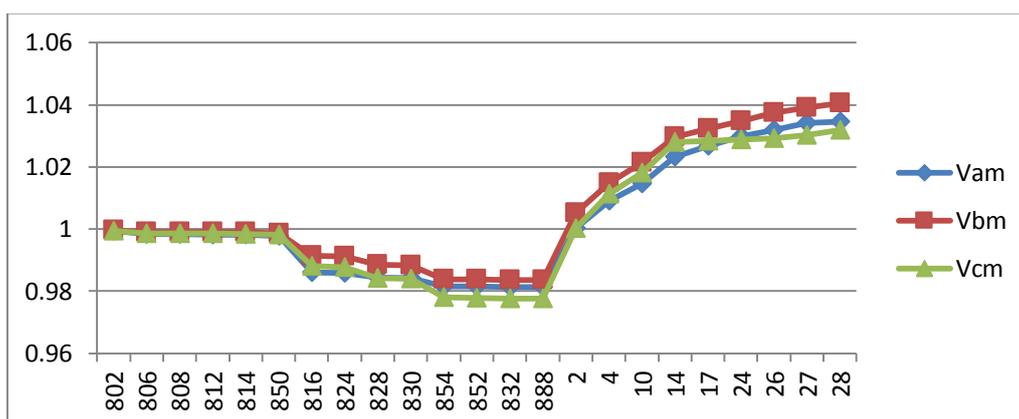


Figura 5.103 – Média das tensões de fase no Ramal 2 com 100% GFV e Sem Regulação de tensão

O comportamento na Média das tensões de fase quando é injetada GFV em todas as barras da rede de BT indica uma elevação substancial do valor das tensões na rede de BT. Os incrementos são notados principalmente no ramal 2, onde as barras mais distantes da subestação apresentam incrementos maiores nas tensões.

Quando os reguladores de tensão são desbloqueados a média das tensões no ramal 1 apresentam o comportamento mostrado na Figura 5.104. Enquanto a média das tensões no ramal 2 apresentam o comportamento mostrado na Figura 5.105.

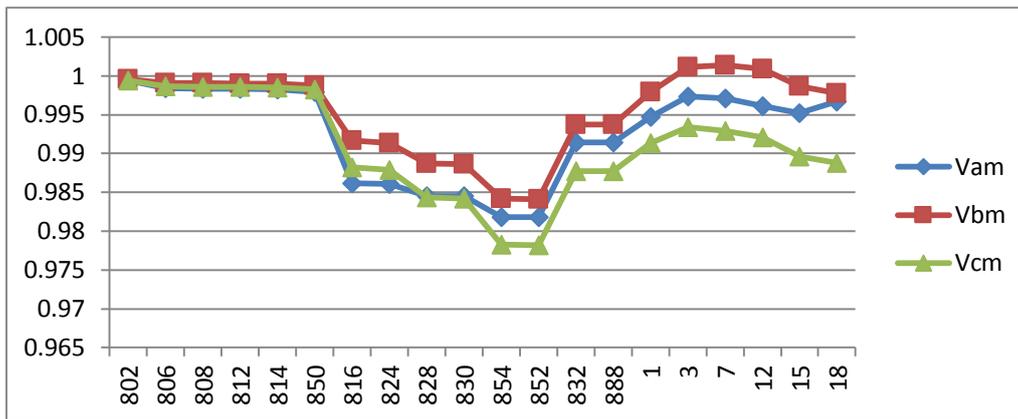


Figura 5.104 – Média das tensões de fase no Ramal 1 com 100% GFV com Regulação de tensão

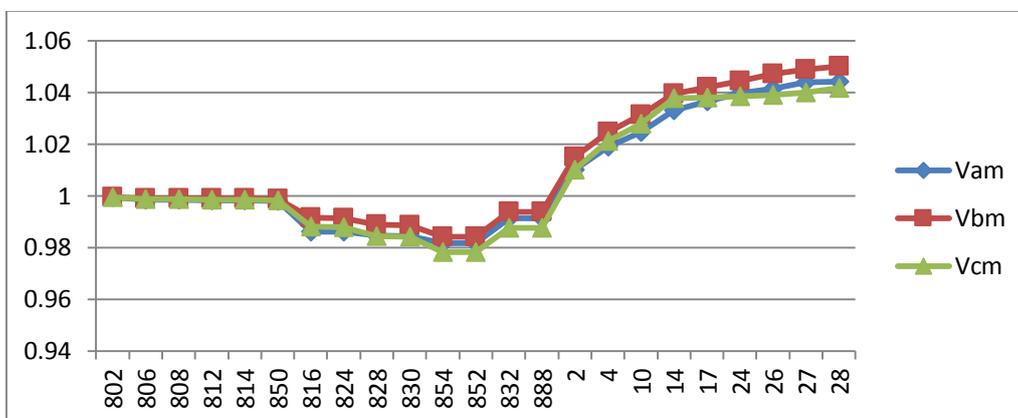


Figura 5.105 – Média das tensões de fase no Ramal 2 com 100% GFV com Regulação de tensão

A Ação do regulador de tensão mais perto da rede de BT é vista na barra 832. No entanto, como a função do regulador é ajudar a elevar as tensões da rede de BT podem atingir valores muito altos, ocasionando problemas de sobretensão nas barras finais da rede. Essa sobretensão é causada pela inversão do fluxo de potência no regulador de tensão, Para contornar esse problema, é necessário utilizar-se um regulador de tensão com facilidade para alterar sua lógica de controle dependendo das condições de operação da rede. Essa solução não foi testada neste trabalho.

