



ANÁLISE DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA COM INVERSORES INTELIGENTES E SISTEMAS DE  
BATERIAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Jader Filipe Braga de Sousa

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.

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Rio de Janeiro

Março de 2019

ANÁLISE DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA COM INVERSORES INTELIGENTES E SISTEMAS DE  
BATERIAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Jader Filipe Braga de Sousa

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<sup>a</sup>. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

---

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

---

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

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2019

Sousa, Jader Filipe Braga de

Análise da Capacidade de Hospedagem de Geração Fotovoltaica com Inversores Inteligentes e Sistemas de Baterias em Redes de Distribuição/ Jader Filipe Braga de Sousa – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XIX, 131 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 115-124.

1. Geração fotovoltaica. 2. Capacidade de hospedagem. 3. Inversor Inteligente. I. Borges, Carmen Lucia Tancredo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

A minha querida esposa que me apoiou durante esta etapa da vida possibilitando a conclusão deste trabalho.

## **Agradecimentos**

A Deus por me proporcionar saúde e sabedoria e por me amparar em todos os momentos de minha vida.

À minha esposa Débora pelo incentivo, compreensão e afeto incondicionais, bem como pelo apoio técnico em razão de compartilharmos da mesma formação.

Aos meus pais pelos incentivos e sacrifícios que possibilitaram alcançar toda minha formação acadêmica.

À minha orientadora Carmen Lucia Tancredo Borges por sua colaboração e ensinamentos valiosos, os quais foram imprescindíveis para a conclusão deste trabalho.

Aos professores Djalma Mosqueira Falcão e Julio Cesar Stacchini de Souza, por se disponibilizarem a participar da banca examinadora e pelas contribuições de melhoria deste trabalho.

Aos amigos companheiros de mestrado Ricardo de Oliveira, Felipe Dias, Sérgio Falcão e Daniel Hauser pela força e compartilhamento de conhecimentos durante o curso.

Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pela concessão de bolsa de estudos, possibilitando a dedicação em tempo integral ao programa de pós-graduação.

À COPPE/UFRJ por me conceder a oportunidade de cursar o mestrado e a todos professores do Programa de Engenharia Elétrica pela capacitação que adquiri para o desenvolvimento deste trabalho.

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

ANÁLISE DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA COM INVERSORES INTELIGENTES E SISTEMAS DE  
BATERIAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Jader Filipe Braga de Sousa

Março/2019

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho apresenta uma proposta para avaliar a capacidade de hospedagem fotovoltaica de redes de distribuição de baixa tensão utilizando inversores inteligentes e sistema de armazenamento de energia por baterias, visando aumentar a penetração de recursos energéticos distribuídos. A mínima capacidade de hospedagem foi determinada para diversos cenários a fim de estabelecer uma margem segura de penetração, na qual, novas unidades de geração distribuída podem ser instaladas independentemente da localização na rede até alcançar este patamar.

As simulações permitiram avaliar a capacidade de hospedagem com inversores convencionais em um alimentador teste, utilizando dados reais de radiação solar e perfis de demanda residencial. Posteriormente, verificou-se a possibilidade de aumentar a capacidade de hospedagem da rede utilizando os controles disponíveis nos inversores inteligentes comerciais, bem como do sistema de armazenamento de energia da bateria.

Os resultados demonstraram que as soluções propostas podem aumentar a penetração admitida pelo alimentador, tendo como benefício a postergação de investimentos convencionais da rede como a substituição de condutores e ativos.

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

ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC HOSTING CAPACITY WITH SMART  
INVERTERS AND BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS IN DISTRIBUTION  
NETWORKS

Jader Filipe Braga de Sousa

March/2019

Advisor: Carmen Lucia Tancredo Borges

Department: Electrical Engineering

This work presents a proposal to evaluate the photovoltaic hosting capacity of low voltage distribution networks, by utilizing smart inverters and battery energy storage system, aiming to increase the distributed energy resources penetration. The minimum hosting capacity was determined for several scenarios in order to establish a secure margin of penetration, in which new distributed generation units can be installed independently of its network location until reaching this level.

The simulations were performed to assess the hosting capacity with conventional inverters in a test feeder, using actual solar radiation data and residential demand profiles. Afterwards, it was verified the possibility of increasing the network hosting capacity using controls modes available in residential-scale smart inverters. The battery energy storage system was also evaluated and demonstrate to be effective to increase the network hosting capacity.

The results of this study showed that the proposed solutions can increase the maximum penetration allowed by the feeder, bringing benefits by postponing network conventional investments such as conductors and assets replacement.

# Sumário

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Motivação .....	4
1.2	Revisão Bibliográfica .....	6
1.3	Estrutura da Dissertação .....	12
2	GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA .....	14
2.1	Sistema de Geração Fotovoltaico .....	14
2.1.1	Módulos Fotovoltaicos .....	14
2.1.2	Inversor de Frequência .....	16
2.2	Penetração Fotovoltaica e Capacidade de Hospedagem.....	19
2.2.1	Regulação de Tensão.....	21
2.2.2	Capacidade Térmica .....	23
2.3	Aumento da Capacidade de Hospedagem com Controles dos Inversores Inteligentes .....	24
2.3.1	Limite fixo de potência ativa.....	25
2.3.2	Fator de potência fixo.....	25
2.3.3	Volt-VAr.....	26
2.3.4	Volt-Watt.....	27
3	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIAS.....	29
3.1	Motivação e Benefícios do BESS .....	29
3.2	Funcionamento do Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias .....	31
3.3	Utilização do BESS para Aumento da Capacidade de Hospedagem e Redução da Sobretensão dos SFVs .....	33
3.3.1	Modo de Operação Convencional .....	34
3.3.2	Modo de Operação Avançada.....	36



4	METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO .....	40
4.1	Indicadores de Tensão e Capacidade Térmica.....	40
4.2	Sistemas de Teste e Ambiente de Simulação.....	43
4.3	Perfis de Carga e Irradiância.....	45
4.4	Fator de Capacidade da Geração Fotovoltaica.....	49
5	AValiação DETERMINÍSTICA DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM..	52
5.1	Simulação Determinística .....	52
5.2	Capacidade de Hospedagem sem Controle.....	54
5.3	Resultados com Controle Único .....	57
5.3.1	Volt-VAr.....	57
5.3.2	Volt-Watt.....	61
5.3.3	BESS com Controle de Tensão .....	64
5.4	Comparação entre Controles Únicos .....	68
5.5	Resultados com Controles Combinados .....	71
5.5.1	Volt-VAr + Volt-Watt .....	72
5.5.2	Volt-VAr + BESS.....	75
5.5.3	Volt-Watt + BESS .....	77
5.6	Comparação entre Controles Combinados .....	79
5.7	Análise do Custo-benefício.....	82
6	AValiação ESTOCÁSTICA DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM.....	85
6.1	Método Estocástico de Simulação .....	85
6.2	Capacidade de Hospedagem pelo Método Estocástico.....	87
6.3	Associação entre Controles Únicos e Combinados .....	91
6.4	Aproximação para Condição Real do Sistema .....	94
6.5	Avaliação com Diminuição da Resolução da Irradiância e Demanda.....	97

6.5.1	Resolução Média de 10 Minutos .....	97
6.5.2	Resolução Média de 60 Minutos .....	104
7	CONCLUSÃO.....	110
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	115
	APÊNDICE A – RESULTADO DOS INDICADORES.....	125

## Lista de Figuras

Figura 1.1 – Capacidade mundial de geração fotovoltaica por países e região [8].	3
Figura 1.2 – Número de conexões de geração distribuída [11].	3
Figura 1.3 – (a) Número de instalações e (b) potência por tipo de geração distribuída [11].	4
Figura 1.4 – Projeção de crescimento da geração distribuída [11] (adaptada).	4
Figura 1.5 – Distribuição da GD entre as classes de consumidores [11].	5
Figura 1.6 – Capacidade de hospedagem efeito de seu aprimoramento [20].	9
Figura 2.1 – Curva característica $I_xV$ e curva de potência $P_xV$ para um módulo de 100 $W_p$ [35].	15
Figura 2.2 – Influência da (a) irradiância e (b) temperatura na curva $I_xV$ [35] (adaptada).	16
Figura 2.3 – Topologia de um inversor monofásico [37].	17
Figura 2.4 – Circuito equivalente do inversor acoplado a rede elétrica [37].	17
Figura 2.5 – Capacidade de geração/absorção de potências ativas e reativas do inversor.	19
Figura 2.6 – Carregamento do alimentador pela potência da geração fotovoltaica [43] (adaptada).	21
Figura 2.7 – Perfil da tensão em um alimentador com a presença de GD [47].	22
Figura 2.8 – Tensão no alimentador em diferentes localizações de instalação de GD [48] (adaptada).	22
Figura 2.9 – Limite de hospedagem de GD em relação à capacidade térmica [48].	23
Figura 2.10 – Controle do limite fixo de potência ativa [7].	25
Figura 2.11 – Demonstração das regiões de trabalho do controle do fator de potência fixo [55].	26
Figura 2.12 – Curva de operação do controle Volt-VAr.	26

Figura 2.13 – Curva de operação do controle Volt-Watt. ....	27
Figura 3.1 – Interação entre consumo residência, SFV e BESS [7]......	30
Figura 3.2 – Comparativo de aplicação para sistemas de armazenamento [61]......	32
Figura 3.3 – Tipos de configuração de BESS (a) acoplamento CC e (b) acoplamento CA [62]. ....	33
Figura 3.4 – Exemplo ilustrativo do modo de operação convencional do BESS [7]. ....	35
Figura 3.5 – Definição do período de carga e descarga [7]......	37
Figura 3.6 – Exemplo ilustrativo do modo de operação avançado do BESS [7]. ....	38
Figura 4.1 – Faixas de tensão em relação à tensão de referência [64] (adaptada).....	40
Figura 4.2 – Conexão dos sistemas teste do IEEE [66] [67] (adaptada). ....	43
Figura 4.3 – Exemplo de perfil de consumo de uma residência durante 24 horas. ....	46
Figura 4.4 – Perfil de irradiância selecionado. ....	47
Figura 4.5 – Perfil de irradiância do quinto dia. ....	48
Figura 4.6 – Perfil de tensão dos 55 consumidores BT (sem GD). ....	48
Figura 4.7 – Potência aparente no transformador MT/BT (sem GD). ....	49
Figura 4.8 – Potência (a) ativa e (b) reativa no transformador MT/BT (sem GD). ....	49
Figura 5.1 – Distribuição percentual dos SFV por faixa de capacidade instalada [11]. 52	
Figura 5.2 – Distribuição de clientes por fase [76] (adaptada). ....	53
Figura 5.3 – Perfil de tensão nos consumidores BT (sem controle). ....	55
Figura 5.4 – Potência aparente no transformador MT/BT (sem controle). ....	56
Figura 5.5 – Potência (a) ativa e (b) reativa no transformador MT/BT (sem controle). 56	
Figura 5.6 – Curvas de ajuste (a) 1,03 pu e (b) 1,04 pu do controle Volt-VAr. ....	58
Figura 5.7 – Perfil de tensão no consumidores: (a) sem controle (b) controle Volt-VAr 1,04 pu. ....	59
Figura 5.8 – Potência aparente no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-VAr 1,04 pu. ....	60

Figura 5.9 – Potência reativa no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-VAr 1,04 pu.....	60
Figura 5.10 – Curvas de ajuste (a) 1,03 pu e (b) 1,04pu do controle Volt-Watt. ....	61
Figura 5.11 – Perfil de tensão nos consumidores: (a) sem controle (b) controle Volt-Watt 1,03 pu. ....	62
Figura 5.12 – Potência aparente no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-Watt 1,03 pu.....	63
Figura 5.13 – Potência ativa no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-Watt 1,03 pu. ....	63
Figura 5.14 – Perfil de tensão nos consumidores: (a) sem controle (b) controle BESS. ....	66
Figura 5.15 – Potência aparente no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle BESS.....	66
Figura 5.16 – Potência ativa no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle BESS.....	67
Figura 5.17 – Perfil de tensão e SoC no consumidor 24: (a) sem controle (b) controle BESS.....	67
Figura 5.18 – Perfil de tensão no consumidores: (a) sem controle (b) controle Volt-VAr+Volt-Watt.....	73
Figura 5.19 – Potência aparente no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-VAr+Volt-Watt. ....	73
Figura 5.20 – Potência ativa e reativa no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-VAr+Volt-Watt. ....	74
Figura 5.21 – Perfil de tensão no consumidores: (a) sem controle (b) controle Volt-VAr+BESS. ....	75
Figura 5.22 – Potência aparente no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-VAr+BESS.....	76
Figura 5.23 – Potência ativa e reativa no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-VAr+BESS.....	77

Figura 5.24 – Perfil de tensão no consumidores: (a) sem controle (b) controle Volt-Watt+BESS.....	78
Figura 5.25 – Potência aparente no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-Watt+BESS.....	78
Figura 5.26 – Potência ativa no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-Watt+BESS.....	79
Figura 5.27 – Custo-benefício dos controles analisados (período de 7 dias). ....	83
Figura 6.1 – Fluxograma da simulação estocástica. ....	87
Figura 6.2 – Gráfico comparativo da capacidade de hospedagem determinística e estocástica.....	89
Figura 6.3 – Fluxograma da simulação estocástica com sorteio do tipo de controle. ....	92
Figura 6.4 – Descrição das possibilidades de alocação dos clientes. ....	92
Figura 6.5 – Gráfico comparativo da capacidade de hospedagem da associação entre controles. ....	94
Figura 6.6 – Descrição das possibilidades de alocação dos clientes dos casos de aproximação da rede real.....	96
Figura 6.7 – Capacidade de hospedagem para aproximação da condição real.....	97
Figura 6.8 – Comparação da demanda agregada com resoluções de 1 minuto e 10 minutos. ....	98
Figura 6.9 – Comparação do perfil de irradiância com resoluções de 1 minuto e 10 minutos (média).....	98
Figura 6.10 – Comportamento do perfil da tensão com resolução de 10 minutos para os controles (a) Volt-VAr, (b) Volt-Watt, (c) BESS e (d) Volt-VAr+Volt-Watt. ....	99
Figura 6.11 – Média dos indicadores (a) DRP, (b) DRC e (c) capacidade térmica. ....	100
Figura 6.12 – Comparativo da capacidade de hospedagem para resolução de 1 e 10 minutos. ....	101
Figura 6.13 – Comparativo da capacidade de hospedagem para resolução de 1 e 10 minutos para a associação de controles. ....	102

Figura 6.14 – Comparativo da capacidade de hospedagem para resolução de 1 e 10 minutos para a associação de controles (incluído SFV sem controle). .....	103
Figura 6.15 – Comparativo da capacidade de hospedagem para resolução de 1 e 10 minutos para aproximação da condição real.....	104
Figura 6.16 – Comparação da demanda agregada com resoluções de 1 minuto e 10 minutos. ....	105
Figura 6.17 – Comportamento do perfil da tensão com resolução 60 minutos para os controles (a) Volt-VAr, (b) Volt-Watt, (c) BESS e (d) Volt-VAr+Volt-Watt. ....	106
Figura 6.18 – Comparativo da capacidade de hospedagem para resolução de 10 e 60 minutos. ....	107
Figura 6.19 – Comparativo da capacidade de hospedagem para resolução de 10 e 60 minutos para a associação de controles. ....	107
Figura 6.20 – Comparativo da capacidade de hospedagem para resolução de 10 e 60 minutos para a associação de controles (incluído SFV sem controle). ....	108
Figura 6.21 – Comparativo da capacidade de hospedagem para resolução de 10 e 60 minutos para aproximação da condição real.....	108

## Lista de Tabelas

Tabela 4.1 – Classificação do nível de tensão em pu ( $< 1\text{ kV}$ ) [64].....	41
Tabela 4.2 – Fator de capacidade médio. ....	50
Tabela 5.1 – Sequência de alocação de sistemas fotovoltaicos.....	54
Tabela 5.2 – Valores máximos dos indicadores (controle Volt-VAr).....	61
Tabela 5.3 – Valores máximos dos indicadores (controle Volt-Watt).....	63
Tabela 5.4 – Valores máximos dos indicadores (controle BESS).....	68
Tabela 5.5 – Capacidades de hospedagem com controle único. ....	68
Tabela 5.6 – Fator de capacidade com controle único. ....	69
Tabela 5.7 – Quantitativo de energia cortada pelo controle Volt-Watt.....	70
Tabela 5.8 – Valores máximos dos indicadores (controle Volt-VAr+Vot-Watt). ....	74
Tabela 5.9 – Valores máximos dos indicadores (controle Volt-VAr+BESS). ....	77
Tabela 5.10 – Valores máximos dos indicadores (controle Volt-Watt+BESS). ....	79
Tabela 5.11 – Capacidades de hospedagem com controle combinado.....	80
Tabela 5.12 – Fator de capacidade com controle combinado.....	80
Tabela 5.13 – Quantitativo de energia cortada pelo controle Volt-Watt combinado. ....	81
Tabela 5.14 – Custo e energia gerada dos controles analisados.....	83
Tabela 6.1 – Comparativo da capacidade de hospedagem determinística e estocástica. ....	88
Tabela 6.2 – Capacidade de hospedagem da associação entre controles. ....	91
Tabela 6.3 – Capacidade de hospedagem da associação entre controles (incluído SFV sem controle).....	93
Tabela 6.4 – Valor máximo atingido pelo indicador DRP (simulação estocástica). ....	102



## Nomenclatura

AM	<i>Air Mass</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COM	<i>Component Object Model</i>
DER	Recursos Energéticos Distribuídos ( <i>Distributed Energy Resources</i> )
DRC	Índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica
DRP	Índice de duração relativa da transgressão para tensão precária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
$E_{Gerada}$	Energia total gerada em kWh
$E_{Máx}$	Energia máxima que pode ser gerada no período analisado em kWh
FC	Fator de Capacidade
GD	Geração Distribuída
$G_{Média}$	Geração média por cliente em kWh
HC	<i>Host Capacity</i>
I	Corrente elétrica
$I_{MP}$	Corrente no máximo ponto de potência do painel fotovoltaico
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito ( <i>Short Circuit</i> )
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
kg	Quilograma
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
m <sup>2</sup>	Metro quadrado
MME	Ministério de Minas e Energia

MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MT	Média Tensão
$N_{Clientes\_PV}$	Número de clientes com sistemas fotovoltaicos
$n_{lc}$	Número de medidas situado na faixa crítica
$n_{lp}$	Número de medidas situado na faixa precária
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
P	Potência ativa
$PFV_{kWp}$	Potência instalada do sistema fotovoltaico em kWp
$P_{MP}$	Potência no máximo ponto de potência da curva P <sub>x</sub> V
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
pu	Por unidade
Q	Potência reativa
QSTS	<i>Quasi Static Time Series</i>
R	Resistência
S	Potência aparente
SFV	Sistema Fotovoltaico
$S_{max}$	Potência aparente máxima da carga
SoC	<i>State of Charge</i>
$t_c$	Tempo de carregamento
TE	Tempo excedido em minutos
$t_{peak}$	Tempo da máxima irradiância solar
V	Tensão elétrica
$V_{inv}$	Tensão do inversor
$V_L$	Tensão de leitura
$V_{MP}$	Tensão no máximo ponto de potência do painel fotovoltaico
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto ( <i>Open Circuit</i> )
$V_{rede}$	Tensão da rede
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>
W	Watt
Wh	Watt-hora
Wp	Watt-pico
X	Reatância

$X_L$	Reatância indutiva
$\delta$	Diferença angular entre as tensões $V_{rede}$ e $V_{inv}$

# 1 INTRODUÇÃO

A presença da geração distribuída (GD) por fonte fotovoltaica em redes de distribuição vem crescendo consideravelmente em âmbito mundial nas últimas décadas. Este tipo de geração de eletricidade caracteriza-se em geral pela menor capacidade e pela proximidade da carga, ao contrário da geração de grande porte como usinas hidrelétricas e termelétricas. O termo GD é usado para denominar, genericamente, a geração de energia elétrica conectada ao sistema de distribuição ou junto dos consumidores, de pequeno porte e não despachada pelo operador do sistema de transmissão [1].

A geração distribuída pode trazer benefícios técnicos e econômicos, como: redução das perdas de energia elétrica; auxílio na geração de energia para suprir o aumento de demanda; melhora no perfil da tensão e no fator de potência, os quais minimizam o número de reguladores de tensão, capacitores e seus respectivos custos de manutenção; e ainda, adiamento da necessidade de expansão dos sistemas de geração e transmissão de grande porte, bem como da rede de distribuição [2][3].

Contudo, o aumento em grande escala da GD tende a causar problemas de regulação de tensão, superação dos limites térmicos, aumento de perdas, funcionamento inadequado do sistema de proteção, desequilíbrio entre fases e injeção de harmônicos [4][5]. Desta forma, estudos que visam definir uma quantidade adequada de geração permissível nas redes de distribuição se apresentam como uma importante ferramenta na preservação da integridade do sistema.

O elevado aumento da penetração de GD verificado em alguns países como Estados Unidos, Alemanha, Austrália e Inglaterra fez com que o atual modelo da rede de distribuição, deixasse de ser considerado apenas como um elemento passivo com fluxo unidirecional e passasse a ter um papel de grande relevância em relação ao seu planejamento e operação, além de figurar como alvo de inúmeras pesquisas acadêmicas juntamente com o advento das redes elétricas inteligentes (*Smart Grids*). Uma importante característica observada neste cenário é a criação em diversos países da figura do operador do sistema de distribuição (*Distribution System Operator – DSO*).

Visando manter a integridade operativa do sistema, as distribuidoras devem empreender esforços para definir por meio de estudos a quantidade de geração distribuída

que seu sistema suporta sem violar os limites físicos de capacidade térmica, perfil de tensão e demais índices regulados por normas. Assim, surgiu o conceito de “capacidade de hospedagem”, que trata da determinação da máxima quantidade de GD que a rede admite mantendo-se dentro dos limites operativos [6]. No entanto, este valor máximo geralmente é obtido por métodos de otimização que resultam em condições específicas de alocação dos sistemas fotovoltaicos, as quais dificilmente ocorrem em uma rede real, dadas as condições de imprevisibilidade da instalação da geração distribuída. Desta forma, a obtenção da mínima capacidade de hospedagem seria mais indicada, por se tratar de uma margem segura de penetração na qual novas unidades de GD podem ser adicionadas na rede independentemente de sua localização enquanto o limite determinado não for atingido.

Em alguns países a penetração fotovoltaica apresentou um crescimento tão elevado que se tornou necessário implementar ações visando aumentar a capacidade de hospedagem, seja por meio da expansão tradicional do sistema (troca de transformadores, duplicação de linhas, substituição de condutores, dentre outras possibilidades) ou através da implementação de ferramentas de controle ativo da rede de distribuição. Esse cenário se deve aos incentivos tarifários concedidos pelos governos, a redução do preço das instalações fotovoltaicas e a preocupação ambiental que fomenta o uso de fontes com baixa emissão de carbono [7].

A Figura 1.1 apresenta a característica de crescimento exponencial percebido na geração fotovoltaica no cenário mundial, dividido por países e região [8].

No Brasil a expansão da geração fotovoltaica vem se intensificando gradativamente após a publicação das resoluções normativas 482/2012 [9] e 687/2015 [10] pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as quais tratam da regulamentação da conexão da GD nos sistemas de distribuição. Dentre os principais benefícios concedidos ao consumidor está a instituição do modelo de compensação de créditos com a concessionária em relação a energia gerada e injetada na rede, com a possibilidade de compensação por um período de até 60 meses.

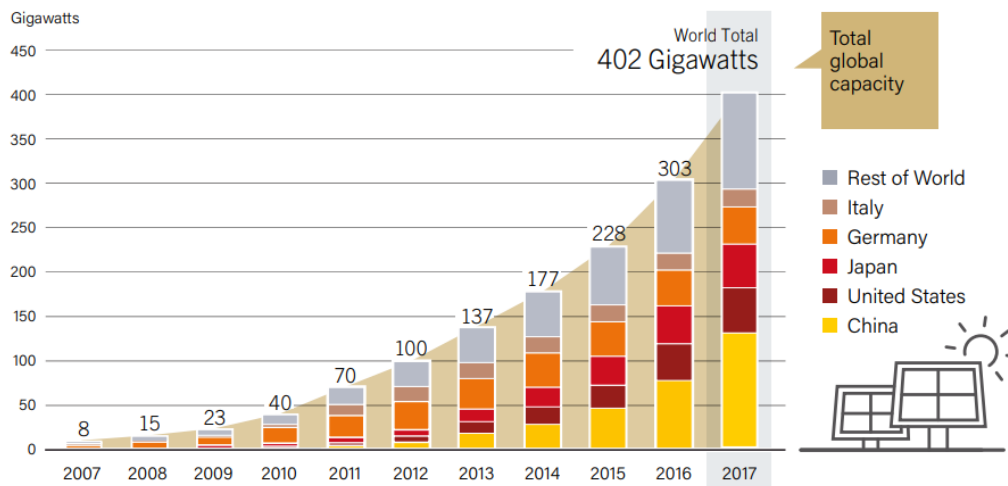


Figura 1.1 – Capacidade mundial de geração fotovoltaica por países e região [8].

Um estudo realizado pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição da ANEEL demonstra que iniciou-se no país um lento processo de difusão de geradores distribuídos, o qual começou a acelerar após o ano de 2016, embora ainda esteja abaixo do potencial de expansão nacional [11]. A Figura 1.2 apresenta o crescimento das instalações no período de 2012 a 2017.

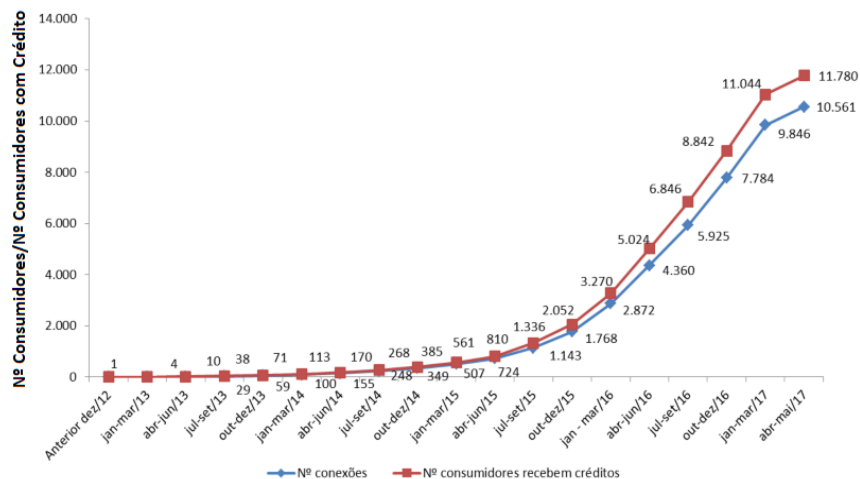


Figura 1.2 – Número de conexões de geração distribuída [11].

Como o termo geração distribuída faz referência a vários tipos de fontes de geração de energia elétrica, é apresentado na Figura 1.3 o número de instalações e a potência instalada por cada segmento. Conforme pode ser verificado, a geração fotovoltaica constitui presença majoritária tanto em número de conexões quanto na potência instalada nos sistemas de distribuição.

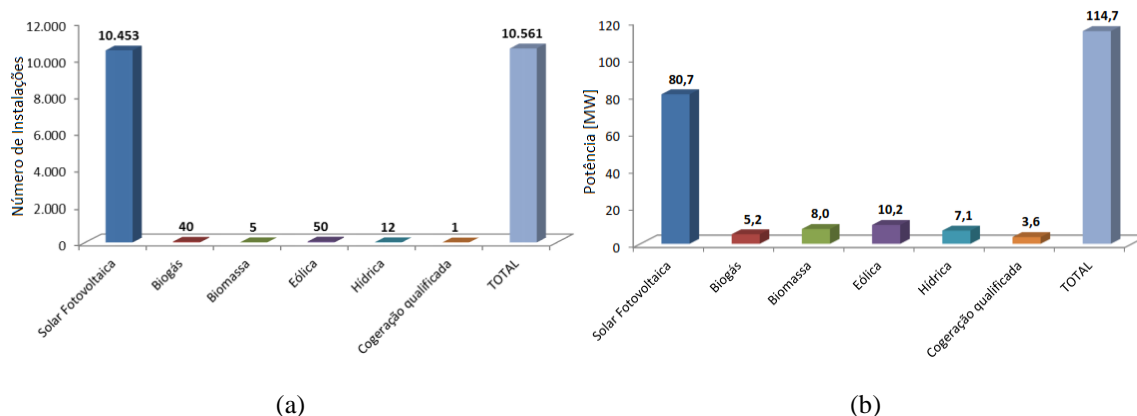


Figura 1.3 – (a) Número de instalações e (b) potência por tipo de geração distribuída [11].

## 1.1 Motivação

Conforme mencionado anteriormente, mesmo com o recente aumento da geração distribuída no Brasil seu crescimento encontra-se abaixo do potencial, portanto para o médio prazo é esperada uma elevação considerável no número de instalações conectadas a rede de distribuição. A Figura 1.4 ilustra a projeção do crescimento esperado da GD para os próximos anos, podendo este ser considerado em sua grande maioria como sistemas fotovoltaicos (SFV).

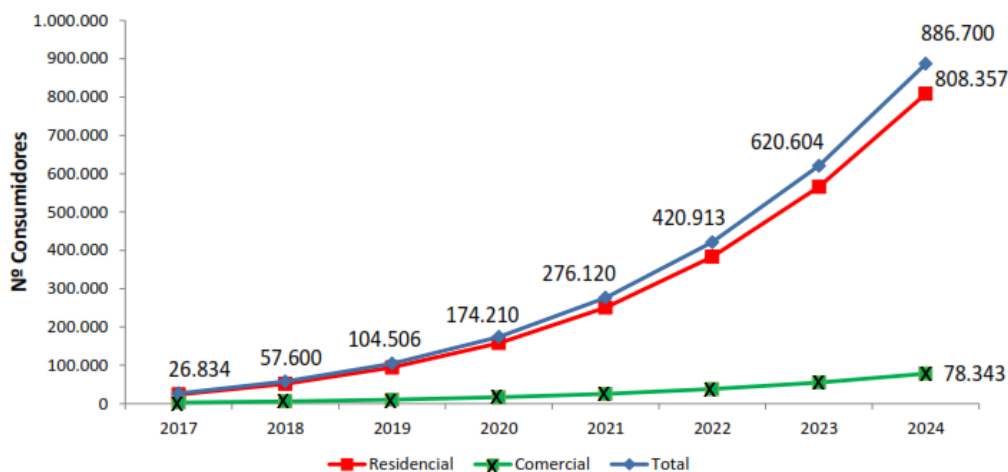


Figura 1.4 – Projeção de crescimento da geração distribuída [11] (adaptada).

Com relação à participação dos consumidores no segmento de geração distribuída, destaca-se a predominância da classe residencial de acordo com a Figura 1.5. Desta forma conclui-se que o impacto causado pelo aumento da penetração ocorrerá em maior parte na rede de baixa tensão.

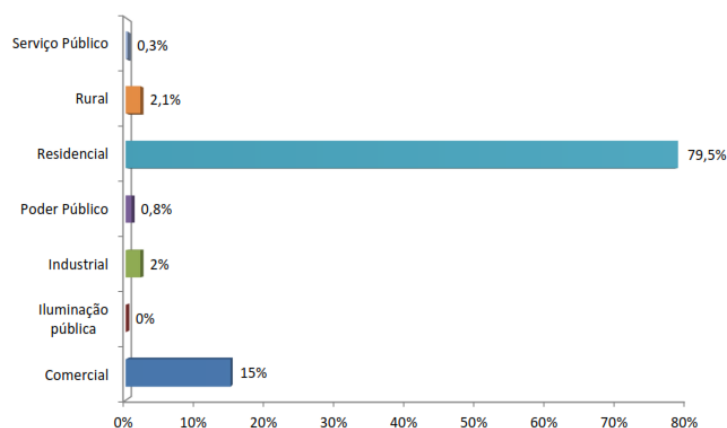


Figura 1.5 – Distribuição da GD entre as classes de consumidores [11].

De acordo com o exposto, o contínuo aumento da penetração da GD percebido nos últimos anos bem como sua projeção a médio prazo, requer um aprimoramento nas estratégias de planejamento do sistema de distribuição de baixa tensão, quebrando o paradigma de ser considerado apenas como carga pela maior parte das concessionárias. A sobretensão e a violação dos limites térmicos dos ativos, provocados pela injeção de potência na rede pela geração distribuída, estão entre os principais problemas reportados na literatura. Desta forma, as distribuidoras precisam se prevenir contra esses problemas e aumentar a capacidade de hospedagem do sistema, de modo a comportar o aumento da penetração desses recursos energéticos distribuídos (*Distributed Energy Resources – DER*).

Em razão das perspectivas abordadas, surge a demanda de utilizar técnicas que permitam avaliar a máxima penetração admitida pela rede sem violar os limites regulatórios e a necessidade de implementar meios que possibilitem aumentar a penetração dos sistemas fotovoltaicos. Soluções convencionais de expansão do sistema de distribuição, como a substituição de cabos e equipamentos para contornar problemas de superação da capacidade térmica e do perfil de tensão são comumente empregadas, e em geral, possuem custo elevado.

Em muitos casos a violação de limites operacionais do sistema ocorre em apenas poucas dezenas de horas durante o ano, sendo assim o custo do reforço de equipamentos da rede de distribuição seria demasiadamente elevado em relação ao benefício proporcionado, portanto seria mais eficiente resolver o problema por meio de métodos de controle ativo da rede [12].



Desta forma, um recurso utilizado em alguns países como Estados Unidos e Austrália, sendo também alvo de diversas pesquisas na área, trata-se da utilização de controles existentes nos inversores inteligentes disponíveis no mercado para aplicação nos sistemas fotovoltaicos e também de sistema de armazenamento de energia. Estes dispositivos são providos de alguns métodos de controle que possibilitam reduzir o impacto dos problemas abordados, e conseqüentemente aumentam a quantidade máxima permitida de geração distribuída na rede.

Como proposta de redução do custo do reforço ou troca de equipamentos do sistema de distribuição por parte da concessionária, este trabalho apresenta uma metodologia que permite avaliar a mínima capacidade de hospedagem de geração fotovoltaica na rede de baixa tensão e, posteriormente, analisar o efeito do uso de inversores inteligentes e sistema de armazenamento de energia elétrica por baterias no aumento da capacidade de hospedagem, tendo como benefício a postergação de investimentos na rede. Os métodos empregados visam determinar de maneira eficaz uma margem segura de penetração que o sistema de distribuição de baixa tensão pode comportar, fornecendo com isso uma importante informação para estudos a serem realizados em razão do aumento a médio prazo que será verificado nas instalações de GD em território nacional. A mínima capacidade de hospedagem determinada pode ser adotada como um limite no qual para valores de penetração inferiores, a concessionária poderia autorizar a instalação de novas unidades de recursos energéticos distribuídos em qualquer ponto da rede sem haver problemas de violação das normas.

Para isso, foi realizado um aprofundamento teórico, exposto na seção a seguir, que serviu como base para avaliar a capacidade de hospedagem de uma rede de distribuição de baixa tensão na presença de sistemas fotovoltaicos, e analisar o aumento da penetração admitida pela rede na presença dos controles Volt-VAr e Volt-Watt dos inversores inteligentes, bem como o uso do sistema de armazenamento.

## **1.2 Revisão Bibliográfica**

Os diversos impactos causados em uma rede de distribuição de baixa tensão em relação ao aumento da penetração de microgeradores são abordados em [13]. Foram analisados diferentes percentuais de penetração fotovoltaica e observada as alterações em

variáveis relacionadas a qualidade da energia como: nível de tensão, capacidade térmica, fluxo reverso, desequilíbrio e distorção harmônica.

Em [14] são apresentados os estudos realizados por uma força tarefa promovida pelo IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) com o objetivo de apresentar as estratégias e métodos utilizados no planejamento e otimização do sistema de distribuição com presença de geração distribuída. Os objetivos mais recorrentes de planejamento e otimização da GD são: a minimização de perdas; maximização da capacidade permitida da GD na rede através do seu dimensionamento e localização; minimização do corte de geração e redução de custos. O artigo apresenta uma revisão crítica de diversos trabalhos desenvolvidos na área em questão, as barreiras encontradas na implementação das técnicas disponíveis e por fim aborda os desafios a serem superados pelos operadores do sistema de distribuição.

Na tese desenvolvida por [7], são propostas estratégias de gerenciamento ativo para um sistema de distribuição em baixa tensão, considerando duas limitações típicas deste tipo de rede, que são o reduzido monitoramento e restrita disponibilidade de infraestrutura de comunicação. Os métodos apresentados têm como objetivo manter o nível de tensão e a capacidade térmica dos ativos (transformadores e cabeamento), dentro dos valores normatizados e definidos pelos fabricantes, utilizando para tanto, técnicas de controle do inversor fotovoltaico, sistema de armazenamento por baterias e transformadores com comutação de *tap* sob carga (*On Load Tap Changer – OLTC*). O principal diferencial da tese foi o desenvolvimento de uma estratégia de controle do sistema de baterias com o objetivo de trazer benefícios tanto para o operador da rede de distribuição (controle do nível de tensão e capacidade térmica dos equipamentos) quanto para o proprietário do sistema de geração fotovoltaica (aumento da autossuficiência energética).

Comparações de estratégias de controle das potências ativa e reativa em tempo real de inversores fotovoltaicos com o objetivo de mitigar sobretensões causadas pela alta penetração de GD são apresentadas nos estudos realizados em [15] e [16]. Além de minimizar as violações de tensão, o controle também visa reduzir o corte na geração ou na potência reativa gerada, e maximizar a distribuição das ações de controle para todos os inversores presentes na rede. Diversas simulações semanais e anuais foram realizadas, sendo sugerido pelos autores como melhor alternativa o uso do controle Volt-VAr

associado ao corte de geração somente quando necessário. Uma vantagem apresentada pela abordagem empregada trata-se do controle ser individual para cada unidade geradora não necessitando, portanto de uma estrutura de comunicação robusta, presente no controle centralizado requerida pelo operador do sistema de distribuição.

Em [17] é feita uma avaliação da regulação de tensão em uma rede de distribuição real com a presença de GD eólica e fotovoltaica. Uma comparação entre os métodos de solução convencional utilizando o resultado de um fluxo de potência (*snapshot*) considerando alta geração e baixa demanda, com a resolução temporal de vários fluxos de potência (*time-series*) obtida por meio do *software* OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*), evidenciou claramente os resultados superiores do segundo método em relação ao aumento da capacidade de hospedagem da rede. O controle Volt-VAr dos inversores foi utilizado e demonstrou que esta técnica permite a elevação da capacidade da rede para acomodar geração distribuída.

O relatório elaborado por [18] faz uma extensa análise da efetividade dos controles disponíveis nos inversores inteligentes, sendo estes o fator de potência fixo, limitação da injeção de potência ativa, Volt-VAr e Volt-Watt. Os controles são simulados em um grande sistema fotovoltaico interconectado com dois modelos reais de alimentadores de distribuição. Devido à natureza no domínio do tempo dos avançados controles do inversor, as simulações de séries temporais quase-estáticas são realizadas com OpenDSS em uma semana de irradiância variável representativa e dados de carga para cada alimentador.

Os autores de [19] apresentam uma revisão aprofundada de métodos e estratégias propostas para prevenir a sobretensão causada pela alta penetração de sistemas fotovoltaicos (SFV), soluções para facilitar a maior penetração são classificadas, e sua eficácia, vantagens e desvantagens são ilustradas. As soluções investigadas incluem o reforço de rede, aplicação de armazenamento de energia elétrica, compensação de energia reativa por inversores fotovoltaicos, redução de potência ativa e resposta à demanda.

Ainda na mesma linha de pesquisa, em [20] é apresentado um estado da arte sobre a determinação da capacidade de hospedagem, abordando as tecnologias de sua avaliação e aprimoramento. São citados pelos autores como principais fatores restritivos ao aumento da penetração fotovoltaica: a sobretensão, a sobrecarga, os problemas de

qualidade da energia e a atuação indevida da proteção. Como proposta de aumentar a capacidade de hospedagem foram estudados o aprimoramento proporcionado pelo controle da potência reativa, regulação de tensão por OLTC, corte de potência ativa, tecnologias de armazenamento de energia, reconfiguração da rede, técnicas de mitigação de harmônicos. O objetivo das soluções apresentadas é aumentar a capacidade de hospedagem conforme ilustrado na Figura 1.6.

No artigo proposto em [21] é apresentada a versatilidade da interface COM (*Component Object Model*) de integração do OpenDSS com outros *softwares*, implementando as características presentes em um inversor inteligente como o controle Volt-VAr e o controle da compensação de potência reativa em um sistema de armazenamento. Os autores de [22], também utilizam a interface mencionada para criar um controle semelhante, ressaltando ainda a inclusão da restrição pela capacidade térmica da rede. Este trabalho demonstra o grande potencial na utilização da ferramenta de simulação OpenDSS, o qual possibilita desenvolver em outra plataforma de programação os controles que não estão presentes no simulador da maneira desejada pelo usuário.

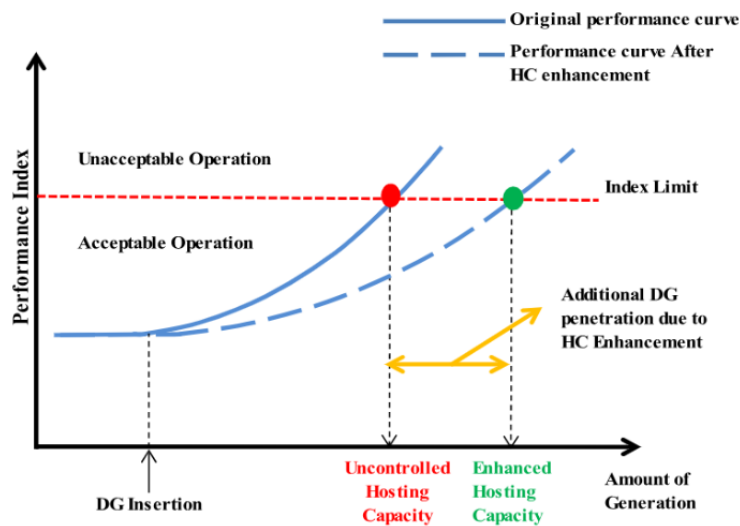


Figura 1.6 – Capacidade de hospedagem efeito de seu aprimoramento [20].

Nos trabalhos [23] e [24] são discutidos os impactos da interação entre dispositivos de regulação de tensão com a alta penetração de geração fotovoltaica no sistema de distribuição. Os estudos indicaram que o controle da injeção reativa dos painéis fotovoltaicos auxilia na manutenção do nível de tensão dentro dos limites permitidos, entretanto tende a aumentar significativamente o número de operações dos

dispositivos de regulação de tensão. Em razão disto, os autores destacam que a instalação de geração fotovoltaica na rede pode demandar atualizações no sistema de controle existente.

Em [25] são discutidos os benefícios da inserção de sistema de armazenamento de energia constituído por baterias na rede de distribuição de forma a auxiliar no controle de tensão em condições de elevada penetração de geração fotovoltaica. São avaliados casos em que o sistema de armazenamento é alocado centralizado em apenas um barramento ou junto a cada unidade geradora, definindo também métodos para o dimensionamento da potência e capacidade do banco de baterias. A solução proposta pelos autores tem o potencial de proporcionar a regulação de tensão em cenários de alta geração e baixa demanda, além de evitar o corte de geração e consequentemente aumentar a capacidade de hospedagem da rede.

Um aspecto não abordado no trabalho em questão trata-se do controle do sistema de armazenamento em relação aos ciclos de carga e descarga, devendo este processo ser criteriosamente analisado de modo a proporcionar com que os limites da capacidade de armazenamento máximo e mínimo das baterias sejam respeitados, resultando na efetividade da regulação da tensão.

O estudo desenvolvido em [26] descreve uma estratégia descentralizada de armazenamento de energia para auxiliar no controle de tensão de uma rede de distribuição em baixa tensão com alta penetração de GD fotovoltaica. A metodologia baseia-se no uso de programação linear para determinar um valor limite de geração do inversor fotovoltaico por meio da análise de sensibilidade de tensão, e a partir da superação deste limite, durante o pico de radiação solar, o carregamento das baterias é acionado para evitar sobretensão no alimentador.

Os autores em [27] apresentam um método para dimensionar a capacidade mínima de sistemas de armazenamento por baterias para mitigar problemas de sobretensão em redes de baixa tensão, fazendo com que estes realizem o ciclo de carga quando a potência gerada excede um valor limite determinado. O sistema analisado foi dividido em regiões de acordo com a sensibilidade de tensão da rede, sendo constatado que regiões mais distantes da subestação requerem uma maior capacidade de sistema de armazenamento para evitar problemas de sobretensão. As simulações foram realizadas em uma rede de distribuição

equilibrada, cenário este não muito comum nos sistemas reais. Em [28] os mesmos autores propõem uma análise de sensibilidade de tensão para prevenir sobretensão e aumentar a capacidade de hospedagem em uma rede de baixa tensão através da determinação de ajustes dinâmicos para o gerenciamento do sistema de armazenamento. Os resultados indicaram que o uso de baterias para absorver parte da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, nos momentos de elevada geração, conseguiu manter os níveis de tensão dentro dos valores normativos, além de proporcionar um aumento na capacidade de hospedagem em pelo menos 50%.

Em [29] é abordado o processo de planejamento das redes de distribuição baseado em séries temporais, considerando recursos de fontes renováveis de geração de energia, gerenciamento do sistema de distribuição e armazenamento de energia. Neste trabalho foi detalhado o planejamento do despacho de um sistema de armazenamento sobre a perspectiva da redução dos picos da GD, maximização do autoconsumo e os ciclos de carga e descarga em relação ao preço da energia elétrica.

