

Universidade Federal do Pará  
Instituto de Tecnologia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Controle Local de Potência Reativa em Geradores Fotovoltaicos para a Melhoria da  
Regulação de Tensão em Redes de Distribuição

Vanderson Carvalho de Souza

DM: 19 / 2017

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil

2017

Folha em Branco

Universidade Federal do Pará  
Instituto de Tecnologia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Controle Local de Potência Reativa em Geradores Fotovoltaicos para a Melhoria da  
Regulação de Tensão em Redes de Distribuição

Vanderson Carvalho de Souza

DM: 19 / 2017

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil

2017

Universidade Federal do Pará  
Instituto de Tecnologia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Vanderson Carvalho de Souza

Controle Local de Potência Reativa em Geradores Fotovoltaicos para a Melhoria da  
Regulação de Tensão em Redes de Distribuição

Dissertação submetida à Banca  
Examinadora do Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Elétrica da  
UFPA para a obtenção do Grau de Mestre  
em Engenharia Elétrica na área de Sistemas  
de Energia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil

2017

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)  
Sistema de Bibliotecas da UFPA

---

Souza, Vanderson Carvalho de, 1989

Controle local de potência reativa em geradores fotovoltaicos para a melhoria da regulação de tensão em redes de distribuição / Vanderson Carvalho de Souza.- 2017.

Orientador : João Paulo de Abreu Vieira.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2017.

1. Geração de energia fotovoltaica - testes. 2. Reguladores de voltagem. 3. Energia elétrica - distribuição. 4. Controladores elétricos. I. Título.

CDD 23. ed. 621.31244

---

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**“CONTROLE LOCAL DE POTÊNCIA REATIVA EM GERADORES  
FOTOVOLTAICOS PARA A MELHORIA DA REGULAÇÃO DE  
TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO”**

**AUTOR: VANDERSON CARVALHO DE SOUZA**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 31/03/2017

**BANCA EXAMINADORA:**



**Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira**

(Orientador – PPGEE/UFPA)



**Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra**

(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)



**Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Tatiana Mariano Lessa de Assis**

(Avaliadora Externa – UFRJ)

**VISTO:**

  
**Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes**

(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

## Dedicatória

*Dedico este trabalho ao meu pai, o Sr. Benedito, a minha mãe, a Sr<sup>a</sup>. Merian, a minha namorada, Nira, aos meus irmãos e a todos que contribuíram com a realização do mesmo.*

## Agradecimentos

A Deus por ter me dado saúde, dedicação, paciência, persistência e, também, por ter colocado as pessoas certas na minha vida.

Ao meu orientador Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira pela orientação, disponibilidade, paciência e, acima de tudo, pela amizade, o que tornou essa jornada de dois anos menos cansativa e mais interessante.

Aos meus pais, o Sr. Benedito Souza e a Sr<sup>a</sup>. Merian Carvalho, pelas conversas, pelos conselhos, pelo exemplo de pai e mãe que são na minha vida. Também agradeço por compreenderem o sentido da educação na vida de seus filhos, isso, certamente, fez toda a diferença para que estivesse exatamente onde estou.

A Minha Namorada, Nira, que apesar da distância, é muito presente na minha vida. Agradeço imensamente, pelas inúmeras vezes que acreditou que meu melhor ainda estava por vir. Agradeço também, pelas conversas diárias que foram combustíveis indispensáveis para caminhar nesses dois anos de pós-graduação.

A Capes pelo suporte financeiro e a Universidade Federal do Pará pelo acesso aos meios essenciais para o desenvolvimento desta dissertação.

Aos meus amigos do laboratório do Ceamazon por terem proporcionados um bom ambiente de trabalho. Agradeço em especial aos meus amigos Heitor Barata e Douglas Oliveira pelo auxílio no manuseio dos *softwares* ANATEM e ANAREDE e pelas conversas muito produtivas, inclusive na fila do RU. Agradeço também à Juliana Portugal por ter permitido acesso aos seus estudos. Isso certamente acelerou o desenvolvimento desta dissertação.

Ao meu amigo Daniel Pinheiro, pela aquisição dos dados reais de geração fotovoltaica usados nessa dissertação.

Ao meu amigo Raphael Barradas, pelo companheirismo indispensável nesses dois anos de mestrado e pelos almoços oferecidos em sua casa em dias de estudos.

*“Sei o que é passar necessidade e sei o que é ter fartura. Aprendi o segredo de viver contente em toda e qualquer situação, seja bem alimentado, seja com fome, tendo muito, ou passando necessidade.”*

Filipenses 4:12

# Índice

<b>Dedicatória .....</b>	<b>vi</b>
<b>Agradecimentos .....</b>	<b>vii</b>
<b>Índice .....</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de Ilustrações .....</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de Abreviaturas .....</b>	<b>xvi</b>
<b>Resumo .....</b>	<b>xviii</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>xix</b>
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
Introdução .....	1
1.1 Energia Fotovoltaica no Brasil e no Mundo .....	1
1.2 Motivação .....	8
1.3 Objetivo Geral .....	9
1.4 Objetivos Específicos .....	9
1.5 Revisão Bibliográfica .....	10
1.6 Estrutura da Dissertação .....	12
1.7 Trabalho Aceito para Publicação .....	13
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>14</b>
Reguladores de Tensão em Redes de Distribuição .....	14
2.1 Introdução .....	14
2.2 Características Construtivas do Regulador de Tensão .....	15
2.3 Modos de Controle do Regulador de Tensão .....	19
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>23</b>
Geração Fotovoltaica .....	23
3.1 Introdução .....	23
3.2 Componentes Básicos de Sistemas Fotovoltaicos .....	23
3.2.1 Módulos Fotovoltaicos .....	24
3.2.1.1 Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos .....	24

3.2.2 Inversores .....	26
3.3 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede .....	29
3.4 Categorias de Variabilidade Diária.....	31
3.5 Modelo Dinâmico do Gerador Fotovoltaico.....	33
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>39</b>
Controle Proposto .....	39
4.1 Introdução.....	39
4.2 Regulação de Tensão em Redes de Distribuição Convencionais .....	39
4.3 Regulação de Tensão em Redes de Distribuição com Geração Distribuída Fotovoltaica .....	41
4.4 Estratégias de Regulação de Tensão em Redes de Distribuição com Planta FV .....	43
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>49</b>
Resultados.....	49
5.1 Introdução.....	49
5.2 Sistema Teste.....	50
5.3 Problema 1: Sobretensão .....	51
5.3.1 Solução Mitigadora .....	52
5.3.1.1 Estratégia 1 .....	52
5.4 Problema 2: Comutações Excessivas de Tape.....	56
5.4.1 Soluções Mitigadoras .....	57
5.4.1.1 Estratégia 1 .....	57
5.4.1.2 Estratégia 2 .....	60
5.5 Problema 3: Condição de <i>Runaway</i> .....	62
5.5.1 Modo Bidirecional do RT .....	62
5.5.2 Solução Mitigadora .....	64
5.5.2.1 Estratégia 1 .....	64
<b>Conclusão .....</b>	<b>67</b>
<b>Sugestões para Trabalhos Futuros.....</b>	<b>69</b>
<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>70</b>

## Lista de Ilustrações

<b>Figura 1.</b> Comparativo da evolução de preços de plantas solar e eólica <i>onshore</i> em diferentes países (Fonte: Adaptado de [4]).	2
<b>Figura 2.</b> Evolução global anual da capacidade instalada de energia FV (Fonte: Adaptado de [4]).	3
<b>Figura 3.</b> Evolução global total da capacidade instalada de energia FV (Fonte: Adaptado de [4]).	3
<b>Figura 4.</b> Os 10 países com a maior capacidade acumulada de energia FV no final de 2015 (Fonte: Adaptado de [4]).	4
<b>Figura 5.</b> Número de conexões acumulado de GD no Brasil até agosto de 2016 (Fonte: Adaptado de [10]).	5
<b>Figura 6.</b> Potência total instalada de GD até o final de agosto de 2016 (Fonte: Adaptado de [10]).	6
<b>Figura 7.</b> Quantidade de micro e minigeradores conectados à rede por unidade da federação até agosto de 2016 (Fonte: Adaptado de [10]).	6
<b>Figura 8.</b> Irradiação normal direta do Brasil (Fonte: Adaptado de [14]).	7
<b>Figura 9.</b> Irradiação normal direta da Alemanha (Fonte: Adaptado de [14]).	8
<b>Figura 10.</b> Regulador de tensão monofásico (Fonte: [24]).	15
<b>Figura 11.</b> Esquema de tape de RT (Fonte: Adaptado de [26]).	16
<b>Figura 12.</b> Diagrama de bloco funcional do sistema de controle para transformadores com mudança automática de tape (Fonte: Adaptado de [25]).	16
<b>Figura 13.</b> Diagrama de blocos do controle do RT implementado no <i>software</i> ANATEM (Fonte: Próprio autor).	18
<b>Figura 14.</b> Pontos de regulação do modo cogeração (Fonte: Adaptado de [28]).	19
<b>Figura 15.</b> Modo bidirecional normal (modo direto) (Fonte: Adaptado de [28]).	20
<b>Figura 16.</b> Modo bidirecional normal (modo reverso) (Fonte: Adaptado de [28]).	21

<b>Figura 17.</b> Sistema de distribuição com topologia radial e possibilidade de inversão de fluxo de potência ativa através do RT, tanto por geração FV como por remanejamento de carga (Fonte: Adaptado de [29]).....	21
<b>Figura 18.</b> Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 100 W <sub>p</sub> (Fonte: [33]).....	25
<b>Figura 19.</b> Efeito causado pela variação de irradiação solar sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) a 25 °C (Fonte: [33]) .....	26
<b>Figura 20.</b> Efeito causado pela variação de temperatura das células sobre a curva característica I-V par um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) sob irradiação de 1000 W/m <sup>2</sup> (Fonte: [33]).....	26
<b>Figura 21.</b> Classificação dos inversores pelo princípio de funcionamento (Fonte: Adaptado de [33]) .....	27
<b>Figura 22.</b> (a) Inversor de um estágio e (b) Inversor de dois estágios (Fonte: Adaptado de [33]) .....	28
<b>Figura 23.</b> Sistema Fotovoltaico conectado à rede (Fonte: [34]) .....	29
<b>Figura 24.</b> Diferentes configurações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: (a) inversor central; (b) inversor string; (c) módulo AC e (d) inversor multi-string (Fonte: [34]) .....	30
<b>Figura 25.</b> Perfil da irradiação solar medida (área azul) em uma fábrica localizada em Tennessee (EUA) para cada dia do mês de agosto de 2012. A curva laranja é calculada e representa dia claro (Fonte: Adaptado de [36]). .....	31
<b>Figura 26.</b> Categorias para condições de variabilidade diária são baseadas no índice de clareza (CI) e no índice de variabilidade (VI) (Fonte: Adaptado de [36]).....	32
<b>Figura 27.</b> Diagrama de blocos do gerador FV de pequeno porte (Fonte: [37]) .....	34
<b>Figura 28.</b> Modelo dinâmico do gerador FV implementando no ANATEM via CDU (Fonte: Adaptado de [37]).....	35
<b>Figura 29.</b> Capacidade de potência reativa em função do sobredimensionamento do inversor (Fonte: Próprio autor). .....	36
<b>Figura 30.</b> Alimentador teste de 4 barras (Fonte: Próprio autor) .....	37
<b>Figura 31.</b> Efeito da nuvem na potência de saída do gerador FV.....	37
<b>Figura 32.</b> Efeito de um curto circuito trifásico franco na potência de saída do gerador FV..	38
<b>Figura 33.</b> Sistema de distribuição convencional de duas barras (Fonte: Próprio autor).....	40
<b>Figura 34.</b> Diagrama fasorial (Adaptado de [39]) .....	40

<b>Figura 35.</b> Alimentador de distribuição de duas barras com planta FV (Fonte: Próprio autor)	42
<b>Figura 36.</b> Diagrama de bloco para a Equação 18 no instante $t$ (Fonte: Próprio autor)	44
<b>Figura 37.</b> Potência ativa instantânea injetada pelo gerador FV	45
<b>Figura 38.</b> Variação de potência reativa e limite do inversor	45
<b>Figura 39.</b> Potência aparente instantânea do gerador FV e limite variável do inversor	45
<b>Figura 40.</b> Diagrama de bloco para da Equação 11 no instante $t$ (Fonte: Próprio autor)	46
<b>Figura 41.</b> Potências ativas atual e esperada na saída do gerador FV	47
<b>Figura 42.</b> Potência reativa necessária para compensar as variações de tensão devido a variabilidade da fonte	47
<b>Figura 43.</b> Potência aparente instantânea da planta FV considerando a injeção de potência reativa para compensar as variações de tensão.	48
<b>Figura 44.</b> Modelo do alimentador teste (Adaptado [44]).	50
<b>Figura 45.</b> Dia claro	51
<b>Figura 46.</b> Dia com variabilidade moderada	51
<b>Figura 47.</b> Dia com alta variabilidade	51
<b>Figura 48.</b> Dinâmica da carga demandada	51
<b>Figura 49.</b> Variação de tensão para um dia tipicamente claro e alimentador sem RT	52
<b>Figura 50.</b> Variação de tensão para um dia com variabilidade moderada e alimentador sem RT	52
<b>Figura 51.</b> Variação de tensão para um dia com alta variabilidade e alimentador sem RT	52
<b>Figura 52.</b> Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (sem sobredimensionamento do inversor) para um dia claro e alimentador sem RT	53
<b>Figura 53.</b> Potência nominal do painel fotovoltaico e limites do inversor referente à Estratégia 1 (sem sobredimensionamento do inversor) para um dia claro e alimentador sem RT	53
<b>Figura 54.</b> Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (com sobredimensionamento de 8 % do inversor) para um dia claro e alimentador sem RT	53
<b>Figura 55.</b> Potência nominal do painel fotovoltaico e limites do inversor referente à Estratégia 1 (com sobredimensionamento de 8 % do inversor) para um dia claro e alimentador sem RT	53

<b>Figura 56.</b> Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (sem sobredimensionamento do inversor) para um dia com variabilidade moderada e alimentador sem RT .....	54
<b>Figura 57.</b> Potência nominal do painel fotovoltaico e limites do inversor referente à Estratégia 1 (sem sobredimensionamento do inversor) para um dia com variabilidade moderada e alimentador sem RT .....	54
<b>Figura 58.</b> Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (com sobredimensionamento de 8 % do inversor) para um dia com variabilidade moderada e alimentador sem RT .....	54
<b>Figura 59.</b> Potência nominal do painel fotovoltaico e limites do inversor referente à Estratégia 1 (com sobredimensionamento de 8 % do inversor) para um dia com variabilidade moderada e alimentador sem RT .....	54
<b>Figura 60.</b> Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (sem sobredimensionamento do inversor) para um dia com alta variabilidade e alimentador sem RT .....	55
<b>Figura 61.</b> Potência nominal do painel fotovoltaico e limites do inversor referente à Estratégia 1 (sem sobredimensionamento do inversor) para um dia com alta variabilidade e alimentador sem RT.....	55
<b>Figura 62.</b> Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (com sobredimensionamento de 8 % do inversor) para um dia com alta variabilidade e alimentador sem RT .....	56
<b>Figura 63.</b> Potência nominal do painel fotovoltaico e limites do inversor referente à Estratégia 1 (com sobredimensionamento de 8 % do inversor) para um dia com alta variabilidade e alimentador sem RT .....	56
<b>Figura 64.</b> Perfil de tensão para o alimentador com RT e sem variabilidade da planta FV ....	57
<b>Figura 65.</b> Tape do transformador com regulação automática (21 atuações).....	57
<b>Figura 66.</b> Perfil de tensão para o alimentador com RT e com variabilidade moderada da planta FV .....	57
<b>Figura 67.</b> Tape do transformador com regulação automática (59 atuações).....	57
<b>Figura 68.</b> Perfil de tensão para o alimentador com RT e planta FV com alta variabilidade .	57
<b>Figura 69.</b> Tape do transformador com regulação automática (193 atuações).....	57
<b>Figura 70.</b> Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (sem sobredimensionamento do inversor) para um dia com variabilidade moderada e alimentador com RT .....	58
<b>Figura 71.</b> Tape do transformador com regulação automática (41 atuações).....	58
<b>Figura 72.</b> Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (com sobredimensionamento de 8 % do inversor) para um dia com variabilidade moderada e alimentador com RT.....	58
<b>Figura 73.</b> Tape do transformador com regulação automática (23 atuações).....	58
<b>Figura 74.</b> Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (sem sobredimensionamento do inversor) para um dia com alta variabilidade e alimentador com RT .....	59

<b>Figura 75.</b> Tape do transformador com regulação automática (101 atuações).....	59
<b>Figura 76.</b> Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (com sobredimensionamento de 8 % do inversor) para um dia com alta variabilidade e alimentador com RT.....	59
<b>Figura 77.</b> Tape do transformador com regulação automática (63 atuações).....	59
<b>Figura 78.</b> Perfil de tensão referente à Estratégia 2 para um dia com variabilidade moderada e alimentador com RT .....	60
<b>Figura 79.</b> Tape do transformador com regulação automática (21 atuações).....	60
<b>Figura 80.</b> Potência reativa injetada .....	60
<b>Figura 81.</b> Perfil de tensão referente à Estratégia 2 para um dia com alta variabilidade e alimentador com RT .....	61
<b>Figura 82.</b> Tape do transformador com regulação automática (21 atuações).....	61
<b>Figura 83.</b> Potência reativa injetada .....	62
<b>Figura 84.</b> (a) potência ativa injetada pela planta FV e (b) fluxo de potência ativa no RT.....	63
<b>Figura 85.</b> Comutações de tape .....	63
<b>Figura 86.</b> Tensões do lado da subestação .....	63
<b>Figura 87.</b> Tensões do lado da planta FV .....	63
<b>Figura 88.</b> Potência nominal da planta FV e limites do inversor para Estratégia 1 sem sobredimensionamento .....	64
<b>Figura 89.</b> Fluxo de potência através do RT para a Estratégia 1 sem sobredimensionamento	64
<b>Figura 90.</b> Tensões do lado da subestação para a Estratégia 1 sem sobredimensionamento ..	65
<b>Figura 91.</b> Tensões do lado da planta FV para a Estratégia 1 sem sobredimensionamento....	65
<b>Figura 92.</b> Comutações de tape para Estratégia 1 sem sobredimensionamento .....	65
<b>Figura 93.</b> Potência nominal da planta FV e limites do inversor para Estratégia 1 com sobredimensionamento de 8 % .....	66
<b>Figura 94.</b> Fluxo de potência através do RT para a Estratégia 1 com sobredimensionamento de 8 % .....	66
<b>Figura 95.</b> Tensões do lado da subestação para a Estratégia 1 com sobredimensionamento de 8 %.....	66
<b>Figura 96.</b> Tensões do lado da planta PV para a Estratégia 1 com sobredimensionamento de 8 %.....	66
<b>Figura 97.</b> Comutações de tape para Estratégia 1 com sobredimensionamento de 8 % .....	66

## Lista de Abreviaturas

PCH	Pequena Central Hidrelétrica
FV	Fotovoltaico
COP21	21 <sup>a</sup> <i>Conference of Parties</i>
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
UAE	<i>United Arab Emirates</i>
APAC	<i>Asia-Pacific</i>
MEA	<i>Middle East/Africa</i>
RoW	<i>Rest of World</i>
REN	Resolução Normativa
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
Confaz	Conselho Nacional de Política Fazendária
GD	Geração Distribuída
RT	Regulador de Tensão
ANATEM	Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos
Cepel	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CDU	Controlador Definido pelo Usuário
LDC	<i>Line Drop Compensation</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
c-Si	Silício Cristalino
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>

PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>
ANAREDE	Programa de Análise de Redes

## Resumo

Esta dissertação aborda os principais problemas operacionais enfrentados pelos operadores de redes de distribuição devido à elevada integração de geradores fotovoltaicos (FV), tais como sobretensões, comutações excessivas de *tape* e a condição de *runaway* em reguladores de tensão. As sobretensões ao longo do alimentador podem ser causadas pela significativa injeção de potência ativa do gerador FV. Adicionalmente, as variações rápidas e significativas na potência ativa injetada pelo gerador FV, associadas com os transitórios de nuvens, resultam em aumento excessivo de comutações de *tape* no regulador de tensão, afetando negativamente a vida útil desse equipamento. Além disso, quando a direção do fluxo de potência é invertida no alimentador devido à significativa injeção de potência ativa do gerador FV, o regulador de tensão pode falhar no controle da tensão na barra sob regulação e o *tape* pode atingir seu limite inferior ou superior (condição de *runaway*). Esta dissertação propõe um controle local de potência reativa para inversores FV a fim de aliviar tais problemas mencionados. O controle proposto é avaliado usando dados de medição de um sistema fotovoltaico real instalado no telhado de uma residência localizada em Belém e simulações dinâmicas de um alimentador de média tensão com uma miniusina FV.

**Palavras-Chaves:** Gerador Fotovoltaico, Regulador de Tensão, Sobretensões, Comutações Excessivas de *Tape*, Condição de *Runaway*, Controle Local de Potência Reativa, Inversores.

## Abstract

This dissertation addresses the major operational problems faced by distribution network operators due to the high integration of photovoltaic (PV) generators, such as overvoltages, excessive tap counts and voltage regulator *runaway* condition. The overvoltage problem in distribution networks may be caused by significant active power injection from PV generation. Additionally, the rapid and significant variations in PV generator active power associated with cloud transients result in an increase of voltage regulator tap counts, adversely affecting the useful life of that device. Also, when the direction of the power flow is reversed due to PV generator active power injection, the voltage regulator can fail to control voltage at the regulated bus and reach lowest or highest tap limit (*runaway* condition). This dissertation proposes a local reactive power control for PV inverters to alleviate such problems. The proposed control is evaluated using measurement data from the real rooftop PV system in the city of Belém and dynamic simulations on a single MV feeder with a PV solar plant.

**Keywords:** Photovoltaic Generator, Voltage Regulator, Overvoltages, Excessive Tap Counts, *Runaway* Conditions, Local Reactive Power Control, Inverters.

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Energia Fotovoltaica no Brasil e no Mundo

A tendência pela geração de energia a partir de fontes renováveis tem ganhado cada vez mais espaço na matriz energética mundial. Isso decorre, em virtude do baixo impacto ambiental causado por essas fontes e a possibilidade da diversificação da matriz energética, entre outros fatores. As tecnologias aplicadas às energias renováveis consistem de pequenas centrais hidrelétricas (PCH<sup>1</sup>), parques eólicos, centrais de geração fotovoltaica (FV<sup>2</sup>), usinas térmicas baseadas em biomassa, células a combustível, centrais de aproveitamento de energia das marés, entre outras [1, 2].

Dentre todas as fontes renováveis, a solar FV foi a que ganhou destaque durante a COP21 (21ª Conferência das Partes) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC, na sigla em inglês) realizada em Paris (França). Na ocasião, foi reconhecido, claramente, o papel crucial que a energia solar desempenhará para transformar o sistema elétrico mundial e, dessa forma, ajudar a manter o aquecimento global abaixo de 2 °C, e se possível abaixo de 1,5 °C até 2100 [3, 4]. Durante a COP21 ocorreu também o lançamento da Aliança Solar Internacional, com adesão de mais de 120 nações, com a finalidade de impulsionar a energia solar nos países em desenvolvimento [4].

Todo esse interesse pela produção de energia solar impacta diretamente no custo da tecnologia. No início de 2015, um contrato recorde de 58,4 US\$/MWh foi firmado em Dubai (*United Arab Emirates* - UAE) na licitação de 100 MW de energia FV. Entretanto, várias

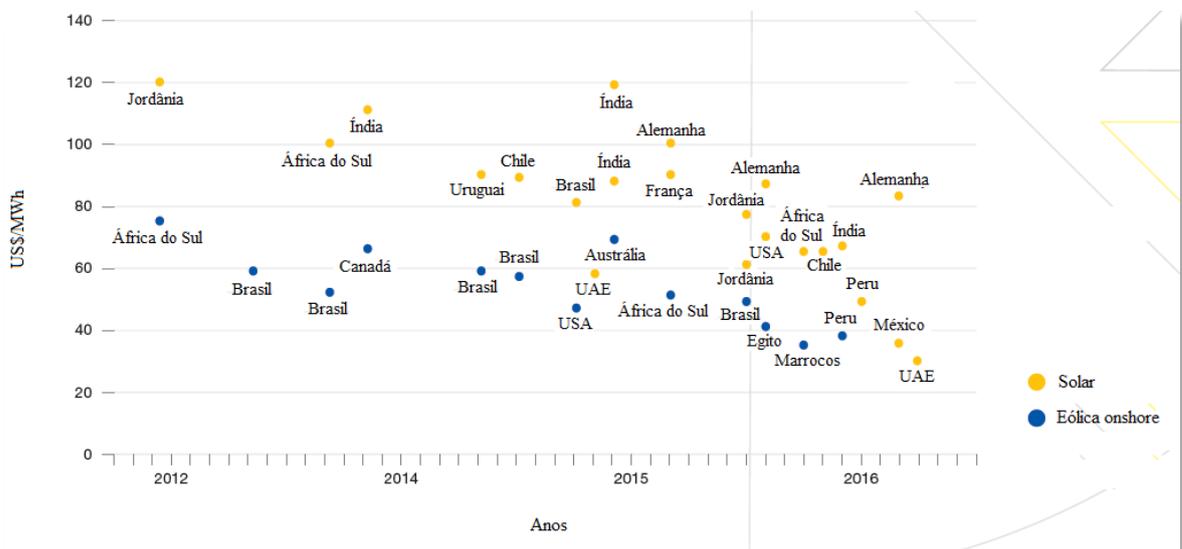
---

<sup>1</sup> PCH é usada nesta dissertação para representar pequena central hidrelétrica ou pequenas centrais hidrelétricas

<sup>2</sup> FV é usado nesta dissertação para representar tanto fotovoltaica como variações: fotovoltaico (s), fotovoltaicas e etc.

propostas inferiores foram concedidas em várias partes do mundo, como no Peru, que teve um contrato de 48 US\$/MWh no início de 2016, bem como a marca de 36 US\$/MWh atingida no México. Mas todos esses valores foram superados pelos 29,9 US\$/MWh oferecidos na terceira rodada do concurso licitatório de Dubai [4].

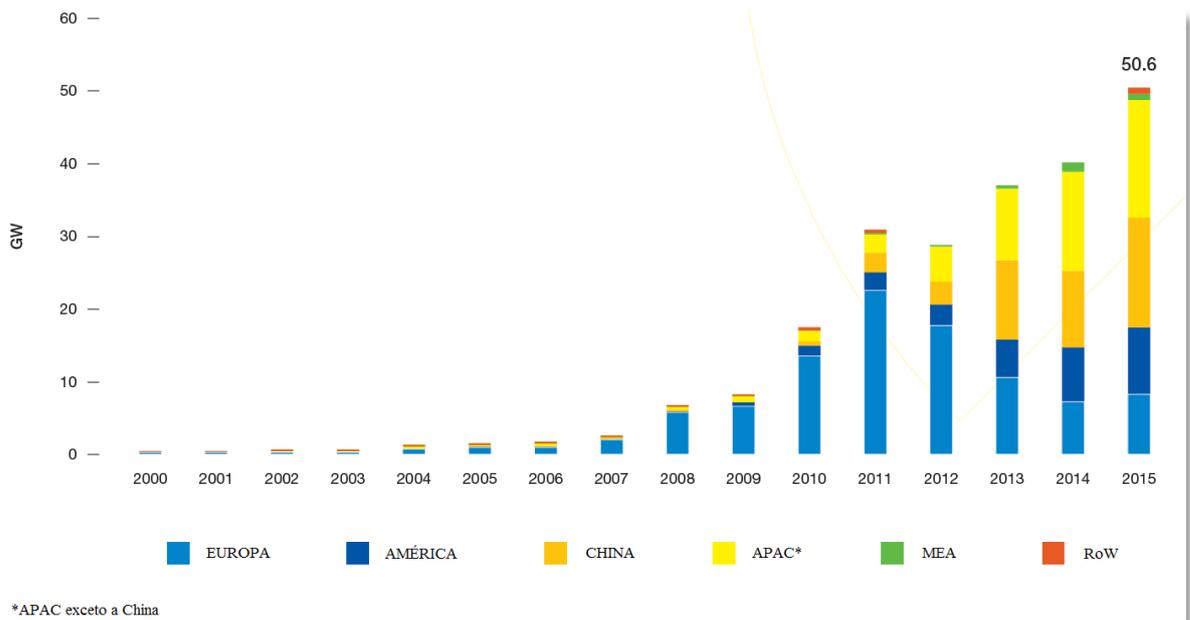
Embora este lance ultrapasse tudo o que se verifica mundialmente nos setores solar e eólico até o presente momento, uma boa indicação do quão rapidamente os preços da energia solar caíram pode ser vista na oferta do consórcio que ganhou o contrato anterior de Dubai de 100 MW, com 58,4 US\$/MWh, e que estava licitando em meados de 2016, na terceira rodada do concurso licitatório de Dubai, com a oferta de 39,5 US\$/MWh. Isso representa uma redução de preço de 30 % em apenas um ano e meio. A Figura 1 mostra um comparativo da evolução dos preços das energias solar e eólica *onshore* em diferentes regiões do mundo [4].