Na Figura 5.106 são apresentados os fluxos de potência ativa que surgem nos ramais da rede de BT. Em esta Figura é possível observar inversões no fluxo de potência ativa em quase todos os ramais da rede de BT.

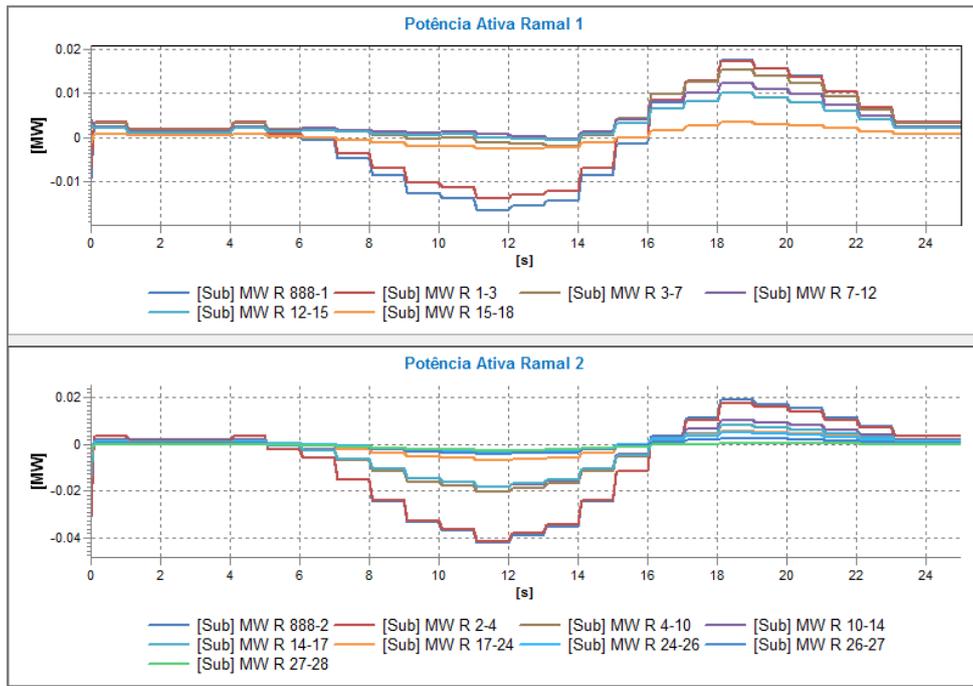


Figura 5.106 – MW em Ramal 1 e Ramal 2 de BT com 100% GFV

Assim como nas condições anteriores de geração, o sistema de BT passa de consumir potência ativa a entregar potência ativa à rede de MT através do transformador das 5:00 até 16:00, como é observado na Figura 5.107.

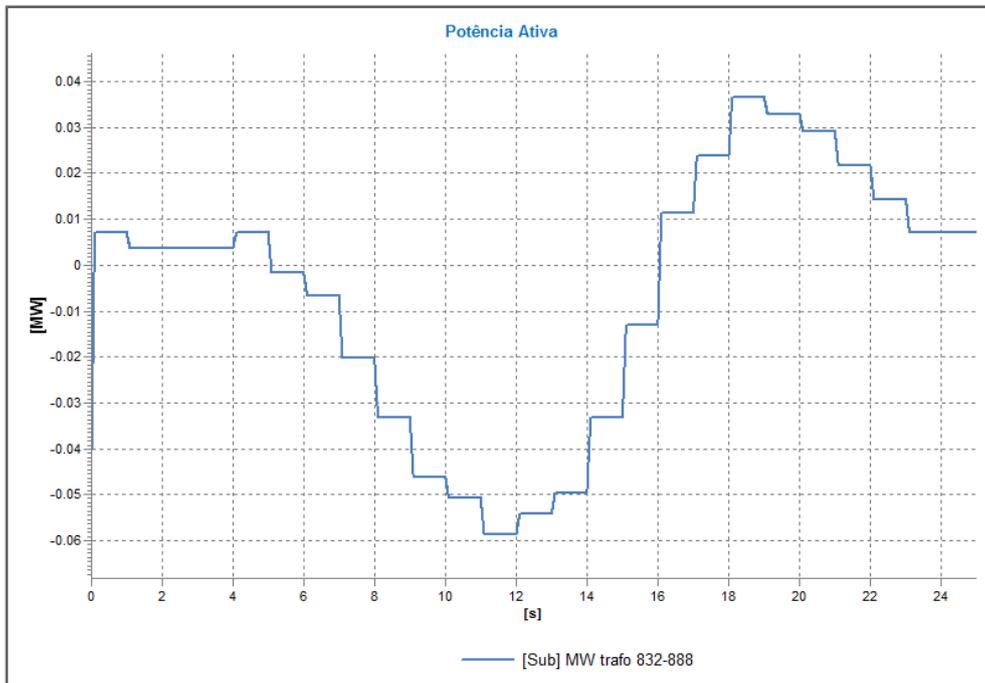


Figura 5.107 – MW em Trafo 832 – 888 com 100% GFV

A atuação do regulador de tensão não foi afetada em quanto a mudanças nos valores do *tap* pela injeção de potência por parte dos microgeradores fotovoltaicos instalados na rede de BT.