A dissertação desenvolvida em [30] avalia a máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída em redes de média tensão, definindo para tanto, os melhores pontos de conexão de GD e a máxima geração de energia permitida pela rede. Uma otimização da alocação da GD por meio do uso de algoritmo genético e fluxo de potência foram utilizados para determinar a máxima quantidade de recursos energéticos distribuídos admitida na rede, tendo como fatores limitantes a capacidade dos alimentadores, nível de tensão e perdas. O trabalho em questão almejou determinar a capacidade máxima otimizada de geração fotovoltaica operando com fator de potência unitário que pode ser instalada em pontos da rede disponíveis para alocação, considerando para tanto o período de maior irradiância que em geral ocorre por volta do meio-dia. Os resultados demonstraram que quando a geração fotovoltaica está limitada a mesma potência da carga não há limitação da injeção de potência na barra, entretanto, quando a potência da GD é superior a demanda da carga ocorrem restrições na quantidade permissível de potência injetada nas barras.

De forma a lidar com as incertezas inerentes ao processo gradativo de aumento da penetração fotovoltaica, as pesquisas [31]-[34] utilizam a metodologia estocástica pelo simulação de Monte Carlo para determinar a capacidade de hospedagem. Esta abordagem caracteriza-se pela possibilidade de considerar diversos fatores como analisar um elevado

número de cenários potenciais de implantação da geração distribuída em relação a imprevisibilidade de futuras instalações, capacidade da GD e sua localização no alimentador. Conforme constatado, a utilização da abordagem probabilística no planejamento de redes de distribuição apresenta vantagens em comparação a metodologia determinística tradicional, por fornecer resultados mais adequados as condições enfrentadas pelo sistema.

Durante a realização da revisão bibliográfica constatou-se que a maioria dos estudos sobre penetração fotovoltaica em sistemas de distribuição utilizam o OpenDSS como ferramenta de simulação. Os trabalhos [13], [23], [24], [31] e [32] abordam problemas relacionados aos impactos negativos provenientes do aumento da penetração na rede. De maneira geral, os autores submeteram uma rede a vários patamares de geração fotovoltaica a fim de avaliar os efeitos nas variáveis medidas e verificaram a quantidade máxima permitida de geração distribuída. Nos artigos [16], [18], [21] e [22] são avaliadas as performances das estratégias de controles presentes nos inversores inteligentes como o Volt-VAr e Volt-Watt, os quais estão disponíveis no OpenDSS. Os estudos desenvolvidos em [17] e [33] avaliam conjuntamente a capacidade de hospedagem e a performance das estratégias de controle dos inversores inteligentes.

### **1.3 Estrutura da Dissertação**

Além da revisão bibliográfica, no capítulo introdutório é contextualizado o problema a ser abordado neste trabalho, enfatizando as motivações que impulsionaram a pesquisa. No segundo capítulo são apresentados os conceitos básicos acerca da geração distribuída fotovoltaica, bem como, são descritos os problemas provocados pela elevada penetração da GD. É abordado o conceito de capacidade de hospedagem e as formas de promover seu aumento por meio da utilização de estratégias de controles presentes nos inversores de frequência comerciais.

O terceiro capítulo é dedicado aos sistemas de armazenamento de energia elétrica por baterias, onde estão elencados os benefícios do uso desta tecnologia, seu funcionamento e a maneira que contribuem para o aumento da capacidade de hospedagem. Também são discutidos sobre o modo de operação convencional do sistema de armazenamento e um método de operação avançada que permite mitigar a sobretensão.

A metodologia de simulação desenvolvida nesta dissertação é descrita no quarto capítulo, sendo feita a apresentação do sistema de distribuição teste, das ferramentas de simulação empregadas, dos indicadores de nível de tensão e capacidade térmica adotados e dos perfis de carga e irradiância solar utilizados.

O quinto capítulo é destinado a apresentação dos resultados das simulações com alocação de recursos energéticos distribuídos pela metodologia determinística. A alocação da GD foi realizada seguindo sempre uma determinada sequência e desta forma foi possível realizar um comparativo da eficácia de cada um dos controles operando sozinho e de forma combinada.

No sexto capítulo as análises realizadas no capítulo anterior foram submetidas a metodologia estocástica na alocação dos recursos energéticos distribuídos com o objetivo de determinar a capacidade de hospedagem, partindo do princípio que a instalação dos sistemas fotovoltaicos em um sistema real ocorre de maneira aleatória. Além do mais, foram retratados cenários que combinaram os tipos de controles com a possibilidade de consumidores possuírem sistema fotovoltaico convencional sem controle.

Por fim, no sétimo capítulo são apresentadas as considerações finais sobre os resultados obtidos e as sugestões de trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos em continuidade a esta dissertação.



## 2 GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA

Neste capítulo serão abordados os componentes de um sistema de geração fotovoltaica, os principais problemas enfrentados em razão da alta penetração da geração distribuída e os controles disponíveis nos inversores fotovoltaicos que visam reduzir os efeitos prejudiciais à rede.

### 2.1 Sistema de Geração Fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico é constituído basicamente por um bloco gerador, um bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, um bloco de armazenamento de energia. O bloco gerador é composto pelos módulos fotovoltaicos, cabeamento e estrutura de suporte dos painéis. O bloco de condicionamento de potência pode ter a presença de conversores CC-CC com algoritmo seguidor do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* – MPPT), inversor de frequência (conversor CC-CA), e outros dispositivos de proteção, supervisão e controle. Finalmente, o bloco de armazenamento é constituído por acumuladores de energia elétrica (baterias) ou outras formas de armazenamento, o qual será discutido no próximo capítulo [35].

#### 2.1.1 Módulos Fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas conectadas em arranjos (série e/ou paralelo) para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática da energia. Este componente é geralmente identificado pela sua potência elétrica em Watt-pico (Wp), considerando as condições padrão de teste da norma IEC 60904-3 para uma irradiância solar de  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura ambiente de  $25^\circ\text{C}$  e coeficiente de massa de  $AM=1,5$  (*Air Mass*) [36].

A incidência de radiação solar sob um módulo, proporciona o surgimento de uma diferença de potencial em seus terminais devido a conversão de energia solar em elétrica pelo efeito fotovoltaico. A tensão observada em um módulo desconectado é denominada tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ). Por outro lado, ao conectar os terminais desse módulo em um único ponto é verificada a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) [35].

Um dos ensaios para determinar as características elétricas de um módulo fotovoltaico é o levantamento da curva IxV. Neste processo o módulo é submetido às condições padronizadas de ensaio e uma fonte de tensão variável realiza uma varredura de tensão de poucos volts até a tensão de circuito aberto. Durante este procedimento são registrados pares de dados de tensão e corrente, permitindo o traçado de uma curva característica como a apresentada na Figura 2.1.

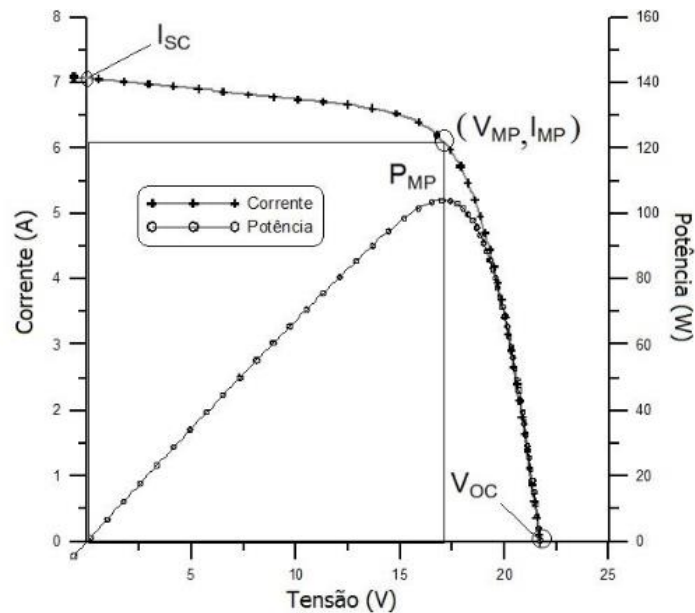


Figura 2.1 – Curva característica IxV e curva de potência PxV para um módulo de 100 W<sub>p</sub> [35].

Na Figura 2.1 é apresentada também a curva da potência em função da tensão (PxV), que identifica o ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ). Este ponto na curva de potência possui valores correlacionados de tensão e corrente na curva IxV, que correspondem à tensão e corrente no ponto de máxima potência ( $V_{MP}$  e  $I_{MP}$ ). Em alguns sistemas é comum a utilização de um conversor CC-CC para elevar ou reduzir a tensão gerada pelos módulos, sendo empregado um algoritmo para proporcionar a operação do conversor no ponto de máxima potência, extraindo assim uma maior quantidade de energia dos módulos.

O desempenho dos módulos fotovoltaicos é fundamentalmente influenciado pela variação da irradiância e temperatura das células conforme apresentado na Figura 2.2. Conforme pode ser visualizado em (a), a corrente elétrica gerada pelo módulo aumenta com a irradiância solar. De acordo com o apresentado em (b), a tensão sofre considerável redução com o aumento da temperatura do módulo.

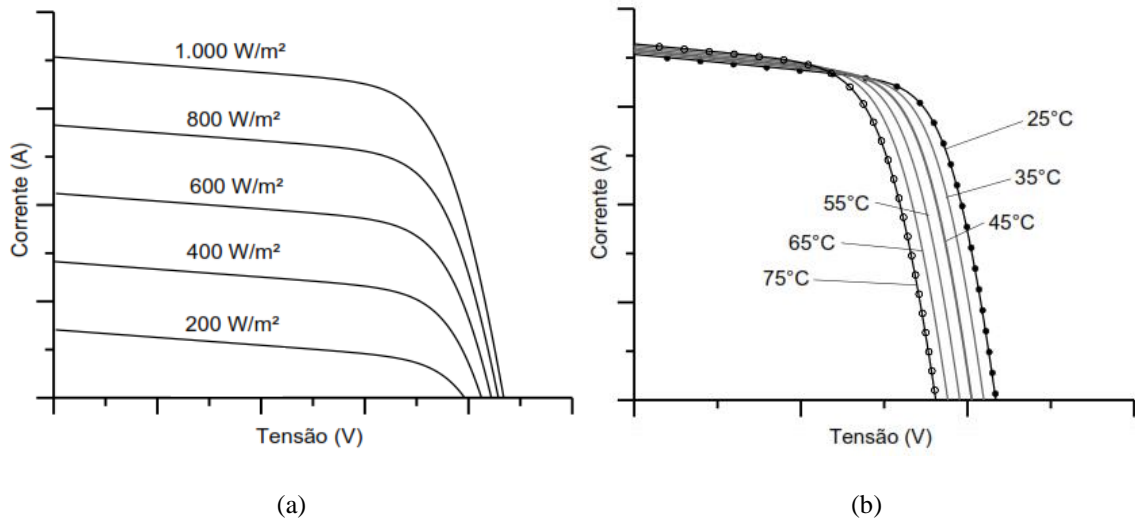


Figura 2.2 – Influência da (a) irradiância e (b) temperatura na curva IxV [35] (adaptada).

### 2.1.2 Inversor de Frequência

O inversor de frequência, ou simplesmente inversor, trata-se de um conversor CC-CA que fornece um sinal de saída com amplitude e frequência de acordo com a conveniência técnica, que no caso estudado correspondem aos valores nominais do sistema de distribuição. Os inversores utilizam chaves eletrônicas de estado sólido como IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) ou tiristores acionadas por um sinal de disparo, o qual tem a finalidade de gerar o sinal de saída de acordo com o desejado para injetar a potência na rede elétrica. Na ausência de um estágio com conversor CC-CC o inversor pode atuar de forma a rastrear e operar no ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos.

Na Figura 2.3 é apresentada a topologia básica de um inversor monofásico do tipo fonte de tensão (*Voltage Source Inverter – VSI*). No diagrama, a energia elétrica em corrente contínua produzida pelos módulos fotovoltaicos é armazenada temporariamente no capacitor C e depois entregue ao conversor CC-CA em ponte de onda completa formado pelas chaves S<sub>1</sub> a S<sub>4</sub>. O conversor gera uma onda de tensão na saída que, após filtrada nos indutores de acoplamento L<sub>1</sub> e L<sub>2</sub>, apresenta um formato senoidal [37].

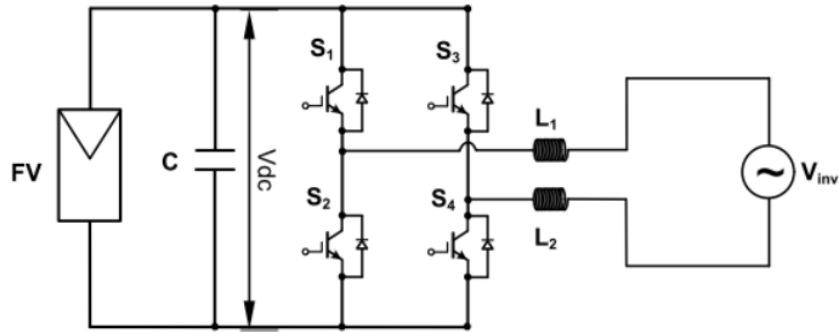


Figura 2.3 – Topologia de um inversor monofásico [37].

A análise da geração/consumo de potências ativa e reativa de um inversor pode ser desenvolvida de forma similar ao estudo da máquina síncrona conectada à rede elétrica, conforme apresentado na Figura 2.4, onde o inversor e a rede podem ser considerados como duas fontes de tensão interligadas pela indutância de acoplamento. Porém, cumpre destacar que o inversor apresenta um comportamento dinâmico mais rápido comparado ao gerador síncrono, por ser um dispositivo composto por componentes eletrônicos e não possuir inércia [38].

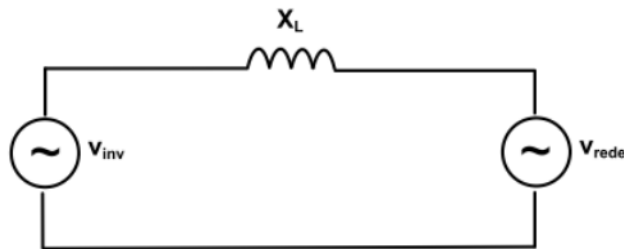


Figura 2.4 – Circuito equivalente do inversor acoplado a rede elétrica [37].

Diferentemente das máquinas síncronas, os inversores de frequência não possuem vínculo natural entre potência ativa e ângulo de defasagem entre as tensões do gerador e da rede elétrica, nem entre amplitude de tensão de saída e potência reativa. Assim, para a conexão de um inversor em uma barra infinita, é necessário que estes vínculos sejam criados pelo sistema de controle, a fim de manter uma operação estável [38].

As potências ativa e reativa no ponto de conexão com a rede elétrica podem ser calculadas pelas equações (2.1) e (2.2) [39].

$$P = \frac{|V_{inv}| |V_{rede}|}{X_L} \sin \delta \quad (2.1)$$

$$Q = \frac{|V_{rede}|}{X_L} (|V_{inv}| \cos \delta - |V_{rede}|) \quad (2.2)$$

Em que,

$|V_{inv}|$ : Módulo da tensão do inversor;

$|V_{rede}|$ : Módulo da tensão da rede;

$X_L$ : Reatância indutiva;

$\delta$ : Diferença angular entre as tensões  $V_{rede}$  e  $V_{inv}$ .

Desta forma a troca de potência ativa entre o inversor e o sistema pode ser controlada pelo defasamento angular entre a tensão de saída do inversor e a tensão da rede. Para ocorrer a transferência de potência reativa entre o inversor e o sistema é necessário haver uma diferença de amplitude entre as tensões do inversor e do sistema. Conseqüentemente, qualquer combinação entre geração/absorção das potências ativa e reativa é possível de ser realizada controlando adequadamente o inversor. Portanto, a potência ativa que o inversor troca em seus terminais possui um fluxo bidirecional, sendo possível fornecer energia para a rede, ou absorvê-la por meio de seu elo CC, que é composto pelo capacitor e, em algumas situações por um sistema de armazenamento de energia. No caso da potência reativa, esta troca é proveniente das características internas do inversor, em função das operações de comutação das chaves estáticas [38].

Finalmente, a potência ativa do inversor é determinada pelo valor da potência fornecida pelo sistema fotovoltaico e pelo rendimento do conversor. Para um determinado valor de potência ativa, a potência reativa disponível para compensação estará limitada pela sua potência aparente nominal, conforme demonstrado na Figura 2.5.

A possibilidade da troca bidirecional de potência ativa, permite ao inversor a capacidade de trabalhar junto com um sistema de armazenamento de energia, absorvendo potência em determinado momento e devolvendo-a para a rede posteriormente. A compensação reativa indutiva e capacitiva faz do inversor um importante componente que pode ser utilizado para controlar a tensão no ponto de conexão da geração distribuída.

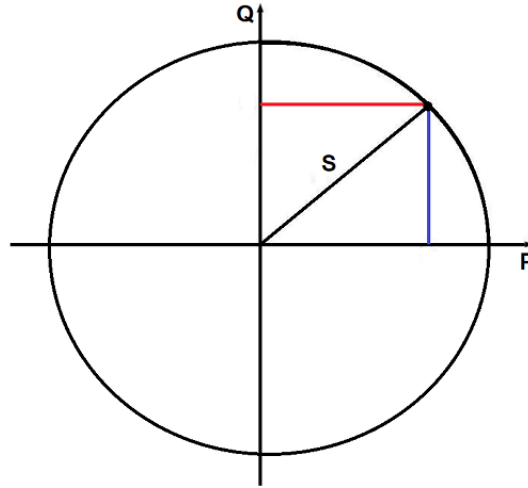


Figura 2.5 – Capacidade de geração/absorção de potências ativas e reativas do inversor.

## 2.2 Penetração Fotovoltaica e Capacidade de Hospedagem

O aumento da GD pode impactar negativamente o sistema de distribuição pela possibilidade de violar os limites técnicos, de segurança e de operação do sistema, fazendo com que a integração do sistema atual com este tipo de geração se torne um desafio para o setor elétrico. De acordo com o *National Renewable Energy Laboratory* do Departamento de Energia dos Estados Unidos, o termo penetração fotovoltaica é designado como a relação entre o pico da potência dos sistemas fotovoltaicos pela máxima potência aparente da carga do alimentador conforme apresentado na equação (2.3). Sendo assim, é de grande importância estudar cada um desses impactos para se conhecer o comportamento do sistema em relação a diversos níveis de penetração e localização deste tipo particular de geração de energia próximo à carga [40].

$$\text{Penetração Fotovoltaica} = \frac{PFV_{kWp}}{S_{max}} \times 100 [\%] \quad (2.3)$$

Sendo,

$PFV_{kWp}$ : Potência instalada dos sistemas fotovoltaicos em kWp;

$S_{max}$ : Potência aparente máxima da carga.

Partindo da necessidade de estimar a capacidade de GD permitida em uma rede com base no cumprimento dos requisitos mencionados acima, foi instituído o conceito de

capacidade de hospedagem de recursos energéticos distribuídos. Conforme [41] e [42], a máxima penetração fotovoltaica que um alimentador da rede de distribuição pode hospedar sem que nenhuma condição adversa seja constatada é definido como capacidade de hospedagem.

Os problemas mais comuns referentes ao aumento gradativo da presença de recursos energéticos distribuídos são [4]:

- Dificuldade na regulação de tensão;
- Violação da capacidade térmica (capacidade de corrente);
- Aumento de perdas técnicas;
- Atuação indevida do sistema de proteção;
- Desequilíbrio de fases;
- Injeção de harmônicos.

Outros aspectos críticos em relação às alterações causadas na rede em razão da elevada penetração de GD é o nível de carregamento do sistema e a possibilidade da ocorrência fluxo reverso. Uma rede na condição de carga leve é mais influenciada pelos efeitos da geração distribuída do que uma rede em carga pesada. Portanto, este problema deve ser analisado com cautela, uma vez que em um alimentador com cargas tipicamente residenciais o pico da geração fotovoltaica ocorre geralmente na condição de menor carregamento do sistema, ocasionando fluxo reverso no transformador. Este fenômeno pode causar sobretensões na rede e ainda afetar a coordenação e operação dos dispositivos de proteção [43][44]. A Figura 2.6 ilustra uma situação de carregamento da rede e o perfil da geração fotovoltaica, na qual verifica-se fluxo reverso nos momentos em que a geração fotovoltaica é superior à demanda da carga.

De acordo com o verificado na literatura, os principais fatores que limitam a capacidade de hospedagem de uma rede distribuição na presença de geração distribuída são os limites de tensão e capacidade térmica, sendo que na grande maioria dos casos, a sobretensão é o quesito mais restritivo para o aumento da penetração [6][41][45][46]. Em face ao exposto, nesta dissertação é dado enfoque na avaliação da capacidade de hospedagem pela análise destes dois fatores limitantes.

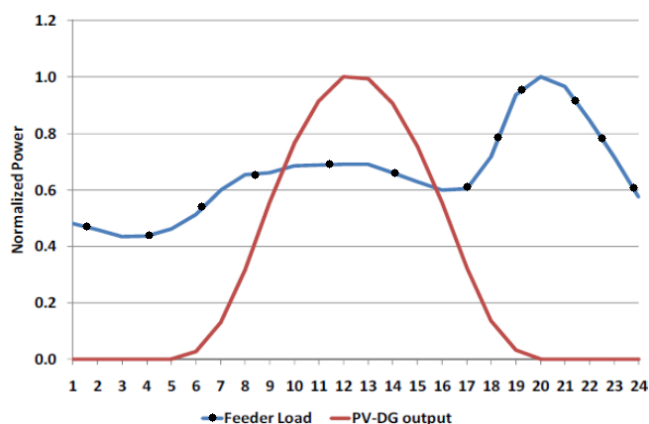


Figura 2.6 – Carregamento do alimentador pela potência da geração fotovoltaica [43] (adaptada).

### 2.2.1 Regulação de Tensão

Em um alimentador de topologia radial, típico de uma rede de distribuição, observa-se uma redução do valor da amplitude de tensão ao longo da extensão do circuito devido à queda de tensão verificada no condutor. Para que seja possível injetar potência ativa na rede elétrica é necessário que a GD eleve a tensão no ponto onde se encontra conectada. Portanto, caso a tensão no alimentador esteja abaixo dos valores estipulados, a instalação de geração distribuída pode trazer benefícios para a rede de distribuição. Por outro lado, caso haja grande presença de GD, poderá facilmente ocorrer sobretensão acima dos valores normatizados.

Destaca-se que para a determinação da capacidade de hospedagem deve ser levada em conta a elevação de tensão para que não seja violado o limite estabelecido por normas. Na Figura 2.7 é apresentado o perfil da tensão em um alimentador no qual a tensão ajustada no transformador da subestação é de 1.05 pu, de tal forma a minimizar o efeito da queda de tensão gradativa inerente ao condutor. Porém, apesar dos valores de tensão serem readequados no transformador, a presença da GD causou uma elevação do nível de tensão no alimentador maior do que o valor permitido pelos procedimentos de distribuição [47]. Essa constatação é feita considerando a instalação da GD em um ponto fixo.



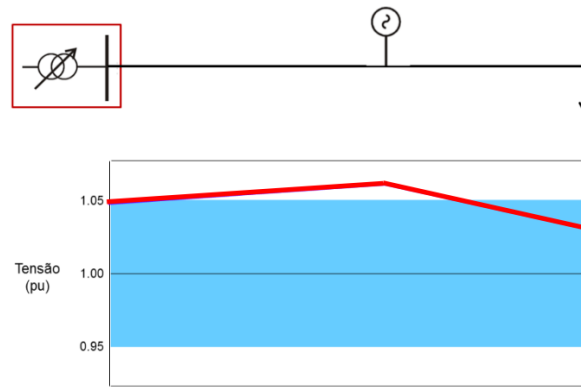


Figura 2.7 – Perfil da tensão em um alimentador com a presença de GD [47].

Porém ao variar a posição da GD, é verificado que a penetração de geração distribuída pode ser restringida de acordo com a sua localização ao longo do alimentador. Quanto mais afastada se encontra a geração fotovoltaica da subestação, menor será a capacidade de hospedagem permitida sem violar o limite de sobretensão. Em contrapartida, quanto mais próxima a GD estiver da subestação, a quantidade de potência injetada na rede poderá ser maior, ocasionando assim um aumento da capacidade de hospedagem [48]. Na Figura 2.8, pode ser claramente visualizado o efeito em questão, onde a GD localizada no final do alimentador atinge o limite de sobretensão de 1,05 pu. por volta de 180% de penetração, sendo que a tensão no ponto de conexão das GDs que se encontram no meio e o início do circuito ainda estão dentro dos limites desejados.

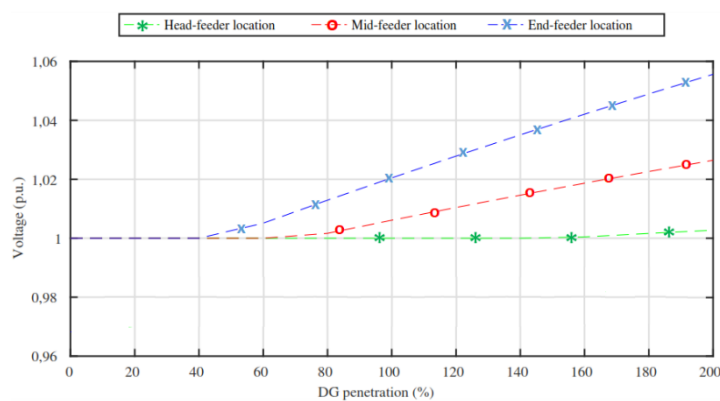


Figura 2.8 – Tensão no alimentador em diferentes localizações de instalação de GD [48] (adaptada).

De acordo com os autores de [12] e [49], a elevação do nível de tensão nas adjacências do ponto de acoplamento da geração distribuída é o principal fator que limita o aumento da capacidade de hospedagem de uma rede de distribuição.

## 2.2.2 Capacidade Térmica

No sistema elétrico cada elemento da rede é caracterizado pela máxima capacidade de corrente suportada, que pode ser interpretado também, como o limite térmico admitido pelo equipamento ou condutor. A elevada penetração da GD pode ter o efeito de aumentar significativamente a corrente na rede, levando uma condição de violação dos limites térmicos permissíveis e redução da vida útil dos ativos [4].

A Figura 2.9 demonstra a capacidade de hospedagem de geração fotovoltaica pelos limites de violação da capacidade de corrente em quatro cenários: caso base sem GD (a); GD no início do alimentador, próximo à subestação (b); GD no meio do alimentador (c) e, por último, GD no final do alimentador (d). Nota-se que à medida que o ponto de inserção da GD se afasta da subestação, a capacidade de hospedagem em relação este critério diminui. Isso ocorre em razão da seção dos condutores, uma vez que na topologia radial, a capacidade de corrente suportada é maior para os cabos instalados próximos à subestação.

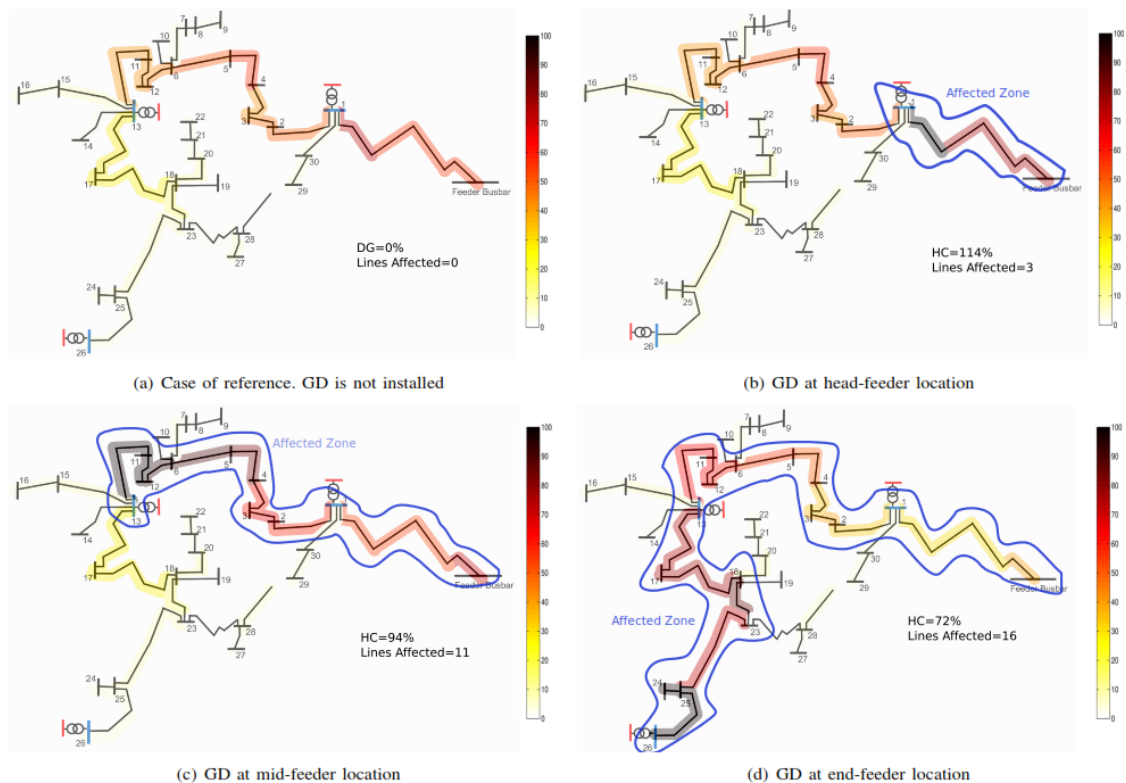


Figura 2.9 – Limite de hospedagem de GD em relação à capacidade térmica [48].

## 2.3 Aumento da Capacidade de Hospedagem com Controles dos Inversores Inteligentes

Os atuais modelos de inversores para sistemas fotovoltaicos de escala residencial, denominados inversores inteligentes, apresentam muito mais recursos além da conversão de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA) com rastreamento da máxima potência. Atualmente, os inversores disponíveis no mercado possuem funções de controle, capazes de limitar a potência ativa do sistema fotovoltaico, e de compensação reativa. Estes conversores são também equipados com interfaces de comunicação bidirecionais permitindo o controle remotamente por cabo (por exemplo, linhas de energia, fibra ótica e linhas dedicadas) ou sem fio (por exemplo, sinais de rádio/celular, WiFi, WiMAX, ZigBee), adequando-os, desta forma, às necessidades das redes elétricas inteligentes (*smart grids*) [7].

As estratégias de controle usualmente encontradas nos inversores inteligentes comerciais são [50][51]:

- Limite fixo de potência ativa;
- Fator de potência fixo;
- Volt-VAR;
- Volt-Watt.

Todos os controles citados possuem a finalidade de auxiliar na regulação de tensão, seja reduzindo a injeção de potência ativa ou através da compensação de reativos [52]. Conseqüentemente, o controle do nível de tensão no ponto de acoplamento do inversor fotovoltaico permitirá um aumento da capacidade de hospedagem do sistema de distribuição. No caso dos controles que atuam diretamente na potência ativa, Volt-Watt e limite fixo de potência ativa, o corte de geração implica numa redução da corrente injetada na rede [53], evitando também a violação da capacidade térmica de condutores e transformadores.

De acordo com [54] e [55], as estratégias de controle em questão encontram-se disponíveis nos inversores inteligentes comerciais e são totalmente ajustáveis em conformidade com os requisitos solicitados pelo operador da rede de distribuição, não sendo portanto, necessário realizar nenhuma modificação construtiva no equipamento.

### 2.3.1 Limite fixo de potência ativa

Este controle tem a dinâmica de funcionamento bastante simples e consiste em limitar a potência ativa máxima de saída do inversor inteligente em um patamar predefinido. No exemplo ilustrado na Figura 2.10, o inversor possui potência de 3 kW e o controle foi configurado para um limite de 50%, resultando em uma máxima potência de saída limitada em 1,5 kW.

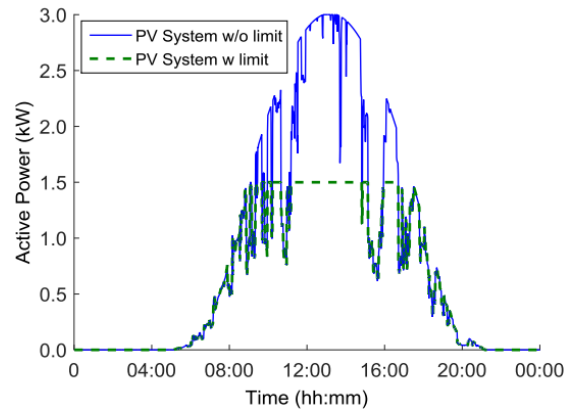


Figura 2.10 – Controle do limite fixo de potência ativa [7].

Esta estratégia pode ser utilizada para limitar a potência de um grande número de sistemas fotovoltaicos, auxiliando na prevenção da violação da capacidade térmica dos equipamentos e na redução dos níveis de sobretensão [7].

### 2.3.2 Fator de potência fixo

Na estratégia de controle pelo fator de potência fixo, o inversor realiza uma compensação de reativos em um valor de fator potência constante. A Figura 2.11 apresenta as regiões de trabalho para a compensação de reativos do controle em questão.

Um uso típico desta função é auxiliar na regulação de tensão, ajustando o fator de potência fixo em um valor que o sistema fotovoltaico se torne levemente indutivo para a rede nos momentos de injeção de potência ativa [51]. Este procedimento irá provocar uma redução da tensão no ponto de acoplamento do inversor e evitará a ocorrência de sobretensão.

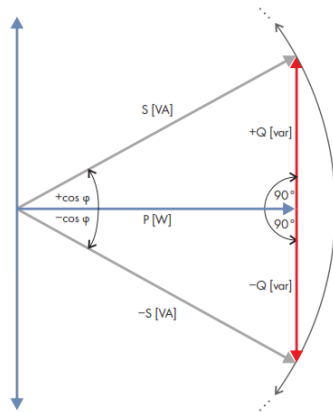


Figura 2.11 – Demonstração das regiões de trabalho do controle do fator de potência fixo [55].

### 2.3.3 Volt-VAr

A função de controle Volt-VAr possibilita que o inversor realize uma compensação de reativos de acordo com: 1) a tensão no ponto de conexão do SFV com a rede, 2) a quantidade de potência reativa disponível do conversor em um dado momento e 3) considerando os pontos de ajuste de uma curva a serem definidos conforme ilustrado na Figura 2.12 [51].

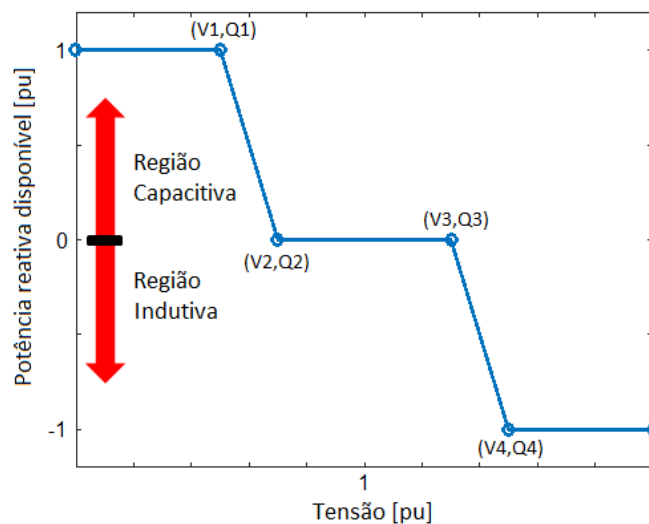


Figura 2.12 – Curva de operação do controle Volt-VAr.

Os valores de saída de potência reativa são definidos como uma porcentagem de compensação reativa disponível, dada a atual potência ativa e a potência aparente em escala total do inversor do sistema fotovoltaico. Por convenção, a compensação

capacitiva é considerada com sinal positivo, enquanto a compensação indutiva é considerada negativa na definição da curva.

A absorção de potência reativa indutiva é acionada caso a tensão exceda um nível superior predeterminado na curva (ponto V3). Por outro lado, caso uma tensão abaixo do valor configurado no ponto de conexão do SFV (ponto V2) seja verificada, a energia reativa capacitiva é fornecida à rede para que a tensão retorne aos níveis aceitáveis. Geralmente a presença de geração distribuída na rede causa o aumento do nível da tensão, conseqüentemente o inversor em períodos de alta geração de potência ativa irá operar na região indutiva da curva.

### 2.3.4 Volt-Watt

O controle Volt-Watt tenta manter a tensão no terminal do sistema fotovoltaico dentro de limites de tensão pré-definidos, limitando a capacidade máxima de geração do sistema fotovoltaico de acordo com a tensão no ponto de conexão e os pontos de ajuste predefinidos conforme apresentado na curva da Figura 2.13 [51].

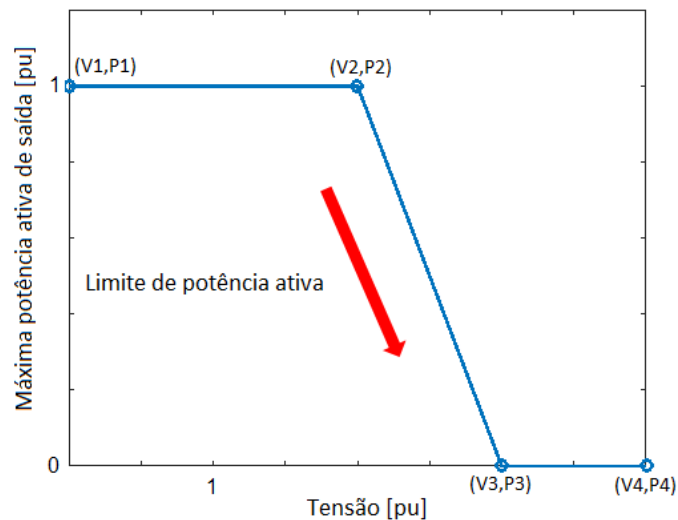


Figura 2.13 – Curva de operação do controle Volt-Watt.

Considerando situações que a alta geração fotovoltaica e baixa demanda podem resultar em sobretensão, a função de controle Volt-Watt pode ser usada para limitar a potência ativa máxima dos sistemas fotovoltaicos e, portanto, reestabelecer um nível de tensão dentro dos limites estabelecidos em normas. Além disso, esta função de controle

também pode ser usada para mitigar problemas de violação da capacidade térmica, adotando pontos de ajuste conservadores na curva enquanto gerencia as tensões [7].

## **3 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIAS**

Neste capítulo será abordado o uso de sistema de armazenamento de energia por baterias (*Battery Energy Storage System* – BESS) em nível residencial de baixa tensão associado a geração distribuída fotovoltaica. Conforme poderá ser constatado, o uso destas soluções combinadas pode trazer benefícios tanto para o consumidor quanto para a concessionária de energia. Inicialmente serão explicados os benefícios e a motivação do uso de sistemas de armazenamento, em seguida seu funcionamento e, por fim, será apresentado um método de controle do BESS com a finalidade de reduzir a sobretensão causada em razão da elevada injeção de potência ativa pelos sistemas fotovoltaicos.

### **3.1 Motivação e Benefícios do BESS**

O perfil de consumo residencial possui tipicamente elevada demanda de energia elétrica nos períodos do início da manhã e da noite, apresentando baixo consumo durante o restante do dia. No entanto, devido as condições naturais da radiação solar, os sistemas fotovoltaicos tendem a apresentar seu pico de geração por volta do meio-dia, horário este de baixo consumo de energia tendo em vista a reduzida ocupação residencial no momento em questão. Conseqüentemente, os SFVs irão injetar grande parte da energia gerada no sistema de distribuição durante o dia e no período noturno o cliente necessitará fazer uso da energia proveniente da rede.

Há alguns anos atrás, a exportação de energia para a rede foi incentivada em muitas partes do mundo por tarifas que normalmente eram maiores do que a tarifa de consumo de eletricidade do sistema de distribuição. Isso permitiu com que os consumidores com baixa demanda durante o dia se beneficiassem podendo injetar a energia gerada na rede e posteriormente comprar a energia necessária à noite, apresentando desta forma um benefício líquido financeiro. No entanto, recentemente os preços recebidos pelo consumidor para injetar energia na rede em muitos países vem sendo significativamente reduzidos, muitas vezes para taxas inferiores ao preço da tarifa do consumo. Por exemplo, no período de 2009 a 2014, as tarifas pagas pela injeção de



energia na rede no estado de Victoria, na Austrália, foram reduzidas em 87%, enquanto os custos de eletricidade no varejo aumentaram 73% [56].

Diante o exposto percebe-se que vem se tornando cada vez mais desvantajoso para o consumidor gerar e injetar energia excedente na rede de distribuição, necessitando portanto da implementação de sistemas de armazenamento para proporcionar com que a energia excedente gerada seja posteriormente utilizada pelo próprio consumidor em um período oportuno. Os sistemas de armazenamento por baterias de escala residencial (até 20 kWh) foram recentemente introduzidos por vários fabricantes (por exemplo, Tesla, LG, ABB, SMA) para ajudar os proprietários a reduzir suas contas de energia elétrica armazenando o excesso de geração fotovoltaica durante o dia e usá-la à noite. O comportamento mencionado é ilustrado na Figura 3.1, onde a área sombreada de laranja representa o excesso de geração fotovoltaica que pode ser armazenado e utilizado durante a noite (área sombreada roxa). Esse comportamento pode essencialmente diminuir a dependência do cliente em relação à rede, uma vez que menos energia é requerida do sistema de distribuição [7].

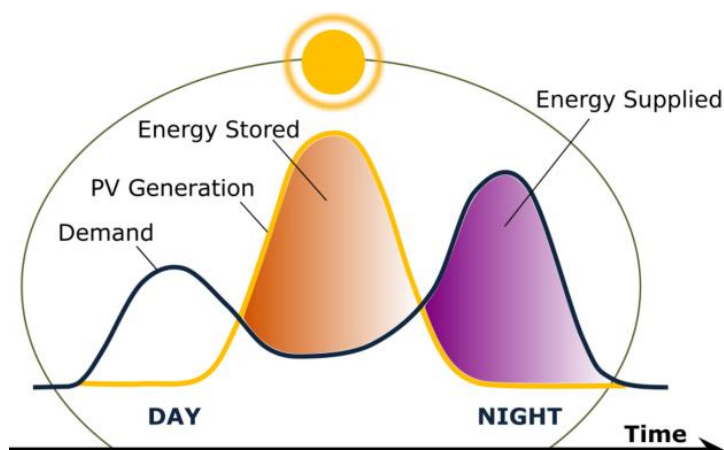


Figura 3.1 – Interação entre consumo residência, SFV e BESS [7].

Os sistemas de armazenamento podem ainda auxiliar na melhoria da estabilidade e confiabilidade da rede elétrica, já que esta tecnologia pode lidar com as flutuações no consumo e na geração, fornecendo a flexibilidade necessária. Além disso, o uso deste recurso pode contribuir para o aumento da segurança energética e da qualidade do fornecimento, sustentando frequência e tensão nos níveis requeridos [57][58].

## 3.2 Funcionamento do Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias

As baterias são os dispositivos mais populares usados para armazenamento de energia. Seu funcionamento consiste em armazenar energia na forma eletroquímica, criando íons eletricamente carregados, baseado em reações químicas entre placas positivas e negativas. Quando a bateria carrega, uma corrente elétrica contínua é convertida em energia química, quando descarrega a energia química é convertida de volta em um fluxo de elétrons na forma de corrente elétrica contínua. Existem várias tecnologias de baterias eletroquímicas que podem ser consideradas para armazenamento de energia para o sistema elétrico, dentre as principais encontram-se [59]:

- Chumbo ácido ( $\text{PbSO}_4$ );
- Níquel-Cádmio ( $\text{NiCd}$ );
- Sódio-Enxofre ( $\text{NaS}$ );
- Íon de lítio ( $\text{Li-Ion}$ ).

A tecnologia mais empregada no âmbito residencial são as baterias de chumbo-ácido de descarga profunda, especialmente projetadas para sistemas elétricos solares estacionários. Devido ao seu baixo custo e pronta disponibilidade, as baterias de chumbo-ácido figuram como uma boa opção para armazenamento de energia em novas aplicações. Como desvantagens que podem ser mencionadas é a baixa energia específica ( $\text{Wh/kg}$ ) e potência específica ( $\text{W/kg}$ ), vida útil curta, alta necessidade de manutenção e riscos ambientais.

Outra tecnologia de armazenamento que atualmente vem se destacando no uso associado com energias renováveis é a bateria de íon de lítio. Estas baterias possuem como vantagens uma alta eficiência na carga e descarga, maior densidade de energia por peso, ausência do efeito memória, elevada capacidade de armazenamento, longa vida útil, baixa manutenção, podem ser carregadas várias vezes ao dia, além de serem menos tóxicas que os demais modelos. No entanto, as baterias  $\text{Li-Ion}$  apresentam risco em certas condições de operação, pois possuem um eletrólito altamente inflamável que necessita ser mantido pressurizado, desta forma sua operação em altas temperaturas pode representar risco de explosão. O preço desta tecnologia é uma barreira econômica para aplicações em grandes potências, uma vez que existem outros modelos de baterias com

menores custos, porém suas vantagens técnicas e ambientais tendem a aumentar suas perspectivas de utilização no sistema de potência [60].

A partir de dados obtidos em um estudo realizado pelo *International Electrotechnical Commission* (IEC) foi constatado que as baterias de chumbo ácido e íon de lítio são as tecnologias mais adequadas para utilização nos sistemas residenciais, levando em conta a potência nominal e a capacidade de armazenamento, conforme pode ser visualizado na Figura 3.2 [61].