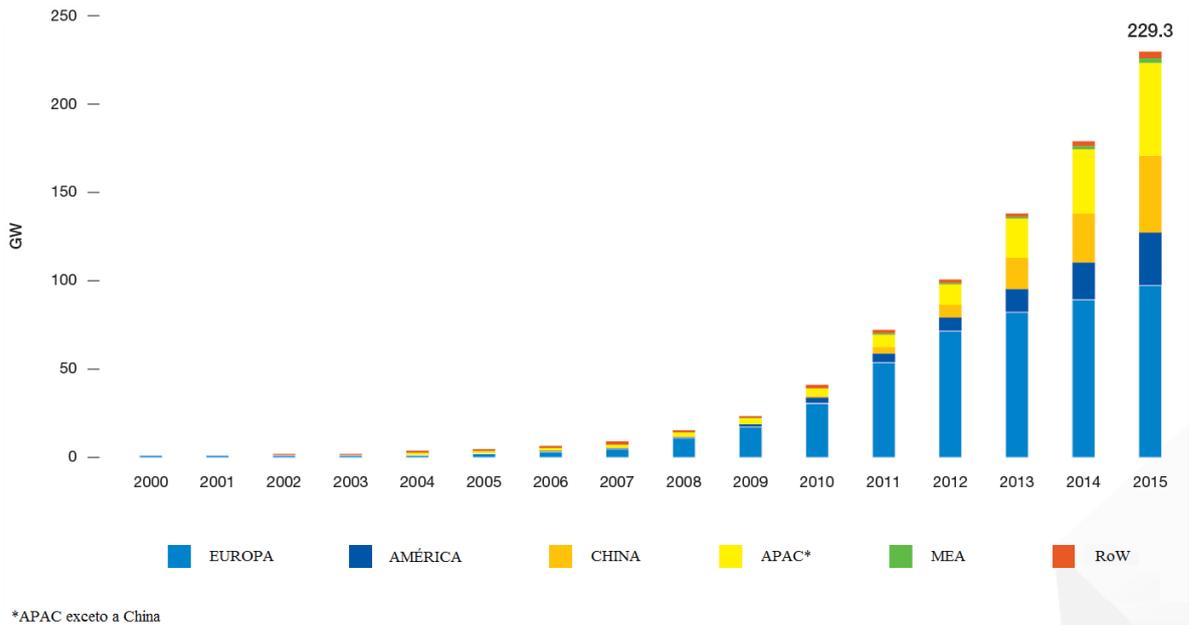
**Figura 1.** Comparativo da evolução de preços de plantas solar e eólica *onshore* em diferentes países (Fonte: Adaptado de [4]).

Em termos de capacidade instalada, o mercado global de energia FV registrou no ano de 2015 a instalação de 50,6 GW, o que representa um crescimento de 25,6 % em relação a do ano de 2014, quando a potência instalada foi de 40,3 GW. Entre os países que impulsionaram o crescimento da energia solar em 2015, em primeiro lugar no *ranking*, destaca-se a China, que embora tenha apresentado um crescimento abaixo da sua meta, passou de 10,6 GW em 2014 para 15,15 GW em 2015. O Japão ocupou a segunda posição no *ranking* mundial no ano de 2015, crescendo 13 % em relação ao ano de 2014, totalizando 11 GW. O mercado Norte-Americano manteve-se na terceira posição e totalizou 7,3 GW em 2015 [4].

Diversos outros países tiveram contribuição significativa em 2015 no que se refere à capacidade instalada adicionada de fontes FV, como o Canadá que adicionou 600 MW, Taiwan que instalou 400 MW e o Chile que conectou próximo de 450 MW. Na Figura 2 é apresentada a evolução global anual da capacidade instalada de energia FV desde o começo do século até final de 2015. O destaque é o crescimento do mercado asiático que desde 2013 tem sido a força motriz do crescimento. A União Europeia, depois de 3 anos consecutivos de queda, teve, em 2015, um leve aumento na sua capacidade instalada [4].



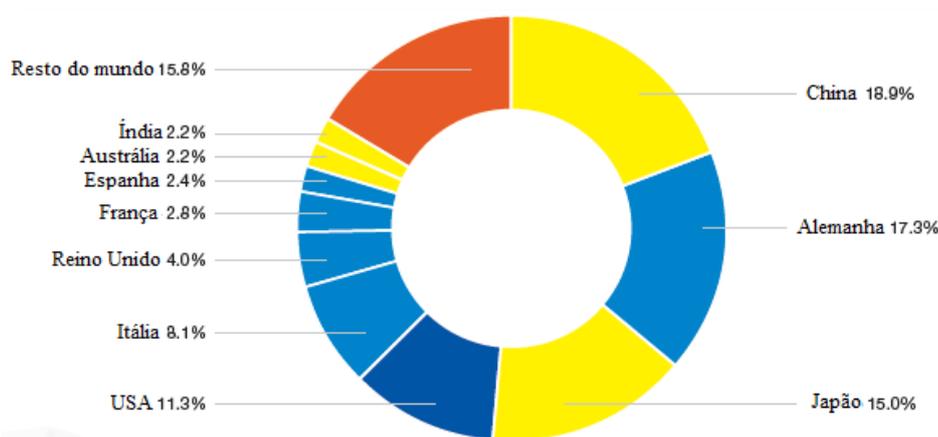
**Figura 2.** Evolução global anual da capacidade instalada de energia FV (Fonte: Adaptado de [4]).



**Figura 3.** Evolução global total da capacidade instalada de energia FV (Fonte: Adaptado de [4]).

A capacidade acumulada de energia solar FV instalada aumentou 29 % e chegou a 229,3 GW até o final de 2015, conforme mostra a Figura 3. Em apenas 5 anos, de 2010 a 2015, a capacidade instalada global de energia FV aumentou mais 450 %. Olhando uma década para trás, o desenvolvimento solar foi ainda mais impressionante, a partir de 5 GW no final de 2005, o mercado cresceu mais de 45 vezes [4].

Na Figura 4 tem-se os 10 países com a maior capacidade acumulada de geração FV. Pela primeira vez em uma década, a Alemanha deixou de ser o país com a maior capacidade solar acumulada. Além de instalar os maiores volumes de painéis solares por ano, a China também assumiu a liderança no que se refere à capacidade total de energia solar. A Europa ainda representa a maior participação global com 97 GW, mas os países da Ásia-Pacífico (APAC) quase alcançaram o mesmo nível, com 96 GW [4].



**Figura 4.** Os 10 países com a maior capacidade acumulada de energia FV no final de 2015 (Fonte: Adaptado de [4]).

No Brasil, a expansão dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica ainda é muito tímida perto dos números apresentados por países como a China, por exemplo. Isso é decorrente, principalmente, da falta de incentivo governamental. No entanto, a partir de 2012, com a publicação da Resolução Normativa (REN) 482/2012, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), essa modalidade de geração começou a se estruturar no país.

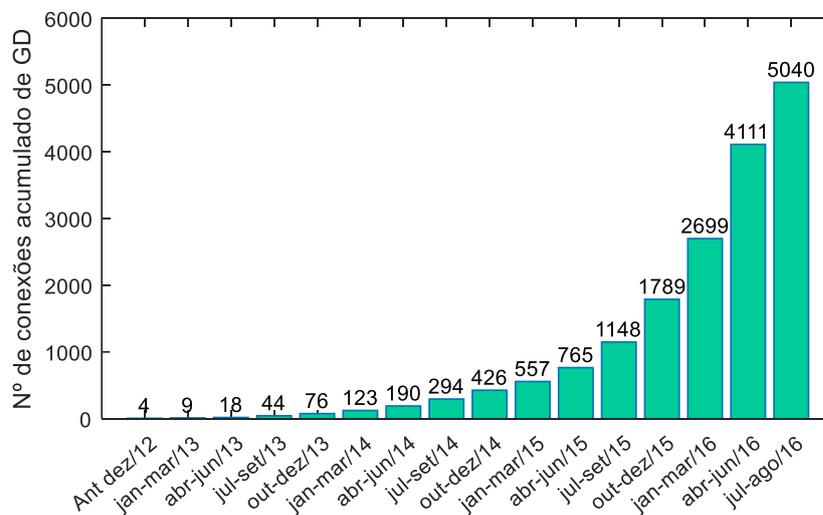
Em novembro de 2015, a REN 482 foi atualizada pela REN 687, e as alterações estão em vigor desde março de 2016. Entre as mudanças estão o aumento da potência instalada de minigeradores distribuídos, que passou de 1 MW para 3 MW em caso de fontes hídricas ou até 5 MW para cogeração qualificada e o aumento do prazo de validade dos créditos na conta de

luz que passou de 3 anos para 5 anos. Além disso, foram criados a possibilidade de compartilhamento de geração, autoconsumo remoto, empreendimentos com múltiplas unidades, entre outros [5, 6].

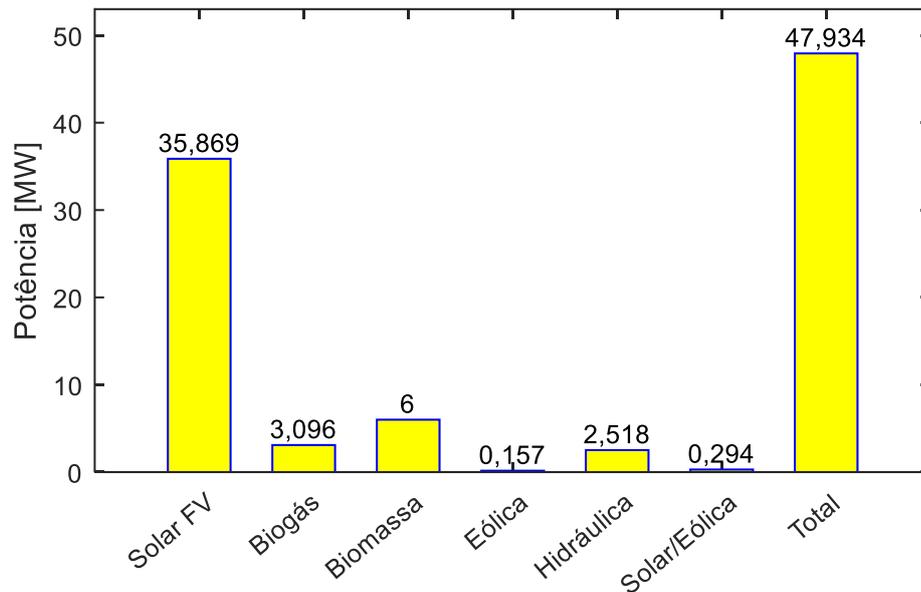
Outra ação institucional relevante para o mercado brasileiro de geração FV foi o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), lançado em dezembro de 2015, por meio da Portaria 538/2015, com a finalidade de ampliar e aprofundar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base nas fontes renováveis de energia (em especial a solar FV). O programa prevê investimento de mais de R\$ 100 bilhões até 2030 [7, 8].

No entanto, o maior ganho na geração solar aconteceu a partir do momento que os estados brasileiros passaram a aderir ao convênio ICMS 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), que isenta o pagamento de tributo estadual (ICMS) sobre o excedente de energia elétrica gerada por sistemas de geração distribuída (GD), como a solar FV. Nessa modalidade, o tributo é aplicado apenas sobre a energia que o consumidor receber da rede elétrica, descontando a energia que ele devolver à rede. No total, 21 estados já aderiram ao convênio, o estado do Pará foi o último a aderir [9].

Diante desse ambiente favorável, o resultado não poderia ser diferente. Até setembro de 2015, 1148 ligações de micro e minigeração haviam sido registradas junto a ANEEL, e até agosto de 2016, esse número chegou ao patamar de 5040 ligações, conforme mostrado no gráfico da Figura 5. Isso representa uma potência acumulada total de 47,934 MW. Desse total, 35,869 MW é de geração FV (vide Figura 6). A fonte mais utilizada pelos consumidores-geradores é a solar com 4955 adesões, seguida da eólica com 39 instalações [10].

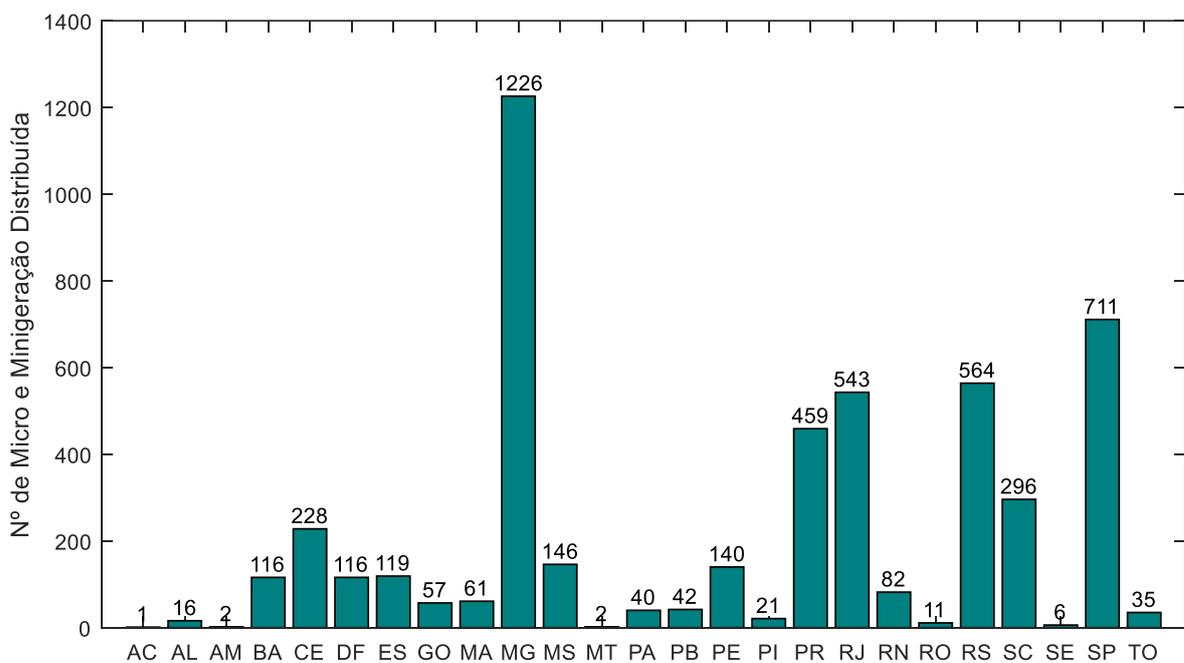


**Figura 5.** Número de conexões acumuladas de GD no Brasil até agosto de 2016 (Fonte: Adaptado de [10]).



**Figura 6.** Potência total instalada de GD até o final de agosto de 2016 (Fonte: Adaptado de [10]).

O estado com o maior número de micro e minigeradores é Minas Gerais (1.226 conexões), seguido de São Paulo (711) e Rio Grande do Sul (564). O gráfico da Figura 7 mostra o número de conexões, até agosto de 2016, por unidade da federação [10]. A estimativa segundo [10], é que até 2024 mais de 1,2 milhão de consumidores passem a produzir sua própria energia, o equivalente a 4,5 GW de potência instalada.

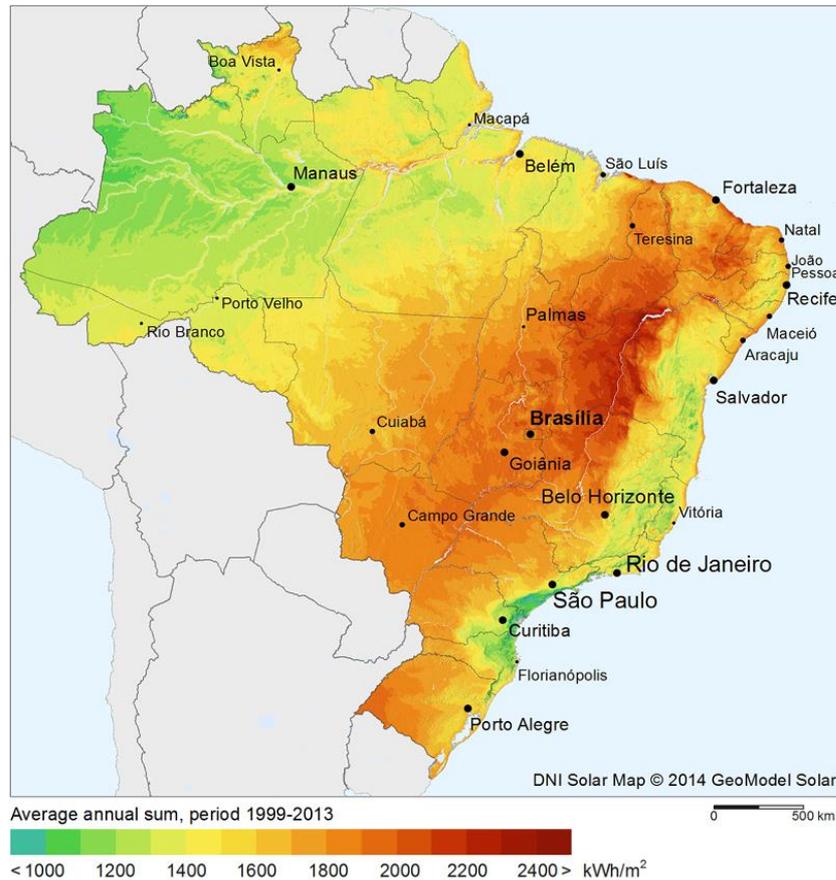


**Figura 7.** Quantidade de micro e minigeradores conectados à rede por unidade da federação até agosto de 2016 (Fonte: Adaptado de [10]).

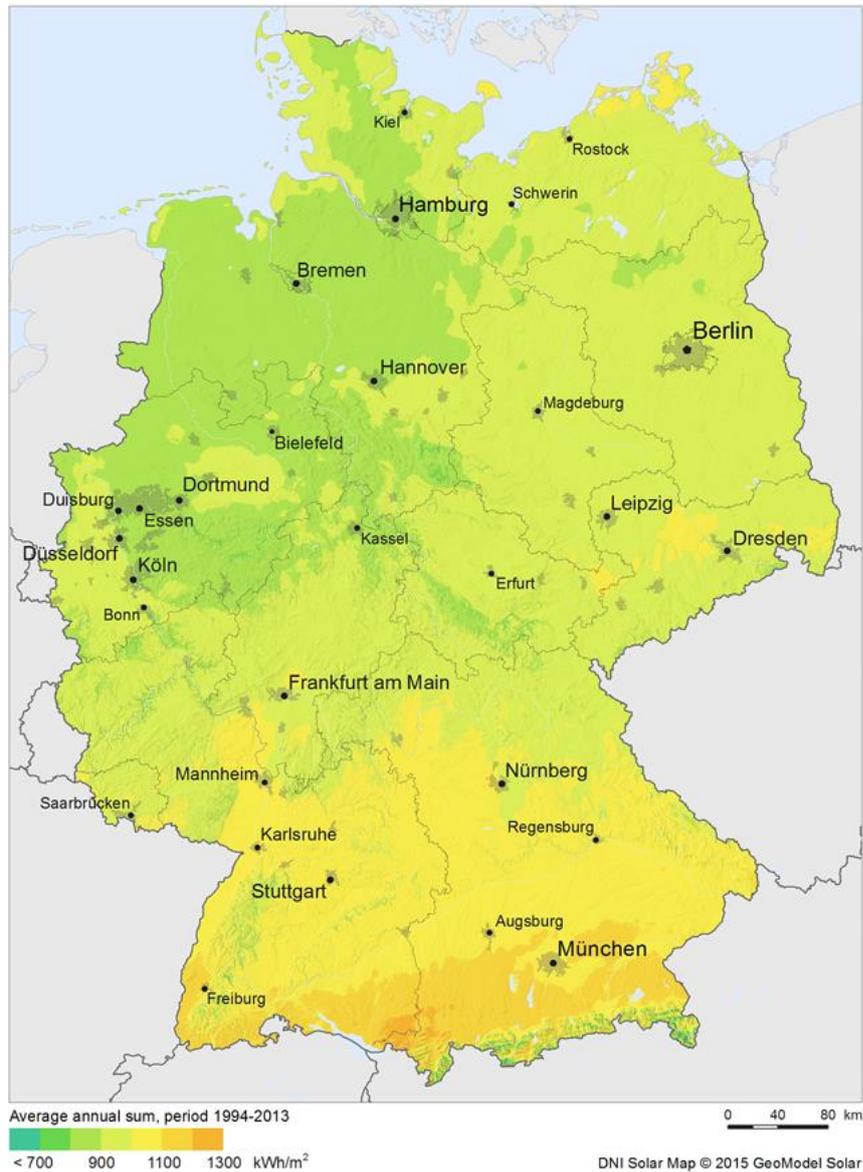
O Brasil, apesar de apresentar crescimento incipiente no setor de energia solar, é um país com características muito favoráveis para geração de eletricidade a partir do sol, pois está localizado, na sua grande parte, na região inter-tropical (próximo à linha do equador) e possui umas das maiores reservas de silício do mundo [11-12]. Além disso, de acordo com [13], o Nordeste brasileiro, é a região de maior irradiação solar, com média anual compatível com as melhores regiões do mundo, como a cidade de Dongola, no deserto do Sudão, e a região de Dagget no deserto de Mojave, Califórnia.

Nas Figuras 8 e 9 encontram-se os mapas de irradiação do Brasil e da Alemanha, respectivamente. Um comparativo entre esses dois países mostra o quão significativo é o potencial solar brasileiro. A maior irradiação da Alemanha (1300 kWh/m<sup>2</sup>), segunda no *ranking* entre os países que mais aproveitam o sol na geração de eletricidade, é muito próxima a menor registrada no Brasil (1000 kWh/m<sup>2</sup>).

Os índices solarimétricos brasileiros também superam os de outros países europeus, como os da Espanha (1200 - 1850 kWh/m<sup>2</sup>) e França (900 – 1650 kWh/m<sup>2</sup>), por exemplo, que ocupam, respectivamente, a 7<sup>a</sup> e 8<sup>a</sup> posição no *ranking* dos países com maior capacidade instalada de geradores fotovoltaicos.



**Figura 8.** Irradiação normal direta do Brasil (Fonte: Adaptado de [14]).



**Figura 9.** Irradiação normal direta da Alemanha (Fonte: Adaptado de [14]).

## 1.2 Motivação

O crescente aumento de conexões de geradores FV nas redes de distribuição associado com a imprevisibilidade e a carência de inércia da fonte têm sido a causa raiz de vários problemas na operação dessas redes. Um dos principais problemas é sobretensão variável ao longo de alimentadores de distribuição. A prática usual dos operadores de redes de distribuição para evitar ou aliviar esse problema é desligar parcial ou totalmente a geração FV por meio da proteção de sobretensão do inversor. Essa prática tem sido necessariamente adotada nas redes de distribuição de baixa tensão devido ao valor baixo da relação  $X/R$ . Entretanto, o desligamento dos geradores FV pode comprometer a gestão energética de consumidores que possuem tais

fontes, uma vez que numa condição muito favorável de irradiação solar, o consumidor pode ter a sua produção excedente (geração maior que a carga) reduzida ou anulada.

Os controles de fator de potência ou de potência reativa de geradores FV também podem ser utilizados para evitar sobretensões nas redes de distribuição. A operação de geradores FV com fator de potência unitário ainda é padrão em muitos países. Por outro lado, a exploração da capacidade que a fonte FV possui de injeção/absorção de potência reativa é uma opção cada vez mais atrativa. Os inversores inteligentes já possuem a função de controle Volt/Var, cuja a injeção ou absorção de potência reativa varia com a tensão terminal do inversor. Contudo, essa função de controle ainda é pouco explorada.

Atualmente, os operadores de redes de distribuição buscam manter o perfil adequado de tensão ao longo do alimentador com a ajuda habitual dos reguladores de tensão e banco de capacitores. Entretanto, o desafio do controle de tensão é intensificado quando a geração FV impacta na operação de reguladores de tensão. As variações na potência ativa injetada pela geração FV, causadas por nuvens transitórias em dias nublados, resultam em rápidas e, por vezes, em significativas variações de tensão, prejudicando a qualidade da energia da rede. Quando o nível de penetração da geração FV é elevado, a intermitência da fonte solar pode resultar em comutações excessivas de tape em reguladores de tensão, alcançando até 400 comutações por dia, o que reduz drasticamente a vida útil do equipamento.

Sob o cenário de injeção elevada de potência ativa pela geração FV, o fluxo de potência no alimentador pode ser invertido. Nesse caso, o regulador de tensão pode falhar no controle de tensão da barra a ser regulada e o tape pode atingir os seus limites superior ou inferior. Esse fenômeno é amplamente conhecido como *reverse power tap changer runaway condition* ou condição de *runaway*.

### 1.3 Objetivo Geral

O objetivo desse trabalho é mitigar os problemas de sobretensão, comutações excessivas de tape e condição *runaway* que são causados pela conexão massiva de geradores fotovoltaicos em alimentadores de distribuição. Uma estratégia de controle é proposta com base na compensação de potência reativa absorvida pelo inversor FV a partir de informações locais.

### 1.4 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos dessa dissertação de mestrado são:

- Propor uma estratégia de controle local para mitigar os problemas de qualidade de tensão em alimentadores de distribuição em média tensão com elevada conexão de geradores FV
- Comparar a estratégia proposta com uma estratégia disponível na literatura
- Avaliar o desempenho da estratégia proposta sob diferentes características de irradiação solar
- Avaliar a estratégia proposta com relação a minimização no número de comutações de tape dos RT
- Avaliar o comportamento da estratégia proposta para o RT operando tanto no modo cogeração, quanto no modo bidirecional.

## 1.5 Revisão Bibliográfica

Muitos estudos têm sido publicados na literatura técnica relacionados ao impacto da geração fotovoltaica distribuída, principalmente, no controle de tensão em alimentadores de distribuição. Diversas técnicas mitigadoras foram propostas para tal problema. A solução mais comum envolve o uso da potência reativa disponível no próprio inversor. Nesta seção destaca-se alguns dos principais trabalhos que abordam o impacto da geração fotovoltaica no controle de redes de distribuição e soluções mitigadoras.