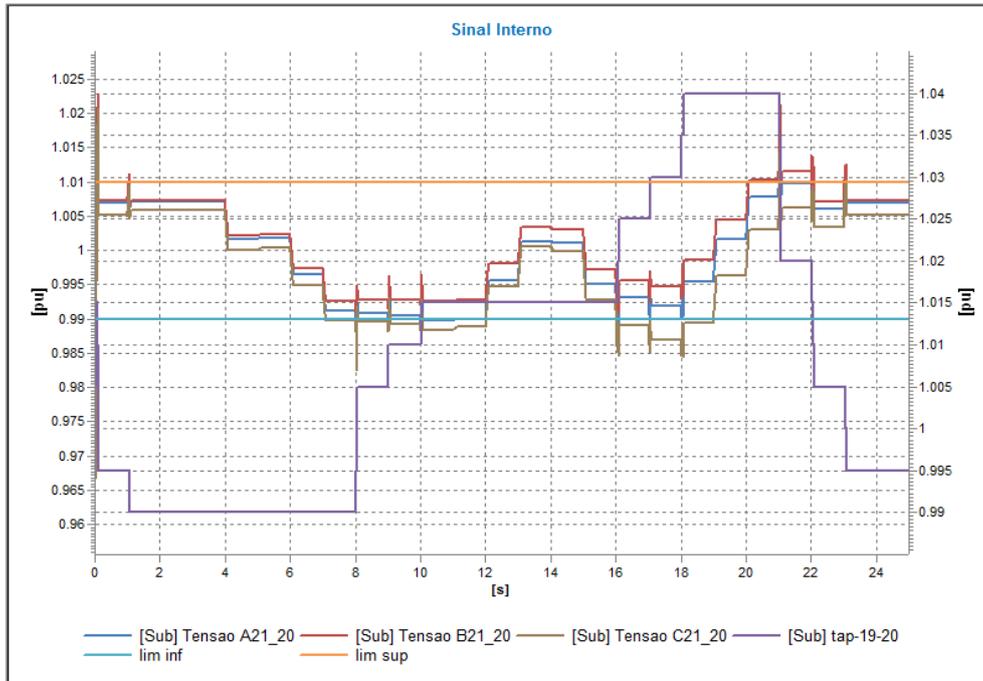


Figura 5.108 – Tensões de fase na barra 832 no dia_100% GFV

Desvios padrões são analisados na barra 832 ao longo do dia para verificar o impacto que tem a GFV nos resultados obtidos nos testes ao sistema quando os reguladores de tensão encontram-se desbloqueados e bloqueados. A Figura 5.109 e a Figura 5.110 apresentam estes resultados.