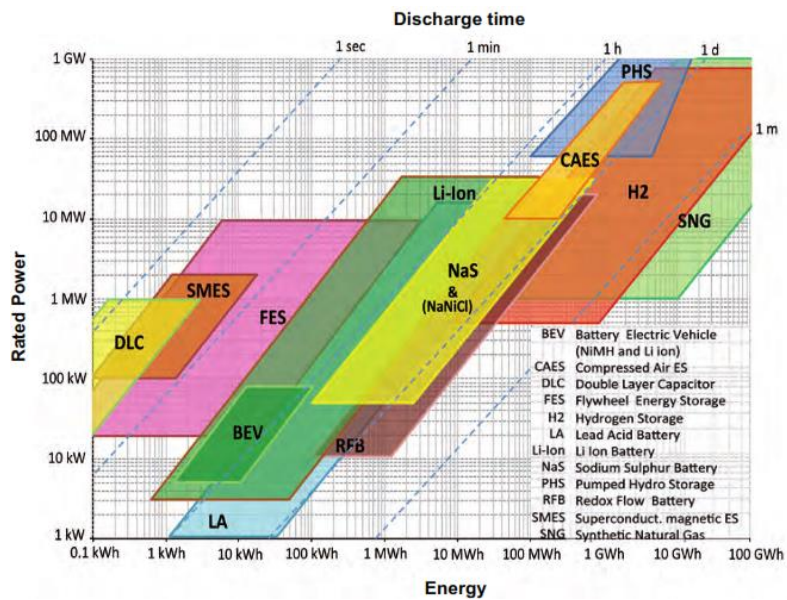


Figura 3.2 – Comparativo de aplicação para sistemas de armazenamento [61].

As baterias armazenam energia em forma de corrente contínua, assim para aplicações no sistema elétrico de potência, as baterias devem possuir conversores estáticos baseados em eletrônica de potência, assim como ocorre no caso dos sistemas fotovoltaicos. É comum a utilização de vários tipos de conversores, que permitem o controle bidirecional do fluxo de energia. Os conversores devem prover a operação nos quatro quadrantes, fluxo de corrente bidirecional e ambas polarizações de tensão com rápida resposta [60].

A utilização do sistema de armazenamento de energia associado com a geração fotovoltaica por meio de conversores possui basicamente dois métodos de conexão, conforme ilustrado na Figura 3.3. O método de acoplamento CC (a) apresenta-se como a solução mais eficaz e econômica para novos sistemas, necessitando de um inversor e um conversor CC-CC, ambos com capacidade de operar com fluxo de potência bidirecional.

Por sua vez, o método de acoplamento CA (b) requer dois inversores, porém apenas um destes precisa ser bidirecional. Este artifício resulta em um aumento do custo inicial, entretanto divide o *stress* entre os dois inversores do sistema [62].

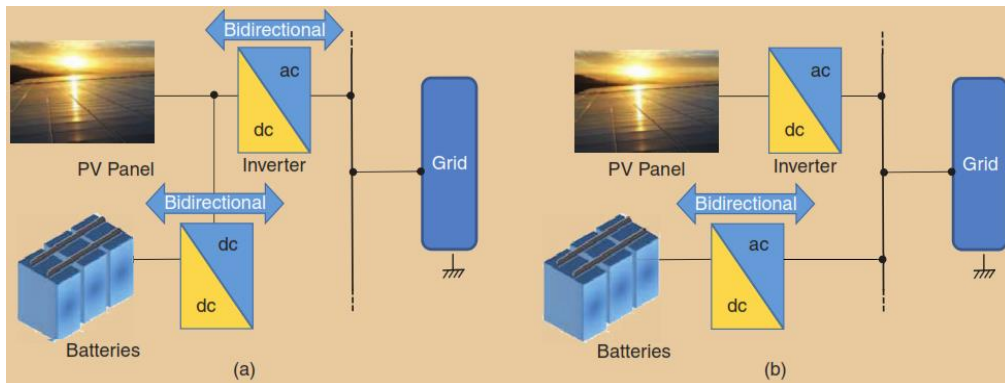


Figura 3.3 – Tipos de configuração de BESS (a) acoplamento CC e (b) acoplamento CA [62].

Esses dois métodos de conexão possuem características distintas em relação ao desempenho para diferentes perfis de consumo. Os sistemas de acoplamento CA são geralmente mais eficientes em aplicações onde a energia fotovoltaica é predominantemente utilizada no momento da geração, e os sistemas de acoplamento CC se apresentam mais eficientes em aplicações onde a energia fotovoltaica é armazenada para ser utilizada posteriormente [63].

### 3.3 Utilização do BESS para Aumento da Capacidade de Hospedagem e Redução da Sobretensão dos SFVs

Nesta seção será apresentado o método de operação convencional do sistema de armazenamento por baterias e o método proposto por [7], o qual realiza o controle dos ciclos de carga e descarga do BESS, permitindo reduzir a sobretensão causada pelos sistemas fotovoltaicos e conseqüentemente, aumentar a capacidade de hospedagem de GD da rede de distribuição. O método em questão é denominado como operação avançada e apresenta benefícios tanto para o consumidor proprietário do sistema de armazenamento quanto para a concessionária de energia elétrica.

### 3.3.1 Modo de Operação Convencional

Embora vários sistemas de armazenamento por baterias de escala residencial estejam atualmente disponíveis no mercado, os detalhes exatos de seu modo de operação não são totalmente conhecidos. Os fabricantes fornecem apenas descrições gerais relacionadas aos princípios básicos de operação de seus produtos. Assim, com base nos princípios operacionais mais comuns dos sistemas comerciais de BESS, bem como nas informações encontradas na literatura, as duas regras básicas a seguir são consideradas como adotadas pela indústria [7]:

- São realizados poucos ciclos de carga/descarga diários com a finalidade de manter a integridade da vida útil das baterias. Permitir múltiplos ciclos por dia reduz significativamente a vida útil do BESS, já que o mesmo suporta aproximadamente 3000 a 5000 ciclos completos;
- A bateria somente deve carregar o excesso de geração fotovoltaica e, a menos que especificado de outra forma, somente descarregará durante os períodos de demanda e sem a presença da geração.

Normalmente no período de um dia a operação normal do sistema de armazenamento por baterias realiza apenas um ciclo de carga e outro de descarga. O ciclo de carregamento se inicia assim que o sistema fotovoltaico começa a gerar eletricidade. Durante este período, o sistema BESS carrega o excesso de geração fotovoltaica (ou seja, a demanda líquida da geração). O período de carregamento termina quando a geração fotovoltaica é nula. O período de descarga ocorre quando o SFV não está gerando energia (ou seja, o período noturno). Durante este período as baterias descarregam com uma taxa de energia igual à demanda do domicílio. O período de descarga termina quando o sistema fotovoltaico começa a gerar novamente no dia seguinte.

Um exemplo ilustrativo do funcionamento do modo convencional de operação para dois dias consecutivos pode ser visualizado na Figura 3.4. O exemplo em questão utiliza um sistema fotovoltaico com potência de 3 kWp e um BESS com potência de 3,3 kW e capacidade de armazenamento de 10 kWh. O estado da carga (*State of Charge* – SoC) da bateria foi limitado entre 10% a 90% da capacidade máxima de armazenamento do BESS.

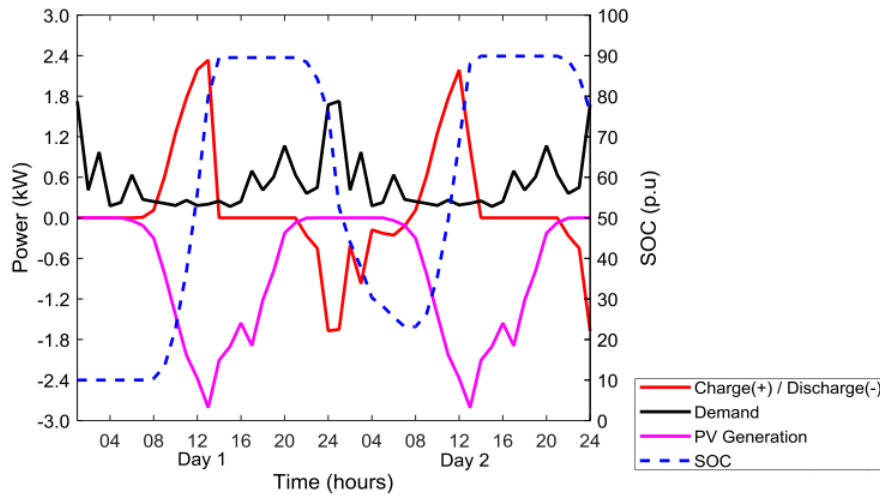


Figura 3.4 – Exemplo ilustrativo do modo de operação convencional do BESS [7].

Conforme pode ser verificado, o sistema de armazenamento inicia o primeiro ciclo de carga aproximadamente às 7h, carregando o excedente entre a geração fotovoltaica e a demanda. Por volta das 14h o BESS atinge sua capacidade máxima de carga estipulada e deixa de absorver energia do SFV. A partir deste momento toda a geração excedente do sistema fotovoltaico passará a ser injetada na rede de distribuição e as baterias entram em modo *stand-by*. Quando o SFV cessa a geração o BESS inicia o ciclo de descarga, fornecendo a quantidade de potência demandada pela carga. No caso analisado, em virtude da baixa demanda o estado da carga não atingiu o limite mínimo de 10% e terminou o ciclo de descarga com cerca de 25% da capacidade máxima de armazenamento. Um novo ciclo de carregamento do BESS é então iniciado no momento em que a geração do SFV supera a demanda. Em virtude da energia remanescente na bateria ter sido superior aos 10% do SoC, o carregamento do sistema de armazenamento encerra mais cedo que o dia anterior (por volta das 12h) por ter atingido o limite máximo de 90% do SoC. A partir deste momento a energia gerada pelo sistema fotovoltaico passa novamente a ser injetada na rede. O ciclo seguinte de descarga ocorre da mesma forma como descrito anteriormente.

A adoção de sistemas de armazenamento por baterias com o modo de operação convencional sofre duas limitações importantes a serem consideradas. A primeira destas está relacionada à incerteza da demanda doméstica a cada dia e com isto o modo convencional de operação pode não ser capaz de descarregar totalmente a bateria durante a noite, conforme ocorrido no exemplo descrito acima. Esta questão torna-se ainda mais

crítica nos casos em que a demanda doméstica é significativamente baixa. A segunda limitação diz respeito ao fato de que o BESS pode apresentar um tempo de carregamento precoce em razão da quantidade de energia remanescente do ciclo de descarga anterior não ter sido completo.

Diante o exposto, o método de operação convencional pode não fornecer benefícios significativos em termos de violação da tensão e problemas térmicos, já que as baterias podem não conseguir absorver o excesso de geração fotovoltaica durante períodos críticos (por volta do meio-dia), e com isto não proporcionariam aumento efetivo na capacidade de hospedagem da rede.

### 3.3.2 Modo de Operação Avançada

Com a finalidade de superar as limitações apresentadas na seção anterior o autor da tese [7] propõe um método de controle do sistema de armazenamento de energia por baterias que define um tempo inicial e final para o estado da carga durante os períodos de carga e descarga que proporciona benefícios tanto para o consumidor quanto para o sistema de distribuição.

O modo avançado parte da premissa que conhecendo-se quando os períodos de carga e descarga da bateria deve iniciar e terminar, é possível calcular as taxas de potência que o BESS necessita absorver ou injetar para que o mesmo atinja o nível desejado de SoC ao fim do período respectivo. Além do mais, para lidar com os problemas de sobretensão enfrentados em virtude da geração fotovoltaica, a metodologia de operação avançada proposta possui a capacidade de aumentar a taxa de carregamento quando a tensão no ponto de conexão supera os limites regulatórios. De maneira análoga, no período noturno caso a demanda do consumidor não seja suficiente para descarregar a bateria até o nível desejado de estado de carga, o controle aumenta a taxa de descarga para atingir tal finalidade.

A descrição completa bem como as equações utilizadas no modo avançado de operação do sistema de armazenamento por baterias com controle de tensão podem ser consultadas em [7], no entanto este método consiste em três etapas básicas:

- a) **Definição dos períodos de início e fim do ciclo de carga/descarga e do estado da carga:** O período de carregamento ( $t_c$ ) é definido com relação ao

pico de irradiância solar ( $t_{peak}$ ) e deve ser igual ou menor que a duração do período diurno. O período de descarga é definido como o tempo compreendido entre o fim até o início do próximo período de carregamento. O SoC final de carga e de descarga deve ser definido de modo a permitir que a bateria tenha ao final do respectivo período os valores máximos e mínimos de energia armazenada, levando-se em conta os limites operativos de reserva da bateria. A Figura 3.5 representa graficamente a maneira como os períodos de carga e descarga devem ser configurados.

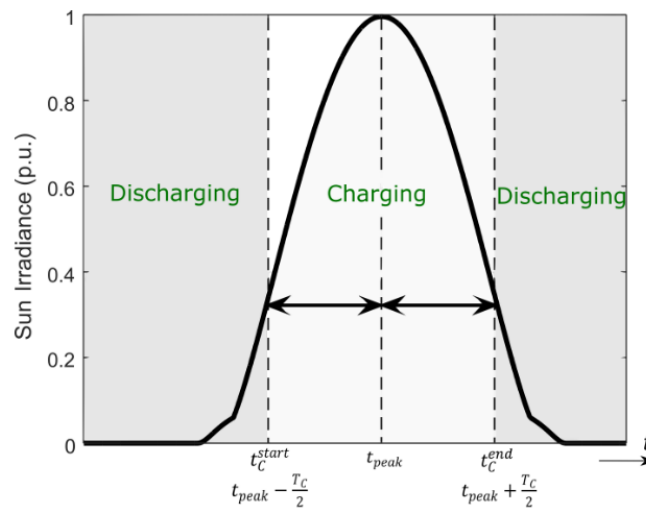


Figura 3.5 – Definição do período de carga e descarga [7].

- b) **Taxa de carga e descarga da bateria:** O controle carrega ou descarrega progressivamente o BESS com base em uma taxa de energia proporcional de forma que o SoC final da carga ou descarga desejado seja alcançado no final do período. O ciclo de carregamento somente é habilitado quando a geração líquida alcançar valor superior a zero. Este critério restringe o carregamento apenas em períodos que há excesso de energia proveniente da geração fotovoltaica descontado da demanda do consumidor. Caso não haja energia excedente, a bateria permanece em *stand-by*. No ciclo de descarga, a taxa com que o BESS descarrega é calculada e ajustada de modo que no final do período seja atingido o estado da carga mínimo estipulado. Considerando que a demanda do cliente esteja acima da taxa de descarga calculada no instante, esta taxa é automaticamente ajustada para atendê-la. Caso a bateria se



descarregue até o limite determinado, o sistema de armazenamento permanece em *stand-by* até o início do próximo ciclo de carregamento.

- c) **Controle de sobretensão:** De modo a lidar com problemas de sobretensão causados pela geração de energia do SFV, um recurso de controle de tensão foi desenvolvido para o período de carregamento do modo de operação avançada. Este recurso é acionado quando a tensão no ponto de conexão medida em cada instante atinge o limite regulatório. Quando isto acontece, a energia ativa líquida do consumidor passa a ser considerada como o limite máximo de exportação de energia ativa da residência, resultando em uma tensão dentro do padrão. Enquanto o recurso de controle de tensão estiver ativado, a taxa de carregamento é atualizada de modo a não exceder o limite máximo de exportação de potência ativa, mantendo assim a tensão dentro da faixa permitida.

A Figura 3.6 ilustra o comportamento do modo de operação avançado do sistema de armazenamento com controle de tensão usando os mesmos recursos energéticos distribuídos do exemplo da seção anterior.

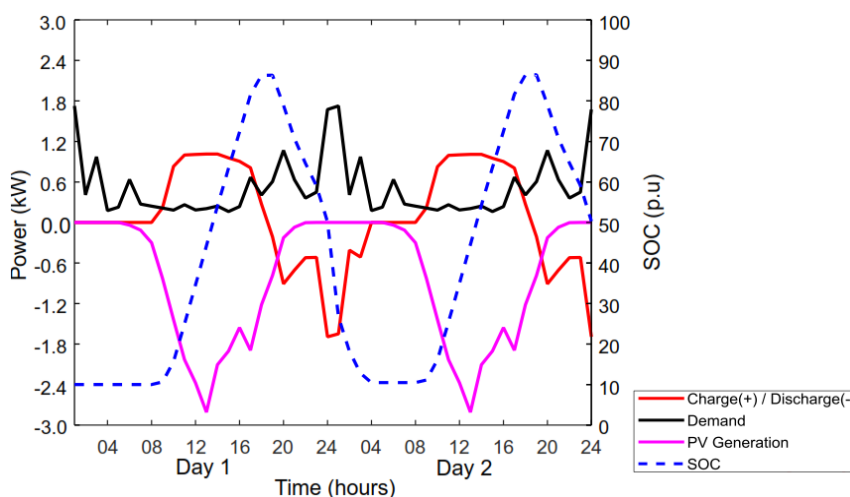


Figura 3.6 – Exemplo ilustrativo do modo de operação avançado do BESS [7].

Conforme pode ser constatado, o ciclo de carregamento das baterias tem início por volta das 8 horas com uma taxa progressiva (incremento linear do SoC) fazendo com que o BESS termine de carregar somente por volta das 18 horas, atingindo o estado da carga máximo de 90%. A taxa progressiva de carregamento fornece uma maneira de

superar a limitação do modo de operação convencional, no qual o sistema de armazenamento atinge o SoC máximo muito cedo durante um dia com alta irradiância.

Quando a tensão no ponto de conexão for superior a 1,05 pu, o controle aumentará a taxa de carregamento a fim de manter a tensão dentro dos níveis regulatórios. Neste caso, ocorrerá uma elevação mais rápida do estado da carga, uma vez que será necessário armazenar energia adicional. Considerando a natureza do carregamento progressivo, no momento em que geralmente ocorrem problemas de sobretensão devido ao pico de radiação solar (por volta do meio-dia), o SoC sempre estará próximo de 50%. Desta forma metade da capacidade de armazenamento estará disponível para utilização com a finalidade de mitigar os problemas de sobretensão.

No ciclo de descarga o BESS descarrega a uma taxa visando atingir o estado da carga mínimo de 10% no fim do período. No entanto, se a demanda domiciliar for maior que a taxa de descarga especificada, esta seguirá automaticamente a demanda, como de fato acontece no exemplo da Figura 3.6. Para este caso particular, devido à alta demanda noturna, o sistema de armazenamento atinge o SoC mínimo antes do fim do ciclo de descarga (por volta de 4h) e entra em *stand-by* até o próximo início do ciclo de carregamento. Desta maneira o BESS atinge o estado da carga mínimo desejado antes do início de um novo ciclo, permitindo com isto a utilização completa da capacidade de armazenamento operativa da bateria e a superação de uma limitação do modo convencional de controle. Caso a demanda residencial não requisitasse uma quantidade de energia suficiente para descarregar o sistema de armazenamento por completo, o modo avançado ajusta a taxa de descarga de tal modo que ao final do período o valor desejado de SoC seja atingido.

## 4 METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO

Neste capítulo serão apresentados os procedimentos adotados para a realização das simulações com a finalidade de proceder a avaliação da capacidade de hospedagem de um sistema de distribuição de baixa tensão. Serão detalhados os indicadores empregados para validar os resultados, o sistema teste adotado, bem como os *softwares* utilizados nas simulações.

### 4.1 Indicadores de Tensão e Capacidade Térmica

O primeiro passo para definir a capacidade de hospedagem de recursos energéticos distribuídos em uma rede é a definição de indicadores que estejam em conformidade com as normas para avaliar de forma correta os níveis de tensão e capacidade térmica. Independentemente de qual seja o sistema de distribuição analisado, a concessionária deve manter estes indicadores dentro dos níveis aceitáveis para não sofrer penalidades por parte dos órgãos reguladores e evitar a redução precoce da vida útil de seus ativos.

O Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) [64], estabelece que a distribuidora é responsável por acompanhar o nível de tensão em regime permanente, devendo atuar de forma preventiva para que seu valor seja mantido dentro dos padrões adequados. A tensão em regime permanente é classificada conforme ilustrado na Figura 4.1.

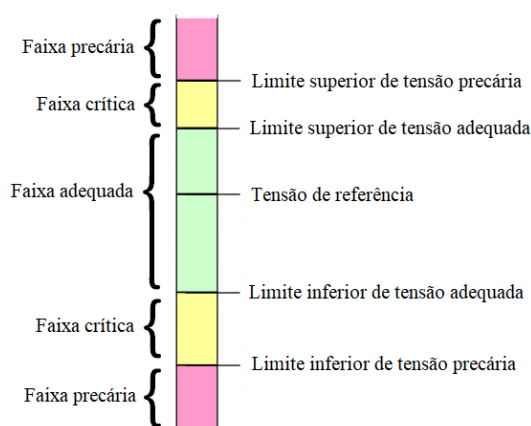


Figura 4.1 – Faixas de tensão em relação à tensão de referência [64] (adaptada).

Para clientes atendidos em tensão inferior a 1 kV, os valores aproximados em pu (por unidade) para cada faixa de tensão estão apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Classificação do nível de tensão em pu (< 1 kV) [64].

Classificação	Faixa de variação da tensão de leitura ( $V_L$ )
Adequada	$0,92 \leq V_L \leq 1,05$
Precária	$0,87 \leq V_L < 0,92$ ou $1,05 < V_L \leq 1,06$
Crítica	$V_L < 0,87$ ou $V_L > 1,06$

De acordo com o PRODIST, o conjunto de medidas para gerar os indicadores individuais deve compreender o registro de 1008 leituras obtidas em intervalos consecutivos de 10 minutos, totalizando assim um período de 7 dias. Após a obtenção de um conjunto de medidas, deve ser calculado o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica (DRC), conforme estabelecido pelas equações (4.1) e (4.2).

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100 \text{ [%]} \quad (4.1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100 \text{ [%]} \quad (4.2)$$

Sendo,  $nlp$  e  $nlc$  o número de medidas situado nas faixas precária e crítica. Ainda conforme a norma, o limite dos indicadores DRP e DRC são respectivamente 3% e 0,5%.

Cada conjunto de 1008 medidas compõe um indicador, desta forma os valores apurados para DRP e DRC deverão corresponder a média dos indicadores calculados entre todos os conjuntos de 1008 medidas válidas, que tenham sido apurados dentro de um mês civil.

De forma a obter a quantidade de medidas necessária, neste trabalho foram realizadas simulações de 7 dias consecutivos com o objetivo de obter os indicadores DRP e DRC para cada consumidor no período de maior ocorrência de sobretensão em virtude da elevada penetração fotovoltaica. Em razão de ter sido escolhido para análise o período mais crítico em relação ao nível de tensão, e valendo-se da premissa de que durante este

intervalo os indicadores em questão não serão violados, implica que para o restante do tempo não será verificada infração além dos limites impostos.

A análise da capacidade térmica será realizada no transformador de distribuição, por este ser um ativo que em geral possui custo mais elevado dentre os demais componentes de uma rede de distribuição. Os critérios utilizados nesta avaliação estão em conformidade com a norma NBR 5416/1997 que trata da aplicação de cargas em transformadores de potência [65]. Neste documento são apresentadas várias condições de carregamento das quais os fabricantes devem em conformidade projetar seus transformadores e também orienta o proprietário do equipamento a utilizá-lo de forma apropriada, minimizando danos e redução da vida útil.

Segundo a norma citada, o transformador deve admitir uma sobrecarga por tempo determinado não devendo ultrapassar o limite de 150% de sua capacidade nominal. Este valor de sobrecarga permitido sofre redução em razão de alguns fatores como temperatura ambiente, temperatura do óleo, temperatura dos enrolamentos e ciclo de carga.

Uma característica importante na determinação da máxima sobrecarga admitida pelo transformador trata-se da determinação da curva do ciclo de carga conforme apresentado em [65], bem como na determinação da duração do período de ponta de carga e sua respectiva carga inicial média. De modo simplificado, a partir das informações mencionadas, juntamente com o conhecimento da temperatura ambiente do local de instalação do transformador é possível determinar a máxima sobrecarga permissível e seu intervalo de tempo admitido.

Como o ciclo de carga dos transformadores é um fator de grande variabilidade, optou-se por adotar valores conservadores para avaliar a capacidade térmica deste equipamento. Desta maneira, foi assumido um valor de carga inicial média de 70%, temperatura ambiente de 40°C e um período permissível de sobrecarga de apenas 30 minutos, resultando segundo a norma em uma sobrecarga máxima de 129%. Assim sendo, foi considerado que o transformador poderá suportar até 1,29 pu de sua capacidade nominal por no máximo 30 minutos diários.

## 4.2 Sistemas de Teste e Ambiente de Simulação

A instalação de geração fotovoltaica no sistema de distribuição ocorre predominantemente nas redes de baixa tensão (BT). Desta forma, optou-se por utilizar um sistema com resultados consolidados na literatura e que fosse condizente com características físicas de topologia encontradas em um alimentador do sistema de distribuição. A rede de baixa tensão escolhida para alocar os DER e avaliar a capacidade de hospedagem foi o sistema *IEEE European Low Voltage Test Feeder* [66], o qual possui 55 consumidores distribuídos entre as três fases e tensão nominal fase-neutro de 240 V.

Com a finalidade de representar o sistema de média tensão (MT) foi conectado à rede mencionada no parágrafo anterior o sistema *IEEE 13 Node Test Feeder* [67]. Este alimentador com tensão de linha de 4,16 kV é caracterizado por apresentar um alto carregamento, regulador de tensão, banco de capacitores, linhas aéreas e subterrâneas.

A Figura 4.2 apresenta o ponto que foi definido para conexão entre os dois sistemas teste. Nesta interligação foi necessário realizar uma adequação na tensão do transformador entre as redes de média e baixa tensão. A carga que estava conectada no nó 634 da rede de média tensão foi substituída pelo sistema de baixa tensão, sendo feita uma adequação na potência do transformador apenas para compatibilização. Os dados completos de ambos sistemas utilizados podem ser obtidos em [66] e [67].

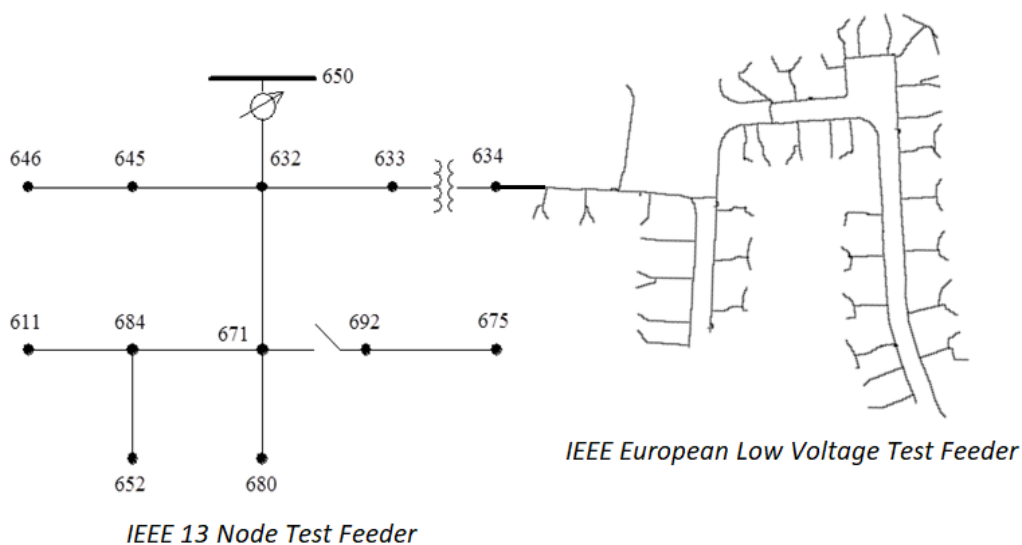


Figura 4.2 – Conexão dos sistemas teste do IEEE [66] [67] (adaptada).

O ambiente de simulação utilizado para realizar a análise do comportamento dos sistemas de distribuição foi o OpenDSS [68] desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI). Esta ferramenta é voltada para a simulação de redes de distribuição no domínio da frequência (fasorial em regime permanente), tendo como principais características a resolução de fluxo de potência em modos *snapshot* e séries temporais quase estáticas (*Quasi Static Time Series – QSTS*), análise harmônica, estudo de faltas, cálculo de perdas técnicas, além de possuir suporte para análise de aspectos relacionados à geração distribuída e *smart grids*.

Esse *software* possui grande aceitação na comunidade acadêmica e em empresas por ser voltado para sistemas de distribuição e pelo fato de ser um simulador gratuito de código aberto. Mais especificamente no caso do Brasil, o OpenDSS teve sua utilização incentivada após a publicação da nota técnica 0057/2014-SRD/ANEEL da Agência Nacional de Energia Elétrica, que instituiu esta ferramenta a ser utilizada no cálculo de perdas técnicas na distribuição [69].

Em relação ao trabalho proposto nesta dissertação, o OpenDSS possibilitou a resolução de fluxos de potência sequenciais com alta resolução (1 minuto), permitindo a inclusão de painéis fotovoltaicos, sistemas de armazenamento de energia e a utilização dos controles presentes nos inversores inteligentes. Esta resolução de tempo torna-se necessária para conseguir visualizar de forma adequada a atuação dos controles dos inversores, uma vez que variações na irradiância dos painéis fotovoltaicos ocorrem continuamente e os controles atuam em tempo real. Para obter a resposta sequencial de um período diário, semanal ou anual, é necessário que se incluam como dados de entrada o perfil de variação das cargas e dados referentes a geração fotovoltaica como o perfil de irradiância da localidade.

O uso do OpenDSS pode ser potencializado quando empregado juntamente com a interface de comunicação COM (*Component Object Model*), que permite com que outras linguagens de programação como Matlab, Python, VBA e C++ acionem externamente o simulador, possibilitando com isto implementar controles não existentes no *software*, além da utilização de estruturas de repetição como laços *for*, *while* e outros.

Em virtude deste trabalho necessitar da implementação de um controle específico para o sistema de armazenamento por baterias, será utilizado o programa Matlab [70] para

realizar a implementação do controle que aciona o OpenDSS via interface COM e tratar os dados de entrada e saída da simulação.

### 4.3 Perfis de Carga e Irradiância

Conforme proposto nas seções anteriores, serão realizadas simulações com resolução de 1 minuto e duração de uma semana, permitindo assim, visualizar o funcionamento dos controles com alta resolução e proceder a validação dos indicadores de sobretensão que são apurados no período de 7 dias consecutivos.

A seleção do período de uma semana a ser analisada consistiu inicialmente em obter curvas de diferentes perfis anuais de carga para os 55 clientes do alimentador de baixa tensão e o perfil anual de irradiância de uma localidade, todos possuindo a resolução desejada.

Em razão da dificuldade de obter dados de perfis de carga reais com alta resolução, foi utilizada a ferramenta denominada *CREST Demand Model* [71] desenvolvida no *Centre for Renewable Energy Systems Technology* da universidade de Loughborough na Inglaterra. Esta ferramenta utiliza um modelo estocástico de demanda doméstica para produzir dados de consumo de energia residencial com resolução de um minuto, baseada em padrões de ocupação e atividade diários. O modelo inclui uma representação do consumo residencial em relação à iluminação e diversos eletrodomésticos como geladeiras, freezers, televisores, micro-ondas, máquina de lavar roupas, chuveiro elétrico, dentre outros. Na Figura 4.3 é ilustrado como exemplo o perfil de carga de um dos clientes no período de 24 horas gerada pela ferramenta em questão.

Após simular o sistema com os perfis de carga gerados, foi constatado um carregamento máximo anual de 80 kVA na rede de baixa tensão. Este valor foi adotado como base para definir a capacidade de hospedagem e utilização na definição da potência do transformador de 112,5 kVA entre as redes MT/BT, que é o do valor comercial superior mais próximo.

O perfil de irradiância solar anual com resolução de 1 minuto foi obtido por meio de dados do Projeto Sonda do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) [72]. Este projeto possui algumas estações de medição espalhadas pelo Brasil com o objetivo



realizar o levantamento dos recursos de energia solar e eólica para melhorar a base de dados nacional. Das informações disponíveis no site do projeto optou-se por utilizar os dados da estação que apresentasse o período completo de um ano de medições sem que houvesse perda de dados ou que tivessem suspeita de erro, sendo escolhido, o ano de 2015 da estação da cidade Natal no estado do Rio Grande do Norte.

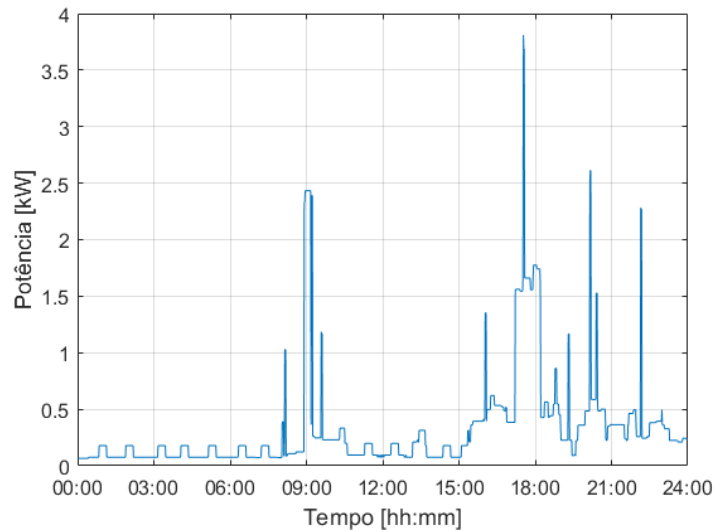


Figura 4.3 – Exemplo de perfil de consumo de uma residência durante 24 horas.

Embora a incidência de raios solares varie em uma área de tamanho reduzido em função da posição do painel fotovoltaico e por diferentes fatores de sombreamento em cada cliente, foi considerado nas simulações o perfil de irradiância semelhante para todas as instalações. Os dados do INPE representam a máxima quantidade de radiação solar que incide naquela localidade, desta forma a adoção deste perfil para todos consumidores faz com que os resultados sejam conservadores, pois retrata o cenário em que a máxima irradiância incide sobre os painéis.

Em seguida foi feita uma simulação anual com os dados dos perfis de carga e irradiância para determinar o período de 7 dias consecutivos com maior geração de energia fotovoltaica exportada da rede de baixa tensão para rede de média tensão (fluxo reverso). Nesta condição foi alocada uma alta penetração de painéis fotovoltaicos, com intuito apenas de identificar o período desejado.

O motivo da escolha para análise dos 7 dias em que ocorre maior exportação de energia com fluxo reverso no transformador da rede de baixa tensão, em detrimento ao período de maior irradiância solar, se deve ao fato dos problemas de sobretensão e

violação de capacidade térmica serem intensificados na condição escolhida, pois neste momento a geração está alta e a carga baixa. Em outras palavras, está sujeito a análise de casos em que o período com maior incidência solar corresponda à demanda elevada nos consumidores, tendo como resultado, um efeito de redução dos indicadores. Portanto, o mais correto seria analisar o período em que seja considerada, concomitantemente, elevada geração de energia fotovoltaica e baixo consumo de energia nos clientes.

O perfil da irradiância dos 7 dias consecutivos que resultou na exportação de energia da rede de baixa tensão para a rede de média tensão encontra-se ilustrado Figura 4.4. Os dados dos perfis de carga destes mesmos dias serão utilizados para realizar a simulação semanal. Nas simulações o perfil de irradiância foi normalizado para evitar a saturação do sistema fotovoltaico, pois em geral os inversores são dimensionados para a capacidade de geração da localidade em que estão instalados.

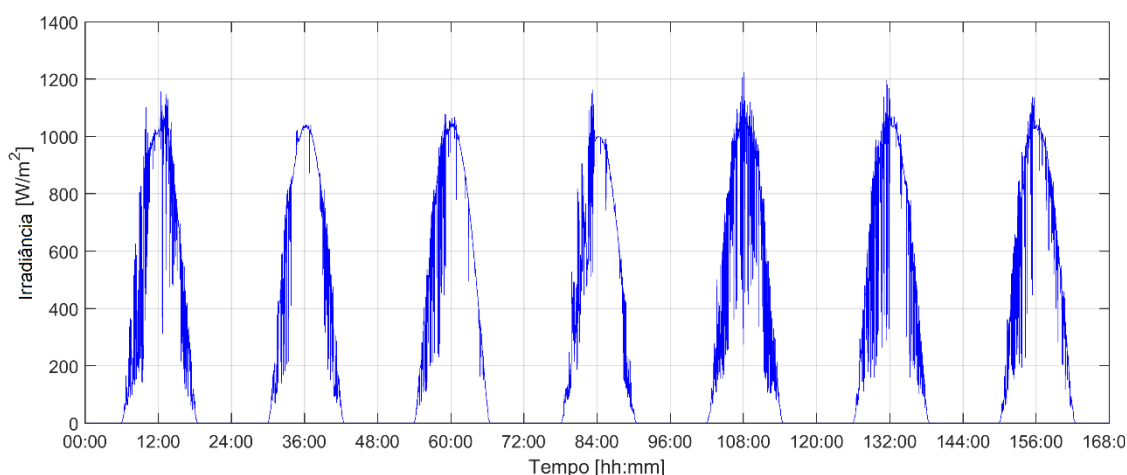


Figura 4.4 – Perfil de irradiância selecionado.

Para fins de melhor visualização, na Figura 4.5 encontra-se demonstrado apenas o perfil do quinto dia, o qual apresenta a máxima irradiância e também as maiores variações devido à presença de sombreamento.

O perfil de tensão de todos os 55 clientes, o consumo de potências ativa, reativa e aparente verificados no transformador MT/BT, relativos a operação da rede de baixa tensão para o período escolhido sem a presença de GD encontram-se ilustrados respectivamente na Figura 4.6, Figura 4.7 e Figura 4.8. A tensão de todos os clientes foi representada somente em um gráfico para melhor visualização do comportamento geral do sistema e também porque ficaria inviável representá-las individualmente.

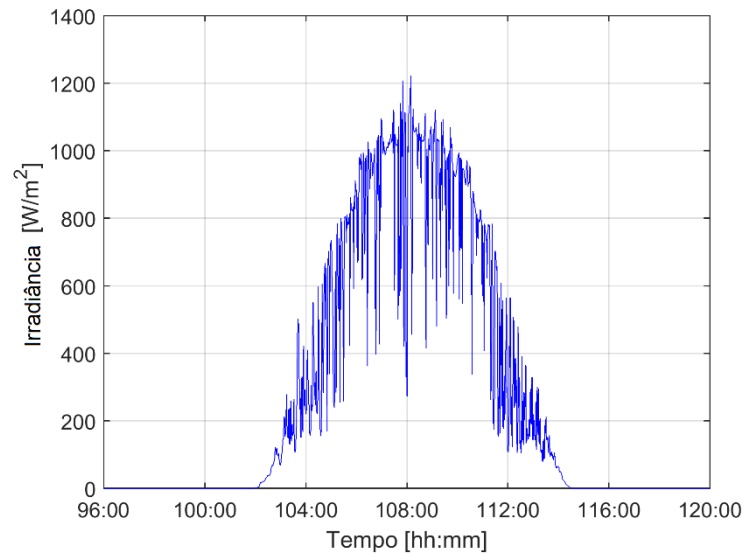


Figura 4.5 – Perfil de irradiância do quinto dia.

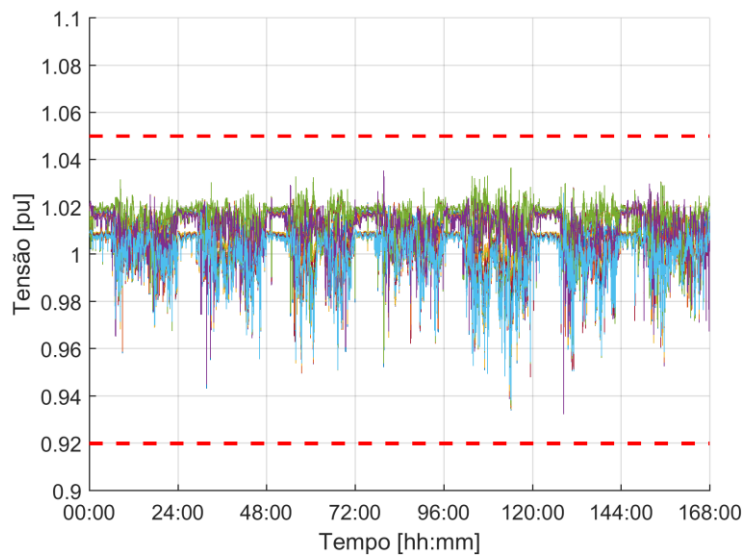


Figura 4.6 – Perfil de tensão dos 55 consumidores BT (sem GD).

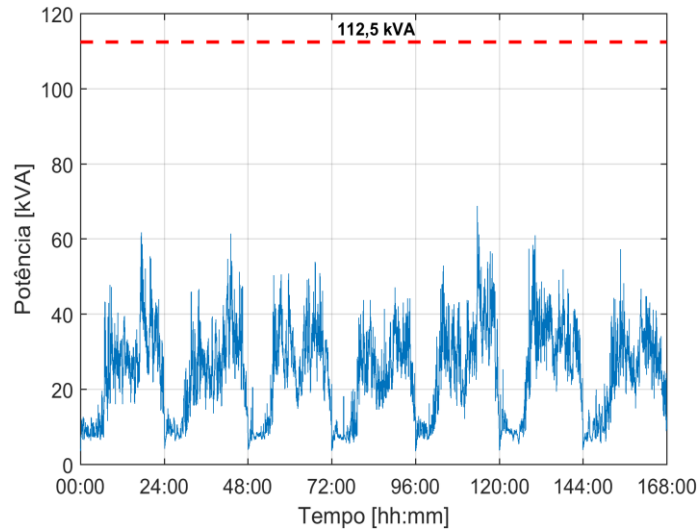


Figura 4.7 – Potência aparente no transformador MT/BT (sem GD).

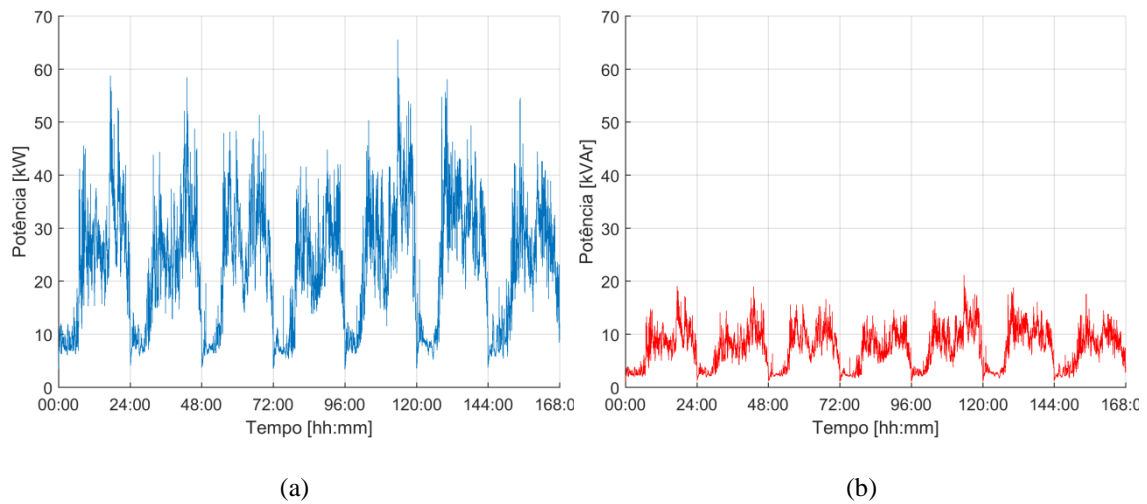


Figura 4.8 – Potência (a) ativa e (b) reativa no transformador MT/BT (sem GD).

#### 4.4 Fator de Capacidade da Geração Fotovoltaica

O fator de capacidade (FC) é definido como a razão, em um determinado intervalo de tempo, entre a produção de energia efetiva e o que seria produzido caso a geração operasse continuamente em sua capacidade nominal durante todo tempo [73].

De forma geral as usinas hidrelétrica, termelétrica, nuclear e biomassa, são projetadas para a gerarem energia elétrica próximo de sua capacidade instalada durante a maior parte do tempo de operação, conseqüentemente estes empreendimentos tendem a

apresentar um valor mais alto de fator de capacidade. Este evento decorre da possibilidade de prever e controlar o fluxo do fluido que movimenta as turbinas nestes tipos de usinas. Entretanto, na geração de energia por fontes renováveis de característica intrinsecamente intermitentes como a solar e eólica, o fator de capacidade tende a ser mais baixo devido a alta variabilidade dos raios solares e do vento.

No caso específico da geração fotovoltaica a produção de energia, além de ser afetada por condições climáticas como dias de pouca radiação solar ou sombreamento momentâneo causado por nuvens, o fator de capacidade sofre ainda uma redução pelo motivo deste tipo de geração somente ocorrer durante o período diurno. A Tabela 4.2 apresenta dados de estudos realizados em 2016 pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [73] e em 2014 pelo Ministério de Minas e Energia [74] sobre o fator de capacidade de projetos solares de grande porte com estruturas fixas (painel solar sem movimentação) em comparação com outros tipos de geração.

Tabela 4.2 – Fator de capacidade médio.