As variações instantâneas na potência ativa injetada pelo gerador fotovoltaico associadas às nuvens transitórias foram objeto de estudo em [15]. Neste trabalho foram propostas, por meio de ferramenta de simulação estática, duas técnicas de controle baseadas na disponibilidade de potência reativa no inversor para mitigar as rápidas variações na tensão devido à variabilidade da fonte. O nível de penetração adotado pelos autores foi de 40 % em quatro estudos de casos realizados em um alimentador teste de média tensão, 25 kV, com a presença de um regulador de tensão. Os resultados mostraram que as estratégias de controle de potência reativa foram suficientes para corrigir a variabilidade na tensão.

Em [16], os autores investigaram o impacto da elevada penetração de geradores fotovoltaicos na operação dos reguladores de tensão em uma rede trifásica desbalanceada a quatro fios do Campus de Gatton, na Austrália. O regulador de tensão trifásico foi configurado em delta aberto, e a técnica de simulação é baseada em série temporal *quase-static*. Três estudos de caso foram simulados e duas estratégias de controle foram propostas para corrigir os problemas de violação de tensão e comutações excessivas de tape. A primeira técnica de controle, baseada na compensação de potência reativa a partir da variação do fator de potência de 0,9 indutivo a 0,9 capacitivo, não resolveu completamente os problemas. Por outro lado, a

segunda estratégia proposta coordena as ações do regulador de tensão com a geração FV e, dessa forma, corrige os citados problemas.

Em [17], uma estratégia de controle distribuído é proposta com a finalidade de ajustar as potências ativa e reativa injetadas pelos inversores para prevenir ou aliviar os problemas de sobretensão, em alimentadores de distribuição de baixa tensão, causados pela integração massiva de geradores fotovoltaicos distribuídos. Este controle é implantado em cada inversor e possui 5 estágios operacionais entre os quais alterna em controle sem e com comunicação. Em geral, a estratégia trabalha com o gerenciamento de potência reativa e quando a capacidade de injetar potência reativa dos inversores é alcançada, a estratégia reduz a injeção de potência ativa na rede. Isso pode ser um ponto negativo, uma vez que, se a energia não for armazenada, há desperdício da mesma.

Em [18], uma estratégia de controle coordenado de potência reativa é formulada com base em otimização restrita cuja finalidade é evitar atuações frequentes do comutador de tape do regulador de tensão e dos transformadores que comutam tape sob carga, quando há elevado nível de injeção de potência ativa no alimentador por painéis fotovoltaicos. Este trabalho, considera que as frequentes atuações do regulador de tensão decorrem do fluxo reverso de potência ativa através do mesmo, quando tal dispositivo de controle opera no modo de controle bidirecional. Nessas circunstâncias, é observado a condição de *runaway*, que representa a perda da capacidade de controle do regulador de tensão.

Em [19], é usado um algoritmo de otimização evolucionária (otimização por enxame de partículas) para tratar os problemas na tensão e na operação dos reguladores de tensão causados por elevada penetração de geradores fotovoltaicos distribuídos em redes de distribuição. A função objetivo tem a finalidade de minimizar as perdas de potência e, conseqüentemente, aliviar o estresse mecânico do RT provocado por excessivas comutações. Neste trabalho é proposto também, um esquema de gerenciamento de potência reativa baseado na reserva disponível do inversor.

A impedância vista de um determinado ponto de um sistema de distribuição depende das condições em que se encontra o alimentador. A variação da carga e, principalmente, os geradores distribuídos contribuem significativamente com a variação da impedância. Os geradores fotovoltaicos, quando em elevado nível de penetração, também tem sua parcela de contribuição na variação R e X do sistema. Sendo assim, [20] propôs um método para cálculo de impedância em alimentadores de distribuição com geração fotovoltaica baseado apenas em medição local. Todas análises desse estudo foram feitas em ferramenta de simulação estática e o alimentador teste considerado é o IEEE de 13 barras.

## 1.6 Estrutura da Dissertação

Este trabalho de dissertação está estruturado em cinco capítulos:

- O Capítulo 1 sumariza a situação energética fotovoltaica no Brasil e no mundo, apresentando os principais incentivos que têm impulsionado a produção dessa modalidade de energia em todo o mundo. Discute também sobre os países com maior capacidade instalada de energia fotovoltaica. Sobre o Brasil são apresentados os recentes avanços conseguidos nesta área, tanto em termos de legislação, como em questões relacionadas a incentivos fiscais. É feita ainda uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos relacionado ao tema abordado.
- O Capítulo 2 trata de alguns aspectos construtivos dos reguladores de tensão e também dos seus modos operacionais bidirecional e cogeração. Apresenta o diagrama de blocos do modelo do regulador com a função de dupla temporização implementado no ANATEM via CDU e uma breve descrição sobre os principais elementos (blocos) do modelo é realizada.
- O Capítulo 3 aborda a geração de energia a partir de fontes fotovoltaicas. Primeiramente, é apresentado os principais componentes de um gerador fotovoltaico típico, seguida de uma descrição sobre os módulos fotovoltaicos e o inversor. Os aspectos elétricos do gerador também são abordados, de tal modo que contempla as curvas I-V e P-V de planta solar. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são também descritos. Por fim, apresenta-se o modelo dinâmico do gerador fotovoltaico implementado no ANATEM via CDU.
- O Capítulo 4 apresenta o desenvolvimento das equações para o controle de tensão em redes de distribuição convencionais e redes com geração distribuída. Além disso, destaca as estratégias de controle de potência reativa usadas nessa dissertação. Um entendimento gráfico das estratégias é mostrado considerando um alimentador teste de 4 barras e nível de tensão 13,8 kV.
- O Capítulo 5 mostra os resultados referentes aos estudos de caso: a) Sobretensão para três cenários de geração: dia claro, dia com variabilidade moderada e dia com alta variabilidade, b) Comutações excessivas de tape devido à variação de curto-prazo da geração fotovoltaico para dois cenários de geração: dia com a variabilidade moderada e dia com alta variabilidade e c) Condição de *Runaway*.

- Por fim, são apresentados as referências e conclusões do trabalho.

## 1.7 Trabalho Aceito para Publicação

- V. C. Souza, J. P. A. Vieira, H. A. Barata, W. D. Oliveira. Impactos da Variabilidade da Geração Fotovoltaica no Controle de Tensão em Redes de Distribuição Ativas. XVII Encontro Regional Íbero-Americano do Cigré (Artigo Aceito para Publicação). 2017.

## Capítulo 2

# Reguladores de Tensão em Redes de Distribuição

### 2.1 Introdução

Muitos estudos de impactos de fontes intermitentes conectadas à rede de distribuição têm sido publicados na literatura técnica [15-21]. A prática usual tem sido a utilização de programas de fluxo de potência executados em vários pontos das curvas diárias de carga e geração [22]. Entretanto, os estudos de fluxo de potência não são capazes de fornecer um diagnóstico adequado sobre os fenômenos decorrentes da dinâmica de curto (segundos) e médio prazo (minutos, horas) e também não são suficientes para avaliação de técnicas mitigadoras [22-23].

Na maioria dos *softwares* de cálculo do fluxo de potência, o ajuste do tape dos transformadores e reguladores de tensão (RT<sup>3</sup>) é realizado automaticamente em cada execução do mesmo. No caso da simulação de fontes intermitentes, com variações de curto prazo e médio prazo, esse procedimento pode conduzir a resultados incorretos, uma vez que não são considerados os inerentes retardos na operação do comutador de tape, os quais são da ordem de vários segundos. Esse retardo pode ser importante na determinação das interações entre os dispositivos de controle [22].

Sendo assim, é oportuno analisar os impactos de fontes intermitentes conectadas à rede de distribuição considerando a modelagem detalhada do RT com dupla temporização e da GD (apresentada no Capítulo 3). Neste capítulo é apresentada uma rápida descrição das características construtivas e operacionais do RT. Além disso, mostra-se o modelo dinâmico implementado no *software* Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM), desenvolvido

---

<sup>3</sup> RT representa tanto regulador de tensão como reguladores de tensão

pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), via Controle Definido pelo Usuário (CDU).

Cabe ressaltar que o ANATEM dispõe de um modelo de RT, contudo, o mesmo não permite a configuração de dupla temporização, por essa razão houve a necessidade da modelagem apresentada neste capítulo.

## 2.2 Características Construtivas do Regulador de Tensão

O RT é um equipamento tradicional de controle de tensão de sistemas de distribuição de energia elétrica. Normalmente é usado em alimentadores longos nos níveis de tensão de 13,8 kV ou 34,5 kV. A finalidade é garantir que as tensões sejam mantidas dentro de faixas pré-determinadas pela concessionária, assegurando, portanto, a qualidade no fornecimento da tensão ao consumidor final. A Figura 10 apresenta um RT monofásico com potência nominal de 138 kVA, tensão nominal de 13,8 kV e frequência de 60 Hz.

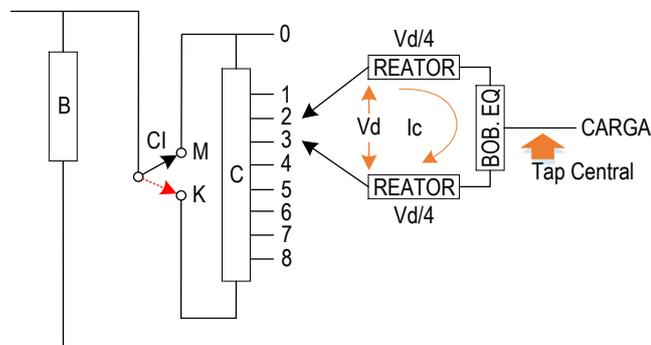


**Figura 10.** Regulador de tensão monofásico (Fonte: [24])

O RT é um autotransformador com tapes em seu enrolamento série, conforme mostrado na Figura 11. Entretanto, é um dispositivo utilizado puramente para controle de tensão, não sendo empregado para transformação da mesma [25].

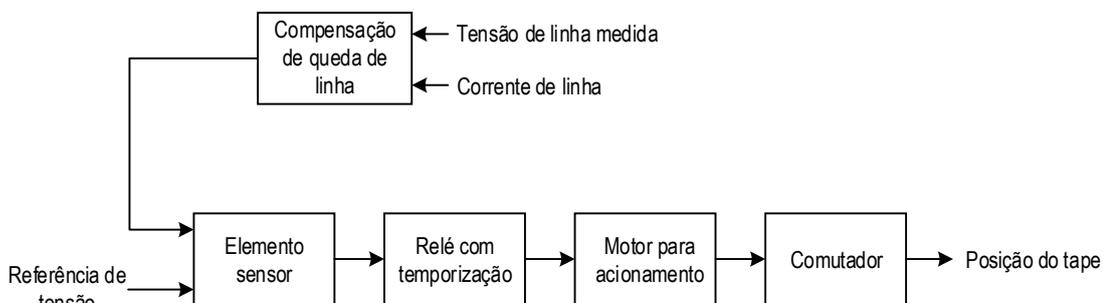
A tensão induzida nos enrolamentos séries pode ser adicionada ou subtraída da tensão primária, isso depende da polaridade do enrolamento série. Uma chave inversora (CI) é usada para possibilitar a inversão de polaridade. À vista disso, a magnitude da tensão na saída do enrolamento série varia de acordo com a posição do tape, o que pode acontecer com o transformador operando sob carga [25].

O reator, presente na Figura 11, é necessário para que na mudança de tape, da posição 2 para posição 3, por exemplo, não seja necessário desenergizar o regulador. Dessa forma, enquanto uma das extremidades (pernas) do reator se move para do tape 3, a alimentação da carga se faz através da outra extremidade do reator. A bobina de equalização é empregada para resolver o problema da tensão de arco durante as comutações do regulador.



**Figura 11.** Esquema de tape de RT (Fonte: Adaptado de [26] )

O diagrama de blocos do sistema de controle discreto usado para realizar comutação automática de tape sob carga é mostrado na Figura 12. Neste trabalho, o *line drop compensator* (compensador de queda de linha ou LDC), não foi considerado nas simulações da presente dissertação. Nas simulações, quando houve necessidade de regulação de tensão em uma barra remota, foi utilizado recurso disponível do próprio *software* ANATEM para medição da tensão remota.



**Figura 12.** Diagrama de bloco funcional do sistema de controle para transformadores com mudança automática de tape (Fonte: Adaptado de [25])

O elemento sensor, exposto na Figura 12, é responsável pela mediação de tensão da barra controlada e pela comparação dessa tensão com a de referência. O erro gerado é submetido a uma banda morta para evitar atuações frequentes e desnecessárias do comutador e, dessa forma, preservar a vida útil do equipamento. Frequentemente, a curva de histerese é usada na banda morta, isso, de acordo com [27], torna o controle menos sensível às oscilações próximas ao limite da banda. Quando o sinal de erro superar o limite de banda morta, o elemento sensor encaminha um sinal para atuação do relé temporizado. Entretanto, se o erro voltar a ficar dentro da banda morta, o relé é “resetado”. Nesta dissertação, o valor da banda morta adotado é de 1 %.

O relé temporizado foi modelado para operar com dupla temporização (a primeira mudança de tape é mais lenta que as subsequentes). No entanto, é possível modelar outras filosofias de temporização, como por exemplo, temporização fixa e temporização variável com curva de tempo inverso. A atuação do relé envia comando para atuação do mecanismo de mudança de tape, porém, sua temporização é “resetada” caso o erro volte a ficar dentro da banda morta.

Uma vez recebido o comando do relé temporizado, a mudança de tape ocorre de forma quase instantânea (cerca de 50 milissegundos), porém, é necessário que o motor de acionamento prepare o mecanismo de atuação armazenando energia mecânica em um dispositivo do tipo mola. Esse procedimento tem um tempo de preparação típico de 5 segundos. Normalmente, uma vez acionado o motor para mudança de tape, essa ordem não pode mais ser cancelada, ainda que o relé seja “resetado” [27].

O comutador opera de forma discreta e disponibiliza 33 derivações: 16 para cima, 16 para baixo e a posição neutra. Tem capacidade de corrigir desvios de tensão de até  $\pm 10\%$  com passos de  $5/8\%$  da tensão nominal.

Na Figura 13 é mostrado o diagrama de blocos de controle do RT com dupla temporização implementado no ANATEM por meio da funcionalidade CDU. Conforme pode ser observado, a numeração 1 indica a modelagem do sensor com banda morta, o número 2 representa um temporizador, o número 3 indica o mecanismo de troca de temporização, o número 4 representa o retardo devido ao motor de acionamento do mecanismo de comutação e, por fim, o número 5 é responsável pelo cálculo da posição do tape.



## 2.3 Modos de Controle do Regulador de Tensão

Dentre os vários modos operacionais presentes nos modernos controladores dos RT, existem dois modos de controle (cogeração e bidirecional) que podem interagir, potencialmente, com as ações de controle da geração FV [28].

**Modo Cogeração:** A Figura 14 mostra o princípio operacional do modo cogeração para uma carga concentrada na extremidade do alimentador. Quando a GD gera potência ativa inferior a demandada pela carga, alguma potência ativa é importada do sistema, nesse caso, o RT, que opera com o LDC ativado, controla a tensão do lado do consumidor (Barra 2), em modo direto.

Quando a potência ativa gerada pela GD excede a carga, parte dessa potência é exportada para o sistema. Apesar disso, o regulador continua monitorando a tensão do lado da GD, porém com menos eficiência na estimação da tensão regulada. Isso ocorre porque, à medida que a GD injeta potência ativa na rede, menos potência atravessa o RT, com isso, mesmo corrente. Sendo assim, o ponto regulado é deslocado conforme a corrente que atravessa o RT diminui.

A Figura 14 mostra, de modo ilustrativo, uma comparação entre os pontos regulados no modo direto (fluxo de potência ativa que atravessa o RT é da subestação para a GD) e no modo reverso (fluxo de potência ativa que atravessa o RT é da GD para a subestação). Cabe ressaltar que no modo cogeração o sentido da regulação é sempre o mesmo, independentemente do sentido do fluxo de potência ativa que atravessa o RT.

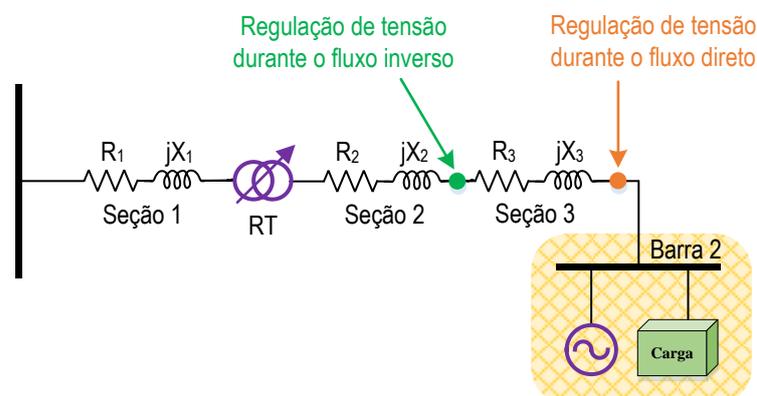
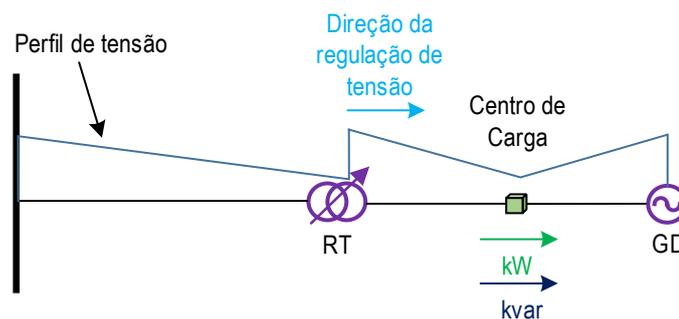


Figura 14. Pontos de regulação do modo cogeração (Fonte: Adaptado de [28])

**Modo bidirecional:** Nesse modo, o controlador do RT determina a direção de operação (direta ou reversa) com base na direção do fluxo de potência ativa. Esse modo de

operação pode não ser adequado para aplicações em alimentadores com elevada penetração de geradores FV.

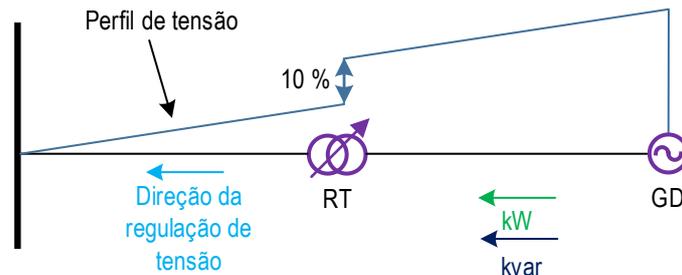
Na Figura 15, a potência gerada pela planta FV é menor que a demandada pela carga a jusante do RT. Dessa forma, o fluxo de potência ativa através do RT é da esquerda para direita, ou seja, da subestação para a GD. Com o modo bidirecional normal ativado, o regulador atuará no modo direto regulando a tensão do lado da GD. Esse modo de controle é aceitável nessas condições de operação do sistema.



**Figura 15.** Modo bidirecional normal (modo direto) (Fonte: Adaptado de [28])

Por outro lado, quando a potência ativa injetada pela planta FV ultrapassa a demanda do consumidor localizado entre o RT e a GD, o fluxo de potência ativa através do RT é invertido, com direção da GD para a subestação. Nesse caso, o regulador irá operar no modo reverso e regular a tensão numa barra do lado da subestação. A Figura 16 mostra o possível impacto da interação desse modo operacional do RT nas condições descritas de injeção elevada de potência pela planta FV. Se a tensão do lado da fonte (lado da subestação) for maior que a tensão de *setpoint* do RT, o comutador de *tape* irá operar de forma a diminuir a tensão medida.

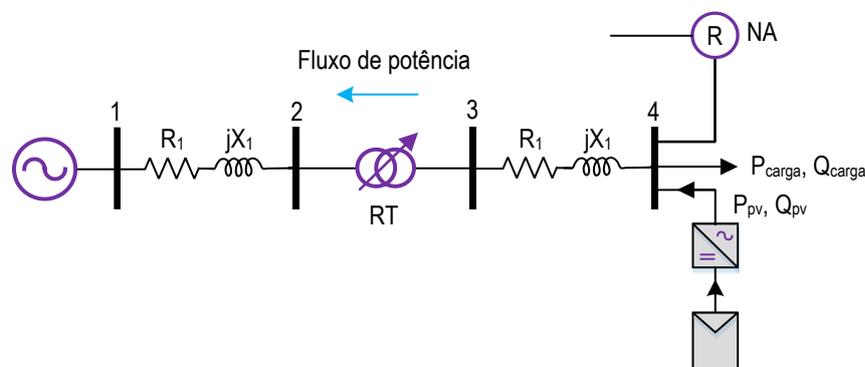
No entanto, como a tensão da subestação é geralmente “fixa” pelo fato de ser uma barra forte do ponto de vista elétrico (elevada capacidade de curto-circuito), o efeito resultante da tentativa frustrada do regulador de controlar a tensão do lado da subestação é o aumento das tensões nas barras do lado da GD. A sequência de comutações irá continuar até que o RT atinja seu valor de *tape* mínimo, provocando sobretensões nas barras do lado da GD, esse fenômeno é conhecido na literatura como “*Reverse Power Tap Changer Runaway*”. Nesta dissertação, por simplicidade, esse problema será descrito como condição de *runaway*. Portanto, esse modo de operação do RT não é indicado para alimentadores com possibilidade de inversão de fluxo de potência pela GD.



**Figura 16.** Modo bidirecional normal (modo reverso) (Fonte: Adaptado de [28])

Uma solução, em princípio, viável para resolver o problema da condição de *runaway* é mudar o modo operacional do regulador de bidirecional para cogeração. Como descrito, o modo cogeração independe da direção do fluxo de potência ativa para regular a tensão. No entanto, essa aparente solução pode ser enganosa, por dois motivos. Primeiro é que, a GD pode ser uma fonte com capacidade de regulação de tensão, PCH, por exemplo. Nesse caso, o controle de tensão terminal dos geradores da PCH pode entrar em conflito com o controle do RT, provocando danos tão graves ao equipamento quanto os decorrentes da condição de *runaway*.

O segundo problema, pode ser melhor entendido pela análise da Figura 17. Percebe-se, por meio desta, que há duas possibilidades de inversão de fluxo, uma pela GD, e outra por remanejamento de carga (representada pela chave normalmente aberta R). Diante disso, o RT é configurado para operar no modo cogeração. Nota-se que em um eventual remanejamento de carga, com a subestação da barra 1 fora de operação, o fluxo de potência no RT é invertido, porém, o ponto de regulação de tensão continua a ser em barras do lado da GD. No entanto, as barras com menor nível de tensão estarão localizadas do lado da subestação. Diante disso, constata-se falha no ponto a ser regulado.



**Figura 17.** Sistema de distribuição com topologia radial e possibilidade de inversão de fluxo de potência ativa através do RT, tanto por geração FV como por remanejamento de carga (Fonte: Adaptado de [29])

Portanto, a simples mudança do modo operacional do RT não é suficiente para evitar o fenômeno da condição de *runaway*. É necessário controle de potência reativa, por exemplo, para corrigir o problema ou técnicas que permitam diferenciar se a inversão de fluxo ocorreu por conta de GD ou por remanejamento de carga entre alimentadores.

## Capítulo 3

# Geração Fotovoltaica

### 3.1 Introdução

O número de instalações de sistemas FV tem aumentado sem precedentes a cada ano no mundo todo [30]. Isso traz um alívio para os problemas ambientais decorrentes da exploração de fontes de energia não renovável, por outro lado, a preocupação dos operadores de sistemas de distribuição só aumenta, principalmente, por conta da natureza estocástica da potência no barramento de saída do gerador FV e da alta relação  $R/X$  dos sistemas de distribuição, o que resulta em uma correlação direta entre variação da potência ativa gerada e, consequentemente, variação da tensão [31].

A fim de estudar esse fenômeno da variabilidade de tensão que está associado, também, ao elevado nível de penetração de geradores FV em redes de distribuição de energia elétrica, este capítulo apresenta uma descrição sucinta dos principais componentes dos sistemas fotovoltaicos, discute as características dos sistemas fotovoltaicos autônomos e conectados à rede, aborda os tipos de inversores, classifica as diferentes modalidades de variabilidade e por fim, apresenta o modelo dinâmico do gerador FV implementado no ANATEM via CDUEdit.

### 3.2 Componentes Básicos de Sistemas Fotovoltaicos

Os componentes principais de um sistema fotovoltaico são:

- **Módulo FV** é constituído por células FV em diferentes associações e responsável por transformar a energia solar em eletricidade;

- **Controladores de Carga** funcionam como válvula para o sistema e servem para evitar sobrecargas ou descargas exageradas na bateria, aumentando sua vida útil e desempenho [32-33];
- **Inversores** são considerados o cérebro do sistema e encarregados de transformar a tensão contínua em alternada, além de rastrear o ponto de máxima potência. Por fim;
- **Baterias** são equipamentos que armazenam energia para que o sistema FV possa operar em dias nublados ou quando não houver sol.

Destes quatro componentes, o Módulo FV e o Inversor serão abordados com maiores detalhes neste capítulo.

### 3.2.1 Módulos Fotovoltaicos

O módulo FV é o componente unitário do gerador e, dependendo da associação (série ou paralelo) e das características das células, pode ser capaz de disponibilizar diferentes valores nominais de tensão e corrente. A seleção cuidadosa dessas células a serem reunidas no mesmo módulo é necessária, uma vez que a incompatibilidade das características elétricas leva a módulos de baixa qualidade, devido ao efeito *mismatch* (descasamento), pelo qual as células de menor fotocorrente limitam o desempenho do conjunto e, como consequência, a eficiência global do módulo FV é reduzida [33].

Dependendo do tipo de célula usada, os módulos podem ser rígidos ou flexíveis. Os módulos rígidos geralmente utilizam como base mecânica uma ou mais lâminas de vidro temperado, com baixo teor de ferro, para melhorar sua transmitância à radiação solar. Podem ainda ser moldurados com perfis de alumínio, para facilitar sua instalação em um painel, ou sem moldura, para ser utilizado como parte de uma construção ou como revestimento.

Atualmente, com os incentivos fiscais concedidos ao redor do mundo, os módulos FV passaram a ser produzidos em larga escala por indústrias automatizadas com interferência humana mínima. Isso tem provocado significativa redução de preços da tecnologia e manutenção da alta qualidade do produto [33].

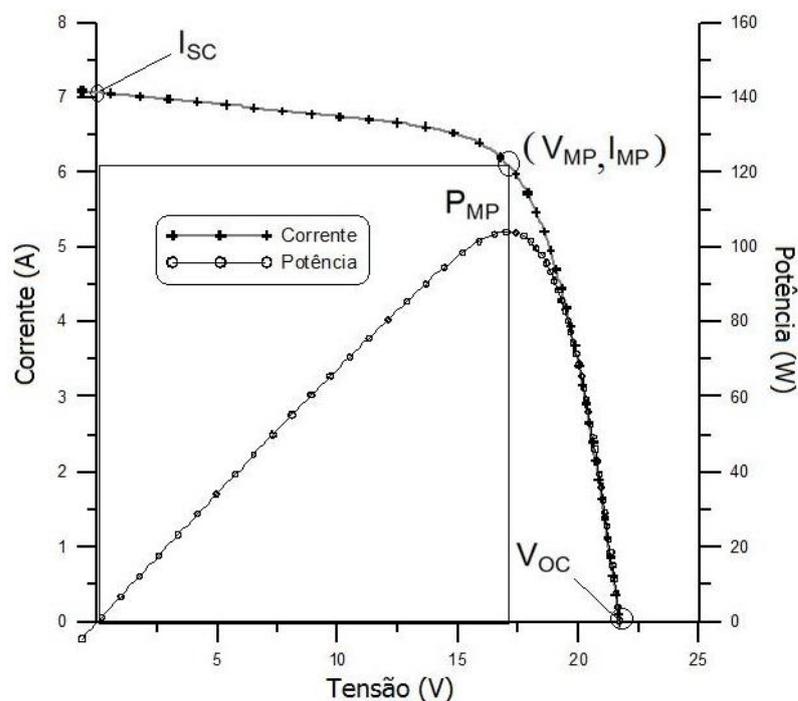
#### 3.2.1.1 Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos

Segundo [33], um módulo FV é normalmente identificado pela sua potência elétrica de pico ( $W_p$ ). No entanto, dependendo da aplicação e das condições ambientais onde os módulos são instalados, alguns cuidados devem ser tomados, dado que a potência de pico é definida em condições-padrão de ensaio (STC, do inglês *Standard Test Conditions*),

considerando irradiância solar de  $1000 \text{ W/m}^2$  sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5 e temperatura da célula de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Cabe ressaltar, que a maioria das grandezas elétricas utilizada para caracterizar um módulo depende dessas condições de irradiância e temperatura.