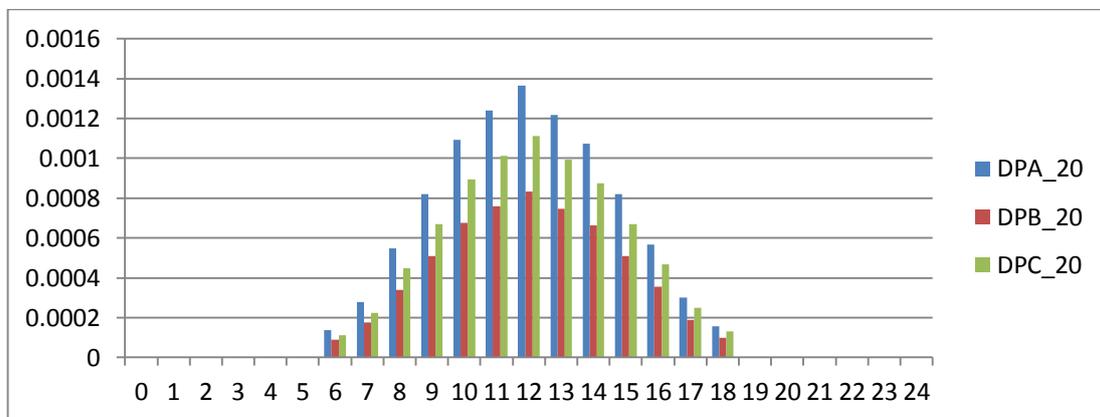


Figura 5.109 – Desvio Padrão Barra 832 com 100% GFV e sem Regulação de tensão

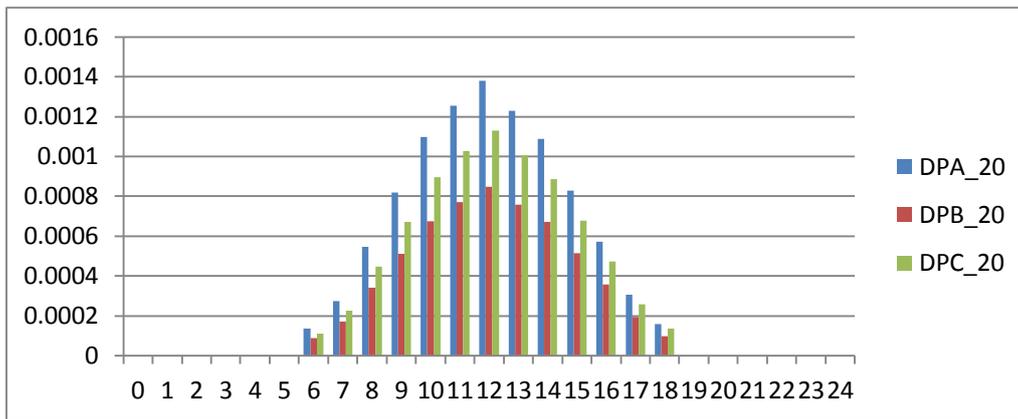


Figura 5.110 – Desvio Padrão Barra 832 com 100% GFV e com Regulação de tensão

Em comparação com os anteriores casos de GFV pode-se notar que as duas curvas de desvio padrão no transcurso do dia seguem a forma da curva de GFV. Tendo como resultado desvios padrões pertos nos dois casos de operação. Isto é, com os reguladores de tensão desbloqueados e bloqueados. A diferença dos anteriores casos onde o desvio aumentava quando o regulador de tensão atuava para manter o controle na barra 832.

Incrementos nas tensões foram observados nas barras finais dos ramais de BT, a instalação monofásica de GFV em todas as barras da rede de BT podem produzir desequilíbrios nas tensões. A Figura 5.111 e a Figura 5.112 apresentam os resultados da porcentagem de desequilíbrio da tensão obtidos no ramal 1 e no ramal 2 para as condições em que os reguladores encontram-se bloqueados e desbloqueados.

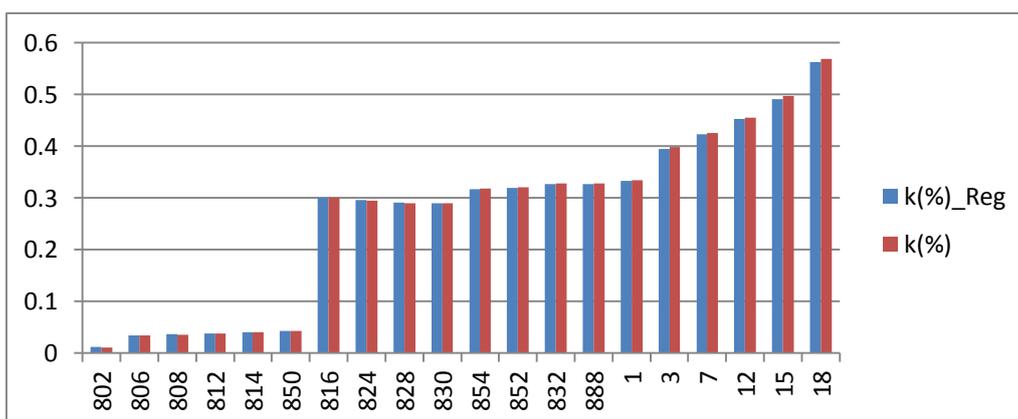


Figura 5.111 – K% em Ramal 1 com 100% GFV

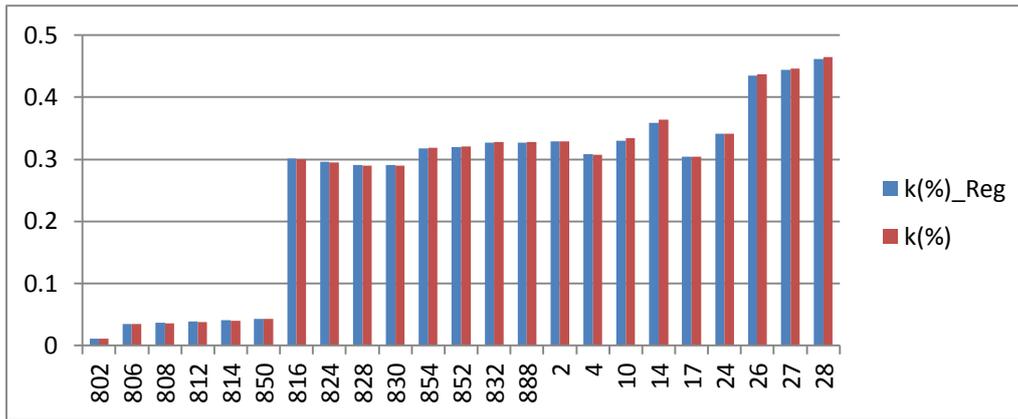


Figura 5.112 – *K% em Ramal 2 com 100% GFV*

Assim como nos casos anteriores de GFV e sem GFV, os reguladores de tensão diminuem os desequilíbrios. No entanto, esta diminuição é muito pequena. Similar à condição de GFV em 80% das barras de BT as barras ao final dos ramais apresentam maior desequilíbrio de tensão.