<b>Geração</b>	<b>Fator de Capacidade [%]</b>
Solar	18 a 28
Eólica	38
Hidrelétrica	49
Óleo (fóssil)	64
Carvão Mineral	67
Gás Natural	73
Nuclear	88

Em virtude das características mencionadas em relação à geração fotovoltaica, as quais a colocam com a detentora do menor fator capacidade, foi realizada a análise desta variável para cada controle simulado. Esta avaliação principalmente no caso do controle Volt-Watt será de grande relevância, pois como seu modo de atuação se dá pela limitação da potência ativa de saída do inversor, acarreta na redução do fator de capacidade para esta condição. Desta forma o valor do fator de capacidade para o período de simulação de uma semana é calculado pela equação (4.3).

$$FC = \frac{E_{Gerada} \times 100}{E_{m\acute{a}x}} = \frac{E_{Gerada} \times 100}{N_{Clientes\_PV} \times PFV_{kWp} \times 24 \times 7} \quad [\%] \quad (4.3)$$

Sendo,

$FC$ : Fator de capacidade;

$E_{Gerada}$ : Energia total gerada em kWh;

$E_{Máx}$ : Energia máxima que pode ser gerada no período analisado em kWh;

$N_{Clientes_{PV}}$ : Número de clientes com sistemas fotovoltaicos;

$PFV_{kWp}$ : Potência instalada do sistema fotovoltaico em kWp.

## 5 AVALIAÇÃO DETERMINÍSTICA DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM

Neste capítulo serão apresentados os resultados da avaliação da capacidade de hospedagem pelo método determinístico. Embora esta abordagem seja de certa forma limitada por somente avaliar a operação da rede para um cenário específico de alocação de recursos energéticos distribuídos, esta análise serve como parâmetro para realizar a comparação da eficácia entre os controles na mitigação dos problemas de sobretensão e capacidade térmica com o gradual aumento da penetração de sistemas fotovoltaicos.

### 5.1 Simulação Determinística

No método determinístico de simulação proposto neste trabalho são realizadas alocações predefinidas de sistemas de geração fotovoltaicos com capacidade de 5 kWp (Quilowatt-pico). Este valor foi definido com base nas informações de estudos realizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [11] e pelo Ministério de Minas e Energia (MME) [75], os quais verificaram que a geração fotovoltaica residencial representa entre 75% a 79% das unidades instaladas, sendo que 72% deste quantitativo possui potência igual ou inferior a 5 kWp. Portanto, a capacidade definida para os painéis na simulação possibilitará avaliar as condições críticas nas quais as redes de distribuição poderão estar submetidas. A Figura 5.1 ilustra a distribuição percentual dos SFV por faixa de capacidade instalada.

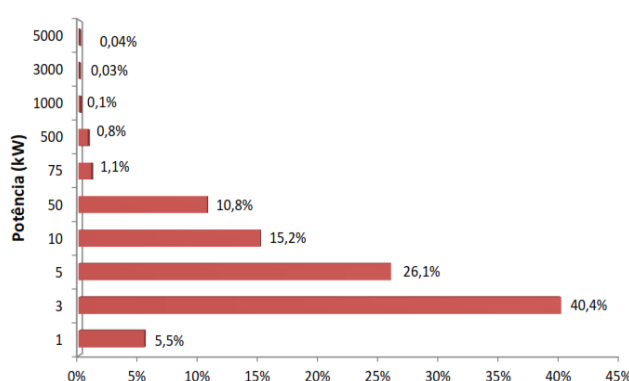


Figura 5.1 – Distribuição percentual dos SFV por faixa de capacidade instalada [11].

Na Figura 5.2 pode ser vista a posição dos consumidores na rede de baixa tensão e na Tabela 5.1 é apresentada a sequência de alocação utilizada nas simulações. Nessa sequência procurou-se manter a distribuição dos DERs seguindo a proporção da quantidade de clientes conectados por fase estabelecida no sistema teste. Como pode ser visto na Figura 5.2, as fases A, B e C possuem, respectivamente, 21, 19 e 15 consumidores monofásicos conectados que representam aproximadamente, 38%, 35% e 27% do total de consumidores. Desta maneira foi estabelecida uma sequência de alocação ideal em relação as fases. Finalmente, de posse da fase que deve ter GD alocada, foi feito um sorteio aleatório entre os clientes da fase em questão para definir em qual ordem de alocação este consumidor terá DER atribuído. Embora esta sequência de alocação seja uma situação idealizada, este procedimento teve o objetivo de comparar para uma mesma condição a eficácia e capacidade de hospedagem entre os controles.

Essa sequência de alocação será integralmente aplicada ao sistema e havendo ocorrência de violação de algum indicador será reduzida em ordem inversa uma unidade de geração distribuída em cada simulação subsequente até que as variáveis medidas na rede estejam dentro dos patamares desejados. Portanto, o número de SFV presentes que não causam violação será admitido como a capacidade de hospedagem. É importante advertir que por se tratar de uma análise determinística, a capacidade de hospedagem definida somente é válida para esta sequência de alocação, desta forma, caso seja alterada esta ordem, a quantidade máxima admitida de recursos energéticos distribuídos pela rede divergirá do valor estipulado. Posteriormente, será feita uma análise probabilística para considerar uma multiplicidade de cenários de alocação.

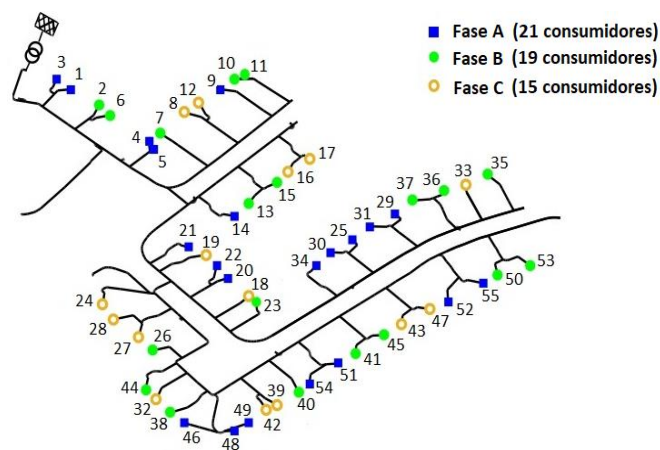


Figura 5.2 – Distribuição de clientes por fase [76] (adaptada).



Tabela 5.1 – Sequência de alocação de sistemas fotovoltaicos.

Ordem de alocação	Fase	Cliente	Ordem de alocação	Fase	Cliente	Ordem de alocação	Fase	Cliente
1°	A	9	21°	C	28	41°	B	38
2°	A	21	22°	A	31	42°	C	24
3°	B	7	23°	B	50	43°	A	30
4°	A	34	24°	C	43	44°	B	26
5°	B	23	25°	A	20	45°	C	16
6°	C	19	26°	B	13	46°	A	22
7°	A	29	27°	C	42	47°	B	15
8°	B	35	28°	A	4	48°	C	12
9°	C	33	29°	B	2	49°	A	1
10°	A	48	30°	C	8	50°	B	6
11°	B	44	31°	A	25	51°	A	14
12°	C	32	32°	B	40	52°	B	10
13°	A	51	33°	C	18	53°	A	3
14°	B	45	34°	A	46	54°	B	11
15°	C	39	35°	B	37	55°	A	5
16°	A	55	36°	C	27			
17°	B	53	37°	A	54			
18°	C	47	38°	B	41			
19°	A	52	39°	C	17			
20°	B	36	40°	A	49			

## 5.2 Capacidade de Hospedagem sem Controle

Embora o foco desta dissertação seja avaliar a capacidade de hospedagem atingida por meio do uso de controles nos inversores inteligentes e sistema de armazenamento, é de grande importância ter o conhecimento do quanto de penetração a rede de baixa tensão pode comportar sem ter seus limites violados com a presença dos sistemas fotovoltaicos sem os controles abordados por este trabalho.

A determinação da capacidade de hospedagem sistemas fotovoltaicos admitida pela rede de distribuição sem causar violação dos indicadores foi realizada conforme orientado na seção anterior, consistindo na utilização do mesmo critério de alocação com ordem predefinida de DER.

O valor encontrado como capacidade de hospedagem para esta condição foi de 131,25%, significando a alocação na ordem definida de 21 sistemas de geração fotovoltaicas de 5 kWp (totalizando 105 kWp) em relação a base de 80 kVA (pico anual máximo de consumo do alimentador de baixa tensão). Vale salientar que este percentual representa a máxima penetração permitida somente para o caso simulado, tendo atingido este patamar elevado em razão dos painéis solares terem sido alocados de forma proporcionalmente ideal em relação a distribuição de clientes nas fases. Como será visto no próximo capítulo, que trata das simulações pelo método estocástico na alocação dos painéis, a capacidade de hospedagem sofrerá redução considerável, assumindo valores mais condizentes com os encontrados na literatura.

A Figura 5.3 apresenta o perfil de tensão dos 55 consumidores com a capacidade de hospedagem em questão. Conforme pode constatado, ocorreram alguns breves instantes com sobretensão acima de 1,05 pu, entretanto este fato não resultou na violação dos indicadores DRC e DRP.

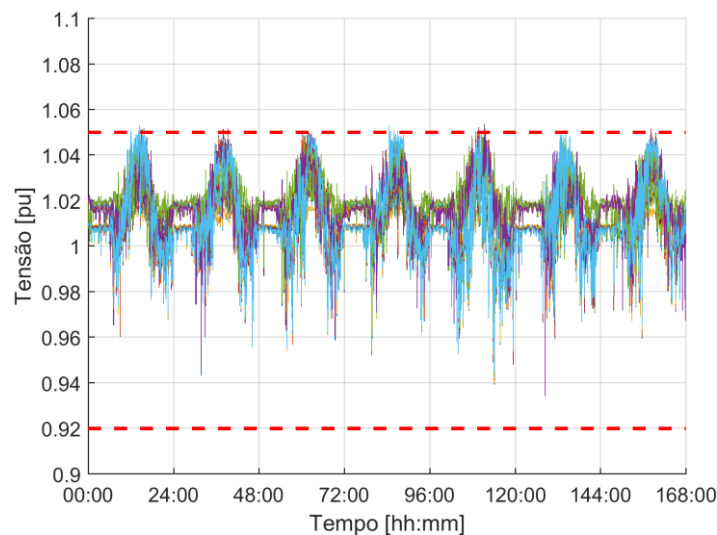


Figura 5.3 – Perfil de tensão nos consumidores BT (sem controle).

De acordo com o esperado, o nível de tensão foi o fator limitante da capacidade de hospedagem do sistema com os inversores operando com fator de potência unitário e sem qualquer tipo de restrição para injeção de potência ativa. Nesta condição a capacidade térmica do transformador da rede BT se manteve durante todo período analisado dentro dos limites operativos nominais. A Figura 5.4 demonstra a potência aparente medida no

transformador com a indicação de sua potência nominal e a Figura 5.5 apresenta separadamente as potências ativa e reativa.

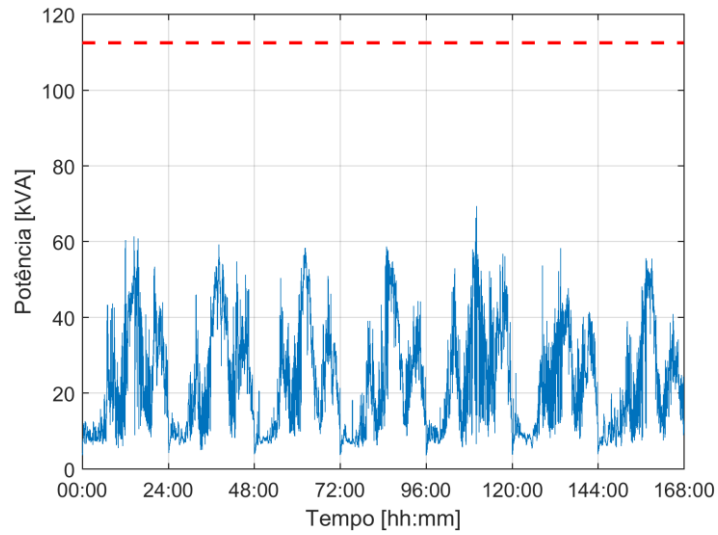


Figura 5.4 – Potência aparente no transformador MT/BT (sem controle).

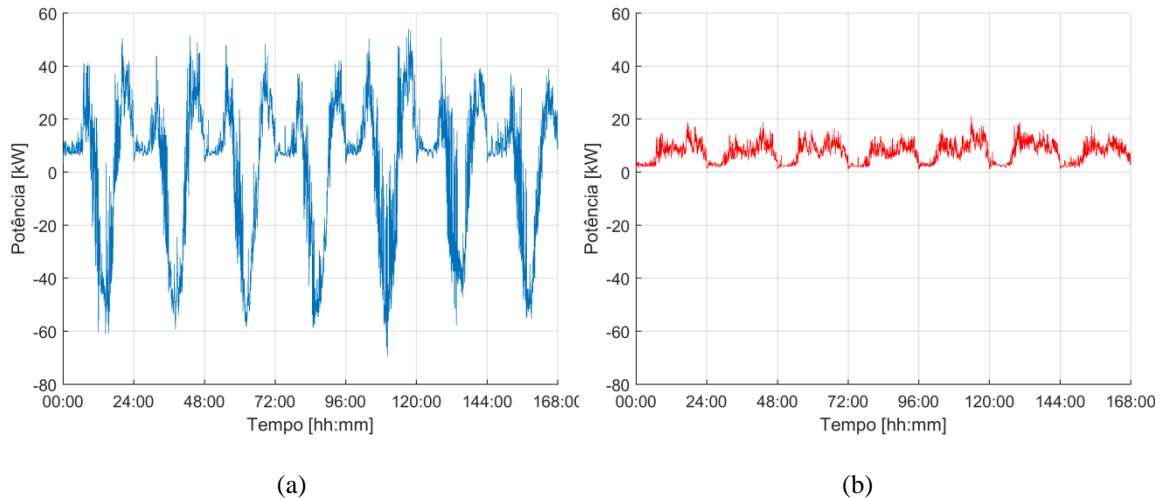


Figura 5.5 – Potência (a) ativa e (b) reativa no transformador MT/BT (sem controle).

Devido à convenção assumida no sentido do fluxo da potência, a parte positiva do gráfico (a) da Figura 5.5 representa um consumo de potência ativa pelos consumidores BT (fluxo radial normal da rede de distribuição) e a parte negativa representa os momentos de fluxo reverso da rede de baixa tensão para a rede média tensão ocorrido nos períodos com geração maior que a demanda.

## 5.3 Resultados com Controle Único

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos nas simulações com apenas a presença de um controle em cada caso. As estratégias de controles analisadas serão Volt-VAr, Volt-Watt e o sistema de armazenamento por baterias com controle de sobretensão. Para as condições analisadas, foi considerado que todos os clientes alocados com sistema de geração fotovoltaica tivessem apenas um tipo de controle associado à instalação. O estudo deste tipo de situação é importante para mensurar o potencial de cada controle frente aos problemas enfrentados em virtude da alta penetração de recursos energéticos distribuídos.

Destaca-se que os resultados individuais dos indicadores de tensão para cada consumidor e da capacidade térmica do transformador estão apresentados no Apêndice A. Desta forma, para uma melhor compreensão dos resultados mostrados nas ilustrações contidas nesta seção é indicado realizar uma comparação com os valores aferidos pelos indicadores na parte pós-textual.

### 5.3.1 Volt-VAr

O primeiro quesito definido para atuação do controle Volt-VAr trata-se da quantidade de reativos que o inversor pode compensar. Para este parâmetro foi definido uma máxima capacidade de compensação reativa com limite do fator de potência de 0,9. Este valor define o limite máximo de reativo indutivo ou capacitivo a ser compensado, em relação a potência aparente do inversor, independentemente de qual seja sua potência nominal.

No caso de uma potência aparente adotada para o inversor de 5 kVA, um fator de potência de 0,9 resulta numa compensação reativa máxima de 2,18 kVAr. Embora os inversores disponíveis no mercado possibilitem ajustar o fator de potência em uma faixa maior que o escolhido, este ajuste foi definido levando em consideração um patamar que permitisse eficácia na compensação e não sobrecarregasse demasiadamente a rede com fluxo reativo.

Posteriormente foi necessário definir no OpenDSS uma importante característica para a operação deste controle que trata da referência da quantidade de potência reativa

disponível no inversor no momento da absorção ou fornecimento de reativos [51]. Para entender a diferença entre os dois modos disponíveis deve-se ter em mente que a potência aparente do conversor é fixa, portanto, quando o valor resultante entre a potência ativa gerada e a quantidade necessária de potência reativa a ser compensada pelo controle Volt-VAr exceder o valor nominal da potência aparente, haverá de ocorrer redução em uma das duas potências para adequar a capacidade nominal do inversor. Desta forma um dos modos concede prioridade ao valor necessário de reativos a serem compensados e reduz a potência ativa gerada, já o outro modo prioriza a geração de energia ativa e consequentemente realiza uma redução na potência reativa. Nesta dissertação foi considerado o uso do último modo citado, uma vez que o controle Volt-Watt já realiza corte de potência ativa.

A análise do controle Volt-VAr foi realizada com duas configurações de curvas distintas, visando identificar qual destes ajustes proporcionaria uma maior capacidade de hospedagem para a rede de distribuição. A primeira configuração consistiu na definição de pontos na curva para início da compensação de reativos indutivos quando fosse atingido um nível superior a 1,03 pu de tensão e fornecendo sua máxima capacidade reativa disponível em 1,05 pu. Da mesma forma uma segunda curva foi definida com início da compensação de reativos indutivos quando fosse atingido um nível superior a 1,04 pu e fornecendo sua máxima capacidade reativa disponível também no nível de 1,05 pu. Os valores para compensação de reativos capacitivos acompanharam a mesma relação com referência a tensão de 1 pu. A Figura 5.6 ilustra os pontos mencionados para ambas as curvas.

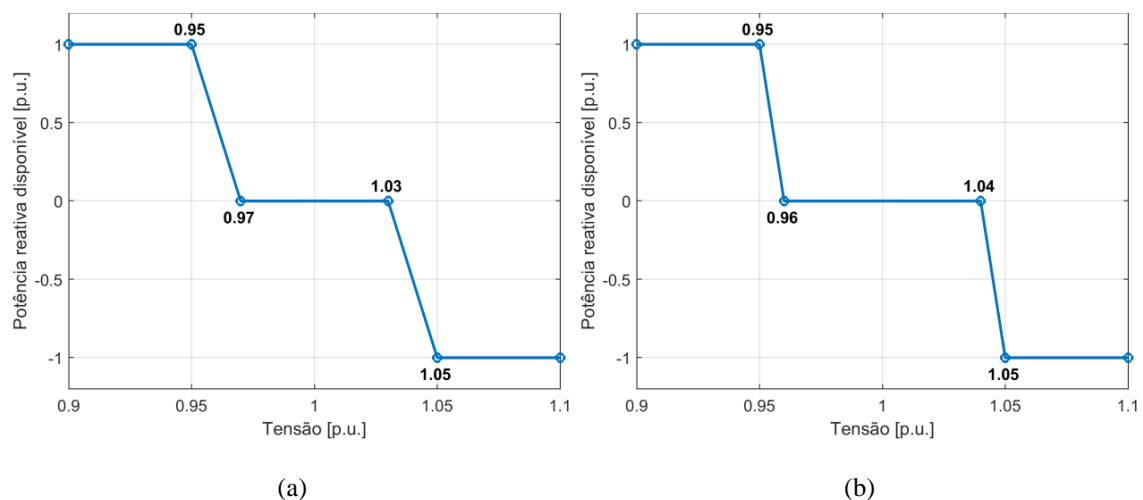


Figura 5.6 – Curvas de ajuste (a) 1,03 pu e (b) 1,04 pu do controle Volt-VAr.

Ressalta-se que está sendo dado foco na região da compensação reativa para sobretensão, a qual ocorre quando o inversor opera absorvendo reativo indutivo, por esta razão as curvas foram nomeadas relativas ao nível de tensão de 1,03 pu e 1,04 pu. O motivo do enfoque conferido a esta condição está na razão da geração de energia pelos painéis fotovoltaicos provocarem um aumento da tensão no ponto de conexão, sendo necessário desta forma que o conversor trabalhe essencialmente na região de compensação reativa indutiva.

As capacidades de hospedagem verificadas para os controles em questão foram de 218,75% para a curva de 1,03 pu e 225% para a curva de 1,04 pu, significando respectivamente uma penetração de 35 e 36 sistemas fotovoltaicos. Embora as curvas ajustadas tenham ponto de início de atuação do controle em pontos diferentes, a capacidade de hospedagem foi praticamente a mesma em ambas situações simuladas, no entanto optou-se por apresentar somente gráficos de tensão e potência do controle com curva de 1,04 pu. O perfil de tensão dos clientes da rede de baixa tensão pode ser visualizado na Figura 5.7. Convém destacar que mesmo havendo alguns curtos períodos em sobretensão os indicadores não foram violados.

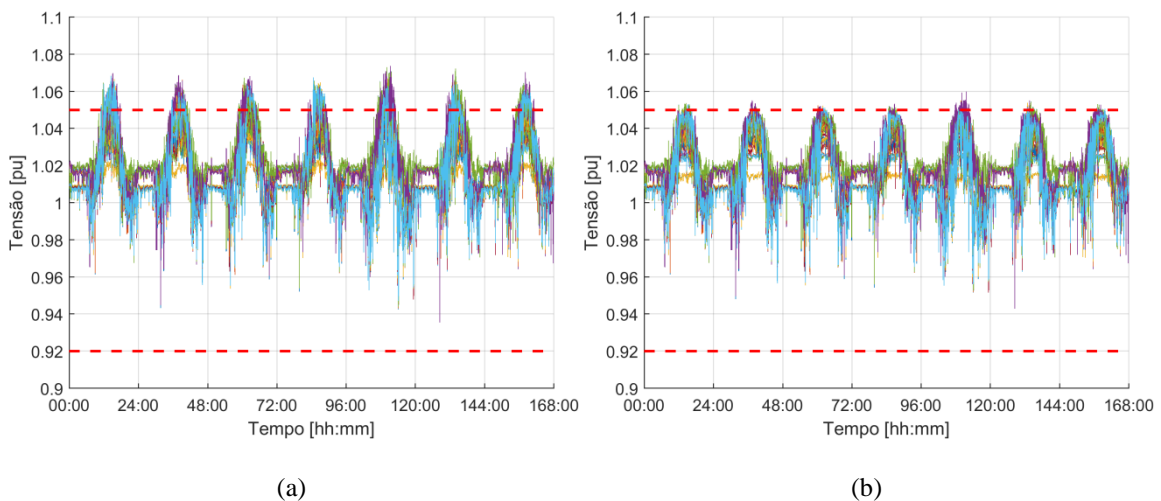


Figura 5.7 – Perfil de tensão no consumidores: (a) sem controle (b) controle Volt-VAr 1,04 pu.

A potência aparente no transformador MT/BT encontra-se apresentada respectivamente na Figura 5.8. Embora tenham sido verificados períodos de sobrecarga no transformador, os valores aferidos estão dentro do limite para o indicador de capacidade térmica, pois é admitida uma sobrecarga de 1,29 pu por no máximo 30 minutos diários.

O motivo do aumento da potência aparente verificado com o uso o controle Volt-VAr é explicado pela compensação de reativos de característica indutiva pelos inversores, conforme ilustrado na Figura 5.9. A potência ativa não foi representada, pois o controle em questão não realiza nenhuma ação nesta variável.

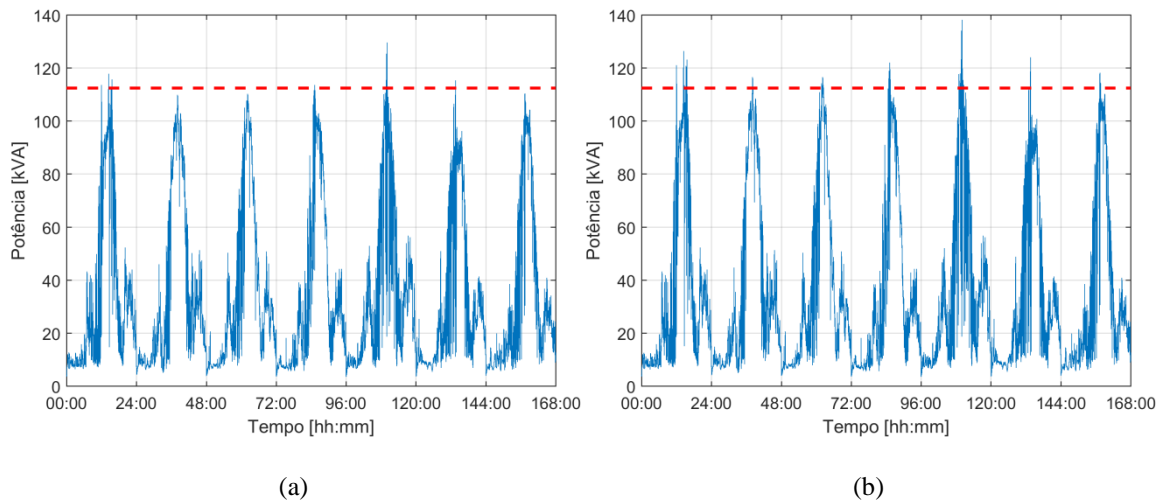


Figura 5.8 – Potência aparente no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-VAr 1,04 pu.

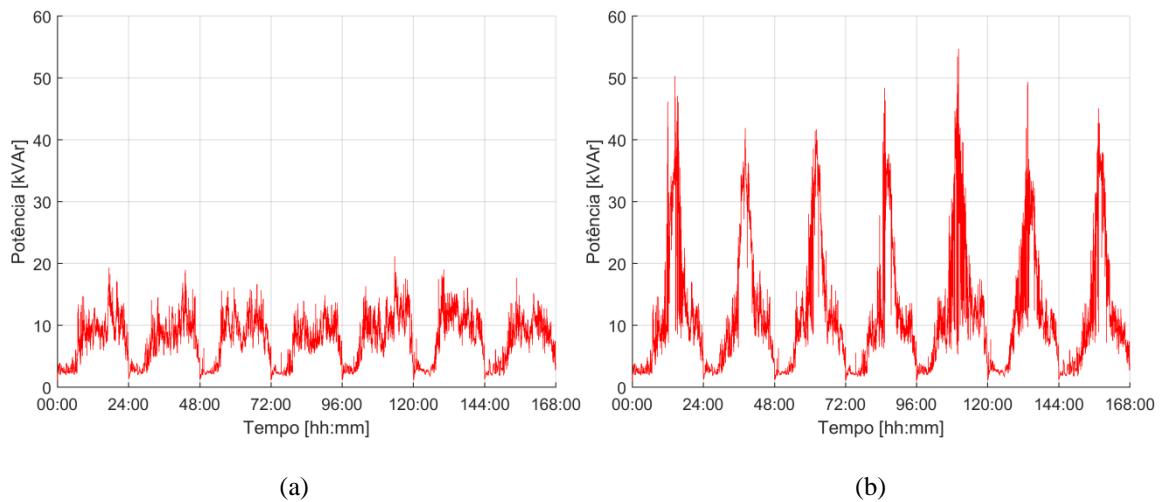


Figura 5.9 – Potência reativa no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-VAr 1,04 pu.

Conforme pode ser constatado na Figura 5.9, o controle Volt-VAr apresentou como efeito o aumento no consumo de potência reativa para atuar na redução da sobretensão. O controle em questão funcionou de acordo com o esperado, entretanto houve considerável aumento da corrente reativa no sistema, a qual acarreta na elevação das perdas técnicas.

De acordo com os resultados obtidos, o aumento da corrente reativa no circuito limitou a capacidade de hospedagem em virtude do limite de sobrecarga atingido.

Portanto, para este caso seria possível inserir mais sistemas de geração fotovoltaica sem violar o indicador de tensão, entretanto seria violado o indicador de capacidade térmica.

Conforme pode ser constatado no Apêndice A, no caso sem controle houveram 30 clientes com violação de tensão, já no caso com controle Volt-VAr não houve nenhuma transgressão. A capacidade térmica não foi violada em nenhuma das situações. A Tabela 5.2 apresenta os valores máximos verificados para os indicadores.

Tabela 5.2 – Valores máximos dos indicadores (controle Volt-VAr).

Caso	Tensão			Capacidade Térmica		
	Violações	DRP [%]	DRC [%]	Tempo [min]	S [pu]	Dias Violados
Sem Controle	30	9,23	4,27	10	1,15	0
Volt-VAr	0	2,58	0	24	1,24	0

### 5.3.2 Volt-Watt

Assim como feito na seção anterior, a análise do controle Volt-Watt também foi realizada com duas configurações de curvas com a finalidade de identificar qual dos ajustes proporcionaria uma maior penetração de geração distribuída. A primeira curva foi definida para iniciar o corte gradativo de potência ativa a partir do momento que a tensão ultrapassasse 1,03 pu no ponto de conexão, atingindo seu corte máximo quando a tensão superasse o limite definido por norma de 1,05 pu. A segunda curva foi definida da mesma forma, entretanto o início do corte se deu quando a tensão superasse os 1,04 pu do nível de tensão. Na Figura 5.10 estão ilustradas as duas curvas com os pontos de atuação configurados.

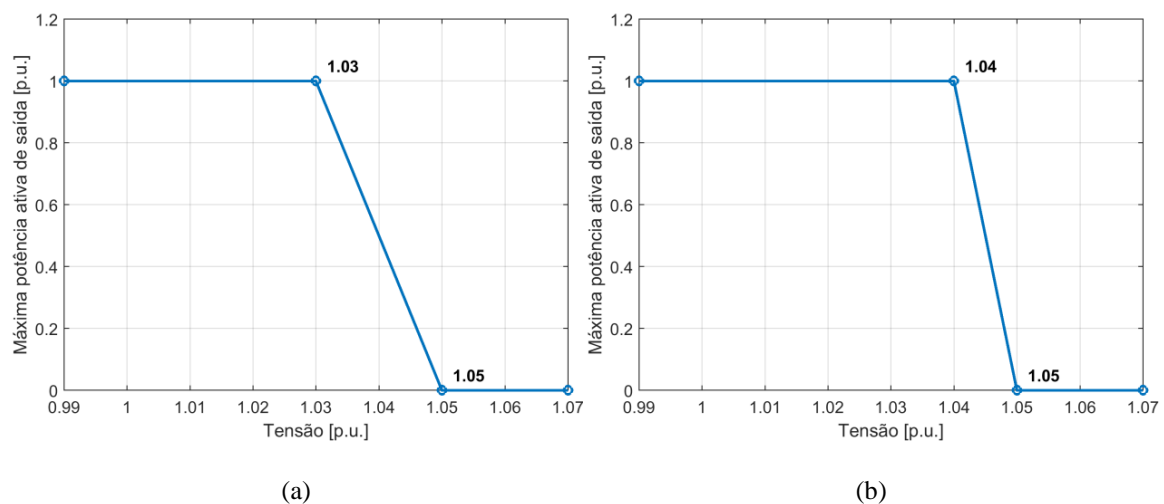


Figura 5.10 – Curvas de ajuste (a) 1,03 pu e (b) 1,04pu do controle Volt-Watt.



A capacidade de hospedagem da rede com os controles configurados conforme apresentado acima foi de 225% para a curva de 1,04 pu e 275% para a curva de 1,03 pu, resultando respectivamente em 36 e 44 sistemas de geração fotovoltaicos alocados.

Conforme era esperado, a curva de ajuste com início da atuação do controle em 1,03 pu de tensão propiciou a admissão de uma penetração de GD consideravelmente superior em relação a configuração com curva de 1,04 pu. No entanto a limitação da injeção de potência ativa realizada pela primeira curva é maior, fazendo com que a perspectiva de uma maior quantidade de energia cortada não seja atrativa do ponto de vista do proprietário do sistema fotovoltaico.

Em razão da característica similar da resposta do controle para ambas curvas configuradas, serão apresentados os gráficos apenas do resultado com a maior capacidade de hospedagem (curva 1,03 pu). O perfil de tensão verificado nos pontos de conexão da rede de baixa tensão encontra-se exposto na Figura 5.11.

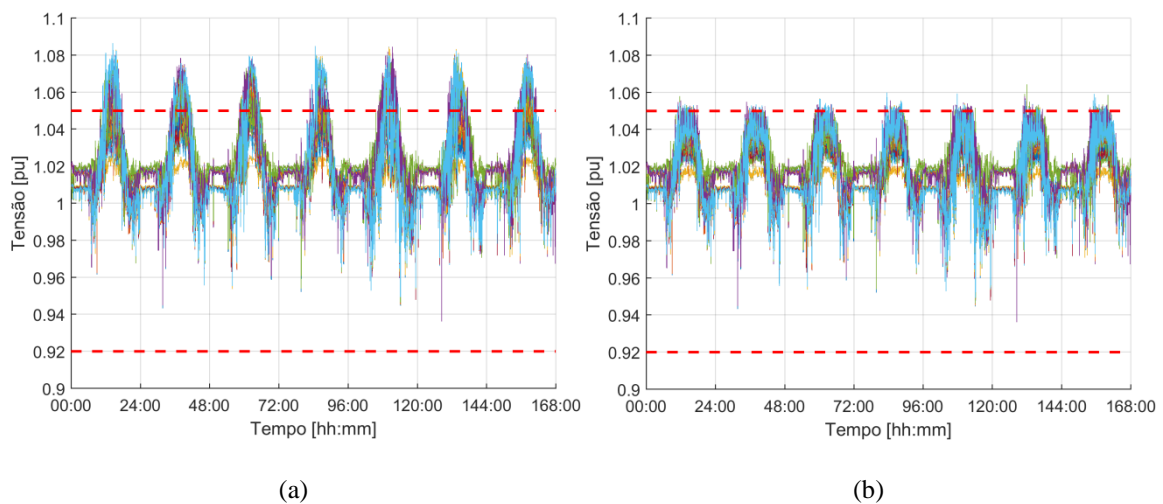


Figura 5.11 – Perfil de tensão nos consumidores: (a) sem controle (b) controle Volt-Watt 1,03 pu.

O indicador limitante da capacidade de hospedagem para as simulações com o controle Volt-Watt foi o de sobretensão. O corte de geração ocasionou redução do fluxo reverso na rede, desta forma, caso fossem adicionadas mais unidades de geração seria violado apenas o indicador de sobretensão. O efeito na redução do fluxo no transformador em relação à potência aparente pode ser visualizado na Figura 5.12.

O corte na potência ativa realizado pelo controle Volt-Watt pode ser observado na Figura 5.13. A potência reativa não foi incluída na análise tendo em vista que este controle não realiza ações de controle nesta variável.

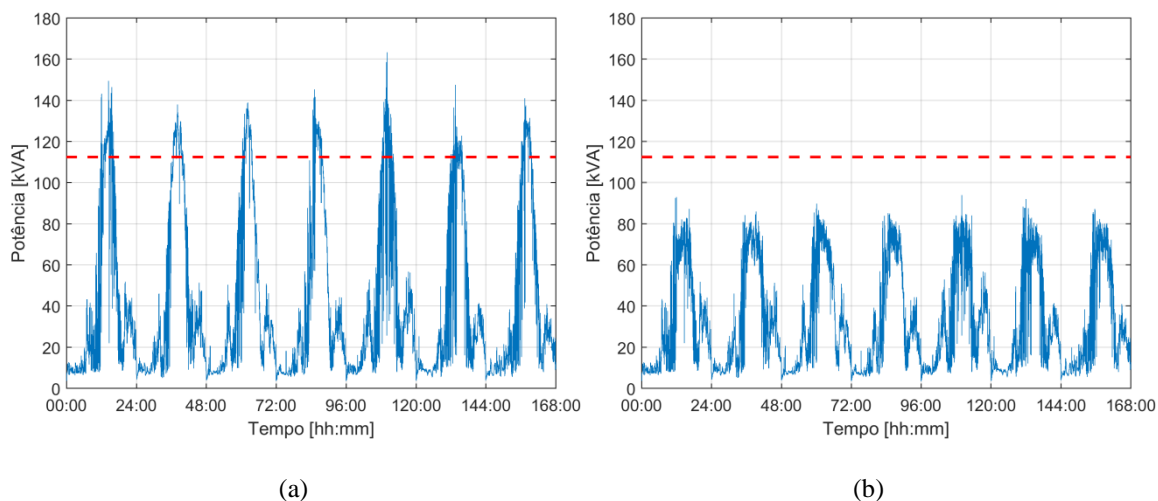


Figura 5.12 – Potência aparente no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-Watt 1,03 pu.

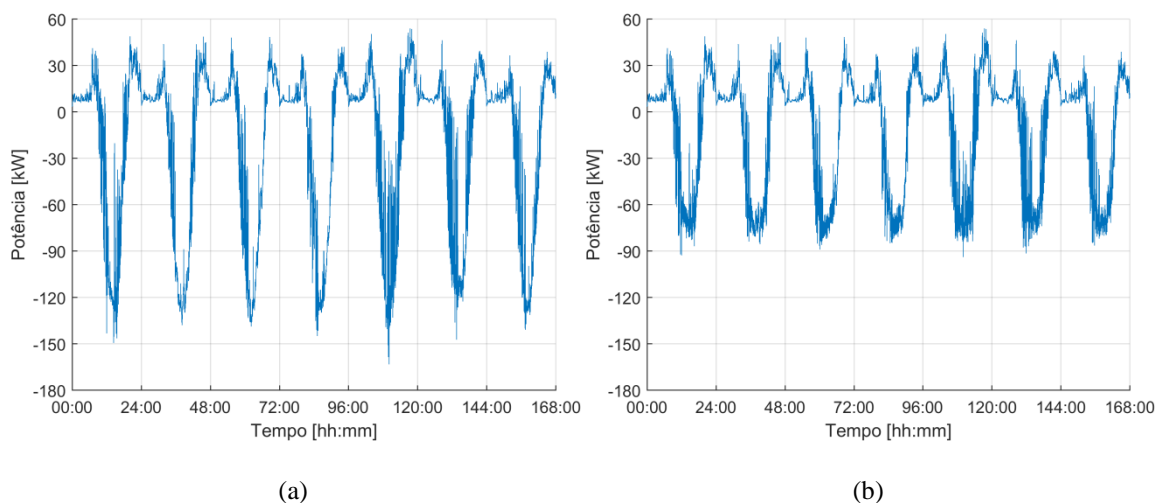


Figura 5.13 – Potência ativa no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-Watt 1,03 pu.

De acordo com os dados mostrados no Apêndice A, no caso sem controle houveram 40 clientes com violação de tensão, já no caso com controle Volt-Watt não houve nenhuma transgressão. A capacidade térmica somente foi violada na condição sem controle, tendo superado os 30 minutos diários de sobrecarga permitida e a potência máxima de 1,29 pu. A Tabela 5.3 apresenta os valores máximos verificados para os indicadores.

Tabela 5.3 – Valores máximos dos indicadores (controle Volt-Watt).

Caso	Tensão			Capacidade Térmica		
	Violações	DRP [%]	DRC [%]	Tempo [min]	S [pu]	Dias Violados
Sem Controle	40	9,42	17,26	180	1,45	7
Volt-Watt	0	2,68	0,10	0	0,82	0

### 5.3.3 BESS com Controle de Tensão

Em virtude da necessidade de avaliar um controle do sistema de armazenamento de energia por baterias que fosse benéfico não somente para o cliente aumentar sua independência do sistema de distribuição, mas que também auxiliasse na mitigação de problemas relacionados a alta penetração fotovoltaica, foi implementado o modo de operação avançado desenvolvido por [7].

Conforme mencionado no capítulo 3, a principal vantagem deste controle é proporcionar com que o sistema de armazenamento realize a etapa de carregamento com uma taxa que proporcione ter no mínimo metade do estado da carga (*State of Charge – SoC*) disponível no momento do dia em que ocorre o maior nível de geração, que seria por volta do meio-dia. Esta característica juntamente com a ativação do modo de sobretensão, o qual aumenta a taxa de carregamento quando ultrapassa o limite normativo, tornam este controle uma poderosa ferramenta para aumentar o nível de penetração admitido pela rede.

O dimensionamento da capacidade de armazenamento de energia do sistema de baterias é um aspecto de grande importância na atuação do controle proposto, uma vez que esta variável está intrinsecamente ligada a capacidade de redução dos problemas de sobretensão. Em [7] é utilizado um modelo com capacidade e características baseadas no sistema de baterias *Powerwall* comercializado pela empresa Tesla [77]. Este modelo sem dúvidas apresenta-se como a opção mais atrativa atualmente no mercado em relação ao custo por kWh, porém é comercializado somente com uma capacidade padrão de armazenamento de 13,5 kWh e potência nominal de 5 kW.

Em razão da potência instalada do sistema de geração fotovoltaica utilizado pelo consumidor não possuir uma potência padrão típica, se tratando de uma escolha pessoal por parte deste, decidiu-se utilizar nesta dissertação um valor de capacidade de armazenamento proporcional a capacidade do sistema fotovoltaico. No estudo realizado em [78] sobre o dimensionamento do sistema de armazenamento em condições de alta penetração fotovoltaica, verificou-se que baterias dimensionadas com capacidade de armazenamento Wh entre 2 a 3 vezes o valor da potência nominal do inversor apresenta a melhor relação custo-benefício. Portanto para o caso deste trabalho em que foi

considerado um sistema fotovoltaico de 5 kWp, decidiu-se adotar o sistema de armazenamento com capacidade de 10 kWh.

Embora o valor considerado esteja próximo do modelo da Tesla, numa situação normal, haverá casos em que o cliente irá adquirir por exemplo um sistema fotovoltaico com potência de apenas 2 kWp e este poderá não estar disposto em arcar com o custo de um BESS com capacidade e armazenamento com mais de 6 vezes a sua potência instalada como é o caso da *Powerwall*.

As variáveis básicas para a implementação do modo avançado de operação do BESS desenvolvido por [7] foram assumidas conforme apresentado abaixo:

- a) Tempo do pico de irradiância solar  $t_{peak} = 12h$ ;
- b) Tempo de carregamento  $t_c = 12 \text{ horas}$  (6h às 18h);
- c)  $SoC_{final}^C = 90\%$  (estado da carga final do período de carregamento);
- d)  $SoC_{final}^D = 10\%$  (estado da carga final do período de descarga);

Os valores considerados como tempo do pico da irradiância e o tempo de carga baseiam-se no momento que ocorre a máxima irradiância diária, que geralmente situa-se por volta do meio-dia e na duração do período da luz solar em um dia normal no Brasil. Os limites operativos de SoC estão de acordo com valores visando o prolongamento da vida útil das baterias, conforme exposto em [78] e [79].

Após a realização das simulações considerando o critério de alocação predefinido em que todos clientes com sistema fotovoltaico tivessem também a presença do BESS com o modo de operação avançado, foi verificado que a rede de baixa tensão admitiu a presença de 43 unidades consumidoras com recursos energéticos distribuídos, resultando em uma capacidade de hospedagem de 268,75%. O perfil de tensão verificado para os pontos de conexão no período simulado pode ser conferido na Figura 5.14, destacando-se de vermelho em (b) que houve um aumento na tensão na rede durante os períodos noturnos devido a descarga das baterias ser programada para ocorrer durante estes momentos.

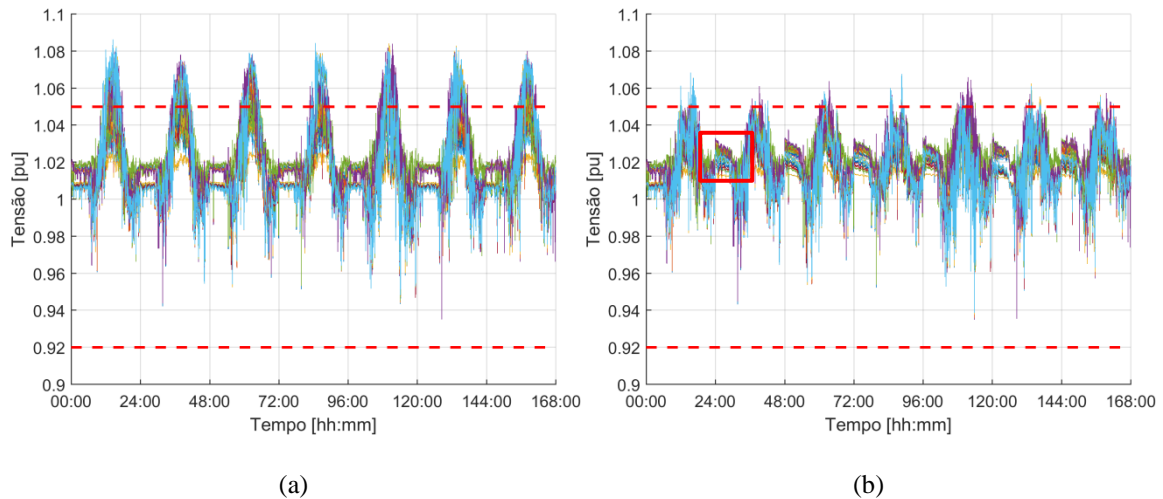


Figura 5.14 – Perfil de tensão nos consumidores: (a) sem controle (b) controle BESS.

O comportamento da potência aparente no transformador MT/BT pode ser verificado na Figura 5.15. A redução observada na potência ocorre devido a absorção da energia gerada realizada pelo sistema de armazenamento em seu ciclo de carregamento.