A Figura 18 mostra, entre outras grandezas, a corrente de curto circuito,  $I_{sc}$ , que corresponde à máxima corrente que um dispositivo FV pode entregar sob condições determinadas de radiação e temperatura para uma tensão nula e, portanto, potência nula. De modo equivalente, a tensão de circuito aberto,  $V_{oc}$ , considerando as mesmas condições, é a máxima tensão que um dispositivo FV pode entregar para uma corrente nula e, conseqüentemente, potência nula. Embora importantes, esses dados são pouco informativos sobre a potência real do módulo.

Por esse motivo, um ensaio mais completo para determinar as características de um módulo é o traçado da curva I-V. Para isso, o módulo é submetido às condições-padrão de ensaio e uma fonte de tensão variável realiza uma varredura entre uma tensão negativa de poucos Volts (em relação aos terminais do módulo) até ultrapassar a tensão de circuito aberto do módulo (quando sua corrente fica negativa). Durante a varredura são registrados pares ordenados compostos por tensão e corrente, e com esses dados é possível o traçar uma curva característica como a apresentada na Figura 18.

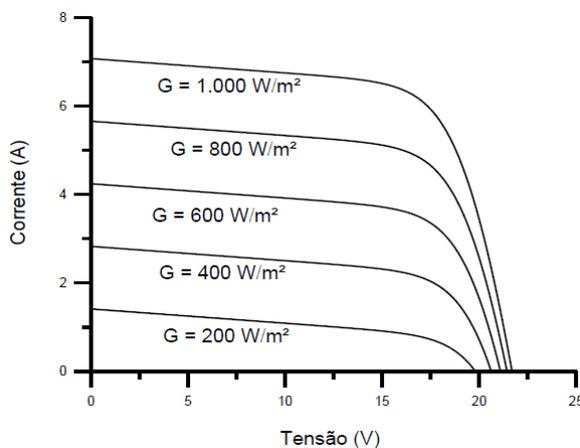


**Figura 18.** Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de  $100 \text{ W}_p$  (Fonte: [33])

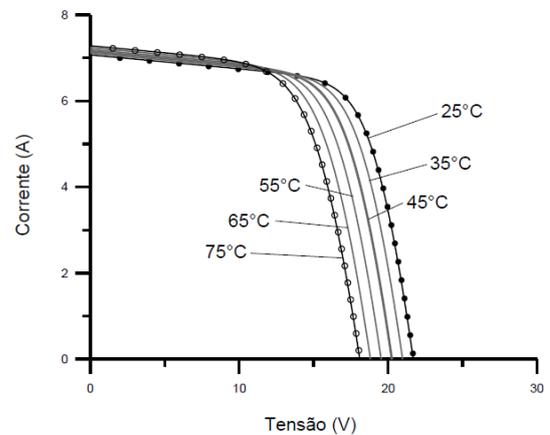
Para cada par ordenado da curva I-V, o produto corrente-tensão representa a potência gerada para aquele regime operacional. A Figura 18, mostra também a curva de potência em função da tensão, chamada de curva P-V, que identifica o ponto com o máximo valor de potência. Este ponto na curva de potência corresponde a um ponto na curva de corrente, e outro na curva de tensão, que são denominados, respectivamente, de tensão e corrente de máxima potência ( $V_{MP}$ ,  $I_{MP}$ ). Este ponto é conhecido como o ponto de máxima potência  $P_{MP}$ .

Os valores  $P_{MP}$ ,  $V_{MP}$ ,  $I_{MP}$ ,  $V_{OC}$  e  $I_{SC}$  são os seis parâmetros que especificam o módulo sob dadas condições de radiação, temperatura de operação de célula e massa de ar.

A Figura 19 mostra o efeito da irradiação solar sobre a corrente gerada pelo módulo FV. Nota-se que quanto maior a incidência de irradiação maior é o aumento na corrente gerada e, dessa forma, há um deslocamento, tanto na corrente de curto-circuito como na tensão de circuito aberto. O efeito da temperatura no desempenho da célula pode ser acompanhado na Figura 20. Percebe-se, que o aumento da temperatura promove uma importante queda na tensão gerada. Segundo [33], o aumento na corrente não compensa a perda causada pela redução da tensão.



**Figura 19.** Efeito causado pela variação de irradiação solar sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) a 25 °C (Fonte: [33])



**Figura 20.** Efeito causado pela variação de temperatura das células sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) sob irradiação de 1000 W/m<sup>2</sup> (Fonte: [33])

### 3.2.2 Inversores

Os inversores são dispositivos eletrônicos responsáveis pela conversão da energia elétrica em corrente contínua (CC) para energia elétrica em corrente alternada (CA). Esta alimentação em CC pode ter natureza diversa, como: baterias, células combustíveis ou módulos FV. Neste trabalho, a abordagem considera apenas a conversão cuja entrada provém de módulo.

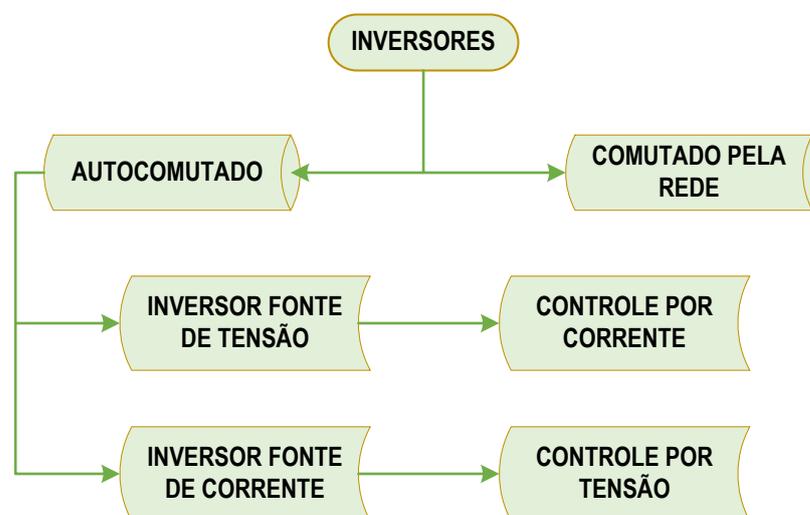
Na saída do inversor, a qualidade da energia deve ser compatível com os requisitos mínimos exigidos pela carga a ser alimentada.

De acordo com [33], há uma pluralidade de tipos de inversores em função das restrições de aplicações. No entanto, para sistemas FV, os inversores são enquadrados em duas categorias, a saber: inversores para sistemas FV conectados à rede e para sistemas autônomos. Embora os inversores dessas duas categorias compartilhem os mesmos princípios gerais de funcionamento, eles possuem características específicas para atender às exigências das concessionárias de distribuição em termos de segurança e qualidade da energia.

De modo geral, os inversores com potências individuais menor ou igual a 5 kW têm saída monofásica. A partir daí, segundo [33], é mais comum a utilização de inversores com saída trifásica, ou inversores monofásicos em associação trifásica.

A evolução da eletrônica de potência tem sido benéfica para o desenvolvimento de modernos inversores, tanto em termos de componentes (especialmente semicondutores) quanto em termos de topologias de circuitos. Em [33], afirma-se que os primeiros inversores para uso em sistemas FV eram meras adaptações de circuitos já existentes. Os circuitos mais modernos, por sua vez, são desenvolvidos levando em conta a complexidade e as exigências de sua aplicação específica. Com isso, no decorrer de poucas décadas, as topologias foram sendo otimizadas e os custos de fabricação reduzidos, enquanto que a eficiência na conversão evoluiu até chegar a valores próximos a 99 % para alguns inversores voltados para conexão com a rede elétrica.

A Figura 21 mostra uma classificação dos inversores por princípio de operação. Em geral, adota-se os inversores como comutados pela rede (ou comutação natural) e autocomutados (ou comutação forçada).



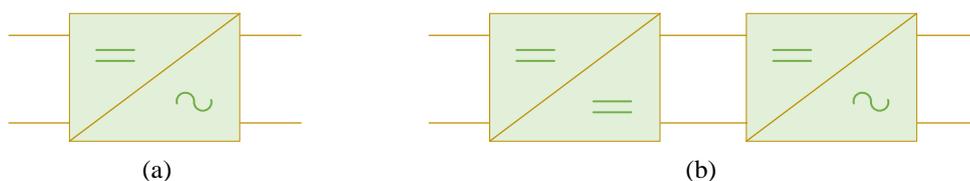
**Figura 21.** Classificação dos inversores pelo princípio de funcionamento (Fonte: Adaptado de [33])

Os inversores a tiristor são chamados de inversores de comutação natural ou inversores comutados pela rede. Essas nomenclaturas decorrem do fato de a mudança do estado de condução para o estado de corte acontecer a partir do circuito de potência. Apesar de robusto e simples, esses inversores apresentam baixa qualidade na tensão e corrente de saída (devido ao elevado conteúdo harmônico), por isso necessitam do uso de redes de filtragem complexas, onerosas e que implicam perdas. Com o surgimento de novos dispositivos de chaveamento (MOSFET e IGBT), a utilização de inversores a tiristor foi sendo reduzida e hoje é restrita a unidades de potência elevada, acima de 100 kW [33].

Nos inversores autocomutados, os elementos de chaveamento são semicondutores que podem ser postos em estado de condução ou de corte em qualquer instante do ciclo através de um terminal de controle. Dependendo da velocidade de chaveamento e dos níveis de potência e tensão, são utilizados IGBTs ou MOSFETs nos inversores. Estes dispositivos operam com a estratégia de controle de modulação por largura de pulso (PWM), o que permite um bom controle sobre a forma de onda e o valor da tensão de saída [33].

Os inversores autocomutados, de acordo com a Figura 21, podem ser do tipo fonte de corrente (*Current Source Inverter*) ou fonte de tensão (*Voltage Source Inverter*). Na configuração fonte de tensão (a mais empregada em sistemas de conversão FV) o controle pode ser feito tanto por tensão quanto por corrente, isso depende da grandeza de saída tomada como referência. Devido à sua estabilidade diante de perturbações na rede e à facilidade no controle do fator de potência, o controle por corrente é adotado na maioria dos modelos para sistemas FV conectados à rede, em contrapartida, o controle por tensão é utilizado, principalmente, em inversores não conectados à rede [33].

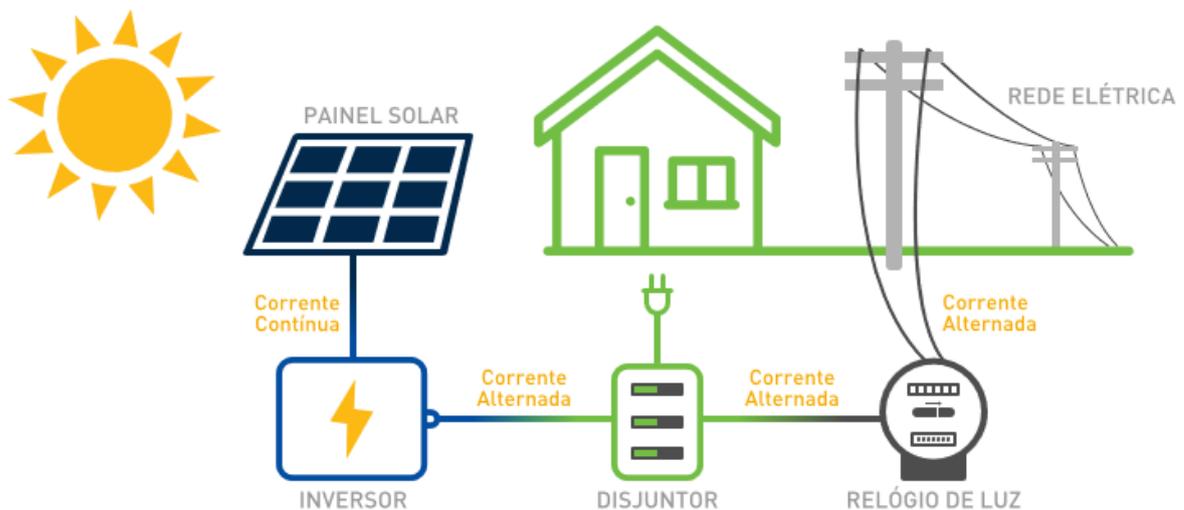
Os inversores podem ainda ter um ou dois estágios, conforme a Figura 22. A principal característica dos inversores de um estágio é a robustez e a alta eficiência, devido ao número reduzido de componentes. Por outro lado, no caso de um inversor sem transformador, a tensão CC de entrada deve ter um valor mínimo relativamente elevado, equivalente ao valor de pico da tensão CA da rede elétrica ou o dobro desta, isso vai depender da configuração da ponte inversora. A inclusão opcional de um transformador de alta frequência cria um isolamento galvânico entre os lados de corrente contínua e alternada [33].



**Figura 22.** (a) Inversor de um estágio e (b) Inversor de dois estágios (Fonte: Adaptado de [33])

### 3.3 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

A Figura 23 mostra um sistema FV típico conectado à rede. Nota-se que a corrente CC gerada pelo painel solar é transmitida por cabos para um inversor CC/CA. A corrente na saída do inversor vai para o barramento do painel elétrico, também conhecido como quadro de luz e, a partir daí, alimenta as cargas da residência. O excesso não consumido passa por um medidor bidirecional e vai para a rede elétrica para ser consumida oportunamente.



**Figura 23.** Sistema Fotovoltaico conectado à rede (Fonte: [34])

Ainda sobre a Figura 23, cabe ressaltar que há várias configurações possíveis para os sistemas FVs conectados à rede. Na Figura 24 são mostradas as principais.

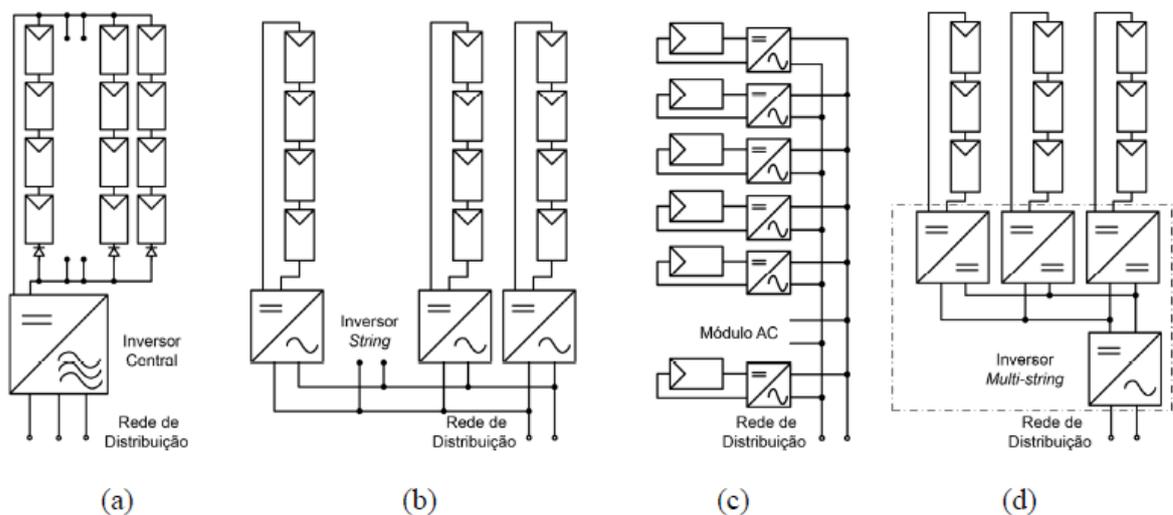
**Inversor central:** configuração empregada nos primeiros sistemas FV conectados à rede e utilizada até os dias de hoje em médias e grandes plantas FV. Como há um único seguidor do ponto de máxima potência, é conveniente que todos os módulos sejam do mesmo tipo para minimizar as perdas por descasamento e que os painéis estejam submetidos às mesmas condições ambientais e de orientação. Nesses sistemas, o uso de diodos de bloqueio em cada *string* (fileira) de módulos em série é requerido para evitar a circulação de corrente entre as *strings*, em caso de sombreamento parcial. Com o aumento da implantação geradores solares de pequeno porte, foi evidenciado as limitações dessa configuração com inversor central para instalações com menor potência, e novas soluções foram desenvolvidas [35].

**Inversor *string*:** Utiliza inversores modulares de menor potência (até cerca de 3 kW) alimentados por uma única fileira de módulos em série, dispensando, portanto, os diodos de bloqueio. Cada inversor possui o seu seguidor do ponto de máxima potência, de tal modo que

a potência global é menos prejudicada no caso de sombreamento parcial. O conceito modular facilita a instalação, manutenção, expansão e aumenta a confiabilidade do sistema. É a configuração mais utilizada em instalações residenciais (telhados solares) [35].

**Módulo AC:** Essa tecnologia nasceu com o propósito de integrar o inversor ao módulo FV, no entanto, embora tenha alcançado o mercado em meados dos anos 90, sendo produzido por alguns fabricantes na Europa e Estados Unidos em potência de até 300 W, os módulos AC praticamente desapareceram do mercado devido a relação custo/potência mais elevada e à alta taxa de falhas apresentadas. Outras desvantagens são a menor eficiência de conversão quando comparada à de inversores com maior potência e as diferentes expectativas de vida útil do módulo e do inversor (como decorrência, em boa parte, do estresse térmico sobre a eletrônica do inversor quando submetido a intempérie) [35].

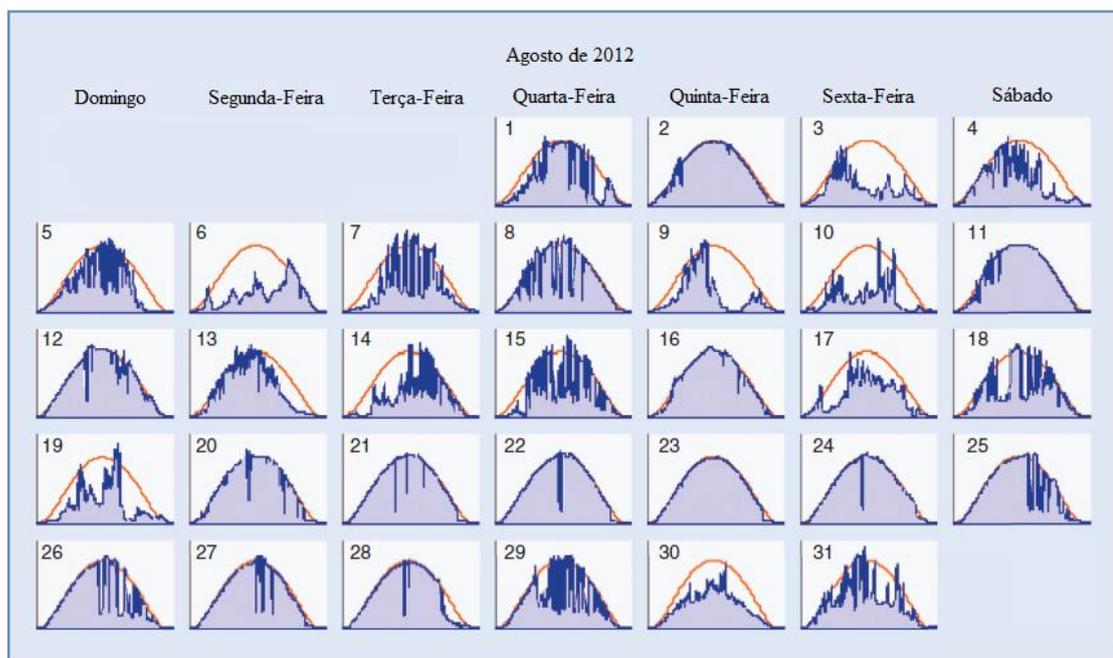
**Inversor *multi-string*:** Combina as vantagens do inversor central, em termos de eficiência e relação custo/potência, com a flexibilidade do inversor *string*. Cada uma das *strings* (tipicamente duas ou três) alimenta um conversor CC/CC individual, o qual eleva a tensão da *string* se necessário e efetua o seguimento de máxima potência. As saídas dos conversores CC são conectadas a um barramento de corrente contínua que, por sua vez, alimenta um único estágio de inversão. Sendo assim, os arranjos com diferentes características elétricas, tecnologias de fabricação, inclinações ou orientações (por exemplo, nas diferentes fachadas de um prédio) podem ser conectadas a um único inversor, com melhor aproveitamento do estágio de potência [35].



**Figura 24.** Diferentes configurações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: (a) inversor central; (b) inversor string; (c) módulo AC e (d) inversor multi-string (Fonte: [34])

### 3.4 Categorias de Variabilidade Diária

A Figura 25 mostra o resultado de uma campanha de medição realizada em Tennessee, EUA, a partir de um piranômetro durante o mês de agosto de 2012. Como esperado, a irradiação aumenta à medida que o sol sobe em relação ao horizonte leste e diminui quando o sol desce em relação ao horizonte oeste. Entretanto, além de variar com a posição do sol, a irradiação pode ser altamente variável, em uma janela de tempo de alguns segundos a minutos, devido às nuvens passageiras (também conhecida transitórios de nuvens). A Figura 25 mostra que não há, nesse registro de medição, dois dias com curvas iguais. Alguns dias são claros (23 de agosto), outros são parcialmente nublados (15 de agosto) e outros nublados (6 e 10 de agosto).



**Figura 25.** Perfil da irradiação solar medida (área azul) em uma fábrica localizada em Tennessee (EUA) para cada dia do mês de agosto de 2012. A curva laranja é calculada e representa dia claro (Fonte: Adaptado de [36]).

Analisando a particularidade de cada registro de medição, [36] propuseram um método para classificar dias com irradiação mais ou menos variável. O método proposto usa o clássico índice de dia claro (*daily clearness index*) e um novo índice de variabilidade diária (*daily variability index*) definidos pela *Sandia National Laboratories*. Essa distinção entre as modalidades de variabilidade pode ser útil tanto no planejamento como na operação dos sistemas de distribuição com elevada penetração de geradores FV.

O índice de dia claro é a relação da energia solar medida em uma determinada superfície com a energia máxima teórica nessa mesma superfície durante um dia de céu claro, conforme a Equação 1.

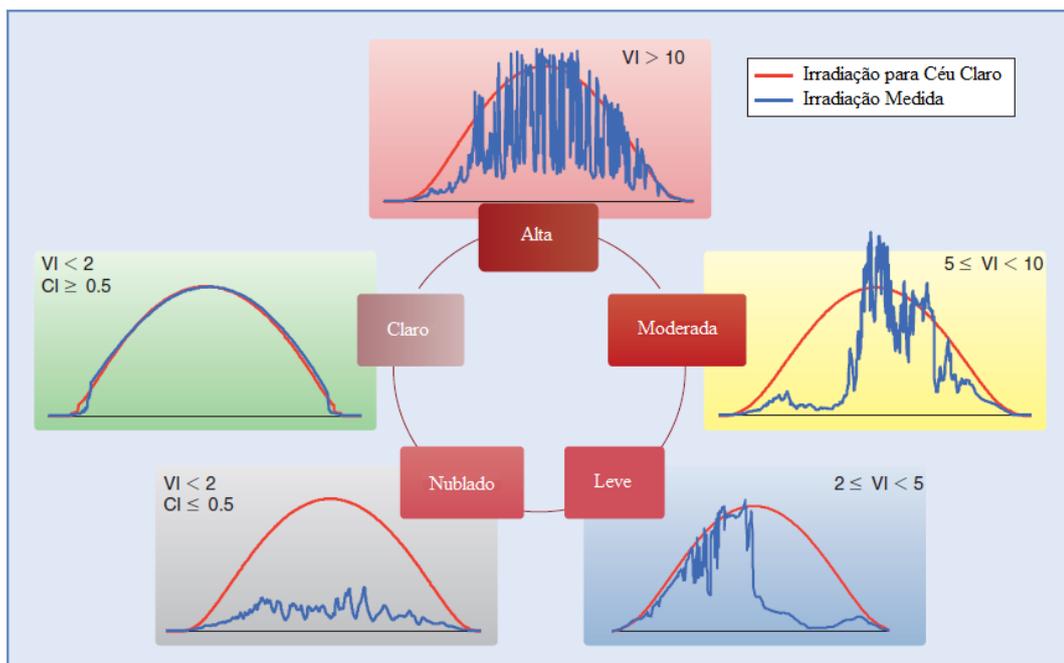
$$\text{Índice de Dia Claro} = \frac{\text{Insolação Medida}}{\text{Insolação Calculada para um Dia Claro}} \quad (1)$$

Os valores típicos para o índice de dia claro variam de 0,0 a 1,1. Valores superiores a 1,0 são obtidos na prática porque os modelos de céu claro podem não ser exatos para cada hora em qualquer localização [36].

O índice de variabilidade diária é a variabilidade da irradiação medida, em relação à variabilidade da irradiação calculada para um dia de céu claro. Onde cada quantidade é dada pelo comprimento do gráfico da irradiação versus tempo para o dia de estudo. Os valores típicos para o índice de variabilidade diária variam de 1 a 30 e são determinados usando a Equação 2.

$$\text{Índice de Variabilidade Diária} = \frac{\text{Compr. do gráfico da irrad. medida}}{\text{Compr. do gráfico da irrad. para um dia claro}} \quad (2)$$

Usando as combinações do índice de dia claro e do índice de variabilidade diária, a variabilidade na irradiação pode ser categorizada qualitativamente, como mostrado na Figura 26, usando cinco categorias de condições de variabilidade: alta variabilidade, variabilidade moderada, variabilidade leve, dias claros e nublados. Exemplos para cada tipo de dias são mostrados com um valor correspondente para índice de variabilidade e índice de dia claro.



**Figura 26.** Categorias para condições de variabilidade diária são baseadas no índice de clareza (CI) e no índice de variabilidade (VI) (Fonte: Adaptado de [36])

Quantificar a variabilidade de uma usina FV em uma determinada área pode auxiliar nas decisões de operação do sistema de energia. Classificar os dias como tendo uma variabilidade específica permite que um operador do sistema de energia determine a frequência com que cada tipo de dia variável ocorre, o que pode ajudar a determinar a probabilidade de o sistema experimentar condições desafiadoras de fontes de geração variável.

### 3.5 Modelo Dinâmico do Gerador Fotovoltaico

Nesta seção é apresentado o modelo dinâmico de sequência positiva do gerador FV de pequeno porte testado e disponibilizado pela *Western Electric Coordinating Council* (WECC). O gerador é modelado como fonte de corrente, com as seguintes funcionalidades: controle de potência ativa, controle de potência reativa, funções de proteção de sub e sobretensão e funções de proteção de sub e sobrefrequência.

Na Figura 27 é mostrado a íntegra do diagrama de blocos do gerador FV do WECC. Esse modelo é também conhecido como PVD1. Em [37] é apontado algumas características gerais desse modelo genérico, entre as quais, destacam-se o fato de o modelo não contemplar o estudo de transitórios de nuvens e ser aplicado em simulações cujo tempo varia no intervalo de 20 a 30 segundos, com passo de integração de 1 a 10 milissegundos.