O impacto que tem a GFV instalada em todas as barras do sistema de BT sobre a barra de MT controlada pelo regulador de tensão é quase nulo, já que a diferença com a condição sem GFV da porcentagem de desequilíbrio da tensão é muito pequena, Assim como é mostrado na Figura 5.113.

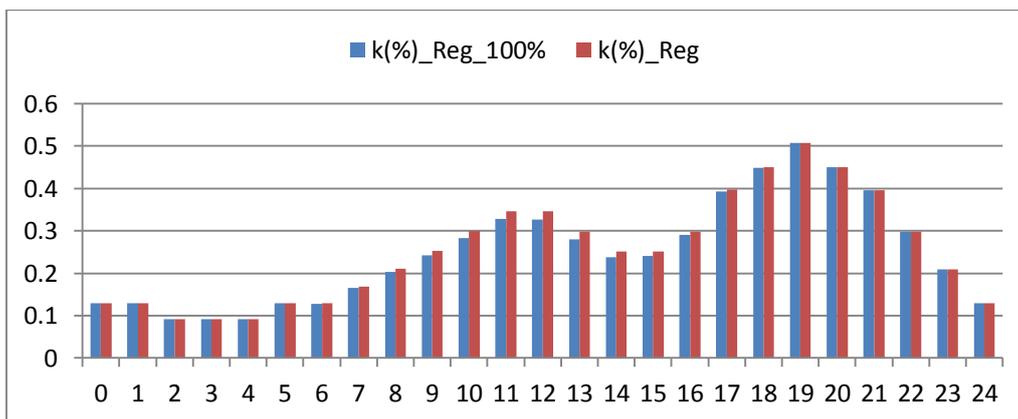


Figura 5.113 – *K% em Barra 832 com 100% GFV*

Em comparação com as condições anteriores de geração, é observado que para as horas de penetração da GFV o desequilíbrio na tensão foi maior para a condição sem GFV, diferente às outras condições de GFV onde os desequilíbrios da tensão eram maiores para a condição com GFV.

O impacto que tem a GFV nos desequilíbrios das barras de BT é maior, já que este tipo de geração está diretamente ligado à rede de BT. Portanto os desequilíbrios aumentaram de valor para as horas em que é instalada GFV, como é observado na Figura 5.114.

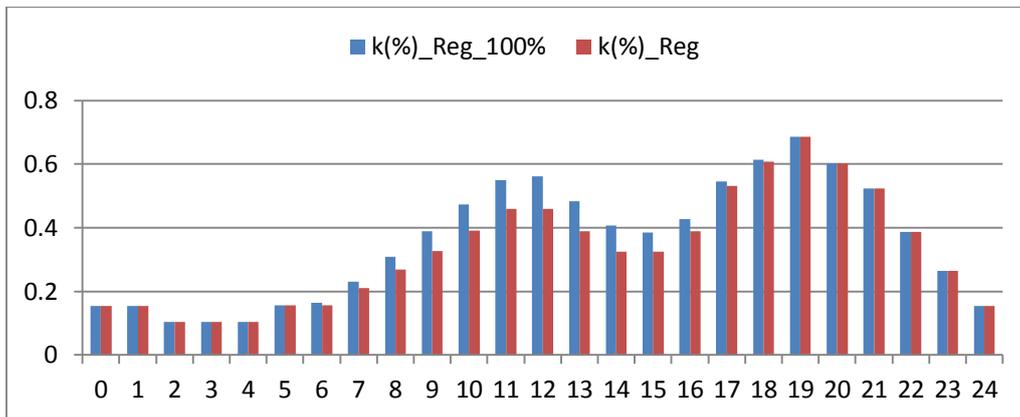


Figura 5.114 – *K% em Barra 18 com 100% GFV*

Embora os desequilíbrios na tensão aumentassem na BT o incremento não é tão alto em comparação com as condições de GFV em 50% e 80% das barras. Portanto, quando a GFV é instalada em um monte considerável de barras pode produzir maiores desequilíbrios que se esta fosse instalada em todas as barras da rede. Mas, o incremento nas tensões das barras finais do ramal é maior quando é instalada GFV em todas as barras da rede. Isto pode ser observado na Figura 5.115 para o ramal 1 e para o ramal 2.