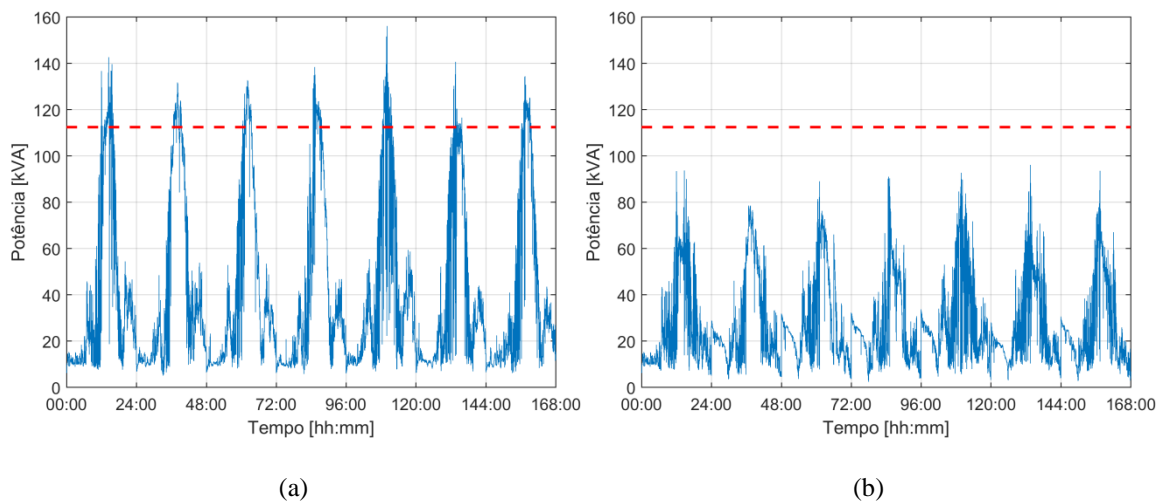


Figura 5.15 – Potência aparente no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle BESS.

Devido ao controle BESS não exercer influência sobre a potência reativa da rede optou-se por representar na Figura 5.16 apenas o comportamento da potência ativa. Nota-se que houve considerável redução do fluxo em razão de parte da energia gerada ter sido armazenada nas baterias alocadas nos consumidores.

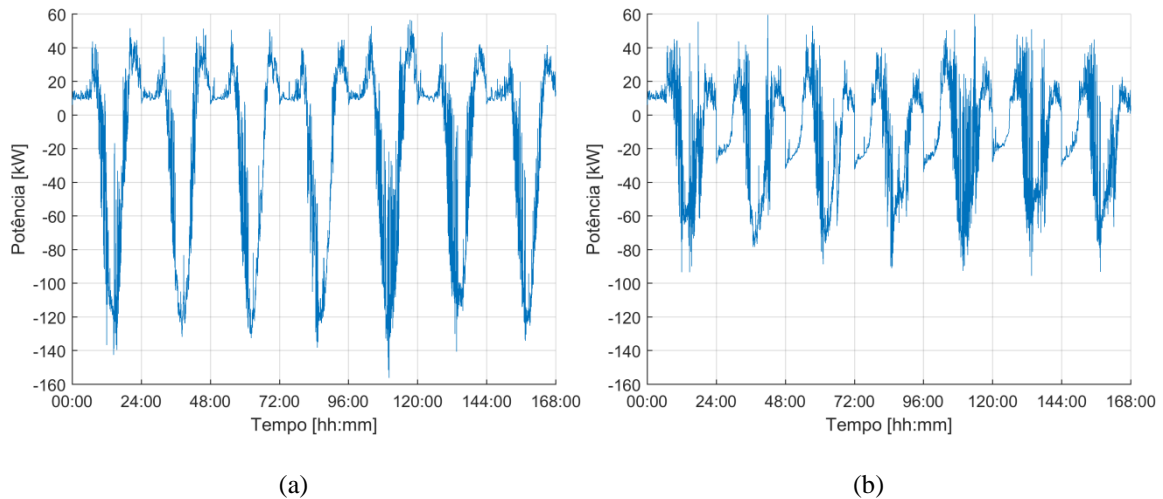


Figura 5.16 – Potência ativa no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle BESS.

Com a finalidade de demonstrar a eficácia do modo de operação avançado do sistema de armazenamento de energia em minimizar o problemas relacionados a sobretensão, foi elaborada a Figura 5.17 que ilustra o perfil de tensão do consumidor 24 para as condições com e sem o controle. Os ciclos de carga e descarga podem ser visualizados em (b) por meio do estado da carga (SoC). Conforme pode ser observado, em alguns dias o estado carga não atingiu 90% pelo motivo da diferença líquida entre a geração e demanda não ter sido suficiente para alcançar este patamar.

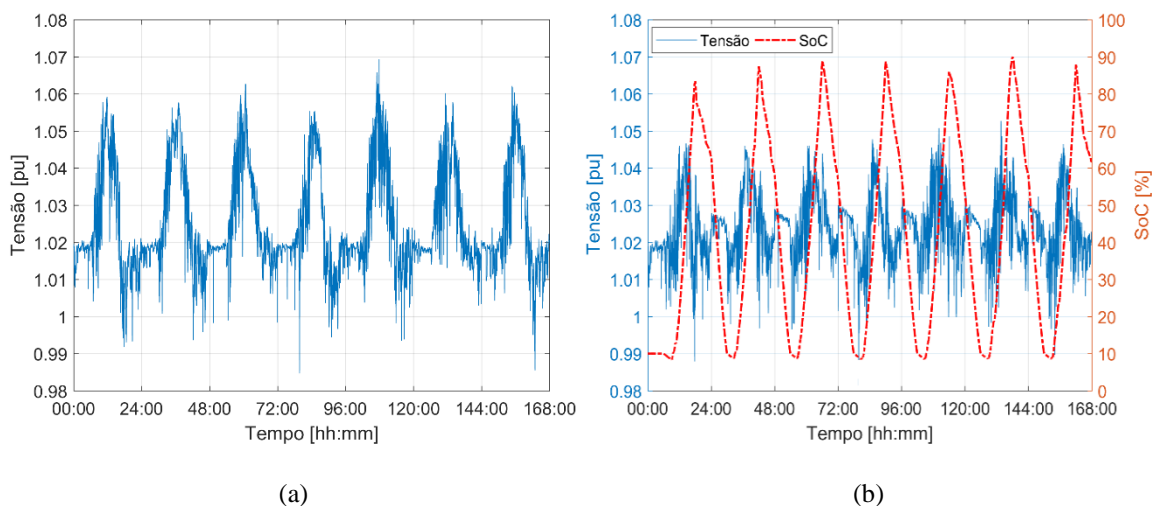


Figura 5.17 – Perfil de tensão e SoC no consumidor 24: (a) sem controle (b) controle BESS.

De acordo com os dados mostrados no Apêndice A, no caso sem controle houveram 38 clientes com violação de tensão e no caso com controle BESS não houve nenhuma transgressão. A capacidade térmica foi violada apenas na condição sem

controle, tendo violado os dois quesitos analisados. A Tabela 5.4 apresenta os valores máximos verificados para os indicadores.

Tabela 5.4 – Valores máximos dos indicadores (controle BESS).

Caso	Tensão			Capacidade Térmica		
	Violações	DRP [%]	DRC [%]	Tempo [min]	S [pu]	Dias Violados
Sem Controle	38	9,42	14,19	153	1,41	7
BESS	0	2,78	0,4	0	0,91	0

## 5.4 Comparação entre Controles Únicos

Uma síntese das capacidades de hospedagem verificadas para as análises procedidas até o momento encontra-se disposta da Tabela 5.5. Em virtude da característica da relação X/R das redes de baixa tensão (relação baixa devido aos altos valores de resistência em relação à reatância) é destacado por [53] e [80] a forte relação entre potência ativa com o controle dos níveis de tensão na rede de distribuição BT. Este fato pode ser constatado nos resultados obtidos, onde os controles com atuação na potência ativa resultaram em capacidades de hospedagem maiores.

Tabela 5.5 – Capacidades de hospedagem com controle único.

Caso	Quantidade de SFV	Potência [kWp]	Capacidade de Hospedagem [%]
Volt-Watt 1,03 pu	44	220	275
BESS	43	215	268,75
Volt-Watt 1,04 pu	36	180	225
Volt-VAr 1,04 pu	36	180	225
Volt-VAr 1,03 pu	35	175	218,75
Sem Controle	21	105	131,25

Os valores acima definem a quantidade GD que a rede de baixa tensão pode acomodar sem violar nenhum dos indicadores propostos para a condição de alocação de DER predefinida. Convém lembrar que a situação analisada até o momento é determinística e, portanto, seus resultados não podem ser adotados como capacidade de hospedagem da rede, haja vista que foi realizado somente um critério específico e equilibrado de alocação de recursos energéticos distribuídos. No entanto estes resultados possuem relevância na comparação da eficácia do resultado entre os controles.

O fator de capacidade dos casos analisados foi calculado de acordo a equação (4.3) e encontra-se apresentado em ordem decrescente na Tabela 5.6. A máxima energia possível de ser gerada foi considerada como a energia total que os sistemas fotovoltaicos produziram caso operassem durante o período de uma semana em sua capacidade nominal e a energia efetivamente gerada foi obtida por meio da simulação no OpenDSS, através do somatório da energia produzida por cada SFV.

Tabela 5.6 – Fator de capacidade com controle único.

Caso	Quantidade de SFV	Energia Máxima [kWh]	Energia Gerada [kWh]	FC [%]
BESS	43	36120	7260,8	20,1
Volt-VAr 1,03 pu	35	29400	5887,3	20,02
Volt-VAr 1,04 pu	36	30240	6055,5	20,02
Sem Controle	21	17640	3528,6	20
Volt-Watt 1,04 pu	36	30240	5361,7	17,73
Volt-Watt 1,03 pu	44	36960	5811,5	15,72

Exceto para o controle Volt-Watt, os valores de FC encontrados para os demais casos da tabela acima estão em conformidade com o patamar entre 18% a 28% apresentado no estudo realizado pela EPE [73]. Conforme esperado, o corte de geração realizado pelo controle Volt-Watt resultou num fator de capacidade mais baixo, sendo que a curva de 1,03 por iniciar a atuação em um nível menor de tensão, resultou no pior resultado do fator de capacidade.

Como a capacidade de hospedagem entre as duas curvas do controle Volt-VAr foi praticamente a mesma e não houve diferença entre o fator de capacidade, optou-se por utilizar nas simulações a serem desenvolvidas nas demais sessões desta dissertação somente os ajustes da curva Volt-VAr de 1,04 pu.

Em prosseguimento, foi feita uma análise do somatório da energia gerada por todos sistemas fotovoltaicos com e sem a presença do controle Volt-Watt, afim de que se possa mensurar o corte de energia dentre as duas opções de curva estudadas. Este parâmetro é importante pois caso o controle resulte em uma redução demasiadamente elevada da geração, poderá desestimular os consumidores a adquirirem painéis solares mesmo esta condição apresentando grande capacidade hospedagem.



Na Tabela 5.7 é demonstrada a quantidade de energia produzida nas condições simuladas para o controle Volt-Watt. Como a penetração de GD foi diferente entre os casos é conveniente apresentar o valor percentual da redução, proporcionando desta forma maior praticidade no comparativo. Como os controles Volt-VAr e BESS não atuam com o corte na geração de energia, os mesmos não foram inseridos na tabela em questão.

Tabela 5.7 – Quantitativo de energia cortada pelo controle Volt-Watt.

Caso	Quantidade de SFV	Sem Controle [kWh]	Com Controle [kWh]	Corte [kWh]	Corte [%]
Volt-Watt 1,03 pu	44	7434,4	5811,5	1622,9	21,83
Volt-Watt 1,04 pu	36	6055,5	5361,7	693,8	11,46

De acordo com os dados obtidos, o controle Volt-Watt com a curva de 1,03 pu resultou em um corte de geração de praticamente o dobro em relação ao caso com a curva de 1,04 pu. No entanto, antes de decidir qual das curvas proporciona melhor resultado, avaliou-se também a geração média por cliente em ambas configurações conforme definido na equação (5.1). Embora a quantidade de energia injetada pelo controle Volt-Watt em cada ponto de conexão ao longo do alimentador não seja a mesma, pois varia em função da localização do sistema fotovoltaico na rede, a geração média por consumidor fornece um parâmetro que auxiliará na decisão do melhor ajuste de curva do ponto de vista do cliente.

$$G_{Média} = \frac{E_{Gerada}}{N_{Clientes_{PV}}} \quad (5.1)$$

Sendo,

$G_{Média}$ : Geração média por cliente em kWh;

$E_{Gerada}$ : Energia total gerada em kWh;

$N_{Clientes_{PV}}$ : Número de clientes com sistemas fotovoltaicos.

Efetuando o cálculo para as duas curvas testadas:

$$G_{Média \text{ Volt-Watt } 1,03 \text{ pu}} = \frac{5811,5}{44} = 132,08 \text{ kWh}$$

$$G_{Média Volt-Watt 1,04 pu} = \frac{5361,7}{36} = 148,94 kWh$$

Com base nos resultados obtidos, para a perspectiva do proprietário da GD o controle Volt-Watt com curva de 1,04 pu apresenta mais atrativo por permitir uma maior geração média por consumidor. Tendo em vista que ambas as curvas proporcionam um aumento na capacidade de hospedagem optou-se por aquela que favorecesse a maior geração de energia pelo sistema fotovoltaico do cliente. Diante disto, nas análises que serão realizadas no restante deste trabalho será adotado nas simulações somente o controle Volt-Watt com os ajustes da curva de 1,04 pu.

O sistema de armazenamento de energia por baterias com controle de sobretensão apresenta-se como a melhor alternativa tanto em relação a capacidade de hospedagem quanto pela característica de não efetuar corte na energia produzida. Um destaque para esta solução está no fato da mesma proporcionar ao consumidor uma maior independência em relação ao sistema de distribuição. No entanto, conforme verificado em um estudo desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* [63], esta opção possui um custo médio 2,12 vezes maior em relação as demais soluções (o valor de 2,12 foi adequado para a capacidade nominal dos sistemas utilizados nesta dissertação). Esta elevação no custo se deve a presença das baterias, bem como do inversor/controlador de carga, podendo desta forma reduzir o número de consumidores com condições financeiras e interesse em adquirir esta solução.

## 5.5 Resultados com Controles Combinados

Os resultados obtidos nas simulações realizando a combinação dos controles apresentados até o momento serão analisados nesta seção. Nas condições avaliadas foi estipulado que todos clientes alocados com geração distribuída tivessem a presença associada de dois controles por instalação. A determinação da localização dos DER na rede de baixa tensão continua utilizando o método determinístico. Estes resultados permitiram mensurar os efeitos do aumento potencial alcançado por meio da utilização de duas estratégias de controle ao mesmo tempo.

Os resultados individuais dos indicadores de tensão para cada consumidor e da capacidade térmica do transformador estão apresentados no Apêndice A. Portanto,

visando uma melhor compreensão dos resultados mostrados nas ilustrações contidas nesta seção sugere-se realizar uma comparação com os valores aferidos pelos indicadores na parte pós-textual.

### **5.5.1 Volt-VAr + Volt-Watt**

O inversor inteligente possui a capacidade de operar com os controles Volt-VAr e Volt-Watt atuando simultaneamente para mitigar violações de tensão no ponto de conexão. Apesar deste controle não necessitar da aquisição de nenhum dispositivo adicional, o mesmo foi considerado como combinação pelo motivo dos dois tipos de controles atuarem em variáveis distintas (potência reativa e potência ativa).

Uma restrição imposta pelo OpenDSS durante a configuração do modo combinado dos controles Volt-VAr e Volt-Watt está na definição de curvas de atuação que não tenham objetivos conflitantes [51]. Esta recomendação é bastante intuitiva e um exemplo incorreto seria uma situação de ajuste das curvas onde ocorra ação de corte na potência ativa devido a sobretensão, enquanto o inversor esteja fornecendo reativo capacitivo.

Conforme mencionado durante a comparação dos resultados do controle único, as curvas que foram definidas para as simulações a partir de então seriam as curvas com início da atuação em 1,04 pu tanto para controle Volt-VAr quanto para o Volt-Watt. Portanto as curvas em questão não possuem objetivos conflitantes e irão funcionar adequadamente prevenindo a sobretensão.

A atuação conjunta dos controles Volt-VAr e Volt-Watt permitiu alocar geração distribuída em 43 consumidores da rede BT, resultando em uma capacidade de hospedagem de 268,75%. O comportamento dos níveis de tensão ao longo de todo período de simulação pode ser conferido na Figura 5.18. Percebe-se que em nenhum momento foi ultrapassado o limite de 1,05 pu de tensão.

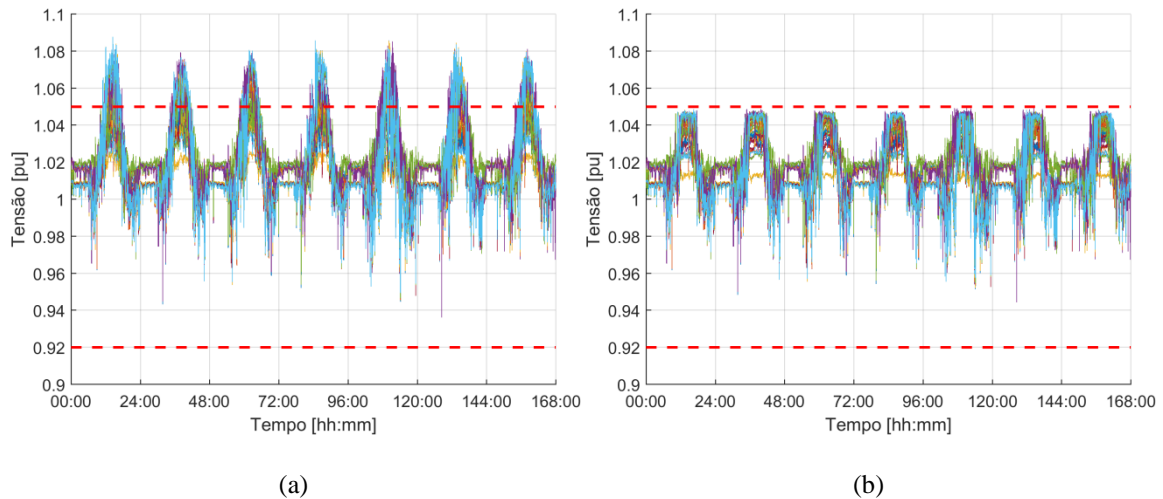


Figura 5.18 – Perfil de tensão no consumidores: (a) sem controle (b) controle Volt-VAR+Volt-Watt.

Na Figura 5.19 foi ilustrada a potência aparente medida no transformador MT/BT, podendo ser visto o corte realizado pelo controle utilizado.

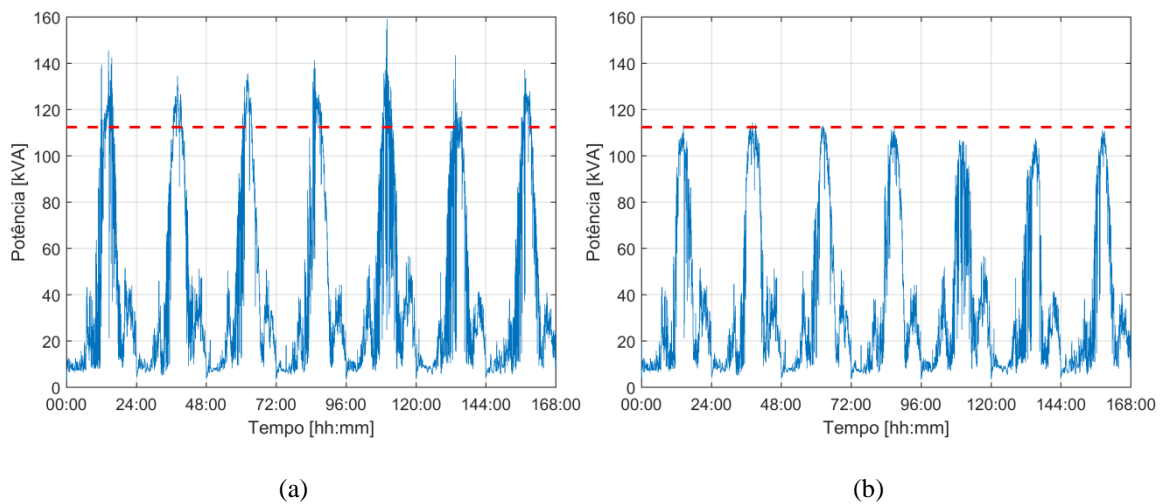


Figura 5.19 – Potência aparente no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-VAR+Volt-Watt.

Devido à natureza de atuação simultânea deste método nas potências ativa e reativa foi necessário a representação na Figura 5.20 do comportamento das duas variáveis nas condições com e sem controle.

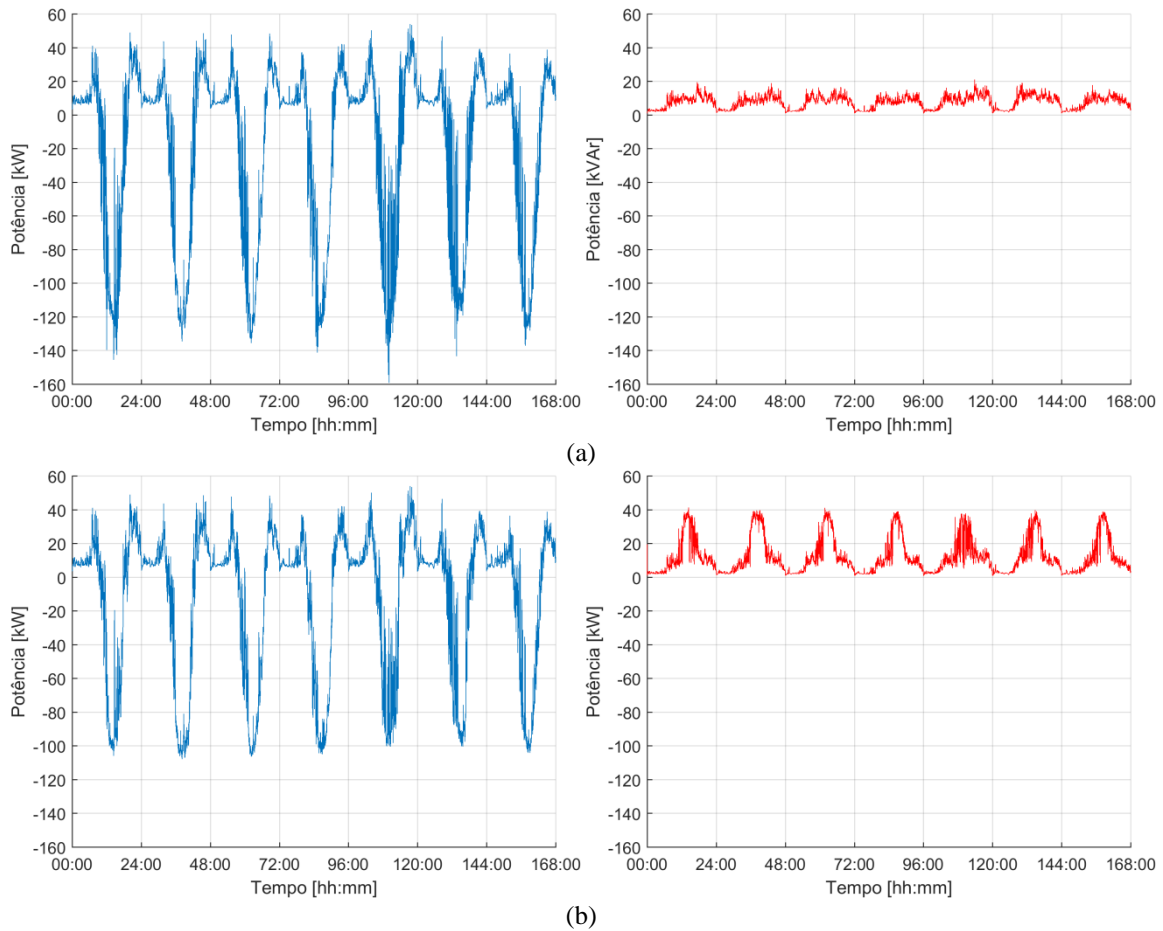


Figura 5.20 – Potência ativa e reativa no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-VAr+Volt-Watt.

O controle de tensão foi realizado de maneira bastante eficaz e mesmo adicionando mais geração distribuída não seria verificada violação do nível de tensão, no entanto um aumento da penetração causaria problemas com a violação da capacidade térmica. A superação do limite térmico seria ocasionada pelo aumento da corrente reativa indutiva que o controle Volt-VAr absorveria durante sua atuação.

Conforme pode ser visto no Apêndice A, no caso sem controle houveram 38 clientes com violação de tensão e em todos os 7 dias houve transgressão da capacidade térmica. No caso com controle Volt-VAr+Volt-Watt não houve violação dos indicadores. A Tabela 5.8 apresenta os valores máximos verificados para os indicadores

Tabela 5.8 – Valores máximos dos indicadores (controle Volt-VAr+Vot-Watt).

Caso	Tensão			Capacidade Térmica		
	Violações	DRP [%]	DRC [%]	Tempo [min]	S [pu]	Dias Violados
Sem Controle	38	9,42	14,19	153	1,41	7
Volt-VAr + Volt-Watt	0	0	0	10	1,02	0

### 5.5.2 Volt-VAr + BESS

A combinação entre o controle Volt-VAr e o sistema de armazenamento de energia por baterias com controle de tensão proporciona um efeito de redução no fluxo de potência ativa no transformador e compensação de reativos semelhantes ao método da seção anterior, entretanto deve ser lembrado que neste caso não é realizado um corte de geração, mas sim o armazenamento da energia nas baterias.

Como a taxa de carga/descarga do controle do BESS é manipulada antes do início de cada iteração pelo algoritmo implementado no Matlab e posteriormente enviada com valor atualizado para o OpenDSS, implica em uma precedência deste controle em relação ao Volt-VAr. Desta forma, todas ações realizadas pelo OpenDSS buscando a convergência dos resultados são realizadas após a atualização do controle BESS. Vale destacar que a necessidade de compensação reativa deverá ser menor, tendo em vista que parte da potência ativa gerada que causa violação dos indicadores será armazenada nas baterias.

Os resultados obtidos na associação destes controles demonstraram um aumento considerável da capacidade de hospedagem, atingindo a marca de 325% (52 sistemas fotovoltaicos). A Figura 5.21 apresenta o perfil da tensão obtido durante a simulação.

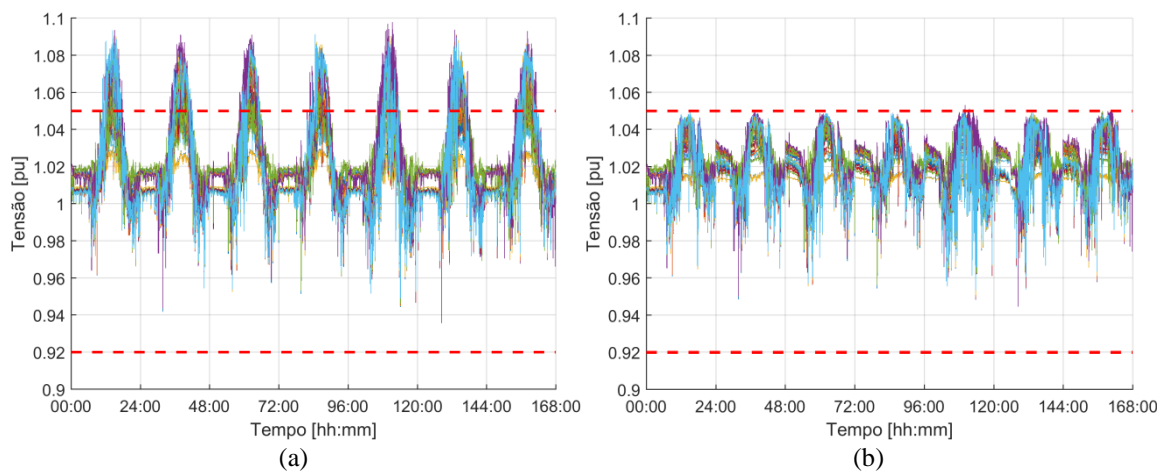


Figura 5.21 – Perfil de tensão no consumidores: (a) sem controle (b) controle Volt-VAr+BESS.

O efeito do armazenamento da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos pode ser visualizado na Figura 5.22. A combinação entre estas duas estratégias de controle torna-se bastante atrativa pelo fato de não haver corte na potência ativa. Os momentos verificados de potência acima da capacidade do transformador em (b) encontram-se dentro dos valores definidos para o indicador.

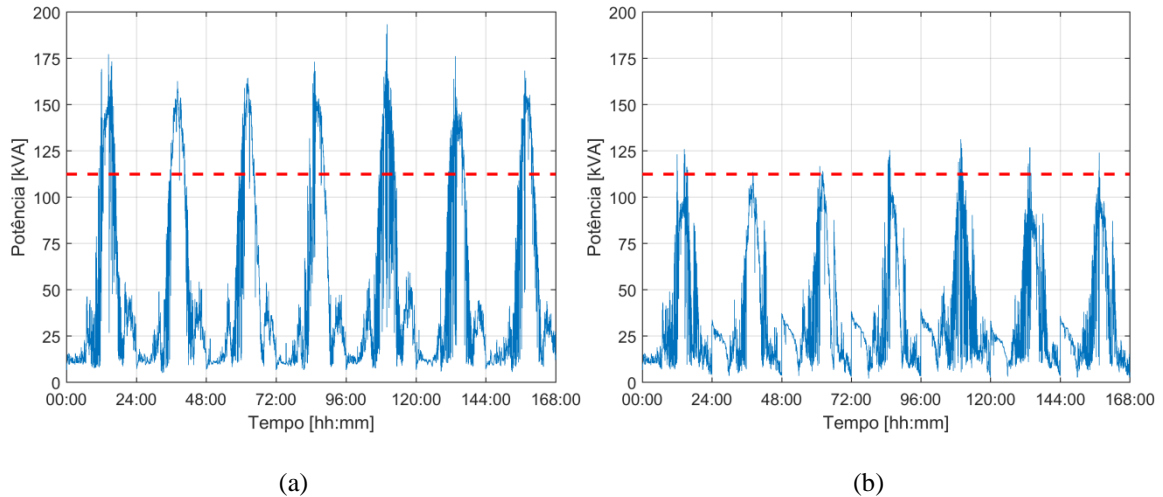
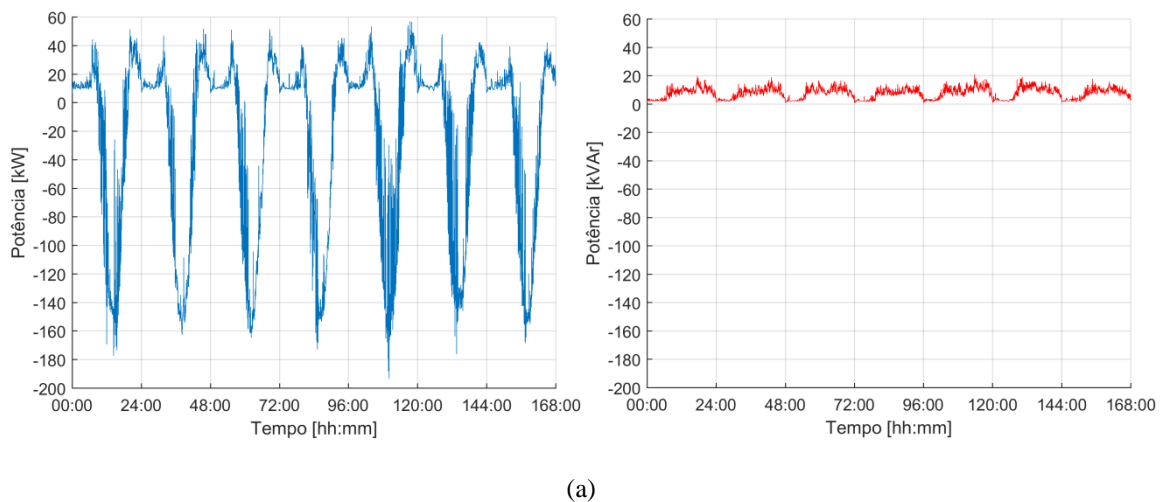
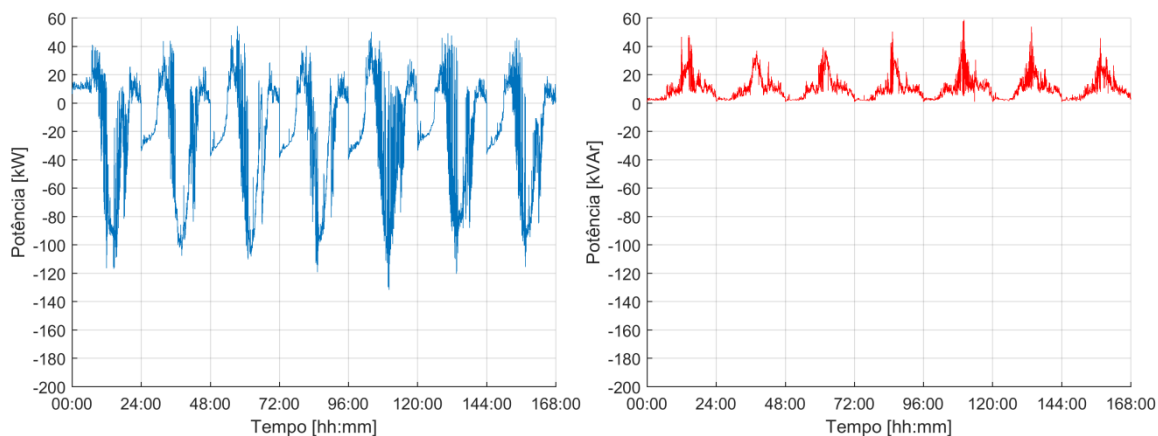


Figura 5.22 – Potência aparente no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-VAr+BESS.

Devido a esta associação dos controles atuar tanto na compensação de reativos quanto na absorção de potência ativa, faz-se necessário demonstrar o comportamento de ambas variáveis conforme Figura 5.23.

Analisando os resultados apresentados, constata-se que a penetração fotovoltaica foi limitada em razão da capacidade térmica. As tensões foram controladas de forma que permaneceram com certa folga todo o tempo dentro dos limites normativos e caso fosse aumentado a quantidade de GD na rede este indicador não seria violado. Em contrapartida a capacidade térmica seria violada caso houvesse um aumento na penetração, pois a compensação reativa do controle Volt-VAr iria provocar uma elevação da corrente que circula pelo transformador.





(b)

Figura 5.23 – Potência ativa e reativa no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-Var+BESS.

Conforme informações contidas no Apêndice A, 46 clientes apresentaram violação de tensão quando não havia controle habilitado, sendo que na presença do controle Volt-Var+BESS não houve nenhuma transgressão. A capacidade térmica somente foi violada na situação sem controle. A Tabela 5.9 apresenta os valores máximos verificados para os indicadores.

Tabela 5.9 – Valores máximos dos indicadores (controle Volt-Var+BESS).

Caso	Tensão			Capacidade Térmica		
	Violações	DRP [%]	DRC [%]	Tempo [min]	S [pu]	Dias Violados
Sem Controle	46	9,52	19,35	289	1,72	7
Volt-Var + BESS	0	0,69	0	16	1,24	0

### 5.5.3 Volt-Watt + BESS

A última análise entre controles combinados foi feita através da associação dos controles Volt-Watt e sistema de armazenamento com controle de tensão. Esta configuração possui como característica a atuação de ambos controles em uma mesma variável, que neste caso é a geração de energia ativa.

Da mesma forma como mencionado na seção anterior, a variável de saída do controle do BESS (taxa de carga/descarga) é calculada antes do início de cada iteração pelo algoritmo implementado no Matlab. Consequentemente ocorre a precedência na atuação do controle BESS em relação ao Volt-Watt, deste modo a energia a ser cortada



deverá ser menor no caso do controle único, uma vez que parte da energia gerada será armazenada nas baterias.

A capacidade de hospedagem verificada nos testes indicou que seria possível permitir a instalação de GD em todos os 55 clientes (totalizando 343,75%) sem resultar na violação em nenhum dos indicadores. O comportamento da tensão e da potência aparente pode ser conferido respectivamente na Figura 5.24 e Figura 5.25.

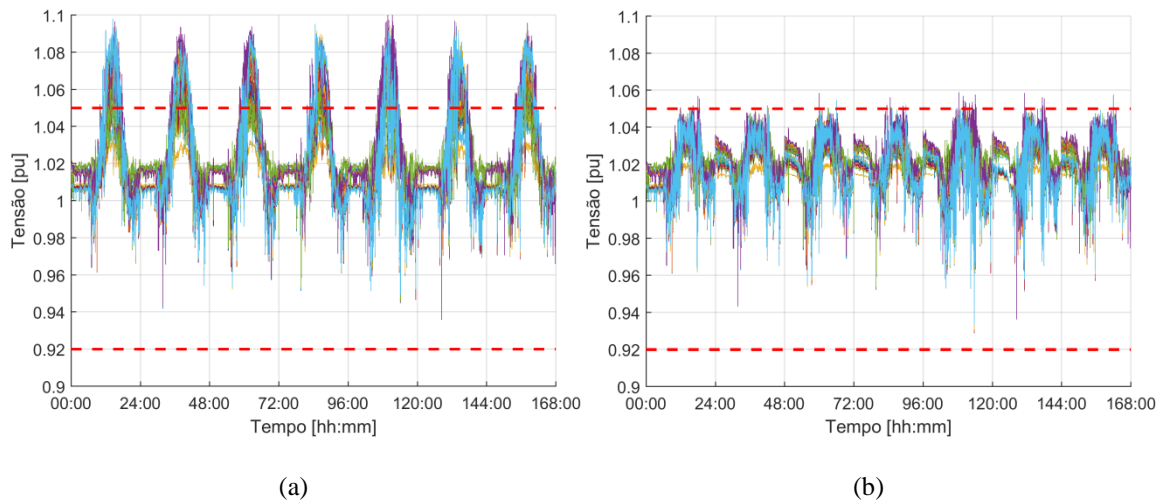


Figura 5.24 – Perfil de tensão no consumidores: (a) sem controle (b) controle Volt-Watt+BESS.

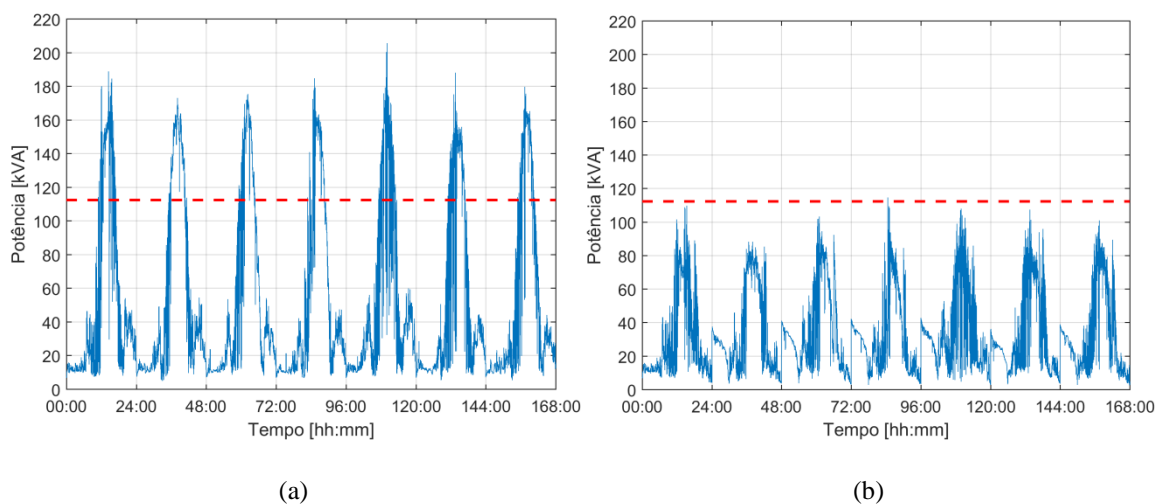


Figura 5.25 – Potência aparente no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-Watt+BESS.

A redução observada na potência está diretamente relacionada com a absorção da energia pelas baterias e também pelo corte efetuado pelo controle Volt-Watt. A análise sobre a quantidade de energia cortada será avaliada na próxima seção que trata da comparação dos resultados. Na Figura 5.26 pode ser visualizada a redução do fluxo reverso no transformador de interligação entre as redes de média tensão e baixa tensão.

Como esta combinação de controles não exerce influência sobre a potência reativa, optou-se por não apresentar o comportamento desta variável.

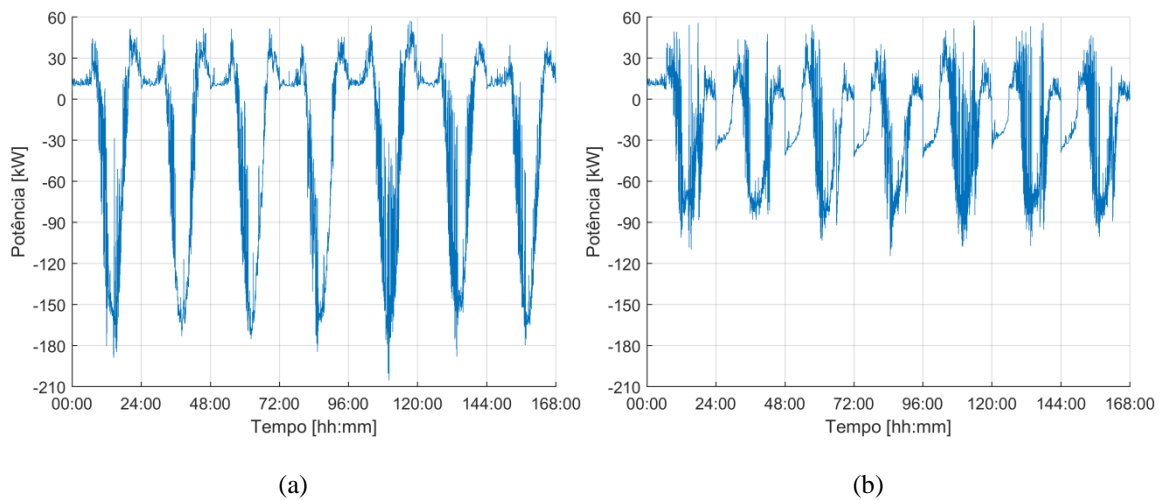


Figura 5.26 – Potência ativa no transformador MT/BT: (a) sem controle (b) controle Volt-Watt+BESS.

Analisando os dados apresentados no Apêndice A, na simulação sem controle houveram 45 clientes com tensão acima do nível permitido pelos indicadores, sendo que no caso com controle não houve nenhuma violação. O limite do indicador de capacidade térmica somente foi transgredido na situação sem controle. A Tabela 5.10 apresenta os valores máximos verificados para os indicadores.

Tabela 5.10 – Valores máximos dos indicadores (controle Volt-Watt+BESS).

Caso	Tensão			Capacidade Térmica		
	Violações	DRP [%]	DRC [%]	Tempo [min]	S [pu]	Dias Violados
Sem Controle	45	10,02	20,34	316	1,83	7
Volt-Watt + BESS	0	1,39	0	1	1,02	0

## 5.6 Comparação entre Controles Combinados

O primeiro quesito a ser analisado na comparação entre os controles combinados foi a quantidade de geração distribuída que cada um permitiu alocar na rede. A Tabela 5.11 apresenta a capacidade de hospedagem dos três casos simulados.

Os resultados obtidos demonstraram que a associação do sistema de armazenamento de energia por baterias com controle de tensão juntamente com qualquer um dos dois controles do inversor inteligente provocou um aumento considerável na capacidade de hospedagem. Esta característica se deve a redução de uma parcela da

potência ativa injetada no ponto de conexão que passou a ser armazenada localmente pelo BESS.

Tabela 5.11 – Capacidades de hospedagem com controle combinado.

Caso	Quantidade de SFV	Potência [kWp]	Capacidade de Hospedagem [%]
Volt-Watt + BESS	55	275	343,75
Volt-VAr + BESS	52	260	325
Volt-VAr + Volt-Watt	43	215	268,75

Em virtude da característica determinística desta análise, convém lembrar que os valores apresentados como capacidade de hospedagem não podem ser assumidos para a rede em questão. Os valores determinados são úteis para avaliar qual das soluções propostas apresentam os melhores resultados em uma condição predeterminada, servindo de base para o desenvolvimento das simulações de alocação estocástica que serão apresentadas no próximo capítulo.

Da mesma forma como feito para o caso com controle único, foi representado na Tabela 5.12 o fator de capacidade em ordem decrescente para as simulações realizadas com os controles combinados.

Tabela 5.12 – Fator de capacidade com controle combinado.

Caso	Quantidade de SFV	Energia Máxima [kWh]	Energia Gerada [kWh]	FC [%]
Volt-VAr + BESS	52	43680	8811,7	20,17
Volt-Watt + BESS	55	46200	8933,7	19,34
Volt-VAr + Volt-Watt	43	36120	5957,0	16,49

De acordo com o esperado, em razão do corte de geração, as combinações com a presença do controle Volt-Watt apresentaram fator de capacidade menores quando comparados com o caso Volt-Var+BESS. Para a combinação Volt-Watt+BESS o FC sofreu apenas uma pequena redução devido a uma parcela da energia gerada ter sido armazenada nas baterias ao invés de ter sido cortada.

Devido a presença do controle Volt-Watt em duas das combinações propostas foi elaborada a Tabela 5.13 contendo uma avaliação da energia cortada, proporcionando com isto obter mais um parâmetro na comparação da eficiência dos controles. Como a

quantidade de penetração de GD é diferente entre as duas associações, os dados do corte foram apresentados em porcentagem para facilitar o comparativo.

Tabela 5.13 – Quantitativo de energia cortada pelo controle Volt-Watt combinado.