Analisando a Figura 27, percebe-se que a tensão,  $V_t$ , é realimentada a cada passo de integração no modelo. Por esse motivo, nota-se que em geradores FV de pequeno porte, diferentemente do que acontece com os de grande porte, os inversores sofrem os efeitos adversos da variação da tensão terminal. Essa questão será melhor apresentada nas simulações do Capítulo 5 desta dissertação.

Os comandos de corrente ativa,  $I_{pcmd}$ , e reativa,  $I_{qcmd}$ , calculados a partir da tensão terminal, são submetidas a blocos limitadores, com a prioridade de potência ativa ou reativa selecionada pelo usuário. Além disso, esses comandos são submetidos a blocos de atraso com constante de tempo  $T_g = 20\text{ ms}$ , em seguida, as correntes  $I_p$  e  $I_q$  são injetadas no barramento onde o gerador FV está conectado.

Os demais parâmetros referentes ao gerador, sem citação neste trabalho, podem ser consultados em [37]. Nesse documento, as grandezas são definidas, separadamente, como sendo parâmetros de entrada, variáveis internas e canais de saída do PVD1. Para os parâmetros de entradas, são apresentados faixa de valores de cada grandeza onde a operação do gerador tem melhor desempenho.





de potência ativa, ou seja,  $pqflag = 1$ . Apesar disso, a curva de capacidade foi modelada para os dois casos, cujas equações são definidas abaixo.

Prioridade Q ( $pqflag = 0$ )

$$I_{qmax} = I_{max} \quad (3)$$

$$I_{qmin} = -I_{qmax} \quad (4)$$

$$I_{pmax} = \sqrt{I_{max}^2 - I_{qcmd}^2} \quad (5)$$

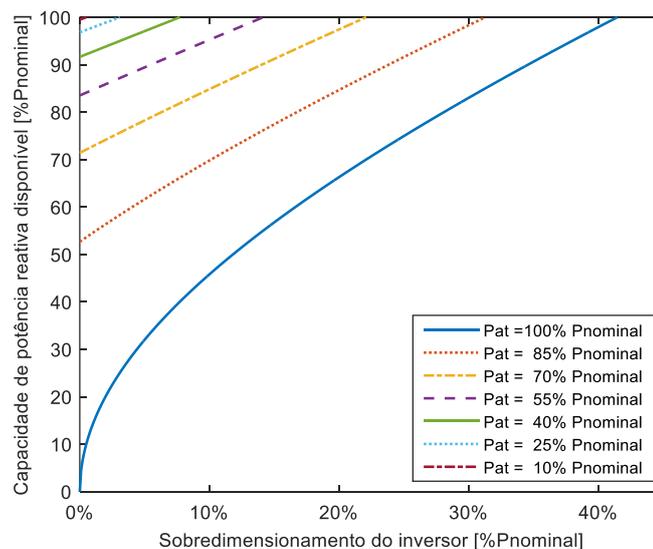
Prioridade P ( $pqflag = 1$ )

$$I_{pmax} = I_{max} \quad (6)$$

$$I_{min} = -I_{qmax} \quad (7)$$

$$I_{qmax} = \sqrt{I_{max}^2 - I_{pcmd}^2} \quad (8)$$

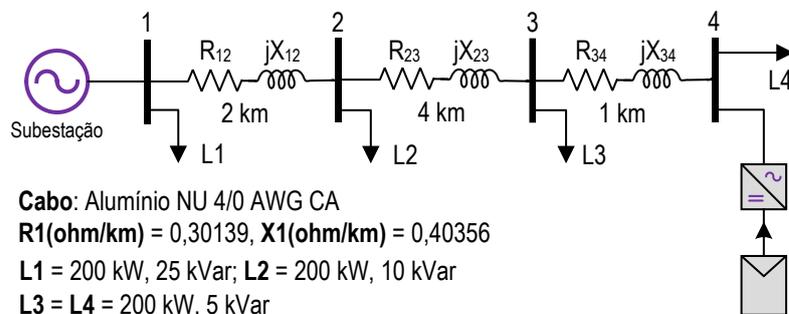
Uma interpretação gráfica da Equação 8 foi desenvolvida a fim de tornar mais clara a relação entre potência reativa disponível pelo inversor e potência ativa atual gerada pelo painel FV. Dessa forma, se o dimensionamento do inversor for exatamente igual ao dos módulos FV, não há capacidade de geração de potência reativa quando  $P_{atual} = P_{nominal}$ . No entanto, um certo sobredimensionamento na capacidade do inversor conduz a um aumento significativo na capacidade de potência reativa do mesmo. Esta relação está ilustrada na Figura 29.



**Figura 29.** Capacidade de potência reativa em função do sobredimensionamento do inversor (Fonte: Próprio autor).

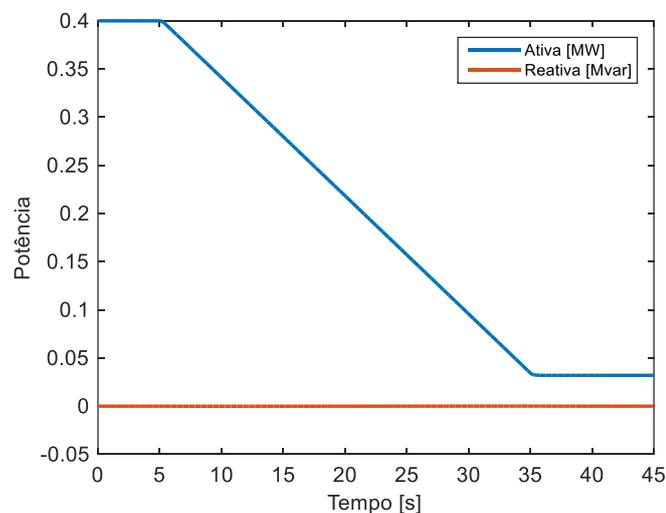
Nota-se que um sobredimensionamento de 10 % na capacidade do inversor acarreta um aumento na capacidade de injeção/absorção de potência reativa de aproximadamente 46 % da potência nominal. Um outro sobredimensionamento, agora de 20 %, aumenta a capacidade de reativo em mais de 65 % da potência nominal. Por esse motivo, o sobredimensionamento do inversor pode ser conveniente para unidades geradoras com requisitos de regulação de tensão, uma vez que para pequenos aumentos na capacidade do inversor há um ganho exponencial na capacidade de fornecimento de potência reativa.

Por fim, o desempenho do gerador FV desenvolvido neste capítulo é testado em um alimentador de 4 barras, Figura 30, com tensão nominal de operação 13,8 kV, diante de duas ocorrências: a) redução da potência ativa de saída devido aos transitórios de nuvens com duração de 30 segundos e b) curto-circuito trifásico franco na barra 4 com duração de 50 ms.



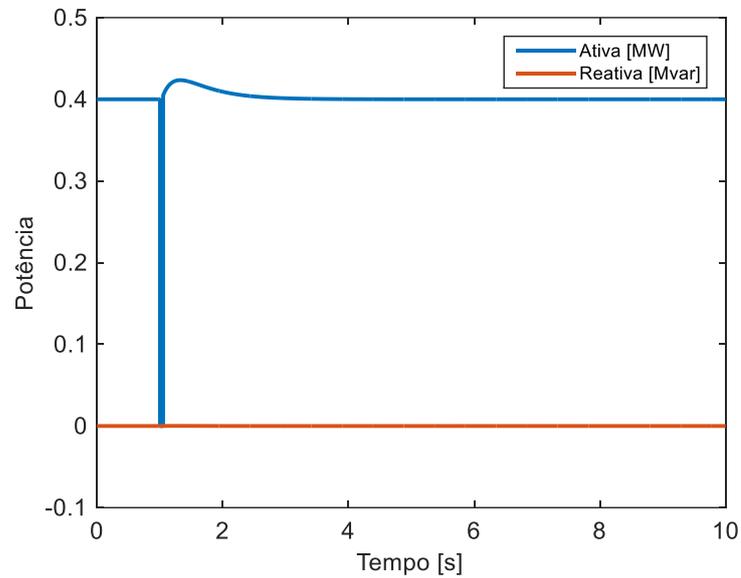
**Figura 30.** Alimentador teste de 4 barras (Fonte: Próprio autor)

A Figura 31 mostra a resposta do gerador frente a nuvem passageira em rampa com duração de 30 s. Neste caso, percebe-se que o modelo responde como esperado, uma vez que a potência gerada reduz em rampa.



**Figura 31.** Efeito da nuvem na potência de saída do gerador FV

A Figura 32 apresenta a resposta do gerador, antes, durante e depois do curto-circuito trifásico franco. Nota-se o afundamento da potência ativa gerada no instante que a falta é aplicada. Com a remoção do curto, após 50 ms, a potência ativa volta rapidamente para o valor de geração nominal, mostrando a rápida dinâmica do sistema FV.



**Figura 32.** Efeito de um curto circuito trifásico franco na potência de saída do gerador FV

## Capítulo 4

### Controle Proposto

#### 4.1 Introdução

Este capítulo apresenta os aspectos gerais de regulação de tensão em redes de distribuição baseado no equacionamento do sistema sem e com a presença de geradores fotovoltaicos, respectivamente. São discutidas duas estratégias de controle de potência reativa, a primeira, baseada na absorção, enquanto a segunda, baseada na injeção, sendo que nos dois casos o fator de potência é variável.

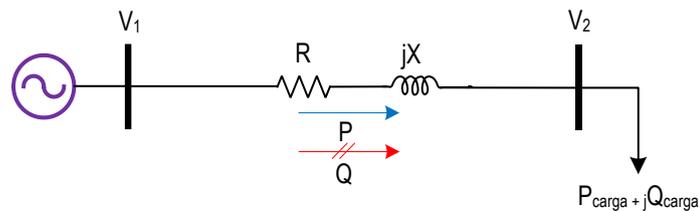
#### 4.2 Regulação de Tensão em Redes de Distribuição Convencionais

Tradicionalmente, as redes aéreas de distribuição são modeladas como redes passivas com topologia radial. Nesta configuração, os fluxos de potências ativa (P) e reativa (Q) fluem no sentido da maior para a menor tensão, portanto, da subestação para as cargas. A queda de tensão pode ser calculada analisando o sistema de distribuição mostrado na Figura 33, composto por um barramento infinito com magnitude de tensão  $V_1$ , pela linha de distribuição com impedância  $Z = R + jX$  e pelo barramento onde há um equivalente de carga conectado, cuja tensão é  $V_2$ .

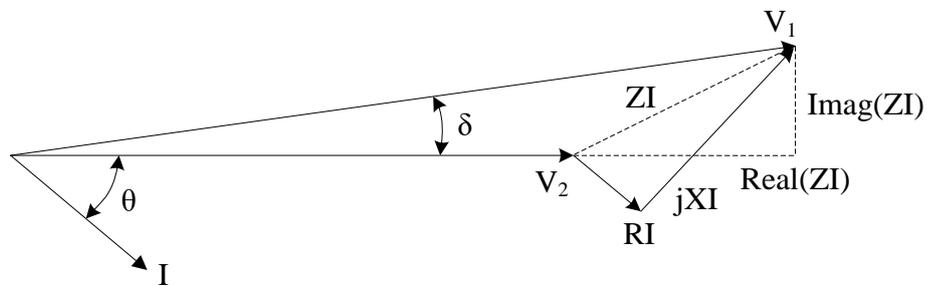
Aplicando a lei de Kirchhoff's das tensões, para a Figura 33, a tensão no barramento infinito pode ser escrita pela Equação 9.

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + \bar{I}(R + jX) \quad (9)$$

A representação em diagrama fasorial para a Equação 9 é mostrado na Figura 34. O fasor de queda de tensão na resistência série ( $R$ ) está em fase com a corrente, enquanto o fasor de queda de tensão através da reatância ( $X$ ) está adiantado  $90^\circ$  em relação à corrente. As linhas tracejadas representam as partes real e imaginária da queda de tensão na impedância de linha ( $Z$ ).



**Figura 33.** Sistema de distribuição convencional de duas barras (Fonte: Próprio autor)



**Figura 34.** Diagrama fasorial (Adaptado de [39])

A potência complexa que flui através da linha pode ser determinada pela Equação 10.

$$S = P + jQ = \bar{V}_1 \bar{I}^* \quad (10)$$

Portanto, a corrente que flui através da linha pode ser escrita pela Equação 11.

$$\bar{I} = \frac{P - jQ}{\bar{V}_1^*} \quad (11)$$

Substituindo a Equação 11 na Equação 9, a tensão  $V_1$  pode ser escrita de acordo com a Equação 12.

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + \frac{P - jQ}{\bar{V}_1^*} (R + jX) \quad (12)$$

Assim, após alguma manipulação na Equação 12, a queda de tensão entre o barramento infinito e o barramento da carga, pode ser escrito como na Equação 13.

$$\Delta \bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 = \frac{RP + XQ}{\bar{V}_1^*} + j \frac{XP - RQ}{\bar{V}_1^*} \quad (13)$$

Segundo [39], o ângulo entre a tensão da fonte e a tensão da carga,  $\delta$ , conforme mostrado na Figura 34, é muito pequeno, dessa forma, a queda de tensão é, aproximadamente, igual a queda da parte real e como a barra 1 é considerada referência do sistema, o ângulo da tensão é zero, isto é,  $\bar{V}_1 = |V_1| = V_1$ . Portanto, a Equação 13 pode ser aproximada por:

$$\Delta V = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 \approx \frac{RP + XQ}{V_1} \quad (14)$$

De acordo com [40], a variação de tensão para um sistema de distribuição de grande porte pode ser determinada da mesma forma que na Equação 14. Para um sistema de  $n$ -barras, a variação de tensão entre os barramentos  $i^{th}$  e  $j^{th}$  pode ser escrita conforme a Equação 15.

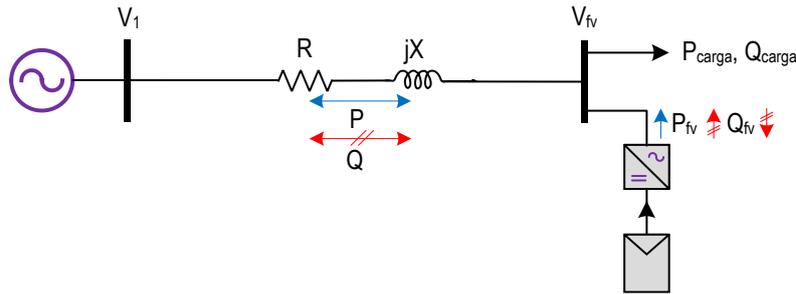
$$\Delta V_{ij} \approx \frac{R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}}{V_i} \quad (15)$$

### 4.3 Regulação de Tensão em Redes de Distribuição com Geração Distribuída Fotovoltaica

A conexão de geradores FV distribuídos em sistemas de distribuição pode afetar as condições normais do fluxo de potência na rede e provocar alterações no perfil de tensão ao longo do alimentador, uma vez que a rede deixa de ter um comportamento passivo e passar a ser ativa, ou seja, injeta potência na rede. A Figura 35 mostra um alimentador de distribuição de duas barras com gerador FV conectado na extremidade do sistema por meio de um inversor equivalente.

Analisando o diagrama unifilar monofásico exposto na Figura 35, é possível verificar o comportamento da rede elétrica em diferentes condições de injeção de potência pela planta FV.

A primeira consideração, supõe que o gerador FV não gera potência ( $P_{fv} = 0$ ) e que a carga seja indutiva. Nesse caso, a alimentação da carga é suprida pela subestação e a corrente fluirá pela linha no sentido direto, isto é, da barra 1 para a barra fv. A intensidade da corrente dependerá das potências  $P_{carga}$  e  $Q_{carga}$  demandadas. Sendo assim, quanto maior a potência exigida pela carga, maior será a queda de tensão na linha e, portanto, menor será a tensão da barra de carga,  $V_{fv}$ , em relação à tensão da subestação, 1 [40-41].



**Figura 35.** Alimentador de distribuição de duas barras com planta FV (Fonte: Próprio autor)

Com o sistema FV gerando potência, a corrente na linha passa a depender da diferença entre a potência gerada pela planta FV e a consumida pela carga. Desta maneira, quando a potência ativa gerada pelos painéis solares é menor que a consumida pela carga ( $P_{fv} < P_{carga}$ ), a corrente de linha continua fluindo no sentido direto. No entanto, como o gerador FV alimenta parte da carga, a corrente na linha é inferior àquela do cenário sem suprimento de potência pela GD. Com isso, a tensão no ponto de acoplamento da planta FV sofre um aumento em relação ao primeiro caso [40-41].

O último caso, refere-se ao cenário onde a potência ativa gerada pela planta FV é superior à demanda pela carga ( $P_{fv} > P_{carga}$ ), assim, a corrente na linha torna-se reversa, fluindo do gerador FV para a subestação, e a tensão na barra fv, torna-se maior que a tensão da barra de fornecimento  $V_1$ , ou seja,  $V_{fv} > V_1$  [40-41]. Por esse motivo, a Equação 14 passa a ser escrita como mostrado na Equação 16.

$$\Delta V = \bar{V}_{fv} - \bar{V}_1 \approx \frac{RP + XQ}{\bar{V}_{fv}^*} \quad (16)$$

Onde  $P = P_{fv} - P_{carga}$ ,  $Q = \pm Q_{fv} - Q_{carga}$ ,  $R$  e  $X$  são as resistências e reatâncias acumuladas no caminho da subestação até a barra do gerador FV e  $V_{fv}$  é magnitude de tensão na barra do gerador FV.

Para um sistema de  $n$ -barras, ao se conectar uma planta FV no barramento  $j^{th}$ , a variação de tensão  $\Delta V_{ji}$  no ponto de conexão da fonte FV pode ser escrita pela Equação 17 [40].

$$\Delta V_{ij} \approx \frac{R_{ij}(P_{fvj} - P_{cargaj}) + X_{ij}(\pm Q_{fvj} - Q_{cargaj})}{V_j} \quad (17)$$

#### 4.4 Estratégias de Regulação de Tensão em Redes de Distribuição com Planta FV

Nesta seção são abordadas duas estratégias de controle baseadas na troca de potência reativa. Para os dois casos, o fator de potência é variável e todas as análises foram feitas a partir do detalhamento da Equação 16.

##### **Estratégia 1:** Absorção de potência reativa

Essa estratégia de controle local, baseada na absorção de potência reativa, está sendo proposta nessa dissertação como alternativa para mitigar os problemas de qualidade de tensão ocasionados pelo elevado nível de penetração de geradores FV em alimentadores de distribuição. A fim de tornar a variação de tensão zero, a Equação 16 é resolvida para encontrar a potência reativa para qual  $\Delta V$  é igual a zero. A Equação 18 mostra a expressão aproximada, após algumas manipulações matemáticas.

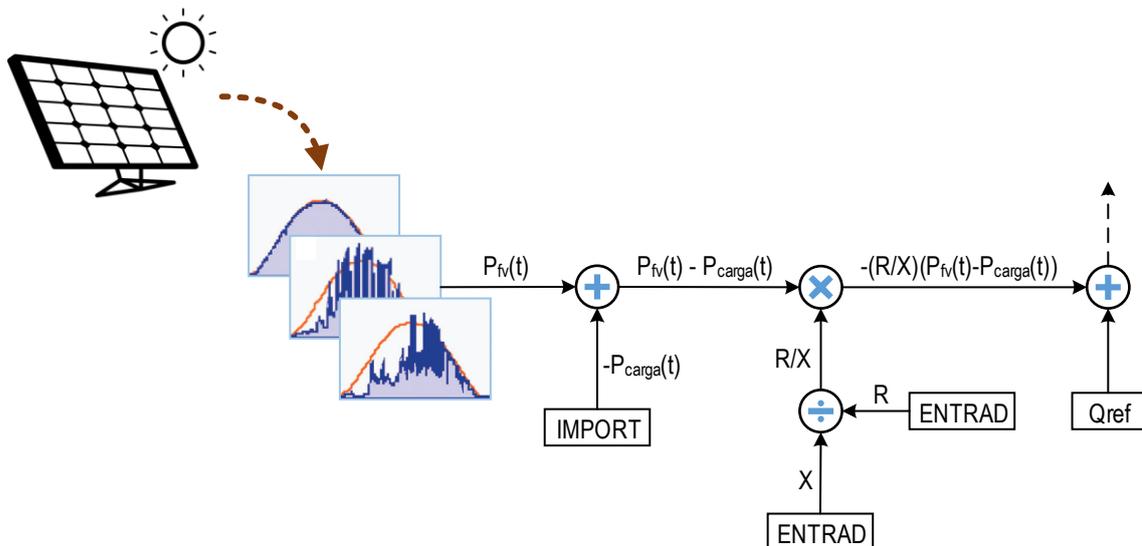
$$\Delta Q \approx -\left(\frac{R}{X}\right) \times (P_{fv} - P_{carga}) \quad (18)$$

Onde  $R$  e  $X$  são as resistência e reatância do ponto onde a planta FV está conectada até a subestação,  $P_{fv}$  é potência ativa gerada pela planta FV e  $P_{carga}$  é potência ativa consumida pela carga onde o gerador está conectado. Analisando a Equação 18, percebe-se que o aumento da injeção de potência ativa pelos painéis solares, pode provocar aumento no nível de tensão terminal. Com isso, uma maior quantidade de potência reativa deve ser absorvida para evitar problemas de sobretensão. Portanto, a todo instante, a absorção de potência reativa pode aumentar ou diminuir, isso depende da potência ativa gerada.

Outra questão relevante, é que, em determinados momentos, essa estratégia de controle pode exigir um inversor com capacidade superior à dos painéis solares, isso porque, no período de excessiva captação da energia solar em dias de céu claro, normalmente ao meio dia, a injeção de potência do gerador FV pode provocar sobretensões. Nesse caso, a absorção de potência

reativa pelo inversor fica comprometida, caso este não seja sobredimensionado. Nas simulações é mostrado que a tensão terminal do inversor impacta nesse aumento de capacidade do inversor.

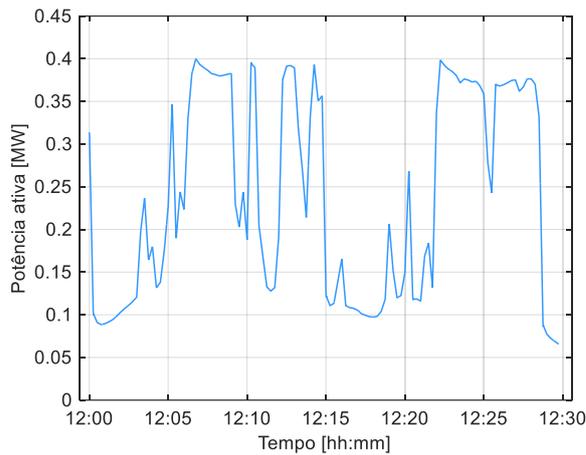
No ANATEM, a Equação 18 foi implementada por meio da funcionalidade CDUEdit e seu diagrama de blocos pode ser consultado na Figura 36. Nas simulações, esta equação, é uma parte integrante do modelo do gerador FV apresentado no Capítulo 3.



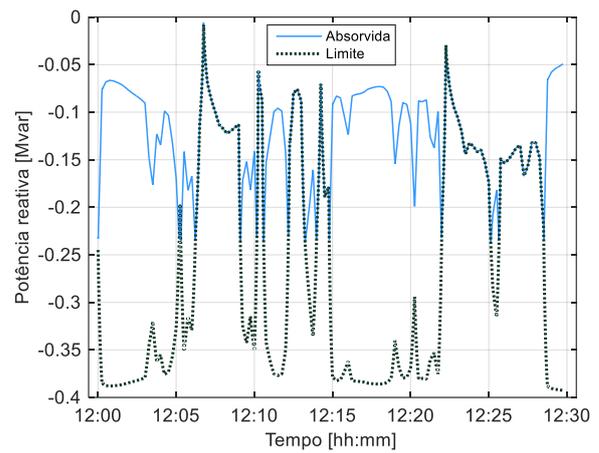
**Figura 36.** Diagrama de bloco para a Equação 18 no instante  $t$  (Fonte: Próprio autor)

Para um intervalo de 30 minutos de geração FV, a estratégia de controle mostrada na Figura 36 é integrada ao modelo dinâmico do gerador FV apresentado no Capítulo 3 e testada no alimentador de 4 barras apresentado na Seção 3.5. O nível de penetração é de 50%. A Figura 37 mostra a potência ativa injetada pelo gerador na barra 4. A Figura 38 apresenta duas curvas, a primeira é a potência reativa absorvida pelo inversor que varia no tempo com o objetivo de controlar a tensão terminal e evitar que a mesma ultrapasse os limites adequados de operação. A segunda curva é responsável por limitar a potência reativa absorvida.

Analisando conjuntamente as Figuras 37 e 38, nota-se que a redução na injeção de potência ativa pela planta FV é, obrigatoriamente, acompanhada pela diminuição da absorção de potência reativa. O aumento na injeção, conseqüentemente, exige maior absorção de potência reativa. Por esse motivo, essa estratégia de controle pode, dependendo do nível da penetração, exigir algum sobredimensionamento do inversor, dado que as maiores elevações de tensão em alimentadores com massiva conexão de painéis solares ocorrem no período de maior produção de potência ativa.

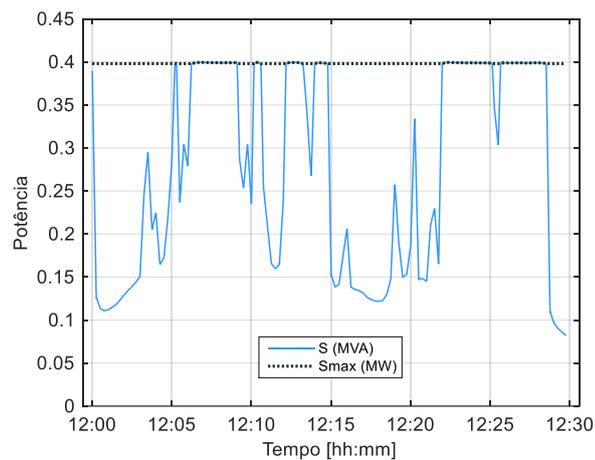


**Figura 37.** Potência ativa instantânea injetada pelo gerador FV



**Figura 38.** Variação de potência reativa e limite do inversor

A Figura 39 mostra a potência aparente nominal do gerador FV. Além disso, é mostrada a curva de capacidade máxima no inversor onde pode ser observado os efeitos adversos da tensão terminal na capacidade desse equipamento.



**Figura 39.** Potência aparente instantânea do gerador FV e limite variável do inversor

As tensões são apresentadas no capítulo de resultados. Essas simulações têm o objetivo de apresentar o funcionamento da estratégia de controle e suas potencialidades, bem como a possibilidade de sobredimensionamento do inversor.