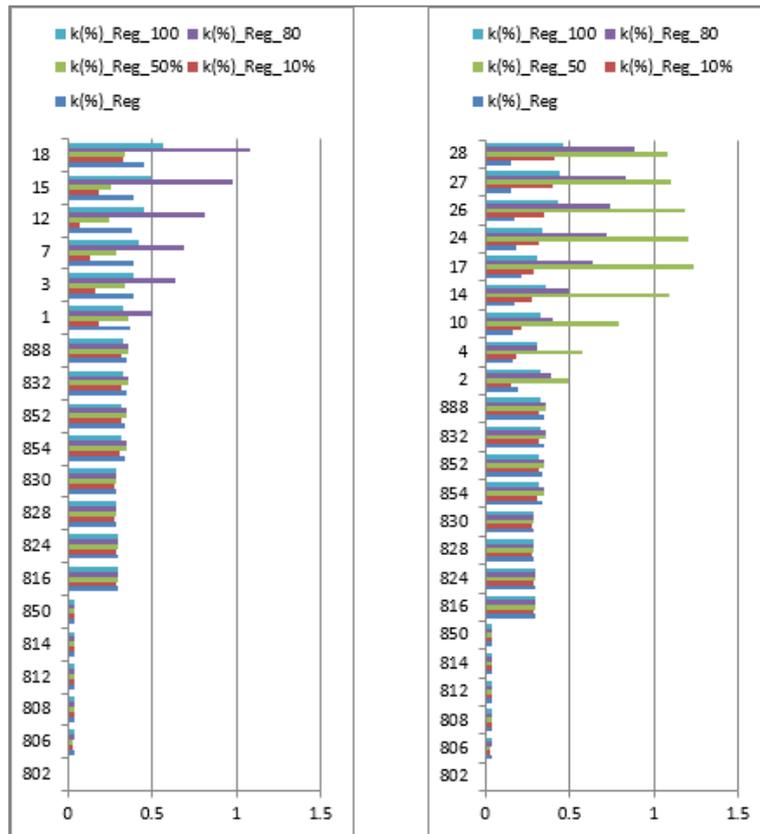


Figura 5.115 – *K% em Ramal 1 e Ramal 2 para todas as condições de geração*

Dos testes realizados às redes de MT34 e BT29 pode-se concluir que a penetração de geração fotovoltaica em 10% das barras apresentou melhoria na operação da rede de distribuição, já que, as tensões das barras mais distantes da subestação aumentaram de valor ajudando à regulação de tensão das unidades consumidoras. Tendo como ponto negativo que este nível de penetração é pequeno.

Portanto, pode-se estabelecer que um percentual ideal de penetração para os casos analisados foi para a condição de operação com GFV em 50% das barras da rede de BT. Já que, para esta condição de operação as tensões das barras finais da rede aumentaram de valor permanecendo no limite permitido de regulação de tensão. Embora, os desequilíbrios de tensão aumentaram para esta condição de operação, respeito à condição sem GFV.

Por outro lado, para as condições de operação da rede com GFV em 80% e 100% das barras da rede de BT, apresentaram-se sobretensões nas barras finais da rede de distribuição, ultrapassando o valor permitido de regulação de tensão.

Mas também, para a condição de operação com GFV em todas as barras da rede de BT os desequilíbrios nas tensões de fase foram menores em comparação com os desequilíbrios apresentados nas condições de operação com GFV em 80% e 50% das barras da rede de BT. Podendo concluir que este percentual de penetração seria ideal sempre e quando sejam utilizados reguladores de tensão com facilidade para alterar sua lógica de controle dependendo das condições de operação da rede.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Os resultados apresentados neste trabalho indicam os diferentes problemas técnicos que acontecem em uma rede de distribuição quando é instalada geração fotovoltaica por parte dos usuários finais. Mediante um ambiente computacional integrado de simulação estática e dinâmica, foi simulado o desempenho das redes de distribuição com integração de geração distribuída, com a vantagem de modelar com precisão a ação cronológica de dispositivos de controle e proteção diante de variações temporais da geração e da demanda.

Diferentes condições aleatórias em espaço, tempo e níveis de penetração foram consideradas nos testes realizados, obtendo resultados coerentes com os diferentes reportes e estudos realizados neste tema, além de efetividade em quanto ao tempo de simulação.

Duas redes de distribuição com características diferentes foram utilizadas nos estudos realizados nesta dissertação, chegando às seguintes conclusões:

- A rede de BT29 apresentou maiores variações nas tensões de fase em comparação com a rede de MT34, sendo mais sensível à penetração de geração fotovoltaica. Portanto, pequenas injeções de potência ativa por parte dos microgeradores fotovoltaicos em uma rede de BT derivada diretamente da subestação produzem maiores elevações nas tensões da rede.
- A instalação de geração fotovoltaica em uma quantidade pequena de barras da rede (10% das barras) de BT produz inversões no fluxo de potência, estas inversões no fluxo de potência elevam as tensões nas barras finais da rede de distribuição.