Caso	Quantidade de SFV	Sem Controle [kWh]	Com Controle [kWh]	Corte [kWh]	Corte [%]
Volt-VAr + Volt-Watt	43	7265,5	5957,0	1308,5	18,01
Volt-Watt + BESS	55	9332,0	8933,7	398,3	4,27

A geração de energia do controle Volt-VAr+BESS não foi representada na tabela acima, devido a esta configuração não realizar corte de geração de energia, entretanto seu valor para as condições com a presença ou não dos controles foi de 8811,7 kWh. Desta forma, se faz novamente necessário determinar a geração média por cliente através da equação (5.1), visando identificar qual das configurações é a melhor alternativa do ponto de vista do cliente:

$$G_{Média\ Volt-VAr+BESS} = \frac{8811,7}{52} = 169,46\ kWh$$

$$G_{Média\ Volt-Watt+BESS} = \frac{8933,7}{55} = 162,43\ kWh$$

$$G_{Média\ Volt-VAr+Volt-Watt} = \frac{5957}{43} = 138,53\ kWh$$

Analisando as informações de capacidade de hospedagem, corte de geração e geração média por consumidor, conclui-se que a combinação entre os controles Volt-VAr e BESS é a melhor alternativa, pois esta combinação apresenta uma elevada capacidade de hospedagem, maior geração média por cliente e melhor fator de capacidade.

A segunda alternativa é utilizar a associação Volt-Watt+BESS, a qual permite alocar DER em todos consumidores da rede BT, possui um corte de 4,27% que acarreta na segunda maior geração de energia média por cliente e apresenta FC intermediário. Por último tem-se os controles Volt-VAr+Volt-Watt atuando conjuntamente no mesmo inversor, que apesar de ter demonstrado resultados inferiores para os quesitos analisados,

possui a vantagem de ter um menor custo pois os controles estão presentes em um mesmo equipamento.

## 5.7 Análise do Custo-benefício

Nesta seção será analisado o custo-benefício médio das estratégias de controle analisadas até o momento. Foi estabelecido um custo base para as soluções que utilizam sistema fotovoltaico e sistema de armazenamento de energia por baterias considerando os custos médios apresentados no estudo desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* [63].

Conforme os resultados apresentados pelo estudo citado, um sistema de geração fotovoltaico (composto por painéis fotovoltaicos, inversor, cabeamento, instalação e etc.) teria um custo médio de US\$ 15.581,00 e quando acrescido do sistema de armazenamento por baterias aumentaria para um custo médio total de US\$ 32.967,00. O valor apresentado para o SFV juntamente com o sistema de baterias foi adaptado levando em consideração a capacidade do sistema de armazenamento de 5 kW/10 kWh.

De acordo com dados verificados em alguns fabricantes de inversores fotovoltaicos como SMA, Fronius, Solar Edge, SunPower, ABB e Huawei, a atual geração de equipamentos denominada inversores inteligentes possuem disponíveis os controles Volt-VAr e Volt-Watt, os quais são habilitados e configurados conforme determina as normas do país onde é comercializado. Desta forma, o custo considerado para o inversor nos cálculos não sofre variação em razão do controle a ser utilizado.

O cálculo do custo-benefício consistiu na razão entre o custo de aquisição dos SFV e BESS para os consumidores alocados com os recursos energéticos distribuídos e a quantidade de energia gerada nos sete dias simulados. A Tabela 5.14 apresenta o custo da solução proposta e a quantidade de energia média gerada no período analisado e a Figura 5.27 apresenta um gráfico comparativo do custo-benefício dos controles analisados.

O controle que apresenta a melhor relação custo-benefício entre os casos analisados trata-se do Volt-VAr, sendo este fato justificado em razão desta estratégia de controle não realizar corte na potência ativa gerada. O controle Volt-Watt mesmo tendo

admitido um número igual de sistemas fotovoltaicos na rede acabou por apresentar um custo-benefício um pouco menos atrativo devido aos limites impostos na geração de energia para manter o controle da tensão nos níveis aceitáveis.

Tabela 5.14 – Custo e energia gerada dos controles analisados.

Caso	Quantidade de SFV	Custo [US\$]	Energia Gerada [kWh]
Volt-VAr	36	560.916,00	6055,5
Volt-Watt	36	560.916,00	5361,7
BESS	43	1.417.581,00	7260,8
Volt-VAr + Volt-Watt	43	669.983,00	5957,0
Volt-VAr + BESS	52	1.714.284,00	8811,7
Volt-Watt + BESS	55	1.813.185,00	8933,7

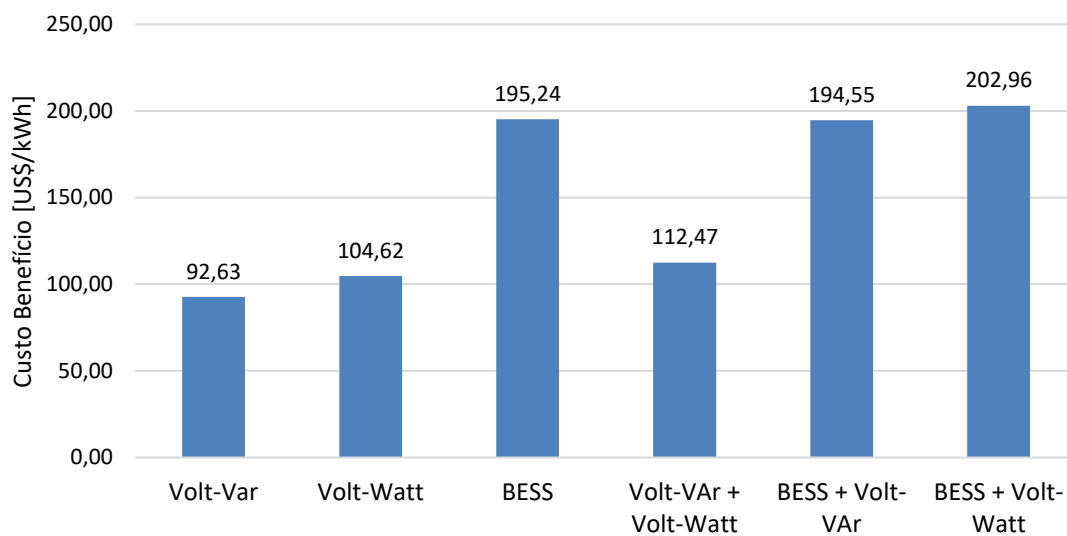


Figura 5.27 – Custo-benefício dos controles analisados (período de 7 dias).

Conforme previsto, o uso combinado dos controles Volt-VAr+Volt-Watt resultou num maior custo por energia gerada em comparação à utilização destes controles separadamente. A justificativa para este ocorrido está relacionada com o maior corte de potência ativa necessário para manter os indicadores dentro dos limites. Isto se deve ao aumento do número de SFV no sistema de distribuição.

Devido ao valor de aquisição do sistema de armazenamento por baterias, o custo-benefício de todas as soluções que utilizam este tipo de tecnologia apresentou os piores

índices. Embora em um primeiro momento estas soluções estejam em aparente desvantagem, deve ser levado em conta que o uso do BESS proporciona ao consumidor uma redução no consumo da energia proveniente da rede BT, ou seja, uma maior independência do sistema de distribuição.

## **6 AVALIAÇÃO ESTOCÁSTICA DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM**

Nas próximas seções serão apresentados os procedimentos desenvolvidos e os resultados obtidos nas simulações utilizando o método estocástico dos controles únicos e combinados, sendo que os valores de penetração indicados neste capítulo por serem baseados também em uma metodologia estocástica, poderão ser assumidos como a capacidade de hospedagem da rede estudada. Foram incluídos novos cenários de combinação das estratégias de controle e possibilidades de alocação dos DER, visando obter um comparativo da efetividade do uso dos controles em relação ao aumento da capacidade de hospedagem, possibilitando desta forma realizar uma avaliação do potencial das soluções propostas que poderiam ser adotadas.

### **6.1 Método Estocástico de Simulação**

As análises efetuadas até o momento levaram em consideração somente uma condição predefinida de alocação de recursos energéticos distribuídos para a determinação da capacidade de hospedagem. Este método permitiu realizar uma comparação da eficácia da operação entre os controles e decidir quais seriam os ajustes utilizados nas demais simulações. No entanto, em uma rede de distribuição a instalação da GD é um fator de difícil previsibilidade, uma vez que sua aquisição e utilização estão relacionadas a uma decisão pessoal do cliente.

A partir do problema exposto, faz-se necessário utilizar recursos que possibilitem avaliar a capacidade de hospedagem da rede mesmo em condições de imprevisibilidade do local de instalação da GD. Um método que se enquadra no tipo de análise em questão é o processo estocástico, o qual tem por conceito ser um fenômeno que varia de forma imprevisível à medida que o tempo passa, apresentando assim uma característica probabilística [81][82].

A imprevisibilidade mencionada sugere que ao observar uma sequência de tempo inteira do processo em diversas ocasiões teoricamente iguais, as sequências de observação resultantes serão em geral diferentes. Deste modo, uma característica de probabilidade é



verificada e o resultado desta experiência aleatória determina o comportamento do sistema para um intervalo de tempo [81]. Logo, o processo gradual e aleatório de instalação de painéis fotovoltaicos ao longo do tempo em um sistema de distribuição pode ser analisado pelo método estocástico, permitindo assim determinar a capacidade de hospedagem de uma maneira mais assertiva.

De acordo com [7], grande parte das pesquisas disponíveis na literatura que buscam a determinação da capacidade de hospedagem de geração distribuída em redes de baixa tensão estão limitadas a simulações determinísticas de fluxo de potência apenas em alguns níveis específicos de penetração ou em casos ainda mais limitados onde não são consideradas variações de carga e geração. Diante disso o autor destaca a importância de realizar uma análise estocástica em séries temporais considerando diferentes níveis de penetração fotovoltaica e variação da carga dos consumidores, ambos com alta resolução (segundos ou minutos), sendo esta a forma mais adequada de avaliar os impactos na rede e a quantidade máxima de GD que pode ser admitida sem violar os limites operativos.

Os procedimentos utilizados nesta dissertação para realizar a análise pelo método estocástico consistiram nos seguintes passos:

- Definir a quantidade de sistemas fotovoltaicos a serem instalados, sendo este valor limitado ao número de clientes;
- A partir da quantidade determinada no item anterior, sortear de modo aleatório quais consumidores terão geração distribuída e atribuir o controle a ser analisado;
- Realizar a simulação com as alocações aleatórias;
- Verificar se houve violação dos indicadores.

Com a finalidade de determinar a capacidade de hospedagem do sistema de distribuição analisado, estipulou-se que esta corresponderia a quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados que não provocassem violação dos indicadores de sobretensão e capacidade térmica em uma mesma quantidade de penetração, para um número elevado de simulações consecutivas diferentes. Desta forma, a partir do número de sistemas fotovoltaicos a serem alocados aleatoriamente, caso haja violação de um dos indicadores, é reduzida uma unidade de GD, até que se atinja um número de simulações consecutivas sem violação. A Figura 6.1 ilustra o fluxograma do algoritmo desenvolvido para determinar a capacidade de hospedagem.

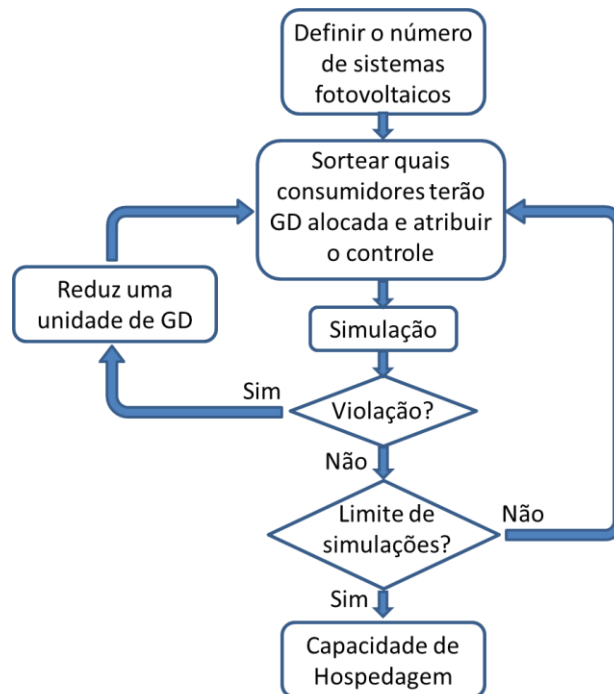


Figura 6.1 – Fluxograma da simulação estocástica.

## 6.2 Capacidade de Hospedagem pelo Método Estocástico

Em razão das simulações pelo método determinístico desenvolvidas no capítulo 5 não poderem ser assumidas como a capacidade de hospedagem, uma vez que se limitam a apenas uma condição predefinida de alocação da GD, faz-se necessário realizar novamente a análise utilizando o método estocástico. Esta reavaliação por outra perspectiva além permitir a obtenção da capacidade de hospedagem mais realista do sistema de distribuição, proporcionará realizar um comparativo entre os dois métodos em questão.

Conforme os trabalhos [32], [41], [83] e [84], a quantidade de geração distribuída admitida pela rede pode ser determinada como máxima ou mínima capacidade de hospedagem. A máxima capacidade de hospedagem geralmente é obtida por processos de otimização de alocação do SFV e quantidade de potência injetada por nó da rede de distribuição. Entretanto este valor máximo trata-se de uma situação ideal onde somente poderia ser alcançado caso fossem satisfeitas as condições de alocações ótimas, no entanto em uma rede real esta situação dificilmente ocorrerá, uma vez que a instalação da GD é um processo aleatório. Em contrapartida, a mínima capacidade de hospedagem

trata-se de um valor de penetração no qual não ocorre violação dos indicadores independentemente da configuração em que os SFVs podem ser alocados. Desta forma, o algoritmo desenvolvido nesta dissertação determina o valor da mínima capacidade de hospedagem, podendo ser caracterizado como uma margem segura de penetração na qual possibilite as concessionárias de energia elétrica autorizar novas conexões de GD até este limite, pois neste caso não ocorrerá transgressão dos critérios das normas reguladoras.

A determinação desta margem segura de penetração proporcionaria para a concessionária uma aceleração no processo de autorização de conexão da geração distribuída, uma vez que poderiam ser admitidas novas conexões enquanto não alcançado este valor. Deve-se destacar que após atingido o patamar de penetração da mínima capacidade de hospedagem ainda podem ser adicionadas novas instalações de GD, no entanto a concessionária deve fazer um estudo referente a situação específica que o alimentador estará submetido, a fim de verificar se adição desta nova unidade de geração não irá provocar violações dos indicadores.

A Tabela 6.1 apresenta os dados obtidos para a capacidade de hospedagem utilizando o método estocástico comparando-os com o método determinístico. Nas simulações do processo estocástico, todo consumidor sorteado possui o sistema fotovoltaico associado a um controle único ou combinado, exceto na condição sem controle onde o cliente possui apenas o sistema fotovoltaico. Esta convenção visa permitir a comparação com o método determinístico, onde todos clientes alocados com GD também utilizavam o mesmo critério.

Tabela 6.1 – Comparativo da capacidade de hospedagem determinística e estocástica.

Caso	Método Determinístico			Método Estocástico		
	SFV	Potência [kWp]	HC [%]	SFV	Potência [kWp]	HC [%]
Sem Controle	21	105	131,25	6	30	37,5
Volt-VAr	36	180	225	8	40	50
Volt-Watt	36	180	225	14	70	87,5
Volt-VAr + Volt-Watt	43	215	268,75	40	200	250
BESS	43	215	268,75	19	95	118,75
Volt-VAr + BESS	52	260	325	27	135	168,75
Volt-Watt + BESS	55	275	343,75	34	170	212,5

SFV: Quantidade de sistemas fotovoltaicos alocados; HC: capacidade de hospedagem (*Host Capacity*).

Para fins de facilitar a comparação dos resultados, foi elaborada a Figura 6.2 na qual está ilustrada as informações obtidas para a capacidade de hospedagem.

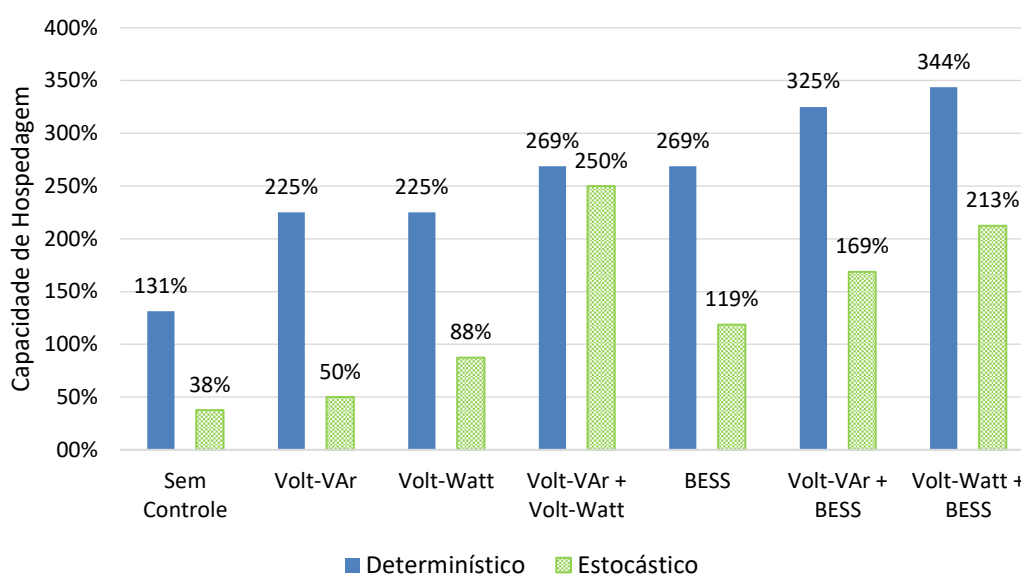


Figura 6.2 – Gráfico comparativo da capacidade de hospedagem determinística e estocástica.

A comparação entre os dados obtidos demonstra no geral uma grande redução na capacidade de hospedagem para todos os casos analisados quando a alocação de DER foi efetuada de forma aleatória pelo método estocástico, exceto no controle Volt-VAr+Volt-Watt. Esta redução observada no método estocástico se deve ao fato de em algumas situações o sorteio ter destinado a alocação da GD da maioria dos clientes em uma mesma fase e também no final do alimentador, provocando com isso a violação do indicador de sobretensão na respectiva fase e consequentemente inviabilizando atingir o mesmo patamar que o método determinístico.

A associação entre os controles Volt-VAr+Volt-Watt resultou em leve redução da capacidade de hospedagem devido a esta estratégia de controle violar somente o indicador de capacidade térmica e conseguir manter a tensão sempre abaixo de 1,05 pu. Consequentemente apenas uma pequena redução no número de sistemas fotovoltaicos já é suficiente para fazer com o que a corrente que circula pelo transformador MT/BT não exceda os patamares regulatórios. Como forma de comprovar a eficácia deste controle na manutenção do nível de tensão, foram feitos testes onde os SFV foram alocados somente em uma mesma fase e não foi verificada sobretensão acima do limite permitido em nenhum dos três testes (fases A, B e C).

Os resultados demonstraram a importância de utilizar a análise estocástica para a avaliação da capacidade de hospedagem em uma rede de distribuição, sendo que o valor determinado por estas simulações está mais próximo do que pode ser verificado efetivamente na rede, haja vista que foi considerada a imprevisibilidade do local de instalação da GD.

Pesquisas realizadas sugerem que a capacidade de hospedagem (sem controle) da maioria dos alimentadores varia em torno de 20% a 50% em relação ao pico de carga. No entanto em alguns estudos foram encontradas capacidades de hospedagem variando desde 5% até maiores que 100%, estando esta variabilidade relacionada aos parâmetros da rede, local de instalação e tamanho da geração distribuída [83]-[87]. Desta forma a capacidade de hospedagem sem controle em torno de 30% encontrada nos testes desta dissertação está em conformidade com a literatura.

Em geral, os valores verificados de penetração permitida para os controles apesar da redução, mantiveram a mesma ordem em relação à eficácia nos dois métodos simulados. Percebe-se que para a condição estocástica houve diferença na capacidade de hospedagem entre os resultados dos controles Volt-VAr e Volt-Watt, evidenciando a vantagem deste último na manutenção dos níveis de tensão dentro da faixa permitida. Este ocorrido conforme mencionado na seção 5.4, está relacionado ao fato de a potência ativa possuir forte relação com o controle do nível de tensão nos sistemas de distribuição de baixa tensão.

Segundo [88], as estratégias Volt-Watt e Volt-VAr seguem a variação diária de tensão através de um controle de potência linear. A eficácia de cada função depende da relação X/R, onde o controle Volt-Watt é mais eficaz para sistemas de potência significativamente de característica resistiva, geralmente sistemas de baixa tensão, enquanto o Volt-VAr é mais eficiente para sistemas de maior potência onde a relação X/R é elevada.

A partir das análises realizadas, conclui-se que o melhor resultado foi apresentado pelos controles Volt-VAr+Volt-Watt operando juntos devido ao fato desta solução não sofrer redução considerável da capacidade de hospedagem no método estocástico, e por não incluir custos adicionais com sistema de armazenamento. Entretanto conforme visto

no capítulo anterior, este tipo de controle apresenta um elevado corte na potência média gerada nos painéis fotovoltaicos e menor fator de capacidade.

### 6.3 Associação entre Controles Únicos e Combinados

Nas simulações realizadas até o momento convencionou-se que o sorteio realizado definia apenas qual consumidor iria ter a presença de geração distribuída, entretanto o mesmo controle era atribuído a todos clientes sorteados. Nesta seção além do sorteio dos clientes que possuirão geração distribuída, será incluída a aleatoriedade do tipo de controle do DER. Esta convenção gera um número maior de combinações de alocação de recursos energéticos distribuídos, sendo permitido inclusive que os controles Volt-VAr e Volt-Watt estejam habilitados em inversores diferentes na mesma rede.

Na Figura 6.3 é ilustrado o fluxograma de simulação estocástica com a alteração proposta em questão onde foi incluída a aleatoriedade na atribuição dos controles e na Figura 6.4 é apresentado um descritivo das possibilidades que os consumidores poderiam assumir.

A capacidade de hospedagem verificada para as simulações realizadas conforme as condições descritas acima encontram-se apresentada na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Capacidade de hospedagem da associação entre controles.

Caso	Quantidade de SFV	Potência [kWp]	Capacidade de Hospedagem [%]
Controle Combinado	34	170	212,5
Controles Único ou Combinado	24	120	150
Controle Único	18	90	112,5

A utilização de dois controles atuando conjuntamente resultou na maior capacidade de hospedagem verificada e o controle único por sua vez apresentou o pior resultado, entretanto deve-se ressaltar que ambos os casos apresentaram correspondência com a faixa de valores comparados com as simulações desenvolvidas até o momento, conforme ilustrado na Tabela 6.1. De acordo com o esperado, no caso em que o cliente poderia ser alocado com controle único ou combinado, a capacidade de hospedagem ficou entre os valores máximos e mínimos dos demais casos.

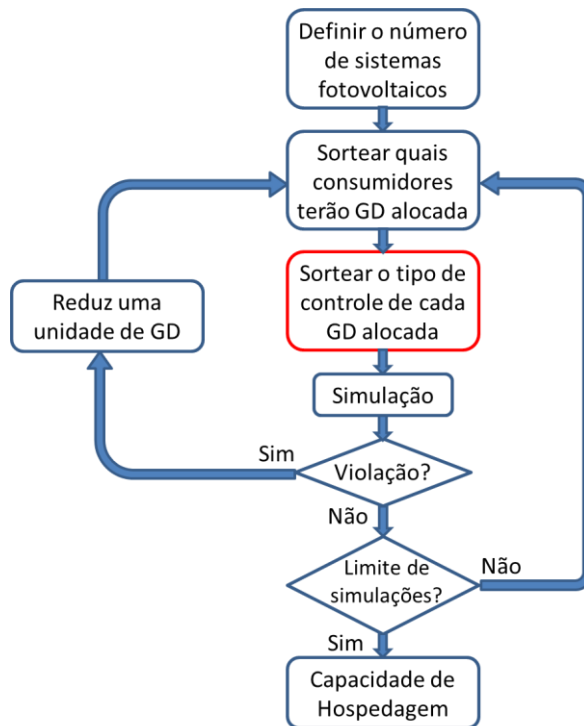


Figura 6.3 – Fluxograma da simulação estocástica com sorteio do tipo de controle.

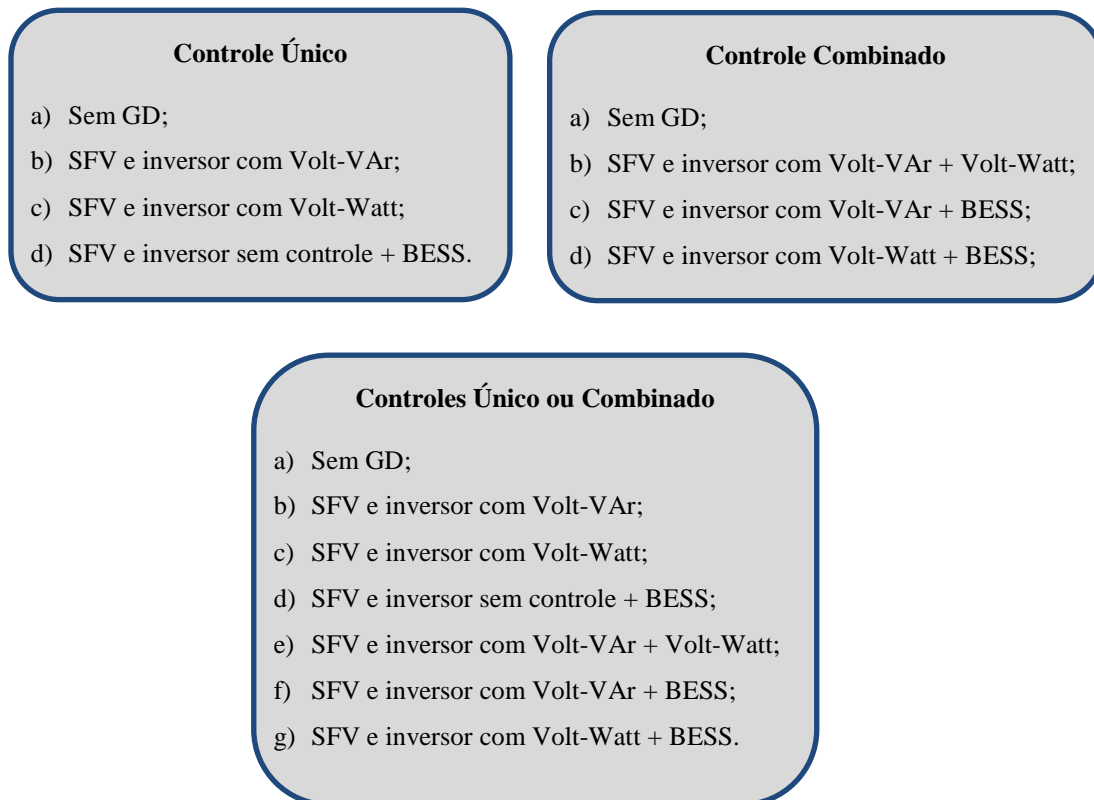


Figura 6.4 – Descrição das possibilidades de alocação dos clientes.

Em uma situação mais fiel as condições do sistema, além da imprevisibilidade da alocação de recursos energéticos distribuídos na rede, ocorrerão casos em que o cliente poderá ou não ter a presença de controle no inversor e sistema de armazenamento. Portanto para obter resultados mais concisos é necessário avaliar a capacidade de hospedagem considerando também a aleatoriedade por esta perspectiva. O fato de incluir este estado de alocação nas simulações decorre da possibilidade de haver na rede de distribuição consumidores com instalação fotovoltaica antiga, a qual não possui controle no inversor ou sistema de armazenamento.

Desta forma, decidiu-se mensurar em quanto seria reduzida a capacidade de hospedagem causada pela adição da possibilidade de existir no sistema consumidores que possuam SFV sem a presença de nenhum tipo de controle de sobretensão. Para isto em todos os três casos simulados acima foi adicionada a possibilidade em questão ao processo estocástico.

Na Tabela 6.3 pode ser verificado conforme esperado, o efeito na redução da máxima penetração permitida causado pela possibilidade do cliente possuir geração fotovoltaica sem controle (Somente SFV). Embora haja redução na capacidade de hospedagem, a inclusão deste estado para alocação do cliente proporciona um cenário mais fiel ao que será encontrado pela concessionária no sistema de distribuição.

Tabela 6.3 – Capacidade de hospedagem da associação entre controles (incluído SFV sem controle).

<b>Caso</b>	<b>Quantidade de SFV</b>	<b>Potência [kWp]</b>	<b>Capacidade de Hospedagem [%]</b>
Controle Combinado	24	120	150
Controles Único ou Combinado	17	85	106,25
Controle Único	14	70	87,5

A Figura 6.5 ilustra graficamente um comparativo entre as capacidades de hospedagem das tabelas acima apresentadas. Como pode ser observado, houve uma redução na capacidade de hospedagem, no entanto foi preservada a ordem de eficácia dos controles simulados.



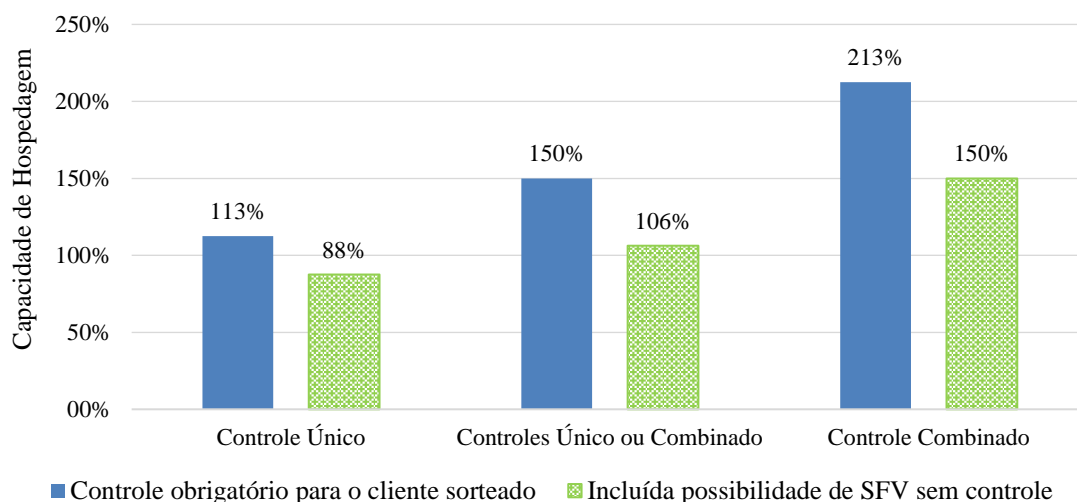


Figura 6.5 – Gráfico comparativo da capacidade de hospedagem da associação entre controles.

## 6.4 Aproximação para Condição Real do Sistema

Em alguns países a utilização de controles nos inversores inteligentes é imposta pelas concessionárias ou órgãos reguladores. Como exemplos temos o caso da Alemanha que devido a presença de alta penetração de GD, desde 2012 foi determinado que o inversor possua um limite impedindo a geração superior a 70% de sua potência nominal [88]. Na Austrália os inversores estão condicionados a utilizar o controle Volt-Watt [90] [91] e na Califórnia foi estabelecida a Regra 21 em que o inversor deve obrigatoriamente possuir o controle Volt-VAr [92].

Geralmente após a entrada em vigor da regulamentação de um padrão de controle a ser adotado em uma região, todos clientes que adquirirem a GD estarão obrigados a instalar equipamentos certificados para o devido cumprimento da resolução. Entretanto, aos consumidores com instalações em operação anteriormente a esta data, não é exigida a aquisição de novos equipamentos. Este fato implica que passado certo tempo da entrada em vigor da norma imposta, haverá no sistema de distribuição a presença de inversores operando com e sem controle, devendo este fator ser levado em consideração nas simulações.

Tendo em vista as considerações apresentadas, foram atribuídas as seguintes possibilidades para os consumidores:

- Não possuir geração distribuída;
- Possuir apenas sistema fotovoltaico sem controle;
- Possuir o sistema fotovoltaico sem controle juntamente com o BESS;
- Possuir sistema fotovoltaico com controle do inversor inteligente;
- Possuir sistema fotovoltaico com controle do inversor inteligente juntamente com o BESS.

Como a capacidade de hospedagem para a condição em que o cliente possui somente geração fotovoltaica sem controle é de seis unidades de sistemas fotovoltaicos, o sorteio foi limitado a alocar no máximo esta quantidade de consumidores com GD sem controle na rede (vide Tabela 6.1). Para os clientes sorteados com a presença de controle, não foi imposta nenhuma limitação no sorteio.

O motivo de adotar o critério de limitar a alocação em no máximo seis consumidores com geração distribuída sem controle mencionada no parágrafo anterior, decorre do embasamento que a partir da entrada em vigor de uma resolução sobre a obrigatoriedade do uso de controles, existiam previamente na rede clientes em operação e que não seriam obrigados a usarem o controle instituído. Portanto o número de clientes com GD sem controle anteriormente à regulamentação, nunca poderia ser superior a capacidade de hospedagem para esta condição, que para este caso é de seis unidades de 5 kWp.

Nas simulações estocásticas realizadas nesta seção foi definido que somente um dos tipos de controles do inversor inteligente estaria configurado, sendo assim não seria permitido que inversores na mesma rede operem com controles diferentes. O motivo desta restrição se deve ao fato de não ter sido encontrado nas referências durante a pesquisa bibliográfica, casos em que há na mesma rede a presença dos controles Volt-VAr e Volt-Watt atuando em inversores diferentes. A Figura 6.6 ilustra os três casos em que serão procedidas as análises de capacidade de hospedagem. O controle Volt-VAr combinado com Volt-Watt (caso 3) foi considerado como sendo apenas um controle, pois ambas as funções estão ativas no mesmo inversor.

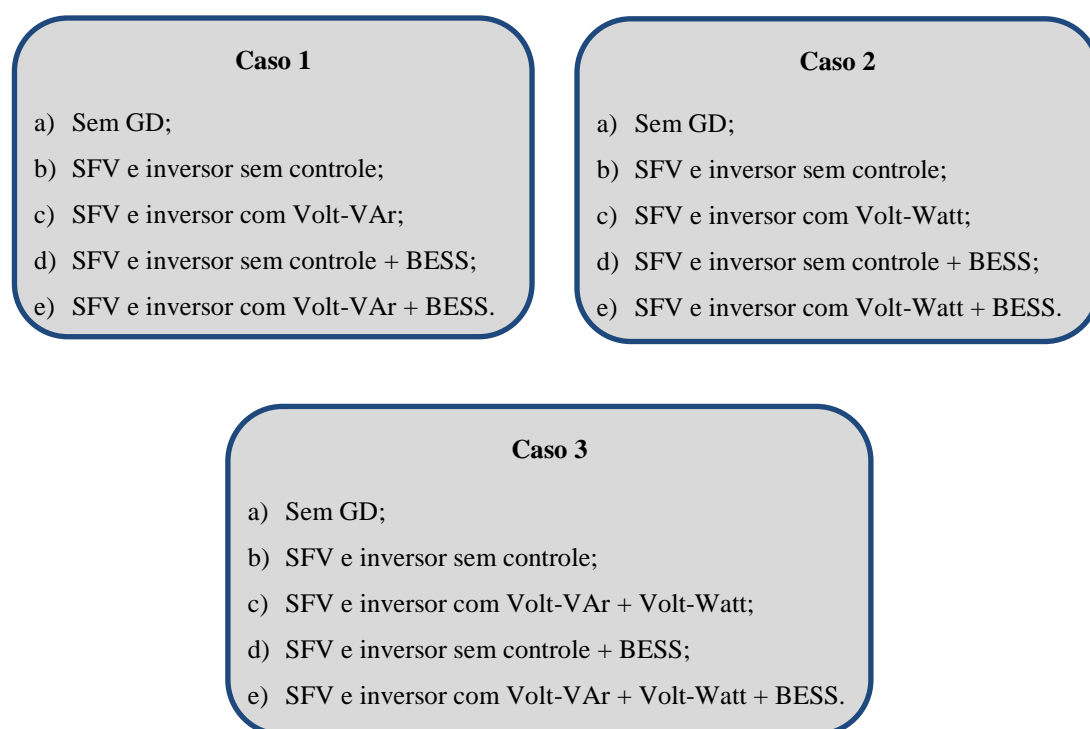


Figura 6.6 – Descrição das possibilidades de alocação dos clientes dos casos de aproximação da rede real.

O maior valor de penetração fotovoltaica admitido na rede BT sem causar violação dos indicadores nas simulações estocásticas encontra-se apresentado na Figura 6.7. A comparação entre os resultados, mais uma vez reforça a maior eficácia do controle Volt-Watt em relação ao Volt-VAr na mitigação de problemas relacionados a sobretensão e capacidade térmica nos sistemas de distribuição.

Considerando que o valor da capacidade de hospedagem pelo método estocástico sem a utilização de controle foi de 37,5% (vide Tabela 6.1), a adoção de qualquer uma das soluções propostas nesta seção resultaria em um aumento considerável no valor da penetração.

Na necessidade de instituir normas que definam qual tipo de controle deve ser utilizado para elevar a capacidade de hospedagem do sistema, a escolha por parte das concessionárias ou da agência reguladora deve levar em consideração que o controle Volt-VAr é uma boa alternativa pelo lado do cliente pois não realiza corte de geração, entretanto eleva as perdas no sistema devido a compensação reativa, já o controle Volt-Watt pode permitir uma penetração maior, no entanto se ajustado com o corte de geração muito agressivo pode desestimular os consumidores a adquirirem recursos energéticos distribuídos. Apesar de sua eficácia o controle BESS implica no aumento considerável

dos custos da instalação, conseqüentemente muitos consumidores não terão disponibilidade financeira em adquirir esta solução.

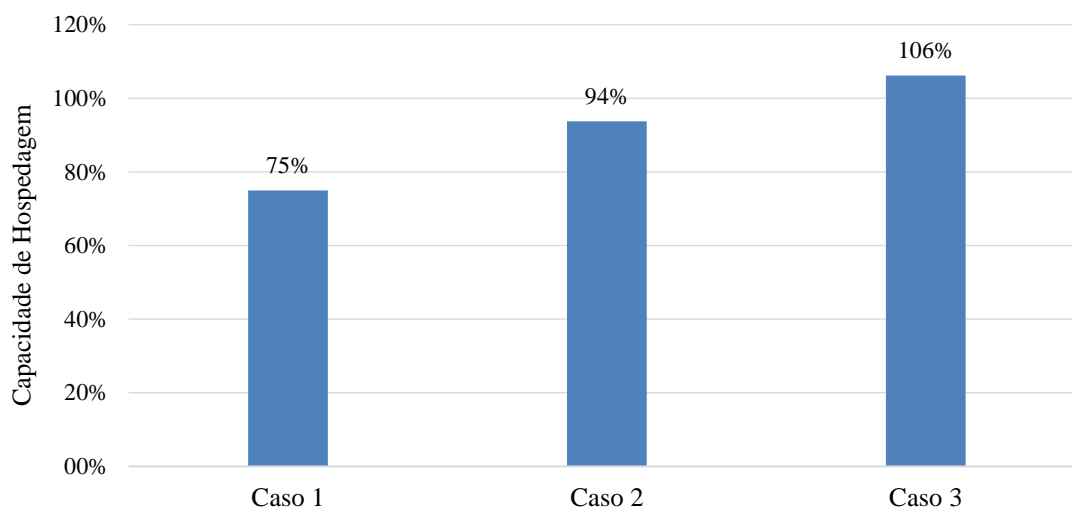


Figura 6.7 – Capacidade de hospedagem para aproximação da condição real.

## 6.5 Avaliação com Diminuição da Resolução da Irradiância e Demanda

Nesta seção será abordada a utilização de perfis de irradiância e demanda com redução da resolução. A finalidade em aumentar o intervalo entre as medidas tem por objetivo reduzir o tempo computacional gasto em cada simulação e, com isto, permitir que um maior número de casos seja simulado e analisado, além de se aproximar da prática adotada pelas empresas.

### 6.5.1 Resolução Média de 10 Minutos

Na maioria das situações as concessionárias de distribuição não possuem histórico de medidas com resolução de 1 minuto da demanda dos clientes residenciais, sendo mais comum encontrar estes dados com resolução horária. No entanto, o indicador do nível de tensão presente no módulo 8 do PRODIST utiliza medidas com intervalo de 10 minutos. Desta forma, para adequar esta diferença, a resolução de demanda foi convertida para intervalo de 1 hora e posteriormente os patamares horários foram replicados para os intervalos de 10 minutos dentro de cada mesma hora (6 intervalos de dez minutos para

cada 1 hora). A Figura 6.8 apresenta uma comparação entre o perfil de 1 minuto com a resolução de 10 minutos obtida através da resolução horária.

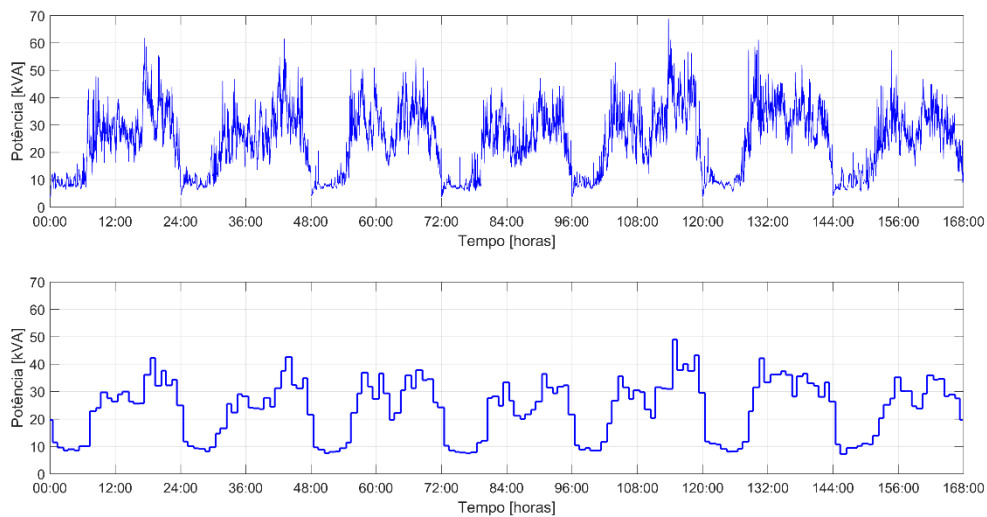


Figura 6.8 – Comparação da demanda agregada com resoluções de 1 minuto e 10 minutos.

Apesar de ter sido utilizado neste trabalho dados de uma estação solarimétrica com resolução de 1 minuto, o normal de ser encontrado são medições com intervalos maiores entre as medições. Portanto, o perfil da irradiância utilizado foi convertido diretamente para a resolução de 10 minutos realizando a média de cada intervalo de 10 medidas a fim de compatibilizá-lo com o passo da simulação. A Figura 6.9 mostra a comparação entre as resoluções de 1 minuto e a média a cada dez minutos.

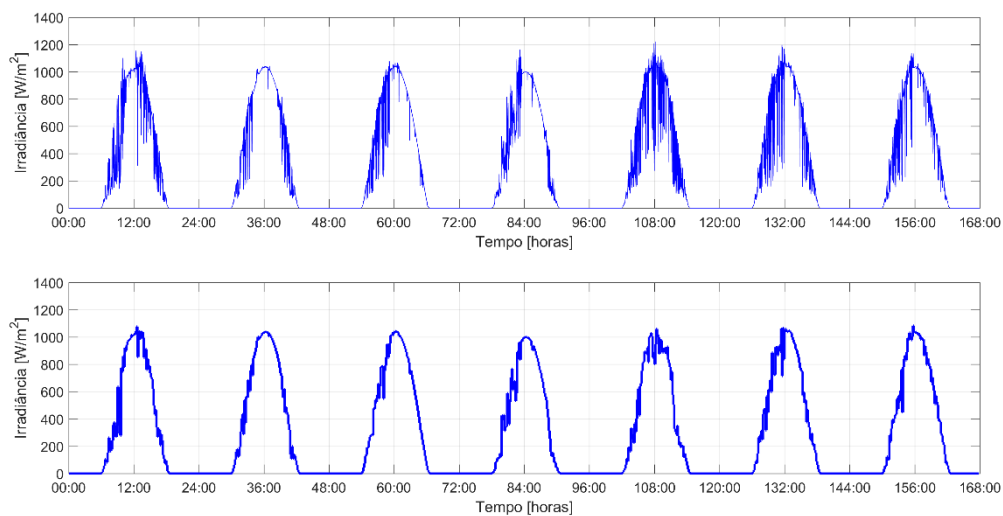


Figura 6.9 – Comparação do perfil de irradiância com resoluções de 1 minuto e 10 minutos (média).

Conforme pode ser constatado, houve uma esperada perda de resolução ao comparar o comportamento do perfil de tensão para os casos com resolução de 1 minuto (vide capítulo 5) e 10 minutos, no entanto os resultados ainda podem ser considerados suficientemente satisfatórios por proporcionar redução significativa no tempo individual de cada simulação.

Após a conversão da resolução dos perfis de demanda e irradiância, as simulações estocásticas realizadas até o momento foram refeitas, no entanto o número de simulações foi aumentado para 1000 simulações em cada caso analisado, dado que o tempo computacional de cada simulação reduziu. Outra medida adotada na metodologia visando consolidar os resultados trata-se de admitir o valor de capacidade de hospedagem somente se o algoritmo atingisse três vezes consecutivas o mesmo valor admitido de SFV na rede, sendo verificado que as 1000 simulações foram suficientes para tal objetivo.