### **Estratégia 2:** Injeção de potência reativa

A fim de corrigir o problema de variação de tensão ao longo do alimentador, a Equação 16 é reescrita para encontrar a quantidade de potência reativa necessária para  $\Delta V = 0$ . Dessa forma, tem-se que  $XQ \approx -RP$ . Então:

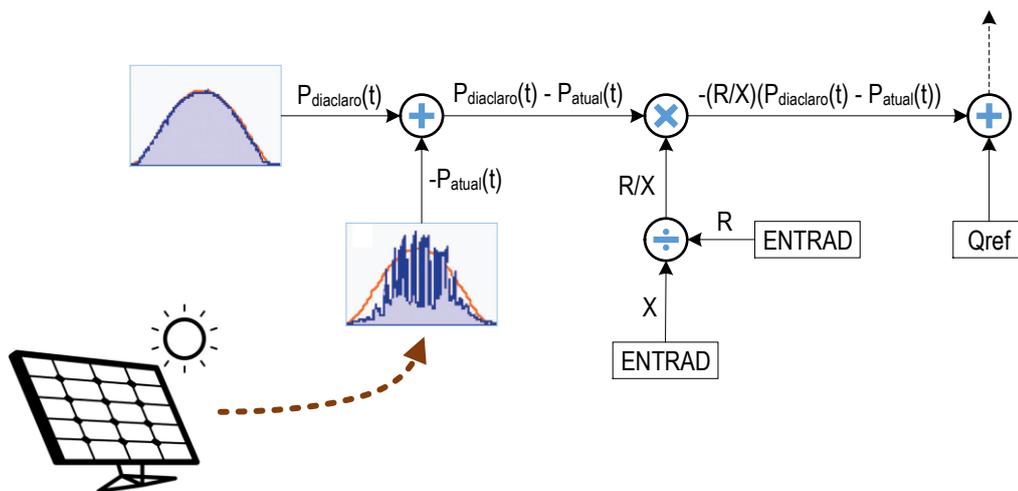
$$\Delta Q \approx -\frac{\Delta P \times R}{X} = -\left(\frac{X}{R}\right)^{-1} \times \Delta P \quad (19)$$

A análise da Equação 19, permite concluir que a injeção de potência reativa depende da variação de potência ativa,  $\Delta P$ , e da relação  $X/R$ . Como esta relação em redes de distribuição é fixa para cada alimentador e muito próxima da unidade, a potência reativa que deve ser injetada para corrigir os problemas de variabilidade de tensão em cada instante, tem um forte acoplamento com  $\Delta P$ . A Equação 20, mostra o detalhamento da Equação 19.

$$\Delta Q \approx -\left(\frac{R}{X}\right) \times (P_{\text{dicaclaro}}(t) - P_{\text{atual}}(t)) \quad (20)$$

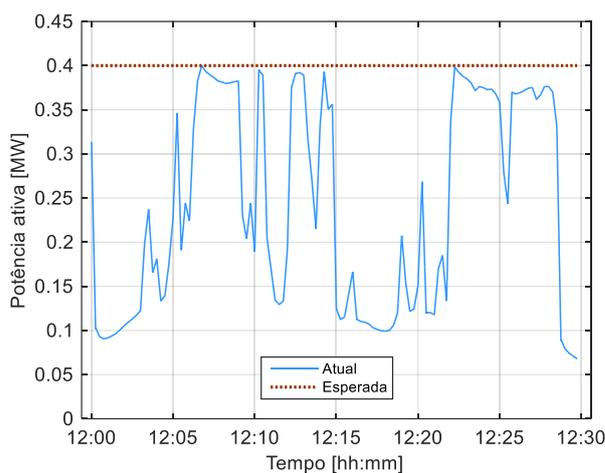
Onde  $P_{\text{dicaclaro}}(t)$  é a geração de potência ativa esperada para um dia claro no instante  $t$  e  $P_{\text{atual}}(t)$  é a potência ativa gerada no instante  $t$ . Assim, não há necessidade de sobredimensionar o inversor, uma vez que, só há injeção de potência reativa no sistema quando houver diferença entre a potência ativa de referência,  $P_{\text{dicaclaro}}$ , e a potência efetivamente gerada. Esta estratégia de controle foi proposta inicialmente em [15], e todas as análises foram feitas por meio de ferramenta de fluxo de carga.

No ANATEM, a Equação 20 foi implementada por meio da funcionalidade CDUEdit e seu diagrama de blocos pode ser consultado na Figura 40. Nas simulações, esta equação, é uma parte integrante do modelo do gerador FV apresentado no Capítulo 3.

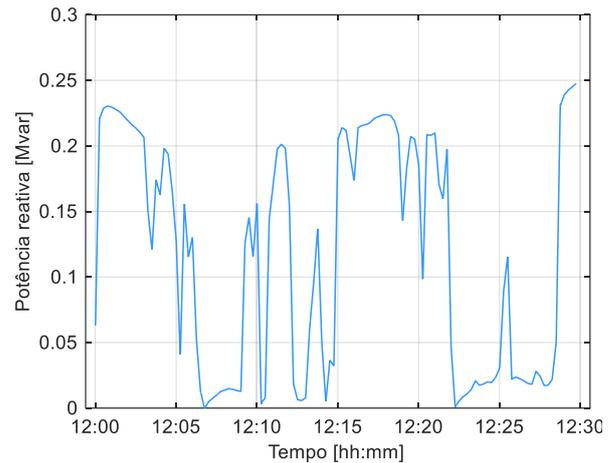


**Figura 40.** Diagrama de bloco para da Equação 11 no instante  $t$  (Fonte: Próprio autor)

A Figura 41 mostra a potência ativa atual na saída do gerador FV e a potência ativa esperada para um dia claro. Essas simulações foram realizadas no alimentador de 4 barras apresentado na Seção 3.5 do Capítulo 3, com a inserção da estratégia de controle mostrada na Figura 40. O intervalo de simulação é de 30 minutos e o dia considerado é de alta variabilidade na produção de potência ativa. O nível de penetração da planta FV é de 50 %, tal como nas simulações da Estratégia 1.



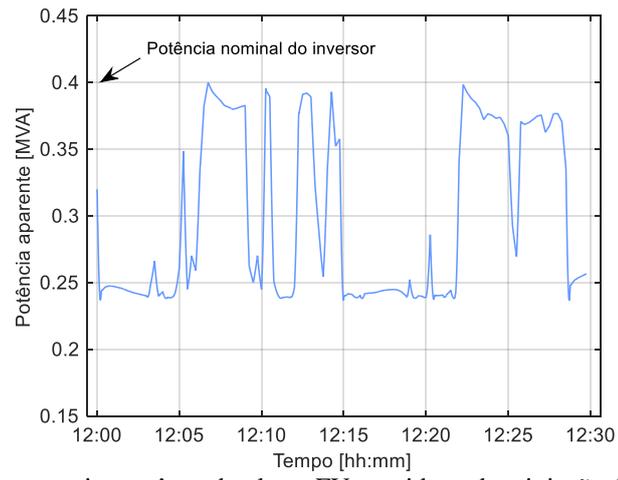
**Figura 41.** Potências ativas atual e esperada na saída do gerador FV



**Figura 42.** Potência reativa necessária para compensar as variações de tensão devido a variabilidade da fonte

A Figura 42 mostra a potência reativa necessária para compensar as variações de tensão causadas pelas alterações na potência ativa de alimentação. Como mencionado, a potência reativa é obtida instantaneamente pela diferença entre a potência ativa esperada para um dia claro e a potência ativa atual. O objetivo é corrigir apenas as variações de tensão causadas por nuvens transitórias, e não outras modalidades de variações. As variações incrementais da potência reativa ocorrem de tal modo a aproximar a tensão de um dia com a alta variabilidade para um dia claro.

A Figura 43 apresenta a potência aparente do gerador FV em cada instante de simulação. A indicação da potência nominal do inversor mostra que é possível resolver os problemas de variação de tensão nas proximidades da planta FV explorando apenas a reserva de potência reativa do inversor, sem sobredimensioná-lo. As tensões não foram apresentadas, uma vez que o objetivo desta primeira análise é investigar se a reserva de potência reativa tem potencial para tratar o problema de variabilidade na tensão.



**Figura 43.** Potência aparente instantânea da planta FV considerando a injeção de potência reativa para compensar as variações de tensão.

# Capítulo 5

## Resultados

### 5.1 Introdução

Este capítulo apresenta os resultados de simulações dinâmicas referentes aos estudos e análises de três problemas que podem ser causados pelo elevado nível de penetração de plantas FV no perfil de tensão e/ou na operação de RT. Nos estudos, três cenários de geração de potência ativa da planta solar foram considerados: dia claro (com baixa ou quase nenhuma variabilidade), dia com variabilidade moderada e dia com alta variabilidade. Além disso, duas soluções mitigadoras foram testadas.

O primeiro problema abordado, Problema 1, é a sobretensão, nesse caso, os três cenários de geração foram considerados e a solução mitigadora testada foi a baseada na absorção de potência reativa. O Problema 2 trata das comutações excessivas de tape e, portanto, apenas os cenários com variabilidade da fonte foram considerados. Nesse caso, as duas soluções mitigadoras foram testadas. Para o Problema 3, condição de *runaway*, apenas uma amostra de 6 minutos da curva de potência com alta variabilidade foi considerada e o controle foi o baseado na absorção de potência reativa.

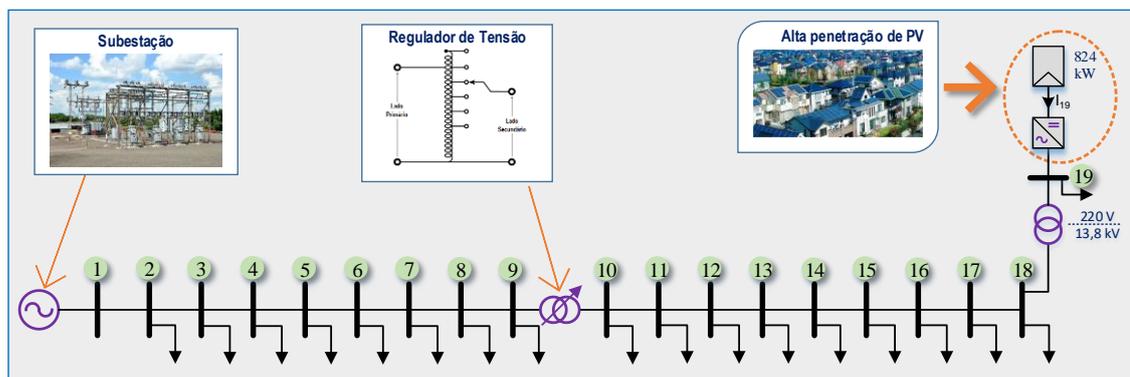
Em todos os estudos foi adotado a mesma curva de carga diária, exceto para o problema que trata da condição de *runaway*, onde a carga foi considerada constante ao longo das simulações.

Todas as simulações foram realizadas por meio dos *softwares* ANAREDE (responsável por gerar as condições iniciais para o estudo dinâmico) e ANATEM. Além desses, o CDUEdit foi usado na criação dos modelos definidos pelo usuário [42-43].

## 5.2 Sistema Teste

O diagrama unifilar da rede elétrica de distribuição usada nas simulações é apresentado na Figura 44. A fim de atender requisitos de estudos, algumas adequações em relação ao sistema original foram necessárias, tais como, um RT foi acrescentado entre as barras 9 e 10, criou-se a barra 19 onde foi conectado um conjunto de painéis solares com capacidade máxima de 824 kWp e uma carga média de 307,5 kW e 145 kvar. Todas as barras do sistema operam com tensão de 13,8 kV, exceto a barra 19, que opera em 220 V. O nível de penetração da planta FV é 45 %.

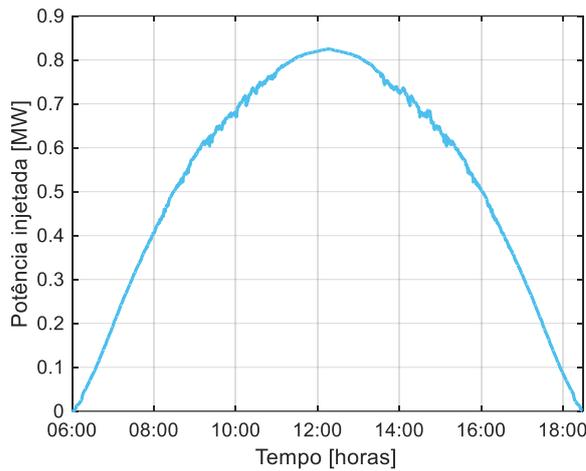
O transformador conectado entre as barras 18 e 19 representa um equivalente de 5 transformadores de 112,5 kVA e 4 de 75 kVA. A reatância equivalente do transformador foi obtida por meio de cálculo de circuito paralelo simples.



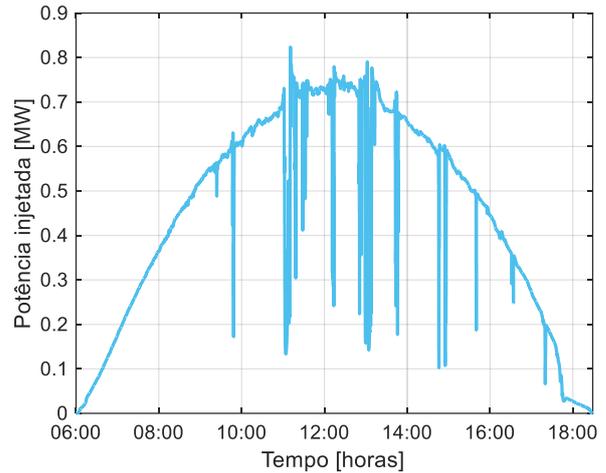
**Figura 44.** Modelo do alimentador teste (Adaptado [44]).

As curvas de potência do gerador FV ao longo do dia, dado de entrada do modelo, foram obtidas por meio de uma campanha de medição realizada numa residência, no período de 12/07/2016 a 18/07/2016, na cidade de Belém/PA. A taxa de amostragem da medição foi de 1 amostra a cada 15 segundos. Na Figura 45 tem-se uma curva de potência ativa que foi adaptada de um dos registros de medição para representar um dia claro, sem a presença de nuvens transitórias e, portanto, sem variabilidade.

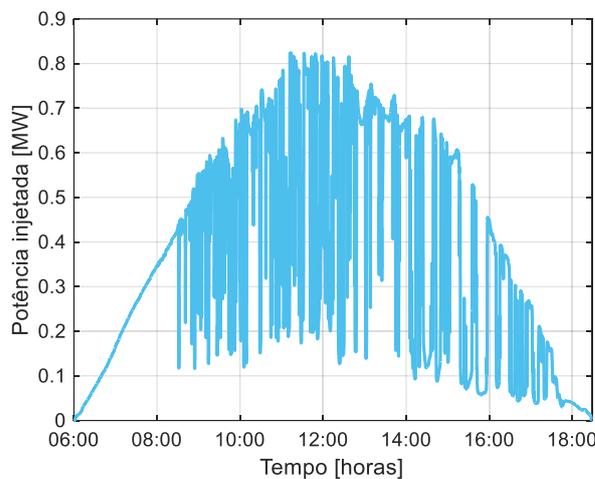
A Figura 46 é um registro de medição para um dia de irradiação solar com variabilidade moderada. A Figura 47 representa um perfil de geração para um dia com alta variabilidade. Na Figura 48 é mostrada a curva de demanda de carga ao longo de 24 horas, no entanto, nesta dissertação, o período estudado é aquele onde há geração de energia solar, sendo assim, a região da curva de carga considerada vai de 6:00h às 18:00h



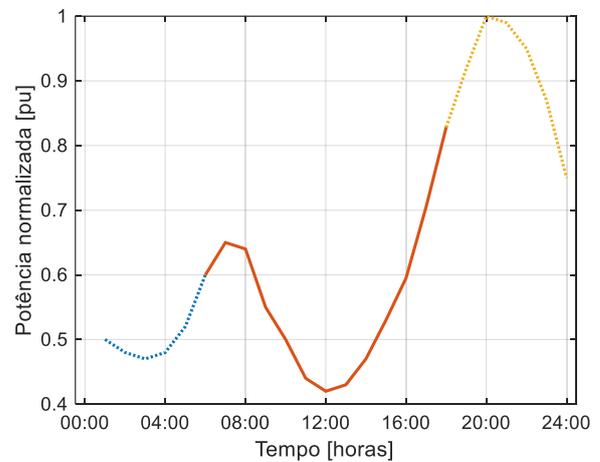
**Figura 45.** Dia claro



**Figura 46.** Dia com variabilidade moderada



**Figura 47.** Dia com alta variabilidade



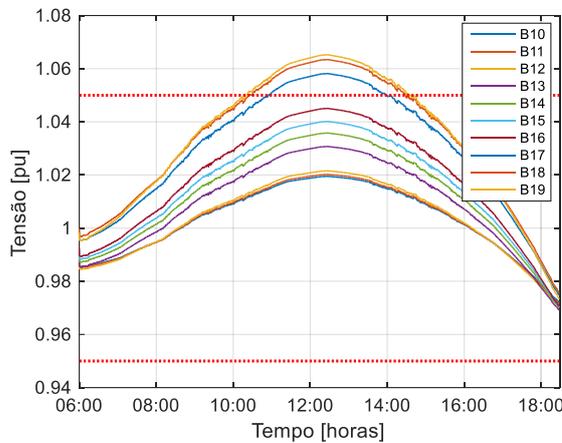
**Figura 48.** Dinâmica da carga demandada

### 5.3 Problema 1: Sobretensão

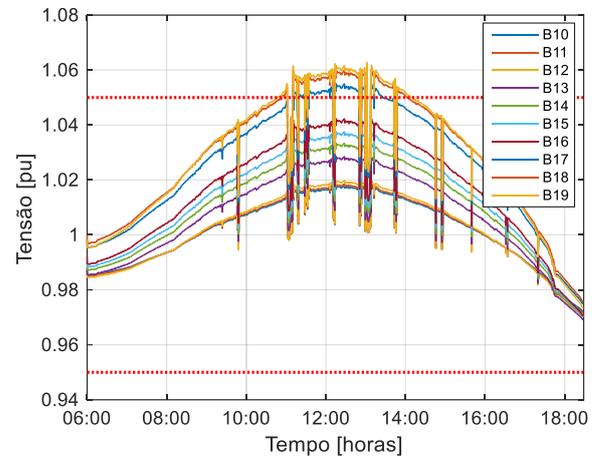
A fim de mostrar o problema de sobretensão no alimentador de distribuição com elevada penetração de geração FV, o RT foi negligenciado e a planta solar não trocou potência reativa com o sistema, ou seja, operou com fator de potência unitário. Para esse caso, a rede de distribuição não apresenta dispositivos de controle de tensão. As tensões das barras 10 a 19, resultante das simulações para os três cenários de irradiação solar, são apresentadas nas Figuras 49, 50 e 51.

Nota-se que as tensões nas proximidades da geração FV são fortemente impactadas pela potência ativa injetada pelos painéis solares. Isso acontece devido a elevada relação  $R/X$  do alimentador de distribuição em estudo. Nos três casos foram registradas violações do limite máximo de tensão nas barras 17, 18 e 19. Sendo a última, a violação mais crítica. Em média, a duração da ultrapasse do limite operacional permitido foi de 4 horas. Nesse tempo, a proteção já teria desconectado o inversor da rede. No entanto, tal proteção não foi modelada, uma vez

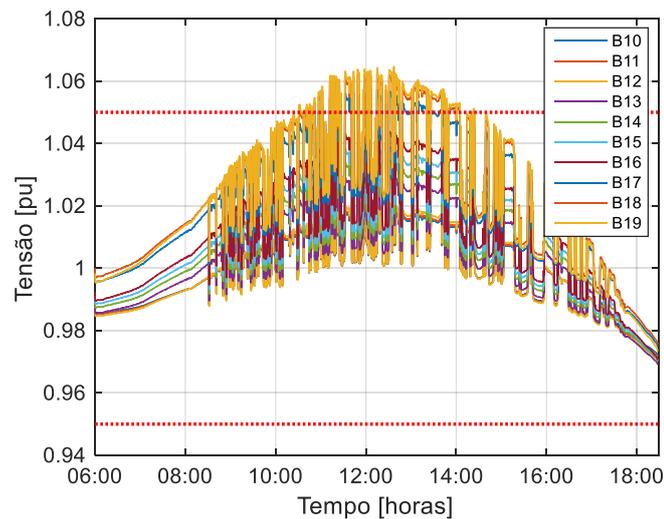
que o foco do trabalho é mostrar os efeitos adversos da elevada penetração de fontes FV na operação do sistema elétrico de distribuição.



**Figura 49.** Variação de tensão para um dia tipicamente claro e alimentador sem RT



**Figura 50.** Variação de tensão para um dia com variabilidade moderada e alimentador sem RT



**Figura 51.** Variação de tensão para um dia com alta variabilidade e alimentador sem RT

### 5.3.1 Solução Mitigadora

#### 5.3.1.1 Estratégia 1

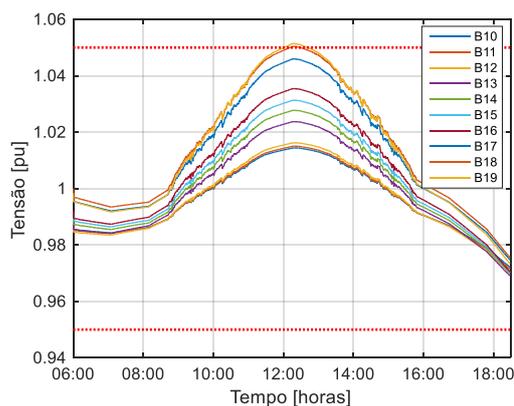
Para o problema de sobretensão apenas o controle baseado na absorção de potência reativa (Estratégia 1) foi testado. Não cabe o teste da Estratégia 2, dado que a mesma não é adequada para tratar sobretensões.

Em cada um dos três cenários de geração, o desempenho da Estratégia 1 é avaliado sem e com o sobredimensionamento do inversor, respectivamente. Esse aumento na capacidade do inversor é de 8 % (esse valor de sobredimensionamento foi escolhido porque é o menor valor que consegue mitigar os três problemas apresentados). A Figura 52 apresenta as tensões das barras mais críticas do sistema para um dia tipicamente claro. Observa-se que, mesmo sem

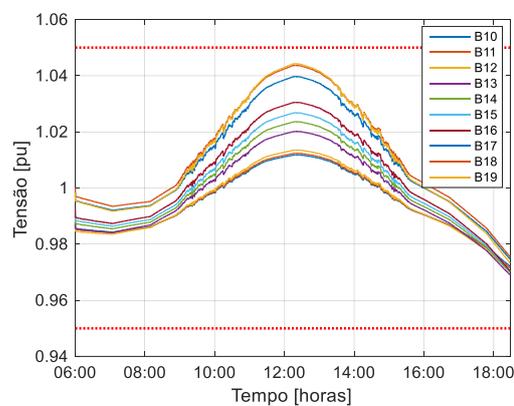
sobredimensionamento do inversor, as tensões se aproximam da faixa adequada de operação. Isso é explicado por meio da Figura 53, que mostra, entre outras informações, os limites do inversor.

Analisando a Figura 53, nota-se que por volta do meio dia, os painéis solares estão gerando valores de potência ativa próximos à capacidade do inversor, o que provoca um aumento no nível da tensão terminal (barra 19) e o cálculo da corrente  $I_{pcmd}$  (abordada no Capítulo 3), que é uma relação direta entre a potência ativa gerada pela planta solar e a tensão terminal, é menor que o limite  $I_{pmax}$ . Dessa forma, há uma folga no inversor para o despacho de potência reativa.

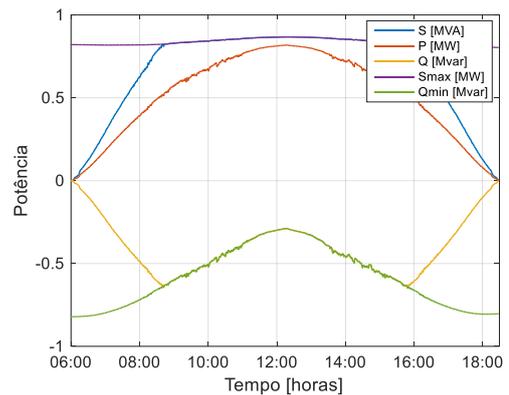
Na Figura 54 são apresentadas as tensões para o caso que inversor é sobredimensionado. Nessas circunstâncias, pode-se observar que não houve violação de tensão em nenhuma das barras. Examinando os gráficos da Figura 55, constata-se um aumento na capacidade de absorção de reativo do inversor e, conseqüentemente, um alívio no problema de sobretensão.



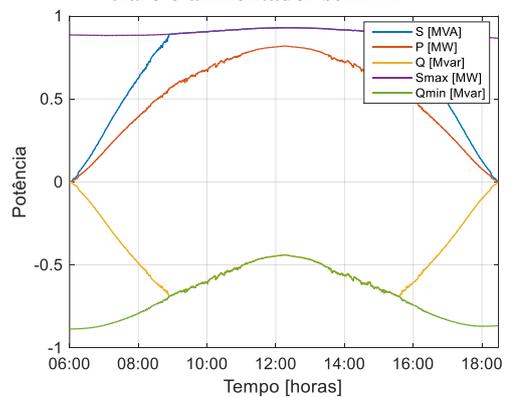
**Figura 52.** Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (sem sobredimensionamento do inversor) para um dia claro e alimentador sem RT



**Figura 54.** Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (com sobredimensionamento de 8 % do inversor) para um dia claro e alimentador sem RT



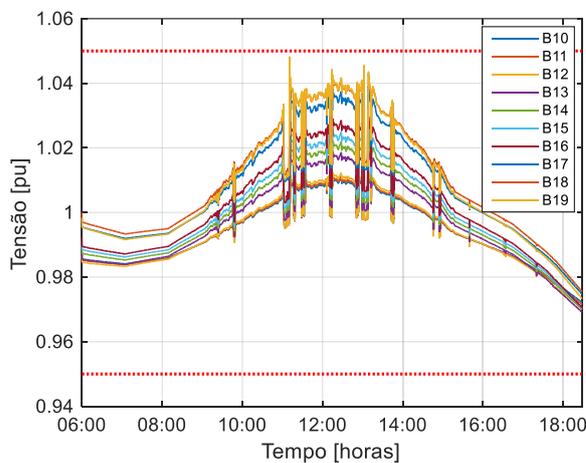
**Figura 53.** Potência nominal do painel fotovoltaico e limites do inversor referente à Estratégia 1 (sem sobredimensionamento do inversor) para um dia claro e alimentador sem RT



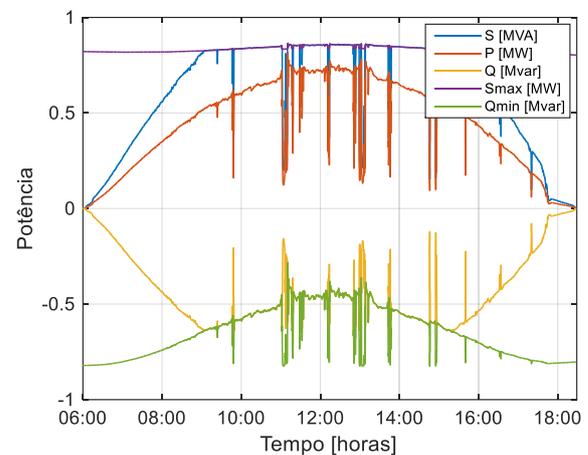
**Figura 55.** Potência nominal do painel fotovoltaico e limites do inversor referente à Estratégia 1 (com sobredimensionamento de 8 % do inversor) para um dia claro e alimentador sem RT

Por outro lado, a Estratégia 1 é aplicada para o cenário de variabilidade moderada da fonte. Nessa situação, as tensões ficaram dentro dos limites, mesmo sem o sobredimensionamento, conforme indica os gráficos da Figura 56. Com o sobredimensionamento, o maior valor de tensão registrado ficou próximo de 1,04 pu, como pode ser observado na Figura 58.

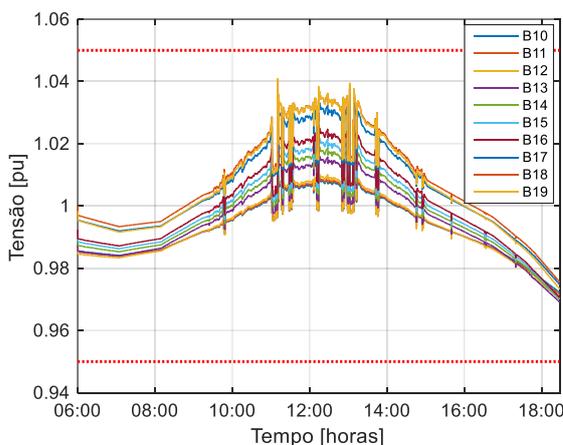
Nas Figuras 57 e 59, têm-se os limites variáveis do inversor sem e com sobredimensionamento. Para efeito de entendimento, no intervalo de 14:00h as 16:00h, ocorreram duas quedas bruscas na potência gerada, assim, verifica-se que a absorção de potência reativa diminui como esperado e, conseqüentemente, o limite  $Q_{min}$  aumentou, chegando muito próximo da máxima capacidade de absorção de potência reativa.