- Para a rede de MT34 as inversões do fluxo de potência mudaram a operação do sistema de distribuição, fazendo com que o transformador de MT/BT passara de distribuir potência ativa às cargas da rede de BT29 a entregar potência ativa à rede de MT34.
- Quando é instalada GFV na rede de distribuição tem-se que o desvio padrão, e o desequilíbrio de tensão é maior à hora em que as tensões de fase apresentam maiores elevações de tensão, esta hora corresponde à hora em que a radiação solar é maior. Diferente à condição de operação da rede sem GFV, dado que para esta condição de operação, estes valores são maiores à hora em que as tensões de fase apresentam maiores quedas de tensão, correspondendo à hora em que a curva de carga atinge o valor pico.
- O impacto que tem a integração de GFV na atuação dos reguladores de tensão instalados na rede de MT34 é nulo, já que para todas as condições de geração fotovoltaica, as mudanças no tap apresentaram o mesmo comportamento que para a condição sem GFV.
- O regulador de tensão instalado na barra 832 acrescenta as sobretensões produzidas na rede de BT29 por causa da integração de GFV em vários pontos da rede. Já que pela atuação do regulador de tensão as tensões da rede de BT29 são aumentadas. Isto leva a operações não desejadas no sistema de distribuição.
- Foi verificado que a rede apresenta maiores desequilíbrios de tensão quando é inserida GFV em uma quantidade considerável de pontos da rede de BT29, por exemplo, em 50% ou 80% das barras da rede de BT29, em comparação com a instalação de geração fotovoltaica em todos os pontos de consumo final da rede de BT29 barras.
- A instalação monofásica de geração fotovoltaica na rede BT29 produz pequenos aumentos nos desequilíbrios de tensão da rede de MT34, ao igual que pequenas variações nas tensões desta rede em comparação a condição sem GFV. Portanto, pode-se concluir que o efeito da GFV sob a rede de MT34 é pequeno.

- O impacto da GFV na rede de BT29 barras é bastante alto, já que este tipo de geração distribuída é instalado diretamente na rede de BT.
- Pode-se estabelecer que um percentual ideal de penetração para os casos analisados foi para a condição de operação com GVF em 50% das barras da rede de BT. Já que, para esta condição de operação as tensões das barras finais da rede aumentaram de valor permanecendo no limite permitido de regulação de tensão. Por outro lado, a rede poderia operar com GFV em 100% das barras da rede de BT sempre e quando sejam utilizados reguladores de tensão com facilidade para alterar sua lógica de controle dependendo das condições de operação da rede.
- O desvio Padrão das médias das variáveis de interesse e os desequilíbrios de tensão estão diretamente impactados pela curva de geração e carga. No entanto, quando o sistema opera com os reguladores de tensão, os desvios padrão têm variações diferentes às curvas citadas.
- Como valor agregado, as simulações realizadas nesta dissertação apresentam um avanço em relação à simples execução de casos de fluxo de potência, para diferentes pontos da série temporal representando a evolução diária da carga e da geração distribuída, pois leva em consideração a cronologia da atuação dos dispositivos de controle e proteção.
- Atualmente os sistemas de distribuição não estão completamente preparados para a integração de geração fotovoltaica na rede. Como foi analisada, uma grande quantidade de GFV suscita várias considerações respeito ao próprio funcionamento técnico da rede. No entanto, a implementação da Smart Grid ajudará a solucionar muito destes aspectos técnicos, procurando que cada dia o uso de geradores fotovoltaicos distribuídos tenha uma maior aplicação como geração alternativa, renovável e economicamente viável.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

A partir dos estudos analisados podem-se propor os seguintes trabalhos futuros:

- Realizar estudos de integração de geração fotovoltaica em redes de distribuição utilizando reguladores de tensão com facilidade de alterar sua lógica de controle dependendo das condições de operação da rede. Com esta aplicação é possível reduzir as sobretensões produzidas pelos reguladores de tensão utilizados nesta dissertação.
- Realizar estudos de simulação com variações de curto prazo da geração distribuída, considerando os retardos inerentes na operação dos taps, os quais são da ordem de vários segundos. Esse retardo pode ser importante na determinação das iterações entre os dispositivos de controle.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

A. Leal, *Sistema Para Determinação de Perdas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica utilizando curvas de demanda típicas de consumidores e redes neuronais artificiais*, Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2006.

A. Méffe, *Cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição – modelos adequáveis às características do sistema e à disponibilidade de informações*, Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2007.

A. Méffe, *Metodologia para cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição*, Dissertação Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2001.

BEBIC, J. *Power System Planning: Emerging Practices Suitable for Evaluating the Impact of High-Penetration Photovoltaics*. National Renewable Energy Laboratory, 2008.

C. Abbey and G. Joos, “*Integrating Distributed Generation with Smart Grid Enabling Technologies*”, IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), Medellin, Colombia, 19-21 Oct. 2011.

C. O. Infante, *Detecção da Proximidade de Instabilidade de Tensão Utilizando Sincrofasores*, Dissertação Mestrado, COPPE/UFRJ, Julho 2012.

D. Schulz, M. Jahn, and T. Pfeifer, “*Grid Integration of Photovoltaics and Fuel Cells*”, in *Power Electronics in Smart Electrical Energy Networks*, R. Strzelecki and G. Benysek, Eds., pp. 375-407, Springer, 2008.

E. LIU; J. BEBIC, *Distribution System Voltage Performance Analysis for High-Penetration Photovoltaics*. National Renewable Energy Laboratory, 2008.

EPRI – Electric Power Research Institute. Engineering, *Guide for Integration of Distributed Generation and Storage into Power Distribution Systems*, 2000.