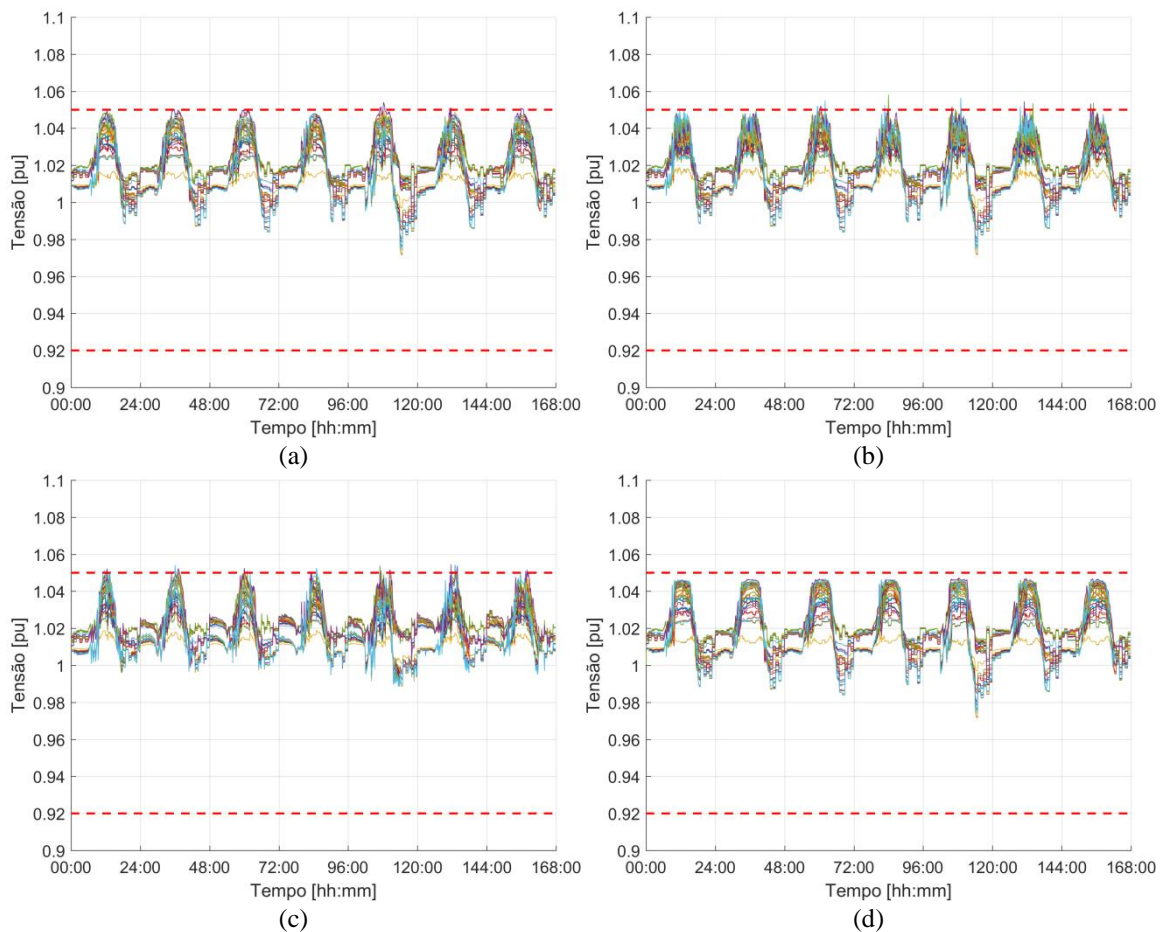


Figura 6.10 – Comportamento do perfil da tensão com resolução de 10 minutos para os controles (a) Volt-VAr, (b) Volt-Watt, (c) BESS e (d) Volt-VAr+Volt-Watt.

Devido a necessidade de verificar a convergência dos resultados dos indicadores em relação ao número de simulações estocásticas foram gerados os gráficos apresentados na Figura 6.11. Nesta ocasião, o sistema foi submetido a uma alta penetração fotovoltaica (48 SFV com controle Volt-VAr) de forma a provocar violação nos indicadores. Conforme pode ser constatado, 1000 simulações são uma quantidade suficiente para que a média dos indicadores atinja um patamar estável, demonstrando portanto, que o valor adotado é suficiente para fornecer resultados confiáveis de capacidade de hospedagem mesmo em face ao elevado número de configurações de alocação que a rede pode assumir. Como pode ser visto nos gráficos, foram simulados 2000 casos com intuito de mostrar que não houve variação significativa da média mesmo dobrando o número de simulações.

Os novos resultados obtidos para capacidade de hospedagem para a resolução de 10 minutos dos casos em que todos os clientes sorteados possuem SFV (exceto casos de inversor sem controle) encontra-se apresentado na Figura 6.12 e Figura 6.13.

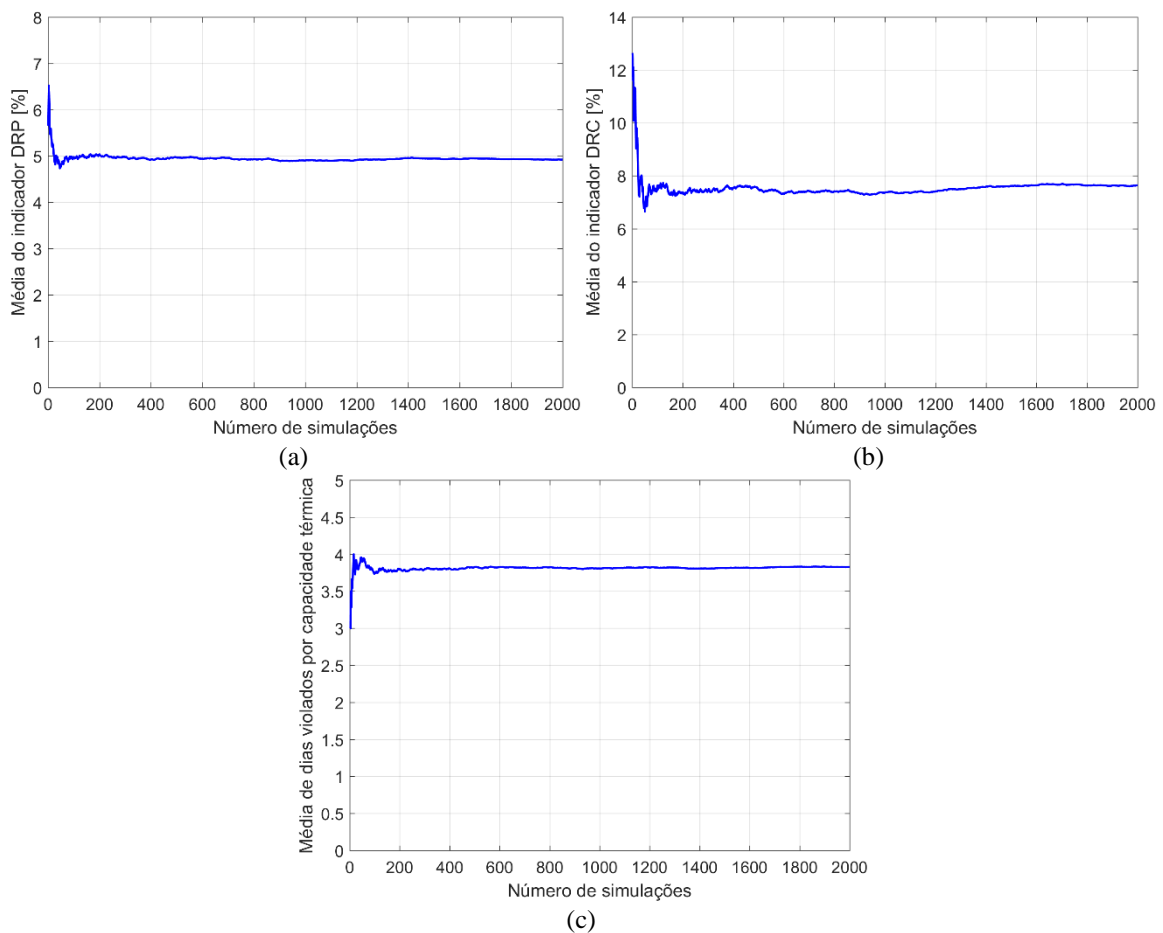


Figura 6.11 – Média dos indicadores (a) DRP, (b) DRC e (c) capacidade térmica.

A comparação entre os resultados obtidos nas simulações com resolução de 1 minuto e 10 minutos apresentou de forma geral uma redução da capacidade de hospedagem de sistemas fotovoltaicos na rede. Este resultado é explicado pelo aumento do número de simulações realizadas, haja vista que um maior número de casos analisados possibilitou o surgimento de alocações de DER em que era excedida a capacidade do sistema. A convergência dos resultados após executar três vezes o algoritmo, permite uma maior segurança em adotar estes valores como a capacidade de hospedagem da rede para cada situação analisada.

Tendo em vista o número de simulações realizadas nesta seção foi elaborada a Tabela 6.4 demonstrando o valor máximo atingido pelos indicadores do nível de tensão DRP e DRC para os mesmos controles da simulação determinística, os quais tiveram estes valores apresentados no capítulo 5. Em razão da redução da penetração fotovoltaica admitida pela rede na simulação probabilística, o indicador de capacidade térmica apresentou valor nulo em todas simulações estocásticas e por isso seu resultado foi omitido da tabela.

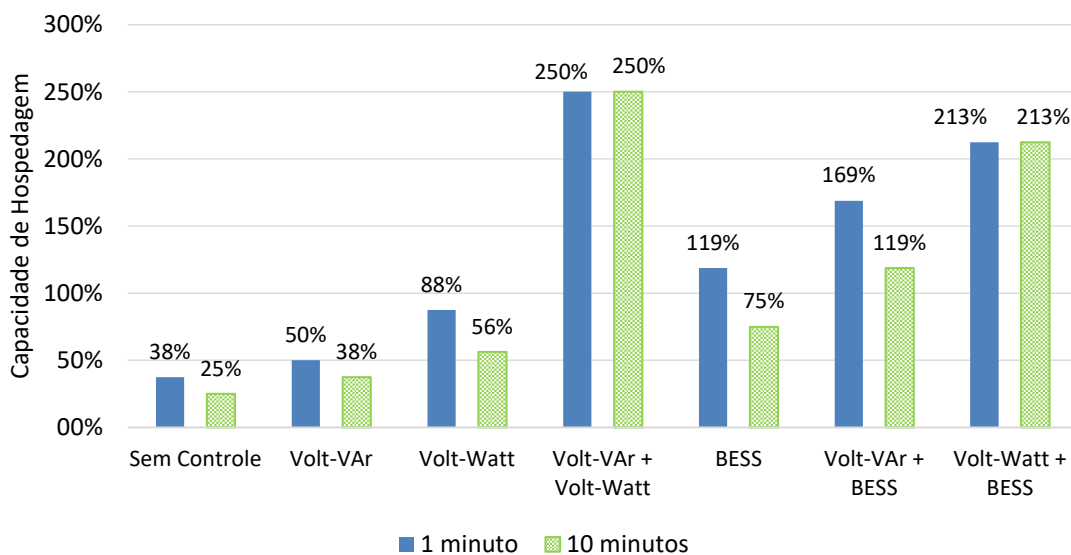


Figura 6.12 – Comparativo da capacidade de hospedagem para resolução de 1 e 10 minutos.



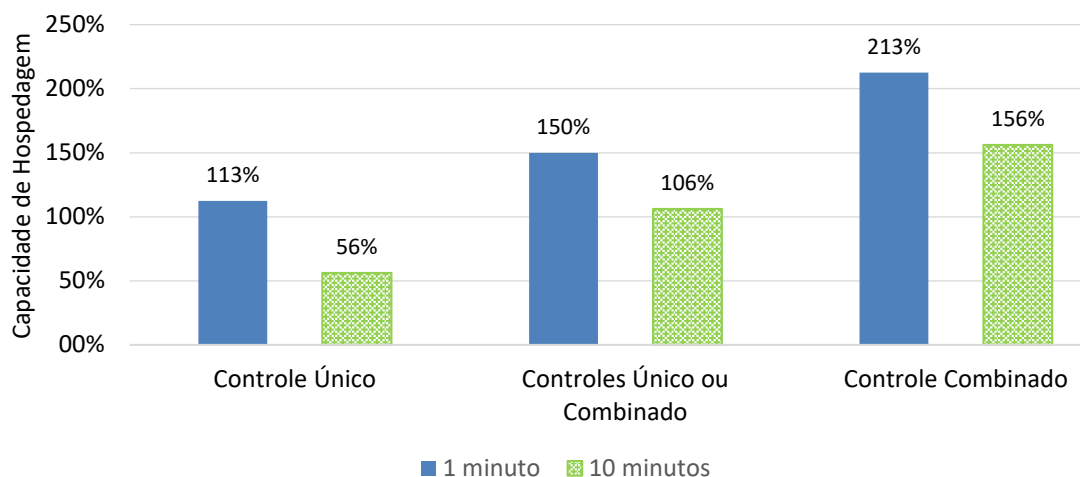


Figura 6.13 – Comparativo da capacidade de hospedagem para resolução de 1 e 10 minutos para a associação de controles.

Além disso, a redução da capacidade de hospedagem também resultou do fato de o indicador de tensão na resolução de 1 minuto coletar para o cálculo medições a cada 10 minutos (ignorando valores entre este intervalo), desta forma a média aritmética realizada na conversão da resolução de 1 minuto para 10 minutos tendeu a figurar para o caso deste sistema simulado em um patamar mais elevado. Portanto os resultados obtidos por meio das simulações com resolução da média dos 10 minutos apresentam-se com patamar mais conservador evitando sobretensões na rede de distribuição, uma vez que esta variável é o principal fator que restringe o aumento da penetração fotovoltaica.

Tabela 6.4 – Valor máximo atingido pelo indicador DRP (simulação estocástica).

Caso	DRP [%]	DRC [%]	Caso	DRP [%]	DRP [%]
Volt-VAr	2,58	0	BESS	2,98	0
Volt-Watt	1,88	0	Volt-VAr + BESS	2,28	0
Volt-VAr + Volt-Watt	2,18	0	Volt-Watt + BESS	2,58	0,2

Deve ser destacado que nos controles Volt-VAr+Volt-Watt e Volt-Watt+BESS não ocorreu redução da capacidade de hospedagem mesmo com o aumento do número de casos simulados, demonstrando assim uma robustez na eficácia destes controles na manutenção dos níveis de tensão dentro dos patamares permitidos.

Na Figura 6.14 e Figura 6.15 encontram-se ilustrados os resultados obtidos para os casos em que foi incluída a possibilidade de o cliente possuir SFV sem nenhum tipo

de controle de sobretensão em relação a injeção de potência. Da mesma forma, como ocorrido com os casos anteriormente analisados, houve uma redução considerável da capacidade de hospedagem após o aumento do número de casos simulados.

Devido à redução na capacidade de hospedagem verificada na resolução de 10 minutos e diante da necessidade de avaliar se o novo intervalo de simulação adotado conferia resultados dos indicadores similares ao da resolução de 1 minuto, as configurações de alocação de recursos energéticos distribuídos para os casos com violação na resolução de 10 minutos foram submetidas a teste com a resolução de 1 minuto. Os resultados obtidos demonstraram que em 90% dos casos a violação dos indicadores ocorreu em ambas as resoluções avaliadas, portanto este resultado demonstra que a análise por meio da resolução de 10 minutos possibilita obter resultados com fidelidade satisfatória na determinação da capacidade de hospedagem da rede.

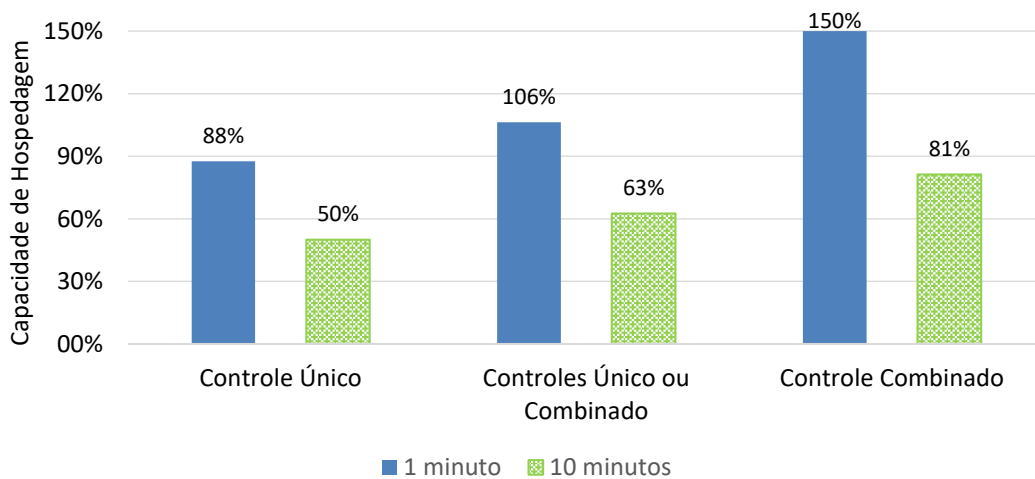


Figura 6.14 – Comparativo da capacidade de hospedagem para resolução de 1 e 10 minutos para a associação de controles (incluído SFV sem controle).

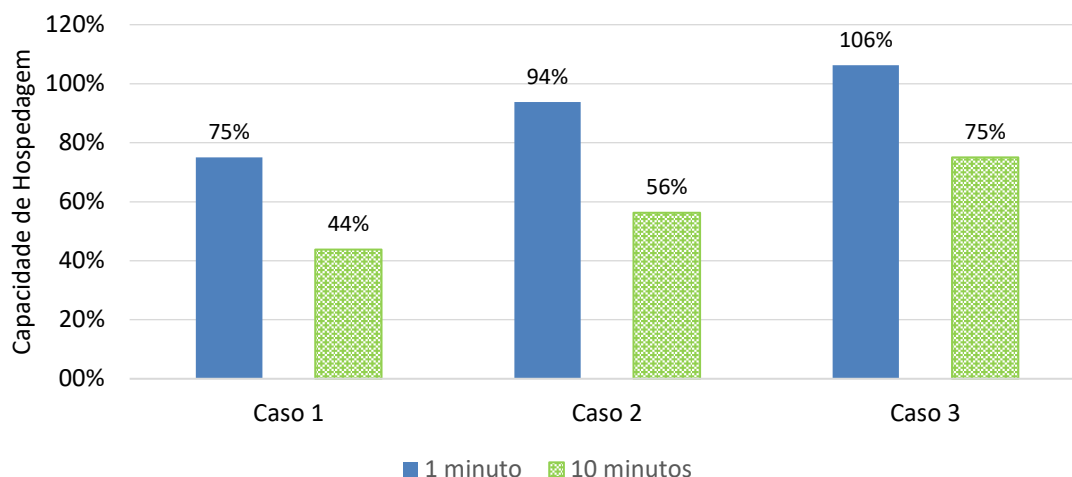


Figura 6.15 – Comparativo da capacidade de hospedagem para resolução de 1 e 10 minutos para aproximação da condição real.

### 6.5.2 Resolução Média de 60 Minutos

Conforme mencionado na seção anterior, o cenário mais usual de ser encontrado no âmbito das concessionárias de distribuição de energia elétrica é a disponibilidade de dados de perfil de consumo com resolução horária. O mesmo também ocorre com os dados de radiação solar, os quais na grande maioria dos casos somente são disponibilizados com intervalo da média de 60 minutos. Diante desta característica, decidiu-se submeter a metodologia de simulação apresentada neste trabalho com os perfis de demanda e irradiância, ambos obtidos por meio da realização da média aritmética de 60 minutos, a fim de verificar se a resolução utilizada apresentaria resultados satisfatórios na determinação da capacidade de hospedagem da rede. A Figura 6.16 ilustra os perfis em questão que foram utilizados nas simulações.

Devido à redução de 1008 medidas obtidas na simulação em relação ao período de uma semana com resolução de 10 minutos para 168 medidas com resolução horária, verificou-se a necessidade de redefinir o cálculo dos indicadores de tensão DRP e DRC apresentados nas equações (4.1) e (4.2), resultando nas adequações realizadas nas equações (6.1) e (6.2). Os limites de 3% para o DRP e 0,5% para DRC foram mantidos conforme determinado pelo módulo 8 do PRODIST [64].

$$DRP = \frac{nlp}{168} \times 100 \text{ [%]} \quad (6.1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{168} \times 100 \text{ [%]} \quad (6.2)$$

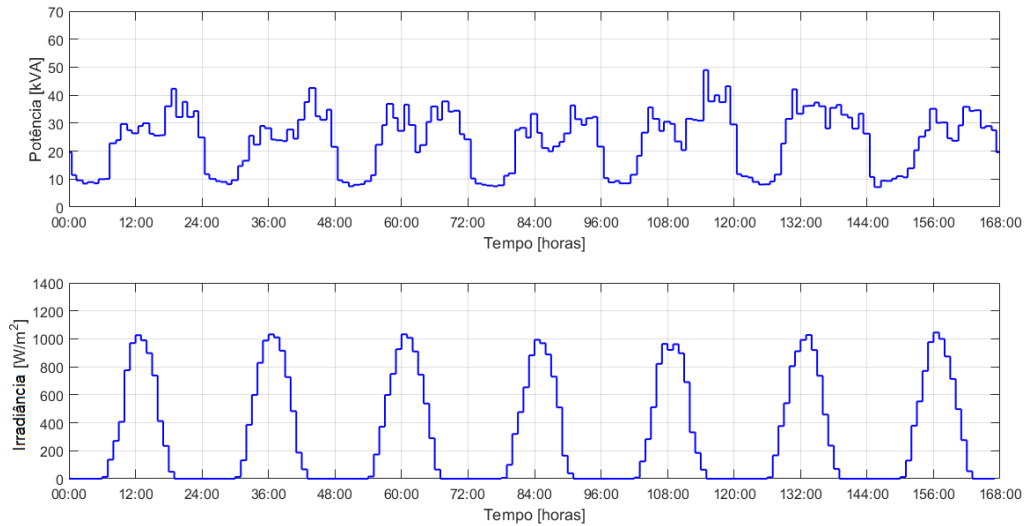


Figura 6.16 – Comparação da demanda agregada com resoluções de 1 minuto e 10 minutos.

Como o tempo admitido em sobrecarga do indicador de capacidade térmica é de 30 minutos foi necessário realizar uma adequação à nova resolução, bastando apenas uma medição horária acima do patamar permitido para ser considerado como uma violação. O valor máximo de potência que pode ser atingido continua como 1,29 pu.

A Figura 6.17 apresenta o perfil de tensão relativo a resposta dos controles utilizados nesta dissertação para a resolução de horária utilizando alocação determinística de recursos energéticos distribuídos.

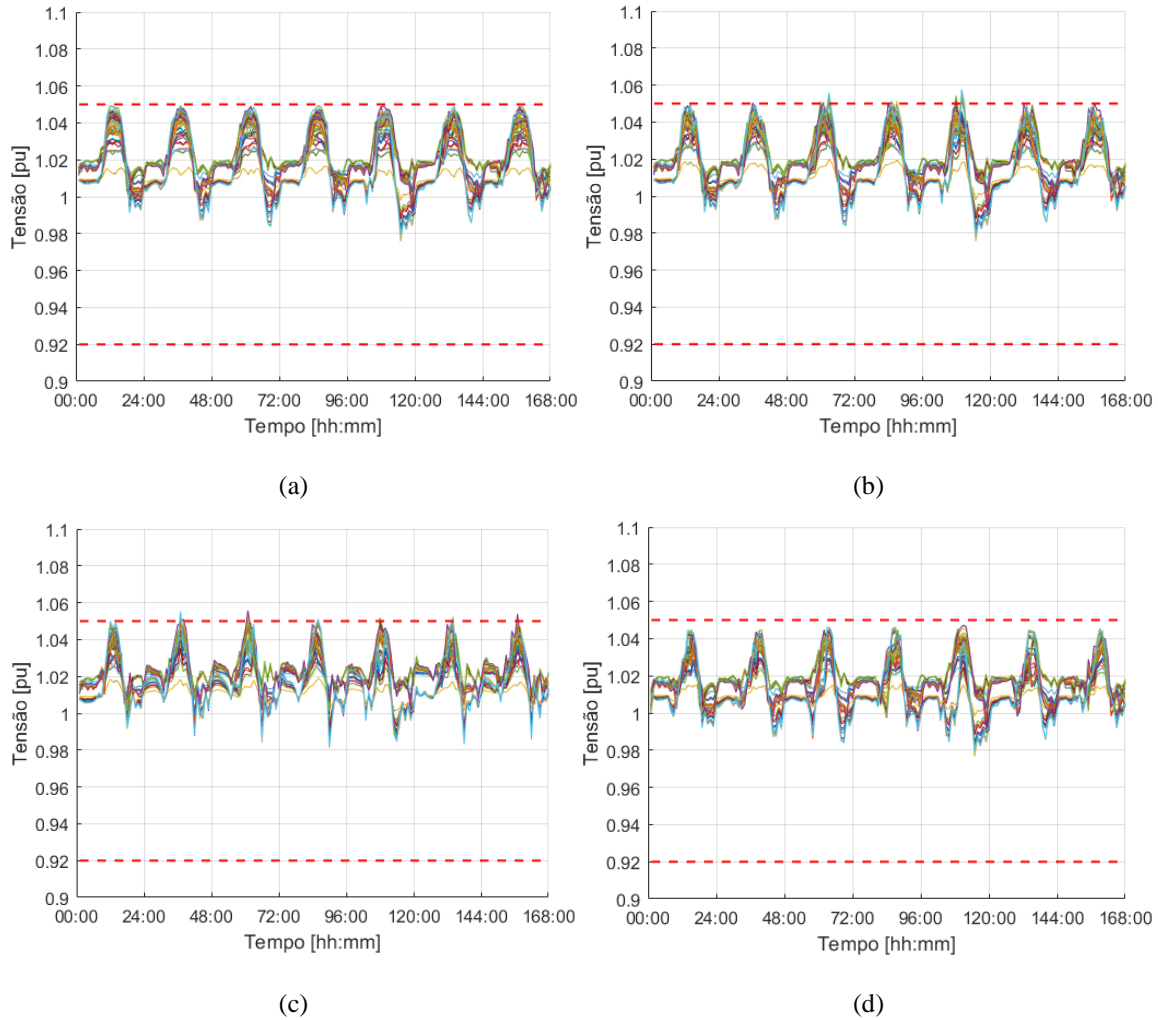


Figura 6.17 – Comportamento do perfil da tensão com resolução 60 minutos para os controles (a) Volt-VAr, (b) Volt-Watt, (c) BESS e (d) Volt-VAr+Volt-Watt.

Assim como procedido na seção anterior, em razão da redução da resolução houve grande redução no tempo computacional da simulação, desta maneira foi determinado que o número de simulações da metodologia estocástica para a resolução horária foi aumentado proporcionalmente para 6000 casos, devendo o método convergir para a mesma capacidade de hospedagem em três execuções seguidas do algoritmo.

Os resultados obtidos para as simulações com resolução de 60 minutos encontram-se apresentados na Figura 6.18 a Figura 6.21. Para fins de comparação, os resultados da capacidade de hospedagem para a resolução de 10 minutos foram incluídos.

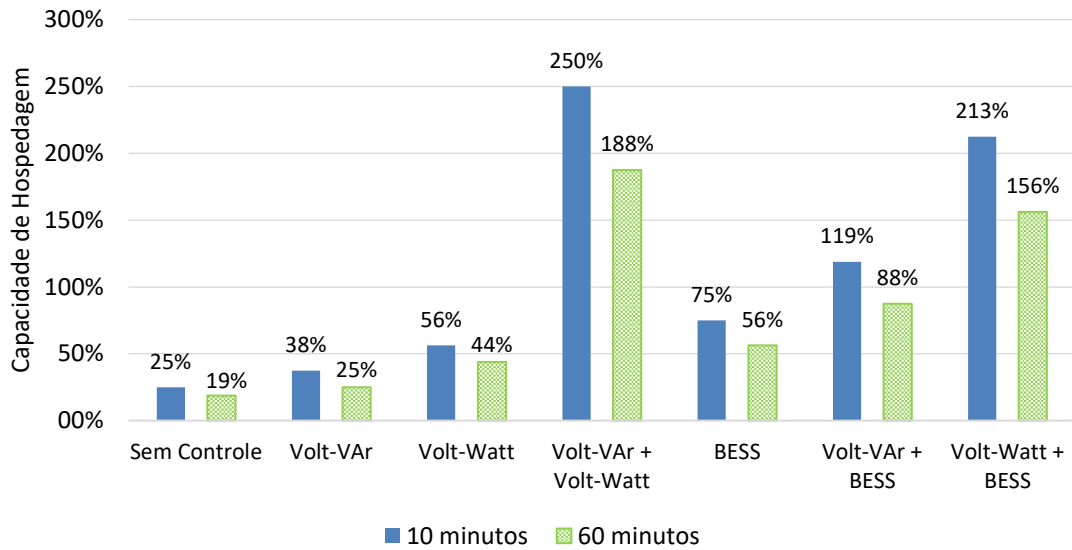


Figura 6.18 – Comparativo da capacidade de hospedagem para resolução de 10 e 60 minutos.

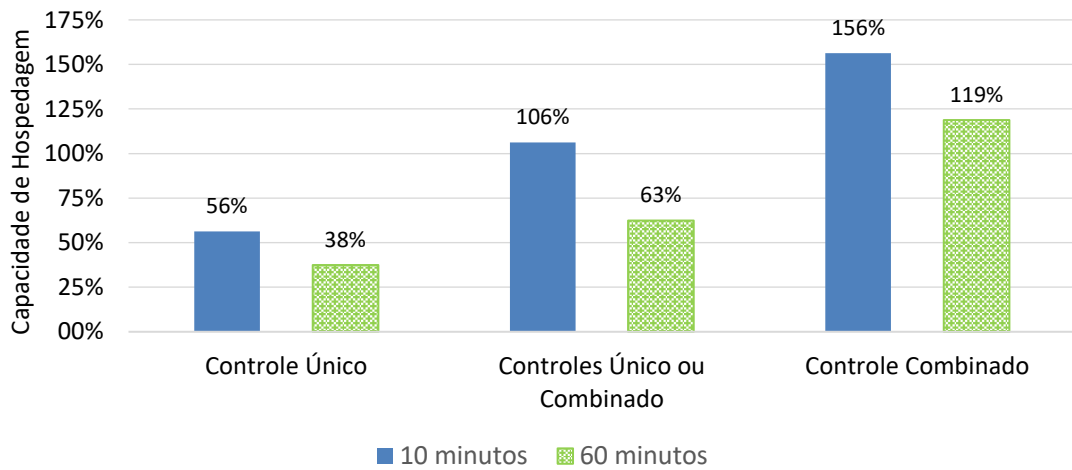


Figura 6.19 – Comparativo da capacidade de hospedagem para resolução de 10 e 60 minutos para a associação de controles.

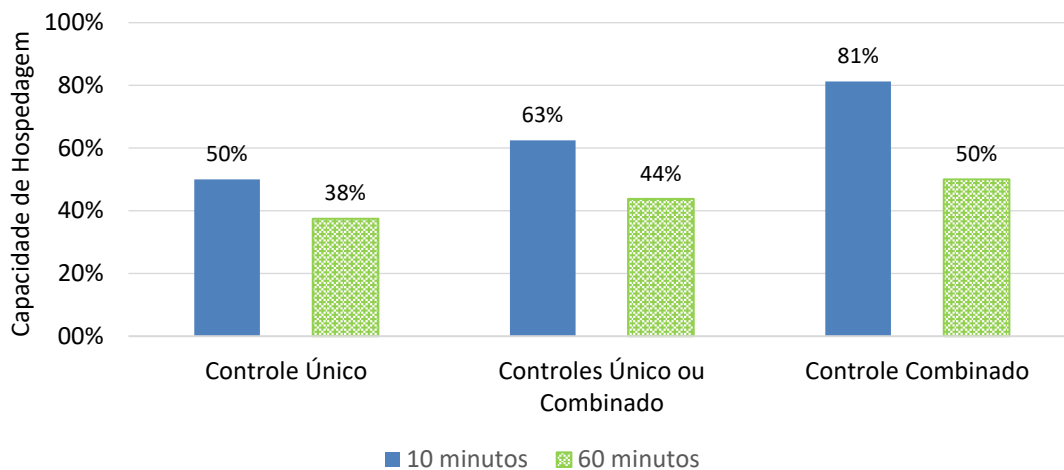


Figura 6.20 – Comparativo da capacidade de hospedagem para resolução de 10 e 60 minutos para a associação de controles (incluído SFV sem controle).

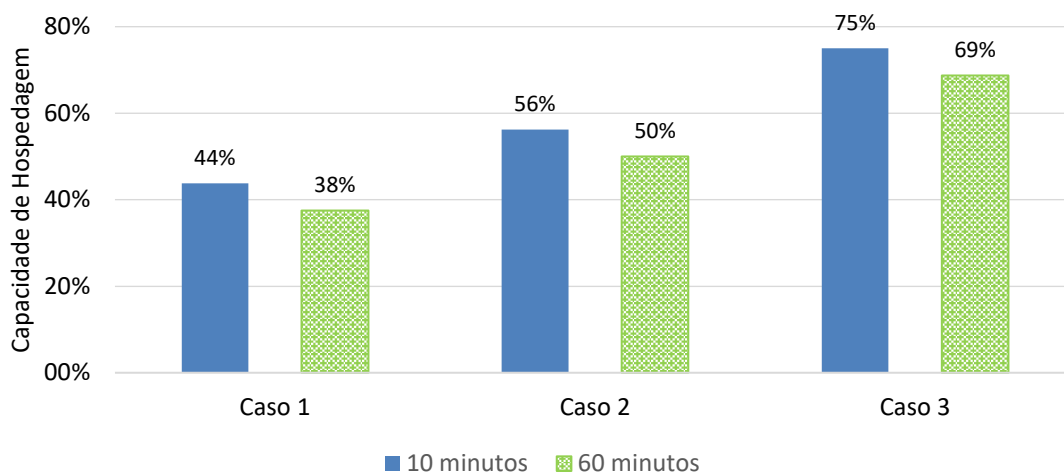


Figura 6.21 – Comparativo da capacidade de hospedagem para resolução de 10 e 60 minutos para aproximação da condição real.

Conforme pode ser constatado, a resolução da média dos 60 minutos culminou em uma redução ainda maior da capacidade de hospedagem em relação ao valor verificado nas simulações com resolução da média dos 10 minutos. Da mesma forma como feito anteriormente, os resultados foram submetidos a teste com a resolução de 1 minuto para verificar se as violações ocorrem em ambas resoluções, uma vez que a resolução de 1 minuto representa o comportamento mais próximo da realidade, pois os controles locais dos inversores e do BESS atuam em tempo real.

Ao contrário do que ocorreu na seção anterior, somente cerca de 50% dos casos de violação na resolução horária confirmou-se também em violação na resolução de 1 minuto. Portanto a redução da resolução e esforço computacional embora permita um aumento no número de casos simulados para aproximadamente o mesmo tempo de simulação, os resultados não se mostraram suficientemente confiáveis para serem assumidos como capacidade de hospedagem da rede.

O motivo da redução na capacidade de hospedagem verificada nos resultados das simulações se deve ao fato da resolução horária ter aumentado o valor médio da irradiância em comparação ao perfil de 1 minuto, havendo maior ocorrência de sobretensões no sistema. Não obstante, a alteração do método de cálculo dos indicadores de tensão faz com que seja necessário um número substancialmente menor de medidas fora da faixa de tensão permitida para causar violações, facilitando, portanto, o surgimento de uma transgressão do nível de tensão.



## 7 CONCLUSÃO

No horizonte de curto e médio prazo é esperado um crescimento rápido e contínuo no número de instalações de geração distribuída por fonte fotovoltaica conectadas ao sistema de distribuição em território nacional. Os principais motivadores para estas previsões são o aumento nos preços da energia elétrica, a redução do custo da tecnologia de geração solar com o passar dos últimos anos e a possibilidade da compensação da energia gerada e consumida em forma de créditos. Embora esta crescente perspectiva figure ainda em estágio inicial, os efeitos causados por esse aumento vêm despertando a atenção por parte das concessionárias de energia elétrica, tendo em vista que a inclusão da GD está mudando o paradigma da rede de distribuição ser considerada apenas como um elemento passivo do sistema.

Em países como Estados Unidos, Austrália e Alemanha, onde esta tecnologia se encontra em avançado estágio de consolidação, o número de instalações atingiu patamares tão elevados que foram instituídas normas reguladoras a fim de preservar a integridade do sistema elétrico e continuar possibilitando o incentivo e o crescimento da geração distribuída fotovoltaica que se caracteriza como umas das tecnologias de baixa emissão de carbono.

Dentre os principais problemas causados na rede de distribuição em virtude do aumento da penetração da geração distribuída estão a violação da capacidade térmica dos ativos devido ao fluxo reverso de potência, sobretensão, aumento das perdas técnicas, atuação indevida dos dispositivos de proteção, desequilíbrio de fases e injeção de harmônicos. No entanto a capacidade térmica e principalmente o nível de tensão, são os quesitos majoritários que restringem a capacidade de hospedagem de recursos energéticos distribuídos na rede.

Diante os problemas citados, esta dissertação consistiu em determinar a capacidade de hospedagem de um sistema teste de distribuição de baixa tensão na presença de geração fotovoltaica e verificar o aumento proporcionado pela penetração da GD com a utilização de estratégias de controle presente nos inversores de frequência comerciais (Volt-VAr e Volt-Watt) e sistema de armazenamento por baterias. Para a realização das simulações foram utilizados dados anuais de perfis de demanda e

irradiância com alta resolução, sendo selecionado dentro deste intervalo como objeto de análise o período de sete dias com maior geração de energia exportada da rede de baixa tensão para rede de média tensão (caracterizando fluxo reverso).

As simulações foram desenvolvidas por meio da resolução de vários fluxos de potência em séries temporais denominada como *Quasi Static Time Series* – QSTS. A alocação de recursos energéticos distribuídos entre os consumidores residenciais foi feita com base nos métodos determinístico e estocástico, sendo o primeiro utilizado para mensurar o potencial de cada controle e o segundo para definir de fato a capacidade de hospedagem, pois num sistema real o local de instalação da geração distribuída ocorre de forma aleatória.

A metodologia estocástica desenvolvida neste trabalho possibilitou determinar uma margem segura de penetração fotovoltaica, denominada na literatura como mínima capacidade de hospedagem. O valor obtido nas simulações utilizando este método pode ser adotado pelas concessionárias no processo decisório de autorização de conexão da geração distribuída, onde para um patamar de penetração na rede inferior ao estipulado, a GD poderia ser instalada em qualquer localização no alimentador sem causar violação dos indicadores.

Os resultados demonstraram que a utilização dos controles dos inversores inteligentes e do sistema de armazenamento proporcionaram em todas as situações um aumento na capacidade de hospedagem. Foram também realizadas análises do fator de capacidade e o custo-benefício das soluções propostas, uma vez que algumas alternativas têm por característica limitar a geração de energia ou possuem o custo de aquisição elevado.

Visando retratar uma condição a ser enfrentada no sistema de distribuição foram apresentados resultados de simulações que avaliaram a capacidade de hospedagem de clientes sem geração distribuída e clientes proprietários de sistema fotovoltaico com a presença ou não de estratégia de controle. Este cenário teve como objetivo simular uma condição em que fosse instituída a regulamentação da obrigatoriedade do uso inversores inteligentes a partir de uma determinada data e, portanto, o proprietário de sistema fotovoltaico anterior a esta data não estaria compulsoriamente obrigado a trocar seu inversor para adequar a nova regra.

Os resultados obtidos demonstraram que em relação a admitir uma alta capacidade de hospedagem e um bom custo-benefício, a solução mais indicada seria a utilização combinada dos controles Volt-VAR+Volt-Watt do inversor inteligente. Embora esta alternativa apresente um fator de capacidade baixo, o benefício do custo e da possibilidade de admitir mais sistemas fotovoltaicos na rede torna essa opção atrativa.

Analisando de maneira isolada o controle Volt-Watt confirmou sua maior eficácia em reduzir os efeitos negativos da alta penetração fotovoltaica em redes de distribuição de baixa tensão. Esta característica é verificada devido a reduzida relação X/R presente neste tipo de sistema, a qual implica que a regulação de tensão seja mais efetiva através da atuação no controle da potência ativa. O controle Volt-Var embora eleve em menor magnitude a capacidade de hospedagem, possui o benefício de não realizar corte na energia ativa gerada, no entanto a compensação de reativos produz o indesejado efeito do aumento das perdas em razão da maior ocupação do sistema com fluxo de corrente elétrica reativa.

O sistema de armazenamento por baterias apresentou-se como uma boa opção para aumentar a capacidade de hospedagem da rede, tendo ainda seu efeito potencializado quando associado com os outros tipos de controles mencionados no parágrafo anterior. Todavia esta solução apresenta um custo de instalação elevado, provocando um desestímulo natural a sua utilização em larga escala por parte dos consumidores. No entanto com a redução de custo a ser atingida com a evolução tecnológica de fabricação espera-se um incentivo na utilização desta alternativa.

Finalmente, tem-se que a utilização de alguma das estratégias de controle com intuito de preservar a integridade do sistema de distribuição e aumentar a capacidade de hospedagem da rede, seguindo uma tendência mundial, deverá ser adotada em um futuro próximo pelos órgãos reguladores brasileiros e concessionárias de energia elétrica. Desta forma, estudos de característica semelhante ao desta dissertação deverão ser realizados no processo de decisão sobre quais soluções utilizadas em âmbito internacional se adequa melhor à realidade do sistema elétrico nacional, valendo-se para tanto do uso de dados reais de redes de distribuição típicas, bem como de perfis de consumo e irradiância.

Em continuidade ao que foi desenvolvido neste trabalho sugere-se como proposta de trabalhos futuros os seguintes tópicos:

- Aplicar a metodologia de determinação da capacidade de hospedagem utilizando outras redes de distribuição, com seus respectivos dados de demanda e irradiância local. Esta medida, tem por objetivo confirmar a funcionalidade do método de maneira que este possa ser adotado com um meio de obtenção da capacidade de hospedagem para diversos sistemas de distribuição.
- Testar diferentes combinações de parametrização das curvas dos controles Volt-VAr e Volt-Watt, visando identificar ajustes que resultem em uma maior admissão de penetração fotovoltaica juntamente com um baixo corte de potência ativa e minimização do aumento das perdas causadas pela compensação reativa.
- Incluir no algoritmo da metodologia estocástica a aleatoriedade na capacidade instalada do sistema fotovoltaico. Este procedimento aproximará ainda mais da condição real, pois haverá na rede a presença de consumidores com diferentes capacidades de geração da geração distribuída e, portanto, possibilitará mensurar o quanto a inclusão deste parâmetro influencia nos resultados.
- Realizar uma análise minuciosa em relação as configurações de alocação de recursos energéticos distribuídos dos casos que provocaram violação dos indicadores, de modo a identificar pontos críticos na rede onde a instalação da GD poderia ser restringida com objetivo de preservar a integridade do sistema.
- Propor e avaliar maneiras de converter o perfil horário de resolução dos dados de demanda que as concessionárias possuem para resolução de 10 minutos para a execução desta metodologia, mantendo a fidelidade necessária para obter resultados confiáveis.

- Aplicar processamento paralelo de modo a reduzir o esforço computacional demandado pela simulação, possibilitando a análise na resolução de 1 minuto para um número maior de casos, com foco na operação, ou também viabilizar a análise completa do período anual na resolução de 10 minutos, com foco no planejamento.
- Verificar a estabilidade do sistema em relação a presença dos controles propostos. Este estudo possibilitará constatar se a atuação de alguma estratégia de controle viola os critérios operativos do sistema elétrico.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, *Nota Técnica n.º. 0043/2010-SRD/ANEEL*. Brasília, 2010.
- [2] TÁUTIVA, C., DURAN, H., CADENA, A., “Technical and Economic Impacts of Distributed Generation on the Transmission Networks”, *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, Washington, 2012.
- [3] VITA, V., CHRISTODOULOU, C. A., “The impact of distributed generation to the lightning protection of modern distribution lines”, *Energy Systems Optimization, Modeling, Simulation, and Economic Aspects*, v. 7, n. 2, pp. 357-364, Alemanha, 2016.
- [4] PAPATHANASSIOU, S., ANAGNOSTOPOULOS, P., DROSSOS, N, *et al.*, *Capacity of Distribution Feeders for Hosting DER*, CIGRÉ Working Group C6.24, Paris, 2014.
- [5] BARKER, P., “Overvoltage Considerations in Applying Distributed Resources on Power Systems”, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, pp. 109-114, Chicago, 2002.
- [6] BALDENKO, N., BEHZADIRAFI, S., “Determination of Photovoltaic Hosting Capacity on Radial Electric Distribution Feeders”, *IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Austrália, 2016.
- [7] PROCOPIOU, A. T., 2017, *Active Management of PV-Rich Low Voltage Networks*. Ph.D. thesis, University of Manchester, Manchester, England.
- [8] RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY – REN21, *Renewables 2018 Global Status Report*. Paris, 2018.
- [9] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, *Resolução Normativa n.º. 482/2012*. Brasília, 2012.
- [10] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, *Resolução Normativa n.º. 687/2015*. Brasília, 2015.
- [11] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, *Nota Técnica n.º. 0056/2017-SRD/ANEEL*. Brasília, 2017.