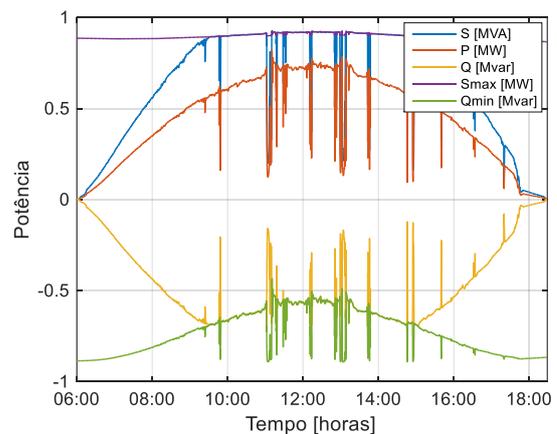
**Figura 56.** Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (sem sobredimensionamento do inversor) para um dia com variabilidade moderada e alimentador sem RT



**Figura 57.** Potência nominal do painel fotovoltaico e limites do inversor referente à Estratégia 1 (sem sobredimensionamento do inversor) para um dia com variabilidade moderada e alimentador sem RT



**Figura 58.** Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (com sobredimensionamento de 8 % do inversor) para um dia com variabilidade moderada e alimentador sem RT



**Figura 59.** Potência nominal do painel fotovoltaico e limites do inversor referente à Estratégia 1 (com sobredimensionamento de 8 % do inversor) para um dia com variabilidade moderada e alimentador sem RT

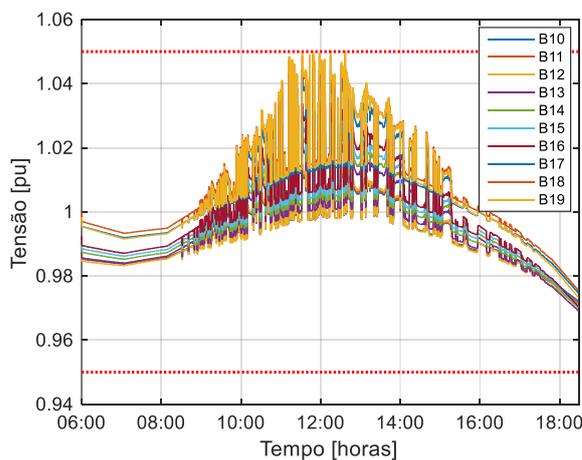
O último estudo relacionado à sobretensão, considera um cenário de geração com alta intermitência na produção de potência ativa pelo gerador FV. Da mesma forma que aconteceu para o caso de variabilidade moderada, aqui não houve violação de tensão mesmo na ocasião onde o inversor não foi sobredimensionado, tal como apresentado na Figura 60.

Ressalta-se que o aumento da tensão terminal do gerador FV que proporciona aumento da reserva de potência reativa, como já descrito, está dentro da faixa de tensão suportável. Essa consideração é importante porque, em estudos dinâmicos, nota-se claramente que a limitação do inversor depende da tensão terminal, uma vez que  $S_{m\acute{a}x} = V_t I$ .

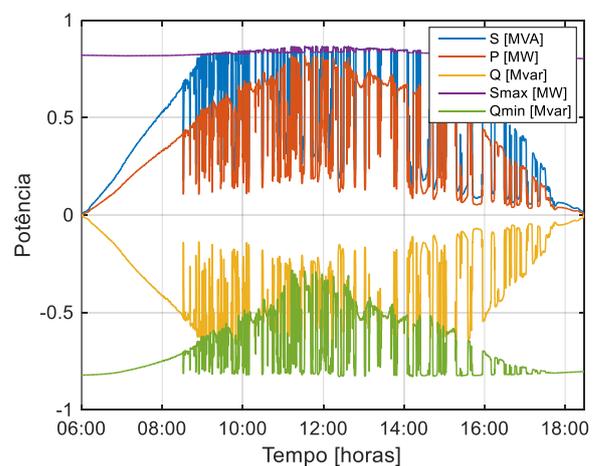
Na Figura 62 tem-se as tensões para o inversor sobredimensionado em 8%. Em relação às tensões da Figura 60 houve melhora do nível de tensão uma vez que a folga de potência reativa do inversor foi expandida. Isso significa que no pico de geração FV o inversor foi capaz de drenar potência reativa do sistema e consequentemente diminuir o nível de tensão.

As Figuras 61 e 63 mostram que em nenhum momento o limite mínimo de potência reativa do inversor foi violado. Além disso, a potência máxima sofre variações ao longo da simulação, mostrando os efeitos adversos da tensão terminal no cálculo dos limites do inversor.

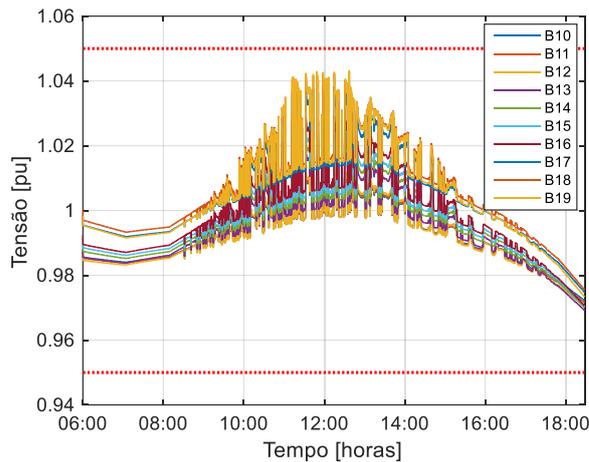
Essa seção mostrou o problema da sobretensão que é amplamente conhecido em alimentadores com muitas conexões de geração de energia solar. Além disso, foi proposta uma solução mitigadora, que pode ser implantado nos inversores de cada residência e assim ajudar na manutenção da tensão. Esta estratégia não requer comunicação para ser implementada.



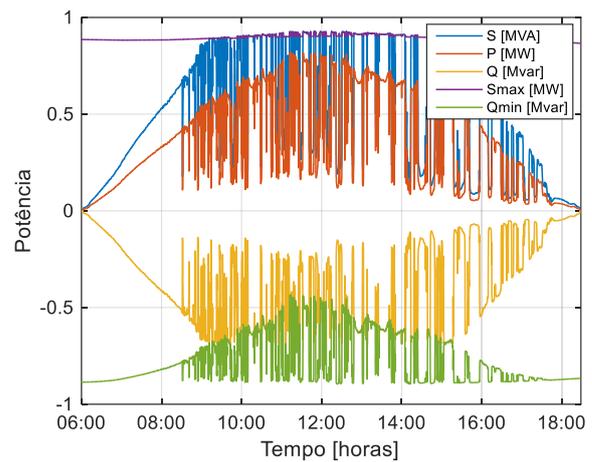
**Figura 60.** Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (sem sobredimensionamento do inversor) para um dia com alta variabilidade e alimentador sem RT



**Figura 61.** Potência nominal do painel fotovoltaico e limites do inversor referente à Estratégia 1 (sem sobredimensionamento do inversor) para um dia com alta variabilidade e alimentador sem RT



**Figura 62.** Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (com sobredimensionamento de 8 % do inversor) para um dia com alta variabilidade e alimentador sem RT



**Figura 63.** Potência nominal do painel fotovoltaico e limites do inversor referente à Estratégia 1 (com sobredimensionamento de 8 % do inversor) para um dia com alta variabilidade e alimentador sem RT

## 5.4 Problema 2: Comutações Excessivas de Tape

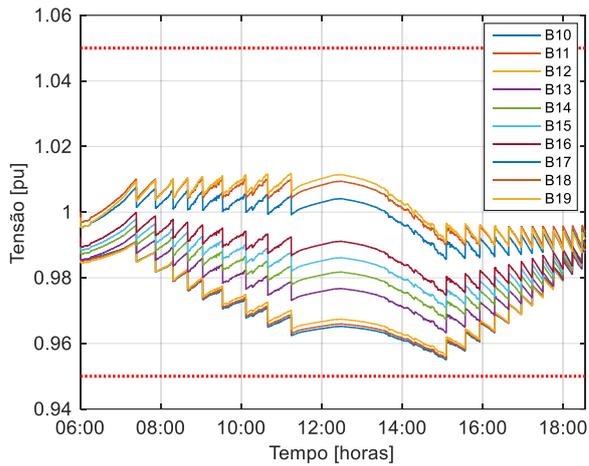
Nesta seção é abordado um outro problema que pode acontecer em decorrência da intermitência da geração FV em alimentadores de distribuição com RT. Trata-se das comutações excessivas de tape. O RT, que está conectado entre as barras 9-10, opera no modo cogeração e regula a tensão na barra 18.

Novamente, os três cenários de irradiação solar são considerados e, a princípio, a planta FV opera no modo de controle fator de potência unitário. A Figura 64 mostra as tensões das barras a jusante do RT para um dia claro. Nessa condição, o regulador resolve o problema da sobretensão com apenas 21 comutações (Figura 65), não se enquadrando, portanto, no caso de comutações excessivas.

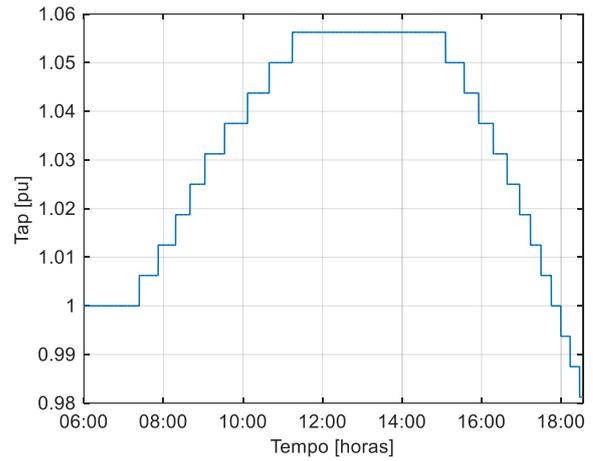
Na condição de variabilidade moderada, houve um aumento no número de comutações de tape, em relação ao dia claro, de mais 180 %, conforme indicado pela Figura 67. Apesar disso, ocorreram violações dos limites mínimos de tensões em algumas barras, como podem ser conferidas na Figura 66.

O pior caso registrado, em termos de atuação do comutador de tape, foi o dia com alta variabilidade da irradiação solar. Nessa ocasião, 193 atuações foram registradas ao longo das 12 horas, como pode ser averiguado na Figura 69. Esse número, representa um aumento de mais de 819 % em relação a atuação do RT para o dia claro e de mais 227 % para o dia com variabilidade moderada. As tensões apresentadas na Figura 68 são altamente variáveis e, nos casos mais críticos vão de 0,95 pu a 1,035 pu em frações de segundos.

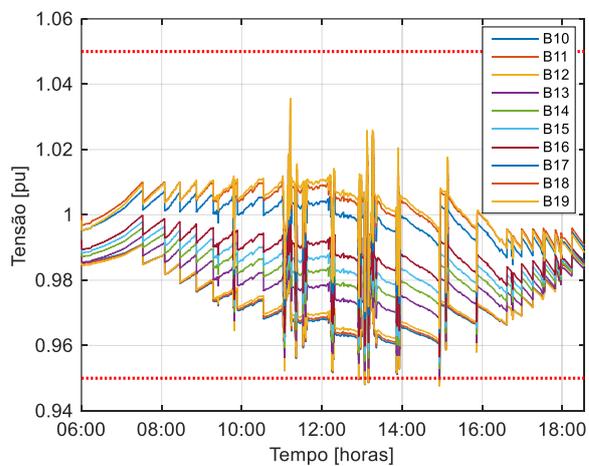
As estratégias de controle 1 e 2 foram aplicadas apenas para variabilidade moderada e alta variabilidade.



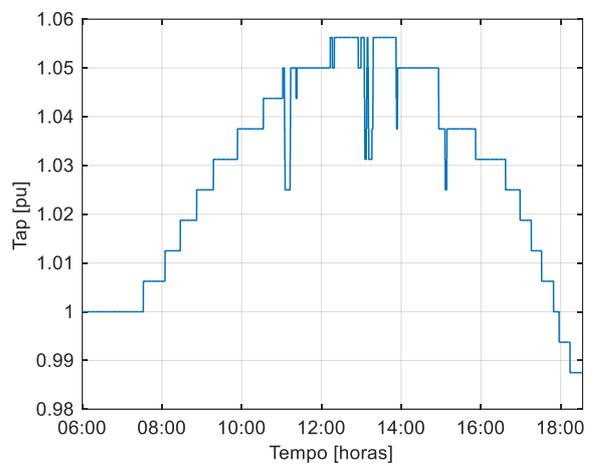
**Figura 64.** Perfil de tensão para o alimentador com RT e sem variabilidade da planta FV



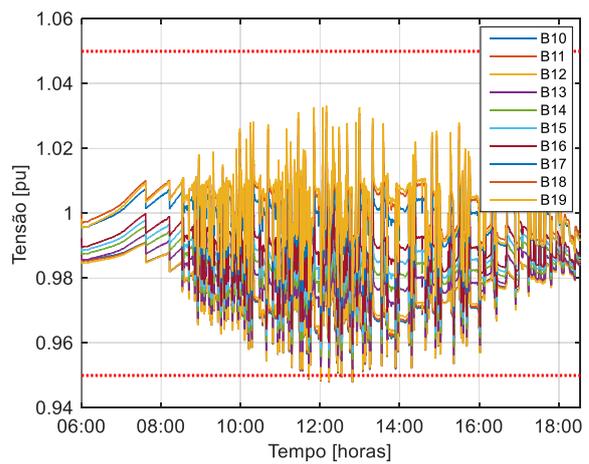
**Figura 65.** Tape do transformador com regulação automática (21 atuações)



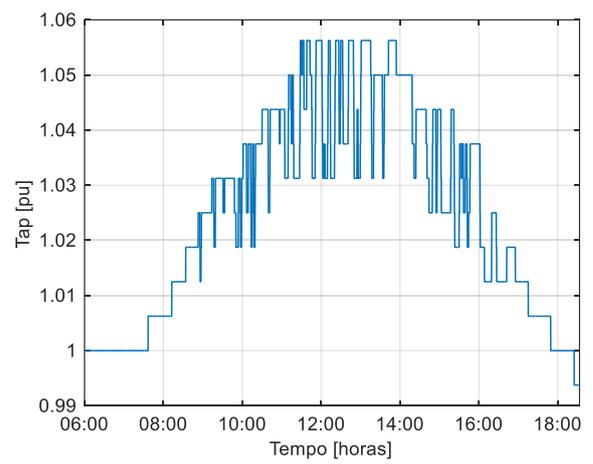
**Figura 66.** Perfil de tensão para o alimentador com RT e com variabilidade moderada da planta FV



**Figura 67.** Tape do transformador com regulação automática (59 atuações)



**Figura 68.** Perfil de tensão para o alimentador com RT e planta FV com alta variabilidade



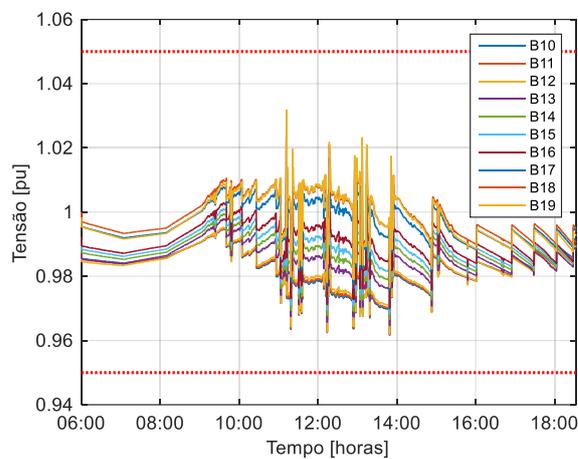
**Figura 69.** Tape do transformador com regulação automática (193 atuações)

## 5.4.1 Soluções Mitigadoras

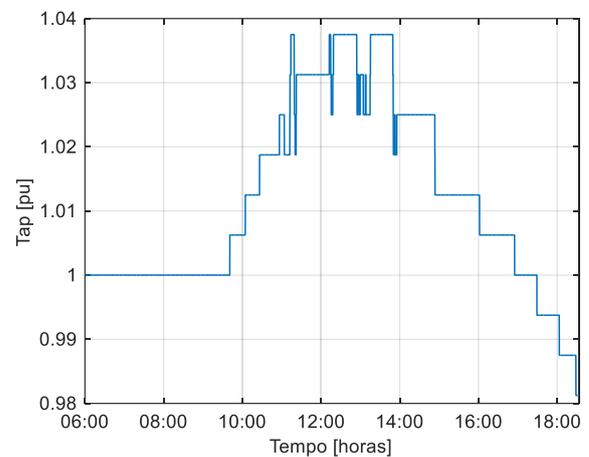
### 5.4.1.1 Estratégia 1

A Estratégia 1 foi aplicada da mesma forma como no estudo de sobretensão: sem e com o sobredimensionamento de 8 %. A Figura 70 mostra o comportamento das tensões a jusante do RT. Nota-se claramente que essas tensões não ultrapassaram os seus limites operativos e houve 41 atuações de tape (Figura 71), 18 a menos que o caso com fator de potência unitário.

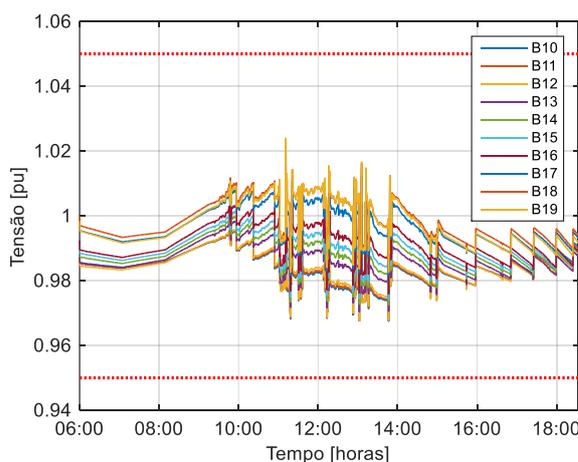
A Figura 72 mostra as tensões para o inversor sobredimensionado. Nesse modo operacional, o número de mudanças de tape caiu para 23, como pode ser observado na Figura 73, e as tensões passaram a variar em uma faixa menor do que se verificou na Figura 70. Essa redução de amplitude explica o motivo da diminuição no número de atuações do comutador de tape do RT.



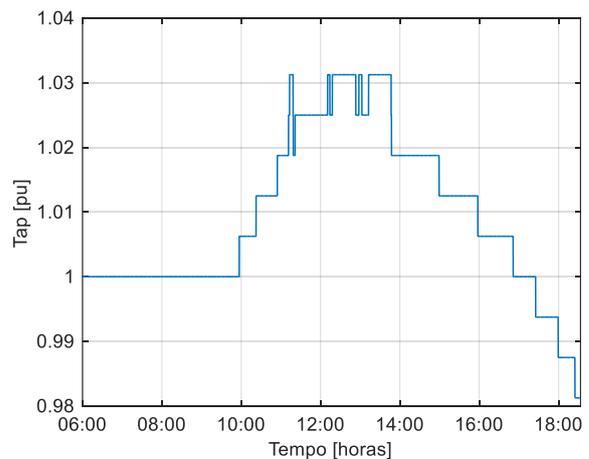
**Figura 70.** Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (sem sobredimensionamento do inversor) para um dia com variabilidade moderada e alimentador com RT



**Figura 71.** Tape do transformador com regulação automática (41 atuações)



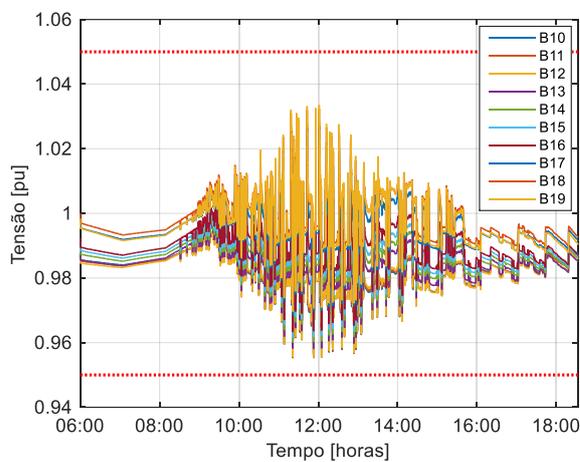
**Figura 72.** Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (com sobredimensionamento de 8 % do inversor) para um dia com variabilidade moderada e alimentador com RT



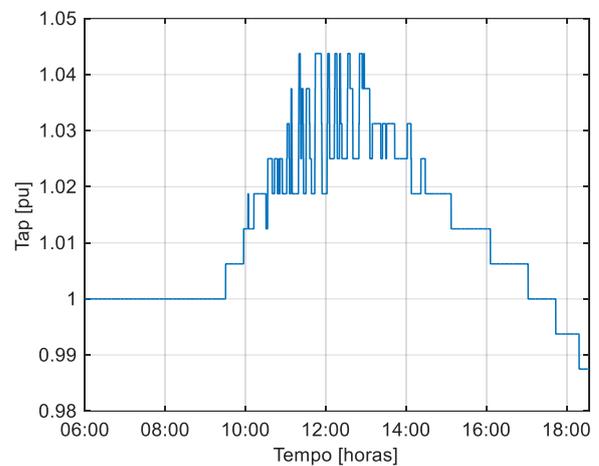
**Figura 73.** Tape do transformador com regulação automática (23 atuações)

Nas Figuras 74 e 76 são mostradas as tensões para um dia com alta variabilidade com inversor FV operando sem e com o sobredimensionamento, respectivamente. A evolução do tape pode ser conferida nas Figuras 75 e 77. Na operação nominal do inversor, o número de comutações reduziu em 92 atuações (Figura 75), considerando o aumento de 8 % no dimensionamento do inversor, o resultado foi ainda melhor, uma vez que a redução chegou a 130 comutações (Figura 77).

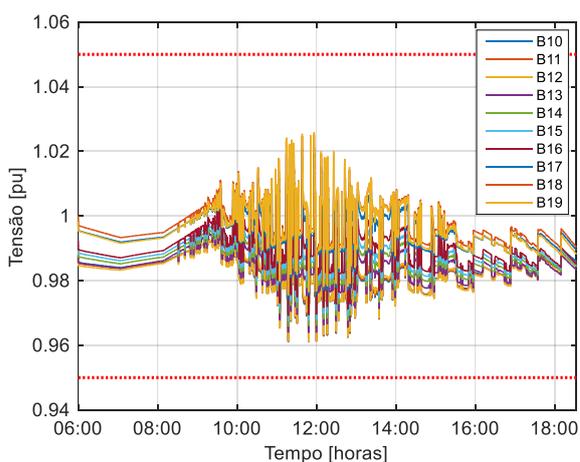
Dessa forma, o desempenho da estratégia de controle baseada na absorção de potência reativa para o pior cenário que é o de alta variabilidade foi expressivo, uma vez que houve um ganho na redução do número de comutações de tape de mais de 67 % com o sobredimensionamento de apenas 8 % na capacidade do inversor.



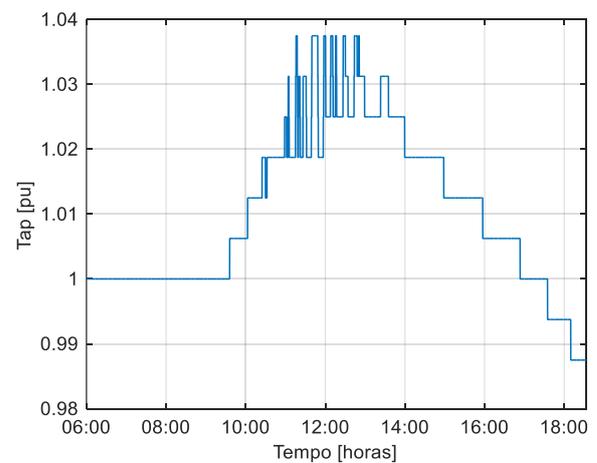
**Figura 74.** Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (sem sobredimensionamento do inversor) para um dia com alta variabilidade e alimentador com RT



**Figura 75.** Tape do transformador com regulação automática (101 atuações)



**Figura 76.** Perfil de tensão referente à Estratégia 1 (com sobredimensionamento de 8 % do inversor) para um dia com alta variabilidade e alimentador com RT



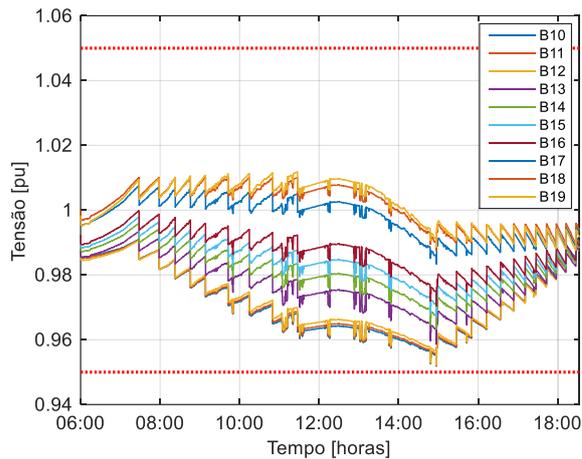
**Figura 77.** Tape do transformador com regulação automática (63 atuações)

### 5.4.1.2 Estratégia 2

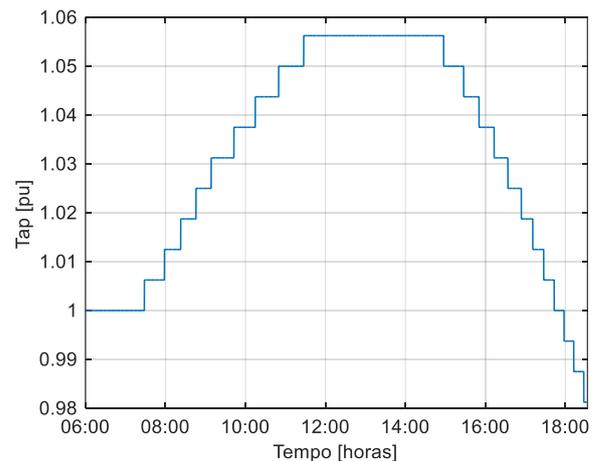
Essa estratégia de controle local, conforme descrito no Capítulo 4, baseia-se na injeção de potência reativa e, desse modo, busca corrigir os problemas da intermitência da geração. O RT, que opera no modo cogeração, regula a tensão na barra 18. Na Figura 78 são mostradas as tensões a jusante do RT resultantes da aplicação deste controle.

Como pode-se notar, não houve violação dos limites e, o perfil de tensão ficou muito semelhante ao que foi registrado para um dia claro. Essa afinidade refletiu-se na quantidade de mudança de tape, 21 (Figura 79), a mesma verificada para o dia sem variabilidade. Esse resultado é equivalente ao encontrado para estratégia de controle baseada na absorção de potência reativa com sobredimensionamento de 8 % do inversor.

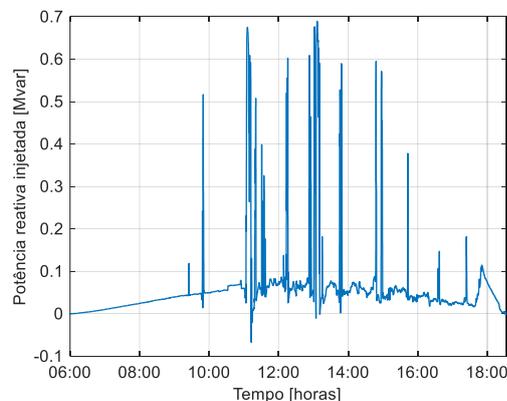
A Figura 80 mostra a quantidade de potência reativa injetada no sistema via barra 19, que depende da diferença entre a potência ativa para um dia claro (referência), e a potência ativa atual/gerada conforme descrito detalhadamente no Capítulo 4.