G.N. Taranto¹, J.M.T. Marinho, D.M. Falcão, T.M.L. Assis, S.L. Escalante, J.I.R. Rodriguez, C.E.V. Pontes, “*Simulador de Redes de Distribuição Ativas com Modelagem Monofásica/Trifásica*”, Anais do XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica (SEPOPE), Rio de Janeiro RJ, Maio de 2012.

IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008*. Report IEA-PVPS T1-18:2009.

IEEE Distribution Planning Working Group Report, “*Radial Distribution Test Feeders*”, IEEE Transactions on Power Systems, Agosto 1991, Volume 6, Número 3, pp 975 – 985.

IEEE Distribution Planning Working Group Report, “*Distribution System Analysis Subcommittee Report*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2001.

IEEE - The Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Std 519-1992: IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*. 1992.

IEEE - The Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Std 929-2000: IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. 2000.

IEEE Distribution Planning Working Group Report, “*IEEE 34 Node Test Feeder*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2001.

IEEE - The Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Std 1547-2003: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. 2003.

J.M.T. Marinho, “*Simulação em Sistemas de Energia Elétrica com Modelagem Flexível – Monofásica e Trifásica*”, Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Março 2008.

J.M.T. Marinho and G.N. Taranto, “*A Hybrid Three-Phase Single-Phase Power Flow Formulation*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 3, August 2008.

J.R. Agüero and S.J. Steffel, “*Integration Challenges of Photovoltaic Distributed Generation on Power Distribution Systems*”, Proceedings of the IEEE PES General Meeting, Detroit, MI, 2011.

J.W. Smith, R. Dugan, and W. Sunderman, “*Distribution Modeling and Analysis of high penetration PV*”, Power and Energy Society General Meeting, Knoxville, TN, USA, July 2011.

J.W. Smith, R. Dugan, M. Rylander, and T. Key, “*Advanced Distribution Planning Tools for High Penetration PV Deployment*”, Proceedings of the IEEE PES General Meeting, San Diego, CA, USA, July 2012.

L.F. Ochoa Pizzali, *Cálculo de Fluxo de Potência em Redes de Distribuição com Modelagem a Quatro Fios*, Dissertação de Mestrado, UNESP Ilha Solteira, Maio de 2003.

L. Kojovic, “*Impact of DG on Voltage Regulation*”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol 1, Jul. 2002, pp. 97 – 102.

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

M. McGranaghan, T. Ortmeier, D. Crudele, T. Key, J. Smith, *Renewable Systems Interconnection Study: Advanced Grid Planning and Operations*, Sandia Report, Sandia National Laboratories, Fevereiro 2008.

Manzoni, “*Desenvolvimento de um Sistema Computacional Orientado a Objetos para Simulação Rápida e Análise da Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência*”, Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Março 2005.

N. Kagan, C.C. B. Olivera, e E.J. Robba, *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, Editora Blucher, 2005.

P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York, McGraw-Hill, 1994

PVUPSCALE - PV in Urban Policies – Strategic and Comprehensive Approach for Long-term Expansion. *WP4 – Deliverable 4.1: State-of-the-art on dispersed PV power generation: publications review on the impacts of PV Distributed Generation and Electricity networks*. 2007.

PVUPSCALE - PV in Urban Policies – Strategic and Comprehensive Approach for Long term Expansion. *WP4 – Deliverable 4.2: Utilities experience and perception of PV distributed generation*. 2008.

R.A Shayani, *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes de Distribuição*, Teses de Doutorado, Universidade de Brasília, Agosto de 2010.

R.A Shayani and M.A.G. Olivera, "Photovoltaic Generation Penetration Limits in Radial Distribution Systems", *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 26, No. 3, pp. 1625-1631, August 2011.

R.C. Dugan, R.F. Arrit, T.E. McDermott, S.M. Brahma, and K. Schneider, "Distribution System Analysis to Support Smart Grid", *Proceedings of the IEEE PES General Meeting*, Minneapolis, Minnesota, USA, USA, July 2010.

R.M. Ciric, A.P. Feltrin, and L.F. Ochoa, "Power Flow in Four-Wire Distribution Networks—General Approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 4, November 2003.

R. Strzelecki, G. Benysek, *Power Electronics in Smart Electrical Energy Networks*, SPRINGER, 2008.

REN 21. 2010, *Renewables 2010 Global Status Report*, REN 21 Secretariat, Paris, 2010.

REN 21. 2011, *Renewables 2011 Global Status Report*, REN 21 Secretariat, Paris, 2011.

REN 21. 2012, *Renewables 2012 Global Status Report*, REN 21 Secretariat, Paris, 2012.

Simulight, “*Simulador para Redes Elétricas com Geração Distribuída*”, COPPE/UFRJ, Versão Acadêmica 3.00.

T.A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, Boca Raton, CRC Press LLC, 2004

W. F. Usida, *Controle Fuzzy para Melhoria do Perfil de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.

W.H. Kersting, *Distribution System Modeling and analysis*, New York, CRC Press LLC, 2002.

W.J.S Rogers, *Impact of Embedded Generation on Design, Operation and Protection of Distribution Networks*, IEEE Colloquium on the impact of Embedded Generation on Distribution Networks, Oct. 1996.