- [12] VARELA, J., HATZIARGYRIOU, N., PUGLISI, L. J., *et al.*, “The IGREENGrid Project: Increasing Hosting Capacity in Distribution Grids”. *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 15, Nº. 3, p. 30-40, Abr. 2017.
- [13] KITWORAWUT, P. B., AZUATALAM, D. T., COLLIN, A. J., *et al.*, “An Investigation into the Technical Impacts of Microgeneration on UK-Type LV Distribution Networks”, *IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications*, Birmingham, 2016.
- [14] KEANE, A., OCHOA, L. F., BORGES, C. L. T, *et al.*, “State-of-the-Art Techniques and Challenges Ahead for Distributed Generation Planning and Optimization”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, no. 2, p. 1493-1502, 2013.
- [15] SANSAWATT, T., OCHOA, L. F., HARRISON, G. P., “Smart Decentralized Control of DG for Voltage and Thermal Constraint Management”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 27, no. 3, 2012.
- [16] SEUSS, J., RENO, M. J., LAVE, M., *et al.*, “Advanced Inverter Controls to Dispatch Distributed PV Systems”, *IEEE 43<sup>rd</sup> Photovoltaic Specialists Conference*, Portland, 2016.
- [17] RADATZ, P., KAGAN, N., ROCHA, C., *et al.*, “Assessing Maximum DG Penetration levels in a Real Distribution Feeder by using OpenDSS”, *IEEE 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Belo Horizonte, 2016.
- [18] SEUSS, J., RENO, J. M., BRODERICK, R. J., *et al.*, *Analysis of PV Advanced Inverter Functions and Setpoints under Time Series Simulation*. Relatório SAND2016-4856, Sandia National Laboratories, Albuquerque, Novo México, 2016.
- [19] ØSTERGAARD, J., HASHEMI, S., “Methods and Strategies for Overvoltage Prevention in Low Voltage Distribution Systems with PV”, *IET Renewable Power Generation*, v. 11, n. 2, pp. 205-214, 2017.
- [20] ISMAEL, S. M, ALEEM, S. H. E. A., ABDELLAZIZ, A. Y., ZOBAA, A. F. “State-of-the-Art of Hosting Capacity in Modern Power Systems with Distributed Generation”, *Renewable Energy*, vol. 130, pp. 1002-1020, Jan. 2019.

- [21] MONTENEGRO, D., BELLO, M., YORK, B., *et al.*, “Customizing Controls for DER Interconnection Analysis Using Open Source Simulation Tools,” *IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications*, Bogotá, 2017.
- [22] MEGHASAI, S. M., VEGA, R., KRISHNASWAMI, H., “Simulation of Smart Functionalities of Photovoltaic Inverters by Interfacing OpenDSS and Matlab”, *IEEE 16th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, Vancouver, 2015.
- [23] HARIRI, A., FARUQUE, M. O., SOMAN, R., *et al.*, “Impacts and Interactions of Voltage Regulators on Distribution Networks with High PV Penetration”, *IEEE North American Power Symposium*, Charlotte, 2015.
- [24] QUIROZ; J. E., RENO, M. J., BRODERICK, R. J., “Time Series Simulation of Voltage Regulation Device Control Modes”. *IEEE 39<sup>th</sup> Photovoltaic Specialists Conference*, Tampa, 2014.
- [25] MARRA, F., FAWZY, Y. T., BÜLO, T., *et al.*, “Energy Storage Options for Voltage Support in Low-Voltage Grids with High Penetration of Photovoltaic”, *IEEE Power & Energy Society International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, Berlin, 2012.
- [26] MARRA, F., YANG, G., TRÆHOLT, C., *et al.*, “A Decentralized Storage Strategy for Residential Feeders With Photovoltaics”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, no. 2, pp. 974-981, 2014.
- [27] HASHEMI, S., ØSTERGAARD, J., YANG, G., "A Scenario-Based Approach for Energy Storage Capacity Determination in LV Grids With High PV Penetration", *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 3, pp. 1514-1522, 2014.
- [28] HASHEMI, S., ØSTERGAARD, J., “Efficient Control of Energy Storage for Increasing the PV Hosting Capacity of LV Grids”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. pp, n. 99, 2016.
- [29] KAYS, J., REHTANZ, C., “Planning Process for Distribution Grids Based on Flexibly Generated Time Series Considering RES, DSM and Storages”, *IET (Institution of Engineering and Technology) Generation, Transmission & Distribution*, v. 10, n. 14, 2016.



- [30] MEDEIROS, N. O., 2017, *Avaliação da Capacidade Máxima de Hospedagem de Minigeração e Microgeração Distribuída em Alimentadores de Média Tensão*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- [31] NAVARRO, A., OCHOA, L. F., RANGLES, D., “Monte Carlo-Based Assessment of PV Impacts on Real UK Low Voltage Networks”, *IEEE Power Energy Society General Meeting*, Vancouver, 2013.
- [32] PUKHREM, S., BASU, M., CONLON, M. F., “Probabilistic Risk Assessment of Power Quality Variations and Events Under Temporal and Spatial Characteristic of Increased PV Integration in Low-Voltage Distribution Networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n. 3, pp. 3246-3254, Maio 2018.
- [33] TANG, N. C., CHANG, G. W., “A Stochastic Approach for Determining PV Hosting Capacity of a Distribution Feeder Considering Voltage Quality Constraints”, *18th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Ljubljana, Slovenia, 2018.
- [34] KOLENC, M., PAPIĆ, I., BLAZIĆ, B., “Assessment of Maximum Distributed Generation Penetration Levels in Low Voltage Networks Using a Probabilistic Approach”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 64, pp. 505-515, Jan. 2015.
- [35] PINHO, J. T., GALDINO, M. A., *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro, CEPEL – CRESESB, 2014.
- [36] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION – IEC, *Photovoltaic Devices Part 3: Measurement Principles for Terrestrial Photovoltaic (PV) Solar Devices with Reference Spectral Irradiance Data*. Standard IEC 60904-3, International Electrotechnical Commission, 2016.
- [37] BENEDITO, R. S., 2014, *Análise de um Mecanismo de Compensação de Reativos Incorporado aos Inversores de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica*. Tese de D.Sc., Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil.
- [38] ALBUQUERQUE, F. L., 2012, *Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica Operando como Gerador de Potência Ativa e Compensador de Potência Reativa*. Tese de D.Sc., Universidade de Uberlândia, Uberlândia, MG, Brasil.

- [39] STEVENSON JR., W. D., *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*. 2<sup>a</sup> ed. Capítulo 8. São Paulo, McGraw-Hill, 1986.
- [40] HOKE, A., BUTLER, R., HAMBRICK, J., *et al.*, *Maximum Photovoltaic Penetration Levels on Typical Distribution Feeders*. National Renewable Energy Laboratory – NREL, Golden, Colorado, 2012.
- [41] DING, F., MATHER, B., GOTSEFF, P., “Technologies to Increase PV Hosting Capacity in Distribution Feeders”, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Boston, 2016.
- [42] ROSSI, M., VIGANÒ, G., MONETA, D., “Hosting Capacity of Distribution Networks: Evaluation of the Network Congestion Risk due to Distributed Generation”, *International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, Taormina, 2015.
- [43] AGÜERO, J. R., STEFFEL, S. J., “Integration Challenges of Photovoltaic Distributed Generation on Power Distribution Systems”, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, 2011.
- [44] APPEN, J., BRAUN, M., STETZ, T., *et al.*, “Time in the Sun The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid,” *IEEE Power & Energy Magazine*, v. 11, pp. 55-64, 2013.
- [45] ALTIN, M., BIZKEVELCI, E., “Distributed Generation Hosting Capacity Calculation of MV Distribution Feeders in Turkey”, *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Europe*, Istanbul, 2014.
- [46] DIVAN, D., KANDULA, P., “Increasing Solar Hosting Capacity is the Key to Sustainability”, *First International Conference on Sustainable Green Buildings and Communities*, Chennai, India, 2016.
- [47] FALCÃO, D. M., *Redes Elétricas Inteligentes – Aplicações em Redes de Distribuição (Parte 2)*. Slides da disciplina de Redes Elétricas Inteligentes, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.
- [48] QUINTERO-MOLINA, V., ROMERO, M., PAVAS, A., “Assessment of the Hosting Capacity in Distribution Networks with Different DG Location”, *IEEE Manchester Power Tech*, Manchester, 2017.

- [49] FILA, M., REID, D., TAYLOR, G. ., *et al.*, “Coordinated Voltage Control for Active Network Management of Distributed Generation”. *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, 2009.
- [50] RAHIMI, K., TBAILEH, A., BROADWATER, R., *et al.*, “Voltage Regulation Performance of Smart Inverters: Power Factor versus Volt-VAR Control”, *North American Power Symposium*, Morgantown, 2017.
- [51] SMITH, J., *Modeling High-Penetration PV for Distribution Interconnection Studies Smart – Inverter Function Modeling in OpenDSS*. Rev. 3. Electric Power Research Institute – EPRI, Palo Alto, Califórnia, 2017.
- [52] PARAJELES, M. J., QUIRÓS-TORTÓS, J., VALVERDE, G., “Assessing the Performance of Smart Inverters in Large-Scale Distribution Networks with PV Systems”, *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference – Latin America*, Quito, Equador, 2017.
- [53] DAO, V. T., ISHII, H., HAYASHI, Y., “Optimal Smart Functions of Large-scale PV Inverters in Distribution Systems”, *IEEE Innovative Smart Grid Technologies*, Auckland, 2017.
- [54] FRONIUS INTERNATIONAL, *Functions and Capabilities of PV Inverters to be Part of a Smart Grid*. Fronius International, Pettenbach, Áustria, 2013. Disponível em: <[http://www3.fronius.com/cps/rde/xbr/SID-16421B78-E7EFCE6F/fronius\\_australia/SE\\_TA\\_Functions\\_Capabilities\\_PV\\_Inverters\\_Smart\\_Grid\\_EN\\_386112\\_snapshot.pdf](http://www3.fronius.com/cps/rde/xbr/SID-16421B78-E7EFCE6F/fronius_australia/SE_TA_Functions_Capabilities_PV_Inverters_Smart_Grid_EN_386112_snapshot.pdf)>. Acesso em: 14 Jun. 2018.
- [55] SMA SOLAR TECHNOLOGY, *Technical Information Sunny Boy 3.0-US/3.8-US/5.0-US/6.0-US/7.0-US 7.7-US – Grid Support Utility Interactive Inverters*. SMA Solar Technology America, Califórnia, 2013. Disponível em: <<https://www.sma-america.com/products/solarinverters/sunny-boy-30-us-38-us-50-us-60-us-70-us-77-us.html>>. Acesso em: 15 Jun. 2018.
- [56] MUENZEL, V., MAREELS, I., DE HOOG, J., *et al.*, “PV Generation and Demand Mismatch: Evaluating the Potential of Residential Storage”, *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference*, Whashington, Fev. 2015.
- [57] CHATZIVASILEIADI, A., AMPATZI, E., KNIGHT, I., “Characteristics of Electrical Energy Storage Technologies and their Applications in Buildings”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 25, pp. 814-830, Set. 2013.

- [58] VAZQUEZ, S., LUKIC, S. M., GALVAN, E., *et. al.*, “Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 57, n. 12, pp 3881-3895, Dez. 2010.
- [59] ANGHELIȚĂ, P., CHEFNEUX, M., BALABAN R., *et. al.*, “Energy Storage Systems for Buildings Equipped with Photovoltaic Cells”, *3rd International Symposium on Electrical and Electronics Engineering*, Romênia, Nov. 2010.
- [60] PEREZ, F., 2015, *Inserção e Controle de Armazenadores de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*. Dissertação de M.Sc., Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, Brasil.
- [61] INTERNATIONAL ELETROTECHNICAL COMMISSION, *Electrical Energy Storage*. Genebra, Suíça, 2011.
- [62] RESTREPO, C., SALAZAR, A., SCHWEIZER, H., *et. al.*, “Residential Battery Storage – Is The Timing Right?”, *IEEE Electrification Magazine*, v. 3, n. 3, pp. 14-21, Set. 2015.
- [63] ARDANI, K., O'SHAUGHNESSY, E., FU, R., *et al.*, *Installed Cost Benchmarks and Deployment Barriers for Residential Solar Photovoltaics with Energy Storage: Q1 2016*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, 2017.
- [64] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. Revisão 9. Brasília, 2017.
- [65] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT, *NBR 5416 Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência – Procedimento*, Rio de Janeiro, 1997.
- [66] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS – IEEE, *The IEEE European Low Voltage Test Feeder*. 2015. Disponível em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 24 Maio 2018.
- [67] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS – IEEE, *Distribution System Analysis Subcommittee: IEEE 13 Node Test Feeder*. 1992. Disponível em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 24 Maio 2018.

- [68] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE – EPRI, *Simulation Tool – OpenDSS*. Disponível em: <<http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>>. Acesso em: 24 Maio 2018.
- [69] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, *Nota Técnica n.º. 0057/2014-SRD/ANEEL - Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST*. Brasília, 2014.
- [70] MATHWORKS INC., *MATrix LABORatory – MATLAB*. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/products/matlab.html>>. Acesso em 24 Maio 2018.
- [71] MCKENNA, E., THOMSON, M., “CREST Demand Model”, *Applied Energy*, v. 165, pp. 445-461, Mar. 2016.
- [72] INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS – INPE, *Projeto SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais)*. Disponível em: <<http://sonda.ccst.inpe.br/index.html>>. Acesso em: 25 Maio 2018.
- [73] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, *Retrato dos Novos Projetos Solares Fotovoltaicos no Brasil*. Brasília, 2016.
- [74] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, *Capacidade Instalada de Geração Elétrica: Brasil e Mundo*. Brasília, 2014. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/1138787/0/Capacidade+Instalada+de+EE+2014.pdf/cb1d150d-0b52-4f65-a86b-b368ee715463>>. Acesso em: 14 Jun. 2018.
- [75] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, *Energia Solar no Brasil e Mundo*. Brasília, 2014. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/17+-+Energia+Solar+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2015+%28PDF%29/4b03ff2d-1452-4476-907d-d9301226d26c;jsessionid=41E8065CA95D1FABA7C8B26BB66878C9.srv154>>. Acesso em: 25 Maio 2018.
- [76] NI, F., NGUYEN, H. P., COBBEN, J. F. G., “Basis-adaptive Sparse Polynomial Chaos Expansion for Probabilistic Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 1, pp. 694-704, Jan. 2017.
- [77] TESLA, *Powerwall: The Tesla Home Battery*. Disponível em: <<https://www.tesla.com/powerwall>>. Acesso em: 29 Maio 2018.

- [78] YANG, Y., LI, H., AICHHORN, A., *et al.*, “Sizing Strategy of Distributed Battery Storage System With High Penetration of Photovoltaic for Voltage Regulation and Peak Load Shaving”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 2, pp. 982-991, Mar. 2014.
- [79] WARNECKE, A., "Ageing effects of Lithium-ion batteries", *17th Conference on Power Electronics and Applications*, Genebra, 2015.
- [80] LAAKSONEN, H., KAUHANIEMI, K., VOIMA, S., “Microgrid Voltage Level Management and Role as Part of Smart Grid Voltage Control”, *IEEE Powertech*, Trondheim, Noruega, 2011.
- [81] CLARKE, A. B., DISNEY, R. L., *Probabilidade e Processos Estocásticos*. Capítulo 7. Rio de Janeiro, Livros Técnicos e Científicos, 1979.
- [82] HILLIER, F. S., LIEBERMAN, G. J., *Introdução à Pesquisa Operacional*. Capítulo 14. São Paulo, McGraw-Hill, 2006.
- [83] SMITH, J., RYLANDER, M., “PV Hosting Capacity on Distribution Feeders”, *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Washington, D. C., 2014.
- [84] DUBEY, A., SANTOSO, S., “On Estimation and Sensitivity Analysis of Distribution Circuit’s Photovoltaic Hosting Capacity”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 4, pp. 2779-2789, Jul. 2017.
- [85] WHITAKER, C., NEWMILLER, J., ROPP, M., *et al.*, *Renewable Systems Interconnection Study: Distributed Photovoltaic Systems Design and Technology Requirements*. Relatório SAND2008-0946P, Sandia National Laboratories, Albuquerque, Novo México, 2008.
- [86] JOTHIBASU, S., SANTOSO, S. DUBEY, A., “Determining PV Hosting Capacity without Incurring Grid Integration Cost”, *North American Power Symposium*, Denver, Colorado, 2016.
- [87] NAVARRO-ESPINOSA, A., OCHOA, L. F., “Probabilistic Impact Assessment of Low Carbon Technologies in LV Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 3, pp. 2192-2203, Maio 2016.
- [88] ABUD, T. P, BORBA, B. S. M, MACIEL, R. S., *et al.*, “Voltage Control Analysis of Photovoltaic Inverters Using a Real Brazilian Distribution Network”. *IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems*, Florianópolis, 2017.

- [89] WIRTH, H., *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Freiburg, Alemanha, 2018.
- [90] ROTSTEIN, J., EDWARDS, D., MANJIRE, A., *Technical Requirements for Renewable Energy Systems Connected to the Low Voltage (LV) Grid via Inverters*. Especificação HPC-9FJ-12-0001-2012, Horizon Power Corporation, Karratha, Austrália, 2017.
- [91] GLOBAL SUSTAINABLE ENERGY SOLUTIONS, *AS/NZS 4777.2:2015 - Revisions to the Grid-Connected PV Systems: Design and Installation Training Manual, 8th Edition*. Global Sustainable Energy Solutions, Sydney, Austrália, 2016.
- [92] CHOI, C., *Rule 21: Generating Facility Interconnections*. Southern California Edison, Rosemead, Califórnia, 2017.

## APÊNDICE A – RESULTADO DOS INDICADORES

Neste apêndice estão apresentados os resultados dos indicadores do nível de tensão (DRP e DRC) e capacidade térmica do transformador de interligação entre as redes MT/BT referentes as simulações determinísticas do Capítulo 5.

Os controles com resultados dos indicadores apresentados são:

- 1) Volt-VAr;
- 2) Volt-Watt;
- 3) BESS;
- 4) Volt-VAr + Volt-Watt;
- 5) BESS + Volt-VAr;
- 6) BESS + Volt-Watt.

Conforme mencionado nesta dissertação, o indicador do nível de tensão foi implementado de acordo com o módulo 8 do PRODIST e o indicador de capacidade térmica encontra-se em conformidade com a norma NBR 5416/97 para transformador ONAN com 70% de carga inicial, 30 minutos de sobrecarga permitida e temperatura ambiente de 40°C.

Com a finalidade de esclarecer alguns temas utilizados nos resultados foi elaborada a legenda abaixo:

\*: Clientes com geração distribuída alocada;

TE: Tempo excedido em minutos (Máximo permitido = 30 min);

S: Potência aparente do carregamento do transformador (Máximo permitido = 1.29 pu).



# 1) Volt-Var

## RESULTADO SEM CONTROLE

RELATÓRIO INDICADORES DRP E DRC			
Consumidor	DRP	DRC	Violação
1	0.00	0.00	N
* 2	0.00	0.00	N
3	0.00	0.00	N
* 4	0.00	0.00	N
5	0.00	0.00	N
6	0.00	0.00	N
* 7	0.00	0.00	N
* 8	0.00	0.00	N
* 9	0.00	0.00	N
10	0.00	0.00	N
11	0.00	0.00	N
12	0.00	0.00	N
* 13	0.00	0.00	N
14	0.00	0.00	N
15	0.00	0.00	N
16	0.00	0.00	N
17	0.00	0.00	N
* 18	1.88	0.00	N
* 19	1.39	0.00	N
* 20	1.09	0.00	N
* 21	0.20	0.00	N
22	0.89	0.00	N
* 23	3.27	0.00	S
24	1.79	0.00	N
* 25	7.84	1.09	S
26	2.68	0.00	N
* 27	4.86	0.20	S
* 28	5.16	0.20	S
* 29	8.43	2.18	S
30	7.84	1.09	S
* 31	8.53	2.18	S
* 32	8.04	0.40	S
* 33	1.59	0.00	N
* 34	6.85	0.99	S
* 35	8.04	2.88	S
* 36	8.43	3.17	S
* 37	8.43	3.17	S
38	3.97	0.00	S
* 39	8.83	1.29	S
* 40	5.56	0.69	S
41	6.45	1.19	S
* 42	8.93	1.29	S
* 43	9.23	3.37	S
* 44	4.17	0.00	S
* 45	6.75	1.49	S
* 46	6.85	0.20	S
* 47	9.13	3.37	S
* 48	6.35	0.20	S
49	6.05	0.20	S
* 50	8.33	4.07	S
* 51	6.45	0.20	S
* 52	7.94	2.38	S
* 53	8.33	4.27	S
54	6.35	0.20	S
* 55	7.94	2.38	S
Total de consumidores afetados: 30			

CAPACIDADE TÉRMICA TRANSFORMADOR			
Dia	TE [min]	S [pu]	Violação
1	7	1.05	N
2	0	0.98	N
3	0	0.98	N
4	1	1.01	N
5	10	1.15	N
6	1	1.03	N
7	0	0.98	N
Número de dias violados: 0			

## RESULTADO COM CONTROLE

RELATÓRIO INDICADORES DRP E DRC			
Consumidor	DRP	DRC	Violação
1	0.00	0.00	N
* 2	0.00	0.00	N
3	0.00	0.00	N
* 4	0.00	0.00	N
5	0.00	0.00	N
6	0.00	0.00	N
* 7	0.00	0.00	N
* 8	0.00	0.00	N
* 9	0.00	0.00	N
10	0.00	0.00	N
11	0.00	0.00	N
12	0.00	0.00	N
* 13	0.00	0.00	N
14	0.00	0.00	N
15	0.00	0.00	N
16	0.00	0.00	N
17	0.00	0.00	N
* 18	0.00	0.00	N
* 19	0.00	0.00	N
* 20	0.00	0.00	N
* 21	0.00	0.00	N
22	0.00	0.00	N
* 23	0.00	0.00	N
24	0.00	0.00	N
* 25	0.10	0.00	N
26	0.00	0.00	N
* 27	0.00	0.00	N
* 28	0.00	0.00	N
* 29	0.69	0.00	N
30	0.10	0.00	N
* 31	0.60	0.00	N
* 32	0.00	0.00	N
* 33	0.00	0.00	N
* 34	0.10	0.00	N
* 35	0.00	0.00	N
* 36	0.00	0.00	N
* 37	0.00	0.00	N
38	0.00	0.00	N
* 39	0.10	0.00	N
* 40	0.00	0.00	N
41	0.10	0.00	N
* 42	0.10	0.00	N
* 43	0.60	0.00	N
* 44	0.00	0.00	N
* 45	0.10	0.00	N
* 46	0.00	0.00	N
* 47	0.50	0.00	N
* 48	0.00	0.00	N
49	0.00	0.00	N
* 50	2.48	0.00	N
* 51	0.00	0.00	N
* 52	0.20	0.00	N
* 53	2.58	0.00	N
54	0.00	0.00	N
* 55	0.20	0.00	N
Total de consumidores afetados: 0			

CAPACIDADE TÉRMICA TRANSFORMADOR			
Dia	TE [min]	S [pu]	Violação
1	18	1.13	N
2	6	1.04	N
3	20	1.04	N
4	11	1.09	N
5	24	1.24	N
6	3	1.11	N
7	11	1.06	N
Número de dias violados: 0			

## 2) Volt-Watt

### RESULTADO SEM CONTROLE

RELATÓRIO INDICADORES DRP E DRC			
Consumidor	DRP	DRC	Violação
1	0.00	0.00	N
* 2	0.00	0.00	N
3	0.00	0.00	N
* 4	0.00	0.00	N
5	0.00	0.00	N
6	0.00	0.00	N
* 7	1.59	0.00	N
* 8	0.20	0.00	N
* 9	0.30	0.00	N
10	0.69	0.00	N
11	0.69	0.00	N
12	0.10	0.00	N
* 13	3.77	0.00	S
14	0.89	0.00	N
15	3.37	0.00	S
16	0.30	0.00	N
* 17	0.40	0.00	N
* 18	4.76	0.20	S
* 19	4.37	0.00	S
* 20	9.03	2.58	S
* 21	7.94	0.60	S
22	8.93	2.18	S
* 23	9.03	3.97	S
* 24	5.46	0.20	S
* 25	4.37	13.29	S
* 26	9.03	5.65	S
* 27	7.04	0.30	S
* 28	7.24	0.30	S
* 29	4.66	13.59	S
* 30	4.66	13.19	S
* 31	4.66	13.59	S
* 32	8.43	0.69	S
* 33	3.08	0.10	S
* 34	5.75	11.31	S
* 35	8.13	9.92	S
* 36	8.04	10.32	S
* 37	8.13	10.32	S
* 38	8.83	9.13	S
* 39	9.62	1.29	S
* 40	8.63	10.71	S
* 41	7.44	13.99	S
* 42	9.42	1.49	S
* 43	9.13	3.17	S
* 44	9.23	8.23	S
* 45	7.34	14.09	S
* 46	5.65	11.11	S
* 47	9.33	3.08	S
* 48	5.56	11.01	S
* 49	5.56	11.21	S
* 50	5.36	17.16	S
* 51	5.46	11.51	S
* 52	5.06	12.90	S
* 53	5.46	17.26	S
* 54	5.36	11.71	S
* 55	5.06	12.90	S
Total de consumidores afetados: 40			

CAPACIDADE TÉRMICA TRANSFORMADOR			
Dia	TE [min]	S [pu]	Violação
1	178	1.33	S
2	180	1.23	S
3	169	1.24	S
4	148	1.29	S
5	141	1.45	S
6	125	1.31	S
7	171	1.25	S
Número de dias violados: 7			

### RESULTADO COM CONTROLE

RELATÓRIO INDICADORES DRP E DRC			
Consumidor	DRP	DRC	Violação
1	0.00	0.00	N
* 2	0.00	0.00	N
3	0.00	0.00	N
* 4	0.00	0.00	N
5	0.00	0.00	N
6	0.00	0.00	N
* 7	0.00	0.00	N
* 8	0.00	0.00	N
* 9	0.00	0.00	N
10	0.00	0.00	N
11	0.00	0.00	N
12	0.00	0.00	N
* 13	0.00	0.00	N
14	0.00	0.00	N
15	0.00	0.00	N
16	0.00	0.00	N
* 17	0.00	0.00	N
* 18	0.10	0.00	N
* 19	0.10	0.00	N
* 20	0.00	0.00	N
* 21	0.00	0.00	N
22	0.00	0.00	N
* 23	0.00	0.00	N
* 24	0.10	0.00	N
* 25	1.19	0.00	N
* 26	1.98	0.00	N
* 27	0.10	0.00	N
* 28	0.10	0.00	N
* 29	1.88	0.00	N
* 30	1.19	0.00	N
* 31	1.88	0.00	N
* 32	0.10	0.00	N
* 33	0.10	0.00	N
* 34	0.40	0.00	N
* 35	0.00	0.00	N
* 36	0.00	0.00	N
* 37	0.00	0.00	N
* 38	0.00	0.00	N
* 39	0.10	0.10	N
* 40	0.00	0.00	N
* 41	0.60	0.00	N
* 42	0.10	0.10	N
* 43	0.40	0.10	N
* 44	0.00	0.00	N
* 45	0.60	0.00	N
* 46	0.79	0.00	N
* 47	0.40	0.10	N
* 48	0.69	0.00	N
* 49	0.79	0.00	N
* 50	2.38	0.00	N
* 51	0.99	0.00	N
* 52	1.39	0.10	N
* 53	2.68	0.00	N
* 54	1.19	0.00	N
* 55	1.59	0.10	N
Total de consumidores afetados: 0			

CAPACIDADE TÉRMICA TRANSFORMADOR			
Dia	TE [min]	S [pu]	Violação
1	0	0.81	N
2	0	0.73	N
3	0	0.81	N
4	0	0.76	N
5	0	0.82	N
6	0	0.79	N
7	0	0.77	N
Número de dias violados: 0			

### 3) BESS

#### RESULTADO SEM CONTROLE

RELATÓRIO INDICADORES DRP E DRC			
Consumidor	DRP	DRC	Violação
1	0.00	0.00	N
* 2	0.00	0.00	N
3	0.00	0.00	N
* 4	0.00	0.00	N
5	0.00	0.00	N
6	0.00	0.00	N
* 7	0.10	0.00	N
* 8	0.20	0.00	N
* 9	0.30	0.00	N
10	0.00	0.00	N
11	0.00	0.00	N
12	0.20	0.00	N
* 13	0.99	0.00	N
14	1.49	0.00	N
15	0.69	0.00	N
16	0.69	0.00	N
* 17	0.89	0.00	N
* 18	5.36	0.30	S
* 19	5.16	0.20	S
* 20	9.42	3.17	S
* 21	8.63	0.89	S
22	9.42	2.88	S
* 23	6.85	0.79	S
* 24	7.34	0.30	S
* 25	4.46	13.79	S
26	7.04	1.19	S
* 27	8.23	0.50	S
* 28	8.23	0.50	S
* 29	4.17	14.19	S
* 30	4.56	13.69	S
* 31	4.17	14.19	S
* 32	9.33	1.49	S
* 33	4.56	0.10	S
* 34	5.26	12.10	S
* 35	8.23	6.15	S
* 36	8.33	6.35	S
* 37	8.53	6.35	S
* 38	8.33	4.07	S
* 39	9.42	2.68	S
* 40	8.23	5.65	S
* 41	9.23	8.93	S
* 42	9.33	2.78	S
* 43	8.73	4.27	S
* 44	8.23	3.37	S
* 45	9.42	8.83	S
* 46	5.46	11.90	S
* 47	8.83	4.27	S
* 48	5.06	11.90	S
* 49	5.56	11.90	S
* 50	8.33	11.61	S
* 51	5.16	12.20	S
* 52	4.46	13.59	S
* 53	8.33	11.71	S
* 54	5.06	12.40	S
* 55	4.46	13.59	S
Total de consumidores afetados: 38			

CAPACIDADE TÉRMICA TRANSFORMADOR			
Dia	TE [min]	S [pu]	Violação
1	153	1.29	S
2	151	1.20	S
3	153	1.20	S
4	142	1.26	S
5	115	1.41	S
6	68	1.28	S
7	150	1.22	S
Número de dias violados: 7			

#### RESULTADO COM CONTROLE

RELATÓRIO INDICADORES DRP E DRC			
Consumidor	DRP	DRC	Violação
1	0.00	0.00	N
* 2	0.00	0.00	N
3	0.00	0.00	N
* 4	0.00	0.00	N
5	0.00	0.00	N
6	0.00	0.00	N
* 7	0.00	0.00	N
* 8	0.00	0.00	N
* 9	0.00	0.00	N
10	0.00	0.00	N
11	0.00	0.00	N
12	0.00	0.00	N
* 13	0.00	0.00	N
14	0.00	0.00	N
15	0.00	0.00	N
16	0.00	0.00	N
* 17	0.00	0.00	N
* 18	0.10	0.00	N
* 19	0.00	0.00	N
* 20	0.00	0.00	N
* 21	0.00	0.00	N
22	0.00	0.00	N
* 23	0.10	0.00	N
* 24	0.10	0.00	N
* 25	0.69	0.00	N
26	0.10	0.00	N
* 27	0.20	0.00	N
* 28	0.40	0.00	N
* 29	1.29	0.00	N
* 30	0.60	0.00	N
* 31	1.29	0.00	N
* 32	0.50	0.00	N
* 33	0.20	0.00	N
* 34	0.30	0.00	N
* 35	0.60	0.00	N
* 36	0.60	0.00	N
* 37	0.60	0.00	N
* 38	0.30	0.00	N
* 39	0.79	0.00	N
* 40	0.69	0.00	N
* 41	1.39	0.10	N
* 42	0.89	0.00	N
* 43	0.99	0.10	N
* 44	0.10	0.00	N
* 45	1.39	0.10	N
* 46	0.99	0.00	N
* 47	0.99	0.10	N
* 48	0.99	0.00	N
* 49	0.99	0.00	N
* 50	2.78	0.40	N
* 51	1.39	0.00	N
* 52	2.08	0.20	N
* 53	2.78	0.40	N
* 54	1.39	0.00	N
* 55	1.98	0.20	N
Total de consumidores afetados: 0			

CAPACIDADE TÉRMICA TRANSFORMADOR			
Dia	TE [min]	S [pu]	Violação
1	0	0.91	N
2	0	0.66	N
3	0	0.84	N
4	0	0.79	N
5	0	0.85	N
6	0	0.89	N
7	0	0.85	N
Número de dias violados: 0			

#### 4) Volt-Var + Volt-Watt

##### RESULTADO SEM CONTROLE

RELATÓRIO INDICADORES DRP E DRC			
Consumidor	DRP	DRC	Violação
1	0.00	0.00	N
* 2	0.00	0.00	N
3	0.00	0.00	N
* 4	0.00	0.00	N
5	0.00	0.00	N
6	0.00	0.00	N
* 7	0.10	0.00	N
* 8	0.20	0.00	N
* 9	0.30	0.00	N
10	0.00	0.00	N
11	0.00	0.00	N
12	0.20	0.00	N
* 13	0.99	0.00	N
14	1.49	0.00	N
15	0.69	0.00	N
16	0.69	0.00	N
* 17	0.89	0.00	N
* 18	5.36	0.30	S
* 19	5.16	0.20	S
* 20	9.42	3.17	S
* 21	8.63	0.89	S
22	9.42	2.88	S
* 23	6.85	0.79	S
* 24	7.34	0.30	S
* 25	4.46	13.79	S
26	7.04	1.19	S
* 27	8.23	0.50	S
* 28	8.23	0.50	S
* 29	4.17	14.19	S
* 30	4.56	13.69	S
* 31	4.17	14.19	S
* 32	9.33	1.49	S
* 33	4.56	0.10	S
* 34	5.26	12.10	S
* 35	8.23	6.15	S
* 36	8.33	6.35	S
* 37	8.53	6.35	S
* 38	8.33	4.07	S
* 39	9.42	2.68	S
* 40	8.23	5.65	S
* 41	9.23	8.93	S
* 42	9.33	2.78	S
* 43	8.73	4.27	S
* 44	8.23	3.37	S
* 45	9.42	8.83	S
* 46	5.46	11.90	S
* 47	8.83	4.27	S
* 48	5.06	11.90	S
* 49	5.56	11.90	S
* 50	8.33	11.61	S
* 51	5.16	12.20	S
* 52	4.46	13.59	S
* 53	8.33	11.71	S
* 54	5.06	12.40	S
* 55	4.46	13.59	S
Total de consumidores afetados: 38			

CAPACIDADE TÉRMICA TRANSFORMADOR			
Dia	TE [min]	S [pu]	Violação
1	153	1.29	S
2	151	1.20	S
3	153	1.20	S
4	142	1.26	S
5	115	1.41	S
6	68	1.28	S
7	150	1.22	S
Número de dias violados: 7			

##### RESULTADO COM CONTROLE

RELATÓRIO INDICADORES DRP E DRC			
Consumidor	DRP	DRC	Violação
1	0.00	0.00	N
* 2	0.00	0.00	N
3	0.00	0.00	N
* 4	0.00	0.00	N
5	0.00	0.00	N
6	0.00	0.00	N
* 7	0.00	0.00	N
* 8	0.00	0.00	N
* 9	0.00	0.00	N
10	0.00	0.00	N
11	0.00	0.00	N
12	0.00	0.00	N
* 13	0.00	0.00	N
14	0.00	0.00	N
15	0.00	0.00	N
16	0.00	0.00	N
* 17	0.00	0.00	N
* 18	0.00	0.00	N
* 19	0.00	0.00	N
* 20	0.00	0.00	N
* 21	0.00	0.00	N
22	0.00	0.00	N
* 23	0.00	0.00	N
* 24	0.00	0.00	N
* 25	0.00	0.00	N
26	0.00	0.00	N
* 27	0.00	0.00	N
* 28	0.00	0.00	N
* 29	0.00	0.00	N
* 30	0.00	0.00	N
* 31	0.00	0.00	N
* 32	0.00	0.00	N
* 33	0.00	0.00	N
* 34	0.00	0.00	N
* 35	0.00	0.00	N
* 36	0.00	0.00	N
* 37	0.00	0.00	N
* 38	0.00	0.00	N
* 39	0.00	0.00	N
* 40	0.00	0.00	N
* 41	0.00	0.00	N
* 42	0.00	0.00	N
* 43	0.00	0.00	N
* 44	0.00	0.00	N
* 45	0.00	0.00	N
* 46	0.00	0.00	N
* 47	0.00	0.00	N
* 48	0.00	0.00	N
* 49	0.00	0.00	N
* 50	0.00	0.00	N
* 51	0.00	0.00	N
* 52	0.00	0.00	N
* 53	0.00	0.00	N
* 54	0.00	0.00	N
* 55	0.00	0.00	N
Total de consumidores afetados: 0			

CAPACIDADE TÉRMICA TRANSFORMADOR			
Dia	TE [min]	S [pu]	Violação
1	1	1.01	N
2	10	1.02	N
3	5	1.00	N
4	0	0.99	N
5	0	0.95	N
6	0	0.96	N
7	0	0.99	N
Número de dias violados: 0			

## 5) Volt-Var + BESS

### RESULTADO SEM CONTROLE

RELATÓRIO INDICADORES DRP E DRC			
Consumidor	DRP	DRC	Violação
* 1	0.00	0.00	N
* 2	0.00	0.00	N
3	0.00	0.00	N
* 4	0.00	0.00	N
5	0.00	0.00	N
* 6	0.00	0.00	N
* 7	6.65	0.30	S
* 8	1.39	0.00	N
* 9	2.98	0.00	N
* 10	6.65	0.50	S
11	6.45	0.20	S
* 12	1.39	0.00	N
* 13	8.93	1.69	S
* 14	7.14	0.30	S
* 15	9.13	1.49	S
* 16	4.37	0.00	S
* 17	3.87	0.00	S
* 18	6.94	0.30	S
* 19	6.85	0.20	S
* 20	6.45	8.83	S
* 21	8.63	4.86	S
* 22	6.25	9.13	S
* 23	8.63	8.23	S
* 24	8.73	0.60	S
* 25	4.37	15.58	S
* 26	8.63	9.62	S
* 27	9.23	0.99	S
* 28	9.52	1.09	S
* 29	4.17	15.97	S
* 30	4.46	15.48	S
* 31	3.97	16.17	S
* 32	9.42	2.28	S
* 33	5.56	0.30	S
* 34	4.17	14.78	S
* 35	7.24	13.59	S
* 36	7.24	13.79	S
* 37	7.34	13.79	S
* 38	7.54	12.80	S
* 39	9.03	3.77	S
* 40	6.94	14.38	S
* 41	5.95	17.56	S
* 42	8.93	3.87	S
* 43	8.63	5.46	S
* 44	8.04	12.10	S
* 45	5.95	17.46	S
* 46	3.77	14.78	S
* 47	8.73	5.36	S
* 48	3.87	14.68	S
* 49	3.87	14.78	S
* 50	5.26	19.15	S
* 51	3.67	14.68	S
* 52	4.07	15.77	S
* 53	5.06	19.35	S
* 54	3.57	14.88	S
* 55	4.07	15.77	S
Total de consumidores afetados: 46			

CAPACIDADE TÉRMICA TRANSFORMADOR			
Dia	TE [min]	S [pu]	Violação
1	260	1.58	S
2	289	1.45	S
3	233	1.46	S
4	226	1.54	S
5	237	1.72	S
6	253	1.57	S
7	241	1.50	S
Número de dias violados: 7			

### RESULTADO COM CONTROLE

RELATÓRIO INDICADORES DRP E DRC			
Consumidor	DRP	DRC	Violação
* 1	0.00	0.00	N
* 2	0.00	0.00	N
3	0.00	0.00	N
* 4	0.00	0.00	N
5	0.00	0.00	N
* 6	0.00	0.00	N
* 7	0.00	0.00	N
* 8	0.00	0.00	N
* 9	0.00	0.00	N
* 10	0.00	0.00	N
11	0.00	0.00	N
* 12	0.00	0.00	N
* 13	0.00	0.00	N
* 14	0.00	0.00	N
* 15	0.00	0.00	N
* 16	0.00	0.00	N
* 17	0.00	0.00	N
* 18	0.00	0.00	N
* 19	0.00	0.00	N
* 20	0.00	0.00	N
* 21	0.00	0.00	N
* 22	0.00	0.00	N
* 23	0.00	0.00	N
* 24	0.00	0.00	N
* 25	0.00	0.00	N
* 26	0.00	0.00	N
* 27	0.00	0.00	N
* 28	0.00	0.00	N
* 29	0.10	0.00	N
* 30	0.00	0.00	N
* 31	0.10	0.00	N
* 32	0.00	0.00	N
* 33	0.00	0.00	N
* 34	0.00	0.00	N
* 35	0.00	0.00	N
* 36	0.00	0.00	N
* 37	0.00	0.00	N
* 38	0.00	0.00	N
* 39	0.00	0.00	N
* 40	0.00	0.00	N
* 41	0.00	0.00	N
* 42	0.00	0.00	N
* 43	0.10	0.00	N
* 44	0.00	0.00	N
* 45	0.00	0.00	N
* 46	0.00	0.00	N
* 47	0.10	0.00	N
* 48	0.00	0.00	N
* 49	0.00	0.00	N
* 50	0.69	0.00	N
* 51	0.00	0.00	N
* 52	0.00	0.00	N
* 53	0.69	0.00	N
* 54	0.00	0.00	N
* 55	0.00	0.00	N
Total de consumidores afetados: 0			

CAPACIDADE TÉRMICA TRANSFORMADOR			
Dia	TE [min]	S [pu]	Violação
1	11	1.12	N
2	0	0.98	N
3	2	1.04	N
4	7	1.10	N
5	16	1.24	N
6	4	1.16	N
7	2	1.10	N
Número de dias violados: 0			

## 6) Volt-Watt + BESS

### RESULTADO SEM CONTROLE

RELATÓRIO INDICADORES DRP E DRC			
Consumidor	DRP	DRC	Violação
* 1	0.00	0.00	N
* 2	0.00	0.00	N
* 3	0.00	0.00	N
* 4	0.99	0.00	N
* 5	0.99	0.00	N
* 6	0.00	0.00	N
* 7	9.13	1.29	S
* 8	0.60	0.00	N
* 9	7.44	0.30	S
* 10	9.82	1.98	S
* 11	10.02	1.88	S
* 12	0.60	0.00	N
* 13	9.82	3.67	S
* 14	9.52	1.69	S
* 15	10.02	3.37	S
* 16	1.88	0.00	N
* 17	1.79	0.00	N
* 18	5.46	0.30	S
* 19	5.36	0.20	S
* 20	4.46	12.50	S
* 21	6.65	8.53	S
* 22	4.07	12.90	S
* 23	8.43	10.12	S
* 24	7.24	0.30	S
* 25	3.87	16.96	S
* 26	8.13	11.90	S
* 27	8.23	0.50	S
* 28	8.23	0.50	S
* 29	3.47	17.56	S
* 30	3.77	17.06	S
* 31	3.47	17.56	S
* 32	9.23	1.29	S
* 33	4.37	0.10	S
* 34	4.37	15.97	S
* 35	6.65	15.38	S
* 36	6.25	15.87	S
* 37	6.35	15.87	S
* 38	6.35	15.38	S
* 39	9.62	2.18	S
* 40	5.85	16.77	S
* 41	5.06	19.15	S
* 42	9.62	2.18	S
* 43	9.03	3.87	S
* 44	6.65	14.58	S
* 45	5.26	18.95	S
* 46	3.87	16.07	S
* 47	8.93	3.87	S
* 48	3.77	16.07	S
* 49	3.87	16.07	S
* 50	4.76	20.34	S
* 51	3.97	16.27	S
* 52	4.37	17.06	S
* 53	4.76	20.34	S
* 54	4.27	16.27	S
* 55	4.37	17.06	S
Total de consumidores afetados: 45			

CAPACIDADE TÉRMICA TRANSFORMADOR			
Dia	TE [min]	S [pu]	Violação
1	280	1.68	S
2	316	1.54	S
3	264	1.56	S
4	243	1.64	S
5	268	1.83	S
6	289	1.67	S
7	264	1.60	S
Número de dias violados: 7			

### RESULTADO COM CONTROLE

RELATÓRIO INDICADORES DRP E DRC			
Consumidor	DRP	DRC	Violação
* 1	0.00	0.00	N
* 2	0.00	0.00	N
* 3	0.00	0.00	N
* 4	0.00	0.00	N
* 5	0.00	0.00	N
* 6	0.00	0.00	N
* 7	0.00	0.00	N
* 8	0.00	0.00	N
* 9	0.00	0.00	N
* 10	0.00	0.00	N
* 11	0.00	0.00	N
* 12	0.00	0.00	N
* 13	0.00	0.00	N
* 14	0.00	0.00	N
* 15	0.00	0.00	N
* 16	0.00	0.00	N
* 17	0.00	0.00	N
* 18	0.00	0.00	N
* 19	0.00	0.00	N
* 20	0.00	0.00	N
* 21	0.00	0.00	N
* 22	0.00	0.00	N
* 23	0.00	0.00	N
* 24	0.00	0.00	N
* 25	0.69	0.00	N
* 26	0.00	0.00	N
* 27	0.00	0.00	N
* 28	0.00	0.00	N
* 29	0.89	0.00	N
* 30	0.69	0.00	N
* 31	0.89	0.00	N
* 32	0.00	0.00	N
* 33	0.00	0.00	N
* 34	0.50	0.00	N
* 35	0.10	0.00	N
* 36	0.10	0.00	N
* 37	0.10	0.00	N
* 38	0.00	0.00	N
* 39	0.00	0.00	N
* 40	0.30	0.00	N
* 41	0.50	0.00	N
* 42	0.10	0.00	N
* 43	0.10	0.00	N
* 44	0.00	0.00	N
* 45	0.50	0.00	N
* 46	0.69	0.00	N
* 47	0.10	0.00	N
* 48	0.60	0.00	N
* 49	0.69	0.00	N
* 50	0.99	0.00	N
* 51	0.69	0.00	N
* 52	1.39	0.00	N
* 53	0.99	0.00	N
* 54	0.69	0.00	N
* 55	1.39	0.00	N
Total de consumidores afetados: 0			

CAPACIDADE TÉRMICA TRANSFORMADOR			
Dia	TE [min]	S [pu]	Violação
1	0	0.98	N
2	0	0.79	N
3	0	0.92	N
4	1	1.02	N
5	0	0.96	N
6	0	0.96	N
7	0	0.90	N
Número de dias violados: 0			