**Figura 78.** Perfil de tensão referente à Estratégia 2 para um dia com variabilidade moderada e alimentador com RT



**Figura 79.** Tape do transformador com regulação automática (21 atuações)



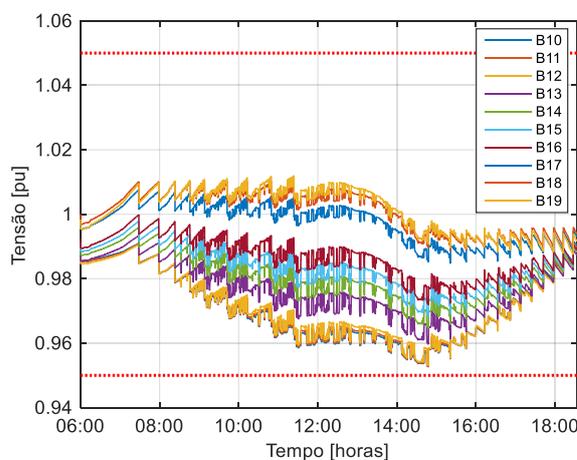
**Figura 80.** Potência reativa injetada

Agora, o desempenho da Estratégia 2 é testado para o caso de alta intermitência da geração. Por meio da análise das tensões, Figura 81, nota-se que não há ocorrência de violação dos limites e que a variabilidade da tensão é fortemente atenuada. Por esse motivo, a banda morta do RT é menos vezes sensibilizada, resultando em um menor número de comutações de tape, 21 atuações. Na Figura 82 tem-se a evolução do tape.

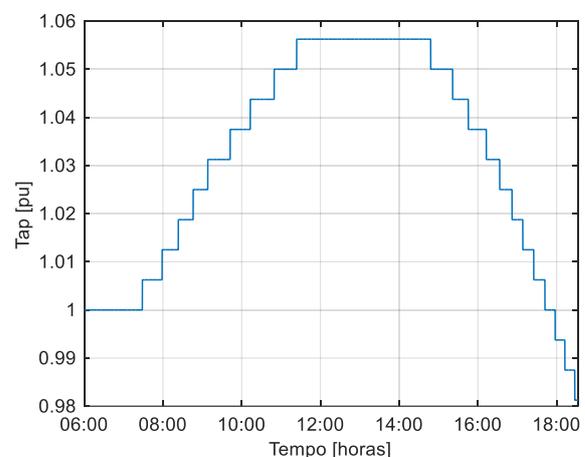
Analisando os resultados obtidos com a aplicação dessa estratégia de controle (Estratégia 2), percebe-se que o número de comutações de tape para os dois cenários de irradiação investigado é exatamente igual ao obtido para um dia de céu claro com a geração FV operando com fator de potência unitário (vide Figura 65). Isso é possível porque estratégia de controle consegue resolver o problema de variabilidade da fonte injetando potência reativa, dessa forma, o RT atua apenas para corrigir o problema de sobretensão causado pela injeção de potência ativa.

A potência reativa injetada pode ser vista na Figura 83. Por vezes, alguma pequena quantidade é absorvida, como acontece, por exemplo, no intervalo de 10:00 as 12:00 horas. Isso ocorre porque a potência de referência é levemente menor que a potência injetada, daí o resultado negativo.

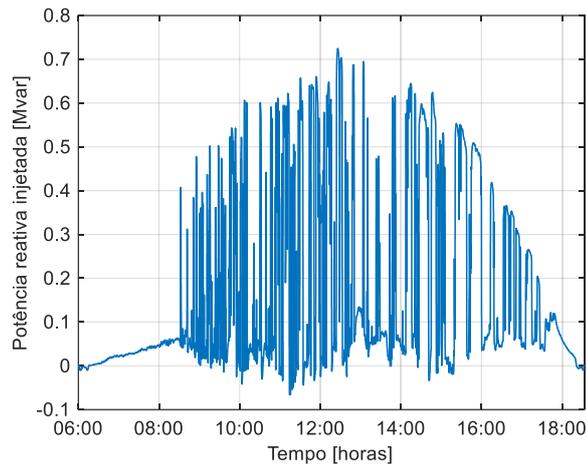
Portanto, as duas estratégias de controle apresentadas são eficientes. A Estratégia 2 tem a vantagem de operar sem sobredimensionar o inversor. No entanto, a mesma não é capaz de tratar os problemas de sobretensão e muito menos a condição de *runaway* (mostrada na seção seguinte). A Estratégia 1, por outro lado, trata todos os problemas com baixo sobredimensionamento. Sendo assim, cabe a escolha aos usuários e operadores de redes de distribuição.



**Figura 81.** Perfil de tensão referente à Estratégia 2 para um dia com alta variabilidade e alimentador com RT



**Figura 82.** Tape do transformador com regulação automática (21 atuações)



**Figura 83.** Potência reativa injetada

## 5.5 Problema 3: Condição de *Runaway*

Nesta seção, aborda-se um problema que é cada vez mais frequente em alimentadores de distribuição com RT e massiva penetração de geradores FV. Trata-se da condição de *runaway*. O estudo desse fenômeno foi precedido de algumas considerações: o RT opera no modo bidirecional, ou seja, quando o fluxo de potência ativa está no sentido direto, o RT regula a tensão da barra 10, por outro lado, quando o fluxo inverte, a barra controlada é a 9. A potência ativa injetada pela planta FV corresponde a um intervalo de 6 minutos da curva de potência para um dia com alta variabilidade.

Inicialmente, o sentido do fluxo de potência ativa no RT é da subestação para as cargas, no entanto, com o aumento da potência ativa injetada pelo gerador solar, o sentido do fluxo inverte, e a potência passa a fluir da GD para a subestação. Por esse motivo, as nomenclaturas a montante e a jusante são substituídas, respectivamente, por “do lado da subestação” e “do lado da planta FV”, com o RT sendo a referência.

Por fim, essa seção apresenta três estudos, primeiro, os mecanismos que levam o RT a atingir seu limite mínimo, e os dois últimos, correspondem aos testes da estratégia de controle baseada na absorção de potência reativa sem e com o sobredimensionamento do inversor, respectivamente.

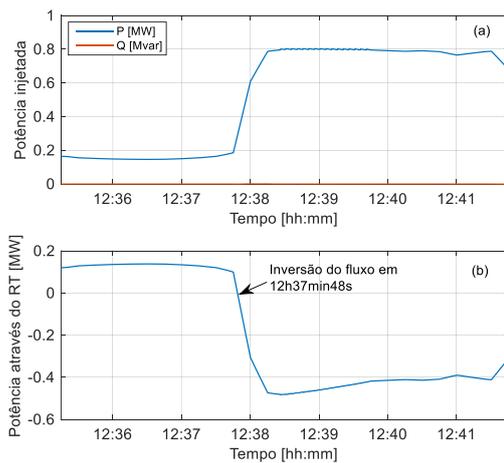
### 5.5.1 Modo Bidirecional do RT

Na Figura 84 (a) são apresentadas a potência ativa injetada pelo gerador FV e potência reativa, que é zero devido ao fator de potência ser unitário. Na 84(b) tem-se o fluxo de potência ativa que atravessa o RT. O destaque é o instante da inversão de fluxo, momento que o regulador passa a monitorar a tensão da Barra 9. Com a injeção de potência cada vez maior e o

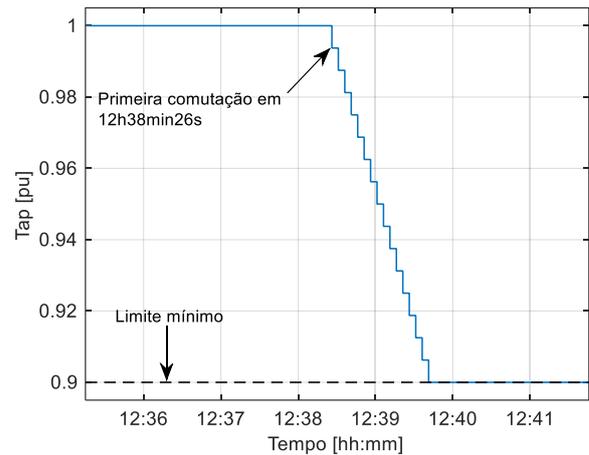
consequente aumento das tensões, a banda morta do RT, 1 %, é sensibilizada e ocorre a primeira comutação de tape no sentido de diminuir a tensão da Barra 9, no entanto, conforme a Figura 86, o efeito da mudança de tape na tensão é muito modesta, devido, principalmente, à influência da subestação (Barra 1) na barra controlada.

Depois da primeira, comutações sucessivas ocorrem, porém, sem sucesso. O resultado é a perda na capacidade de regulação, evidenciada no momento que o tape atinge o limite mínimo e a tensão monitorada continua fora da faixa da banda morta. Esse fenômeno é amplamente conhecido como condição de *runaway*. A evolução do tape é mostrada na Figura 85.

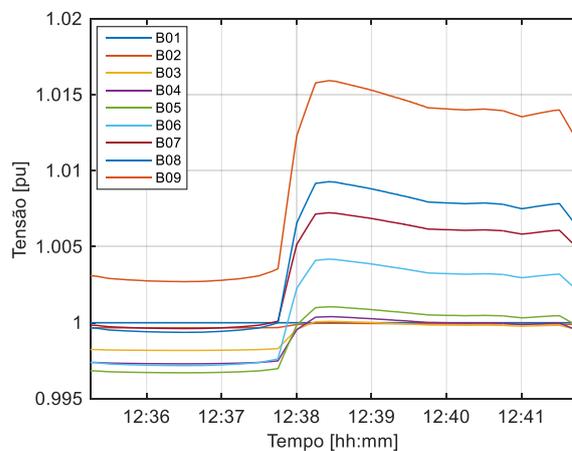
Na Figura 87, destaca-se o comportamento das tensões do lado da planta FV. Observa-se que ao tentar diminuir da tensão da Barra 9, o regulador eleva as tensões do lado da GD provocando sobretensões. Sendo assim, a Estratégia 1 é testada a fim de mitigar esse problema de coordenação de potência reativa no sistema.



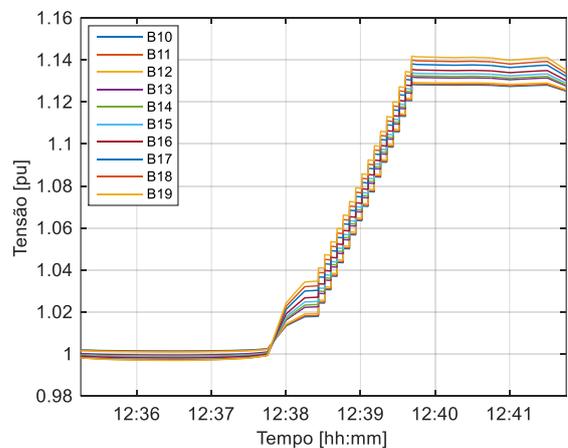
**Figura 84.** (a) potência ativa injetada pela planta FV e (b) fluxo de potência ativa no RT



**Figura 85.** Comutações de tape



**Figura 86.** Tensões do lado da subestação



**Figura 87.** Tensões do lado da planta FV

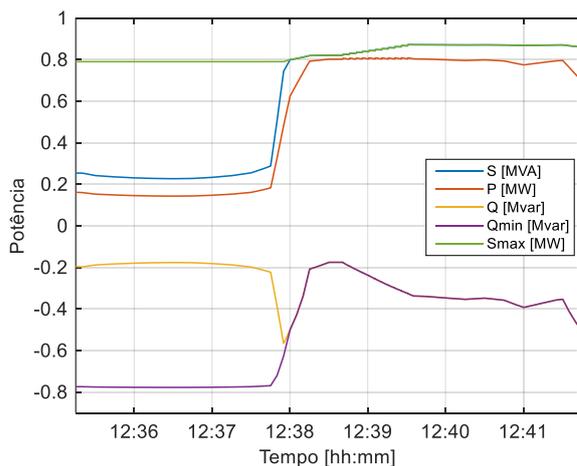
## 5.5.2 Solução Mitigadora

### 5.5.2.1 Estratégia 1

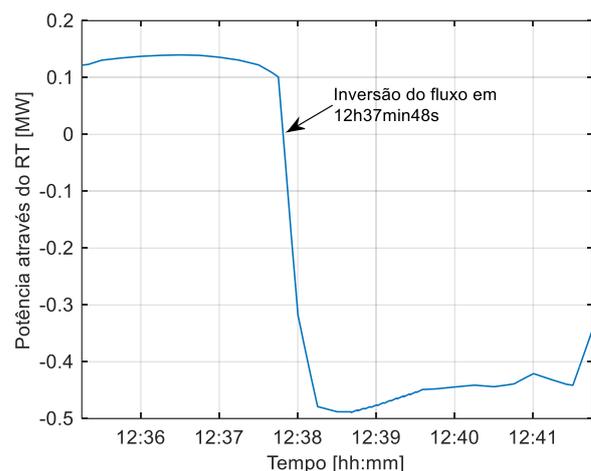
A Figura 88 mostra as potências ativa, reativa e aparente do gerador FV, além dos limites do inversor para a Estratégia 1 sem sobredimensionamento. Nota-se que no instante da inversão de fluxo, Figura 89, o inversor tenta aumentar a absorção de potência reativa, o que é possível até esbarrar no limite inferior  $Q_{min}$ . Mesmo assim, o impacto nas tensões foi menor que o registrado quando o inversor opera com fator de potência unitário.

As tensões do lado da subestação estão mostradas na Figura 90. Percebe-se que a absorção de potência reativa contribuiu para redução mais acentuada no nível de tensão da Barra 9 e, conseqüentemente, nas outras barras, cada vez menos afetadas, quanto mais próximas encontram-se da subestação. Na Figura 91 são mostradas as tensões do lado da planta FV, onde se verifica a ocorrência de sobretensão. Apesar do registro desse problema, a condição de *runaway* não foi detectada, uma vez que o tape não atingiu seu limite mínimo, conforme mostrado na Figura 92.

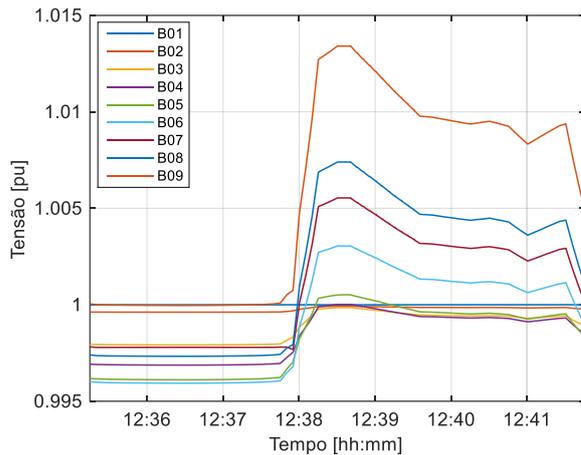
Cabe ressaltar que nesses estudos a proteção não foi modelada, uma vez que o objetivo é destacar o problema ocasionado pela perda da capacidade de controle dos reguladores de tensão nas condições descritas. Porém, caso houvesse proteção, certamente, evitaria a sobretensão, no entanto, isso obrigatoriamente acarretaria no corte da geração e, por conseguinte, prejuízo ao consumidor-gerador.



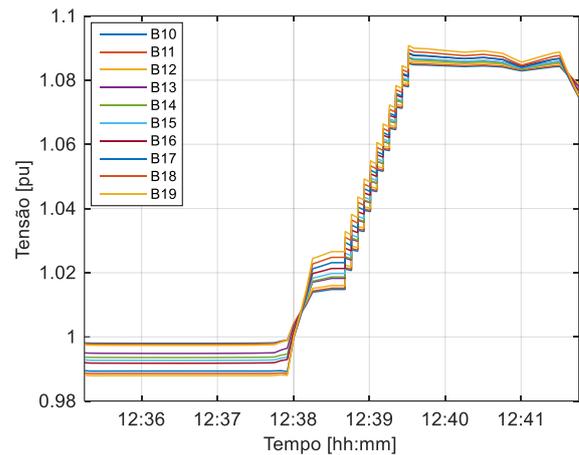
**Figura 88.** Potência nominal da planta FV e limites do inversor para Estratégia 1 sem sobredimensionamento



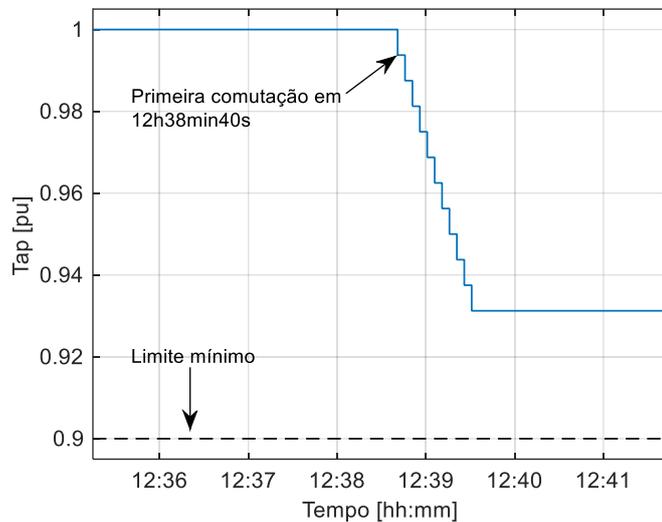
**Figura 89.** Fluxo de potência através do RT para a Estratégia 1 sem sobredimensionamento



**Figura 90.** Tensões do lado da subestação para a Estratégia 1 sem sobredimensionamento



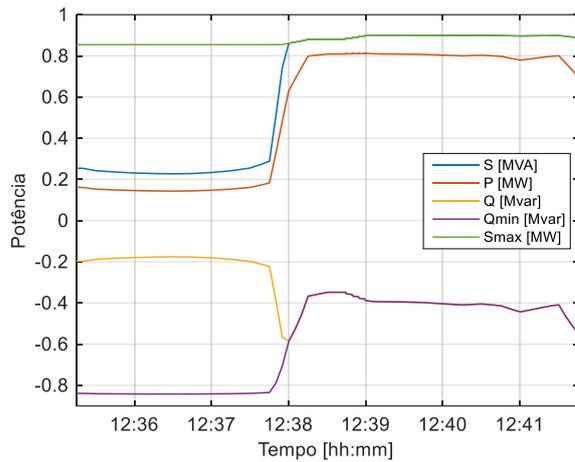
**Figura 91.** Tensões do lado da planta FV para a Estratégia 1 sem sobredimensionamento



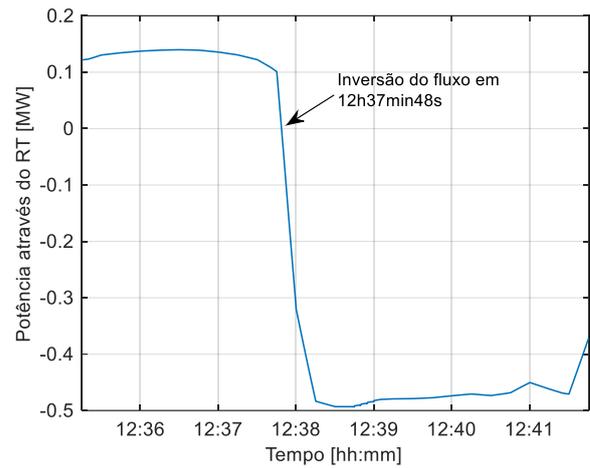
**Figura 92.** Comutações de tape para Estratégia 1 sem sobredimensionamento

Os próximos resultados apresentados decorrem da aplicação da mesma estratégia de controle, porém, com o inversor sobredimensionado em 8 %. Na Figura 93 são mostradas a potência gerada pela planta solar, a potência aparente máxima e o limite de potência reativa do inversor, considerando o aumento proporcional ao sobredimensionamento.

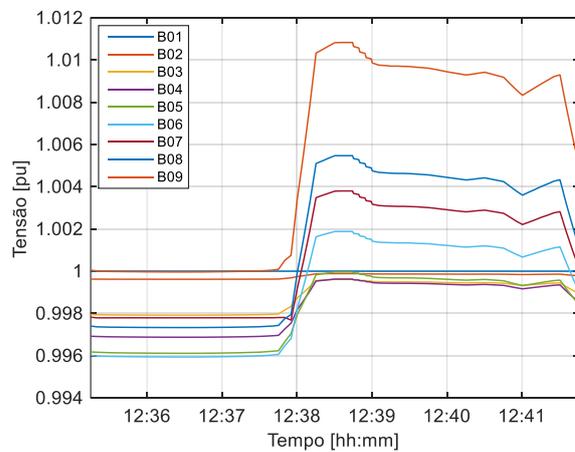
Do mesmo modo como anteriormente descrito, quando o fluxo inverte, Figura 94, o inversor passa a absorver mais potência reativa na tentativa de evitar o aumento da tensão. Porém, diferentemente do que aconteceu anteriormente, agora o inversor conta com 8 % a mais na sua capacidade, por isso absorve mais potência reativa de modo que consegue evitar a condição de *runaway* e a sobretensão do lado da planta FV. O comportamento das tensões do lado da subestação e do lado da GD são mostrados nas Figuras 95 e 96, respectivamente. A evolução das comutações de tape pode ser vista na Figura 97.



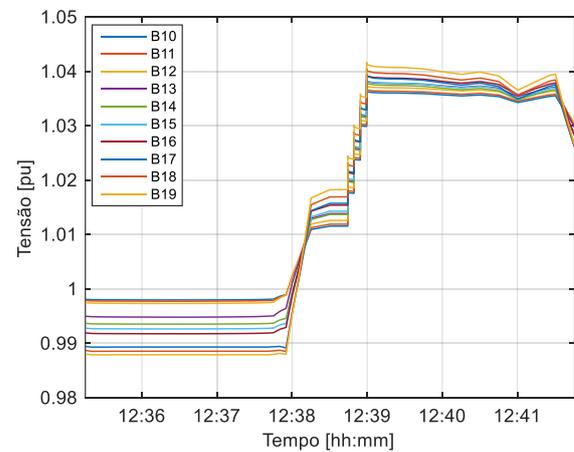
**Figura 93.** Potência nominal da planta FV e limites do inversor para Estratégia 1 com sobredimensionamento de 8 %



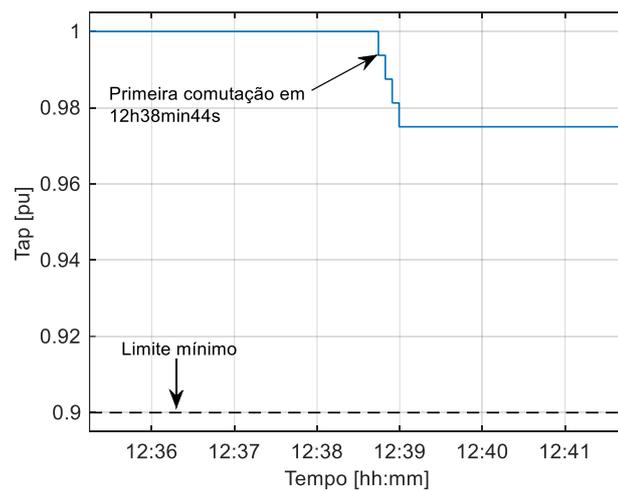
**Figura 94.** Fluxo de potência através do RT para a Estratégia 1 com sobredimensionamento de 8 %



**Figura 95.** Tensões do lado da subestação para a Estratégia 1 com sobredimensionamento de 8 %.



**Figura 96.** Tensões do lado da planta PV para a Estratégia 1 com sobredimensionamento de 8 %.



**Figura 97.** Comutações de tape para Estratégia 1 com sobredimensionamento de 8 %

## Conclusão

Neste trabalho foi proposta uma estratégia de controle de potência reativa para mitigar os problemas de regulação de tensão causados pela elevada penetração de geradores fotovoltaicos em sistemas de distribuição, com e sem a presença de reguladores de tensão. A estratégia proposta foi baseada na absorção de potência reativa.

Todos os estudos foram desenvolvidos por meio de ferramenta computacional de análise dinâmica. O primeiro problema apresentado foi o de sobretensão. Para esse problema, a estratégia proposta foi avaliada considerando três cenários de irradiação: dia claro, dia com variabilidade moderada e dia com alta variabilidade. Além disso, o alimentador teste operou sem regulador de tensão. Em cada cenário de geração, a estratégia de controle foi avaliada sem e com um sobredimensionamento de 8 % do inversor. Os estudos mostraram que técnica de controle conseguiu mitigar o problema de sobretensão sem a necessidade de corte de geração fotovoltaica.

O problema 2 abordou as comutações excessivas de tape. Para esse problema foi realizada uma comparação entre a estratégia proposta neste trabalho e uma estratégia proposta por [15]. Nesse caso, as duas estratégias de controle foram avaliadas em dois cenários de geração. Os resultados encontrados mostraram que as duas técnicas de controle foram eficientes quanto a redução no número de comutações. Novamente, a Estratégia 1 foi avaliada sem e com o sobredimensionamento do inversor.

Por fim, a Estratégia 1 foi aplicada para mitigar a condição de *runaway*. Nesse caso, o cenário de geração foi uma amostra de 6 minutos da medição referente ao dia com alta variabilidade. Para o gerador operando com fator de potência unitário foi mostrado os eventos que levam o regulador a perder sua capacidade de controle. Por outro lado, quando foi aplicada a estratégia de controle de absorção de potência reativa, foi verificada a diminuição no número de comutações de tape e o regulador não perdeu sua capacidade de controlar a tensão e não ocorreu a condição de *runaway*.

Portanto, entre as duas técnicas de controle de potência reativa, a Estratégia 1 foi a que apresentou melhor desempenho, uma vez que conseguiu tratar os três problemas. Isso foi possível com um sobredimensionamento mínimo do inversor de 8 %. Os custos ocasionados, em sistemas FV reais, com sobredimensionamento do inversor não foram objeto de investigação do presente trabalho.

A Estratégia 2 apresentou uma aparente vantagem em relação a Estratégia 1 devido a não necessidade de sobredimensionamento do inversor. No entanto, foi mostrado que a Estratégia 2 consegue tratar apenas os problemas de variabilidade de tensão em alimentadores com RT. Em alimentadores sem RT, a técnica não tem aplicabilidade. Além disso, em dias de céu claro, não é possível o gerenciamento da potência reativa, uma vez que a folga é muito próxima de zero. Sendo assim, o principal problema enfrentado pelos operadores de redes de distribuição com elevada penetração de geradores FV, que é a sobretensão, não pode ser mitigado pela Estratégia 2. Mas foi mostrado que a Estratégia 1 consegue mitigar esse problema, entre outros.

## Sugestões para Trabalhos Futuros

Como sugestão para trabalhos futuros podem-se apresentar:

- Inserir na malha de controle da estratégia proposta informações da tensão terminal do gerador fotovoltaico para injetar ou absorver apenas o necessário de potência reativa para corrigir as tensões;
- Desenvolver uma metodologia de identificação dos valores de  $R$  e  $X$  do alimentador a fim de melhorar o desempenho do controle;
- Desenvolver modelos dinâmicos de sistemas de armazenamento a baterias e integrá-lo à estratégia de controle de potência reativa;
- Desenvolver estudos econômicos com relação ao sobredimensionamento do inversor.
- Desenvolver estudos em alimentadores com várias unidades de geração FV de pequeno porte a fim de verificar a existência ou não de conflito de controles.
- Desenvolver estudos em alimentadores com geração FV e com RT em cascata.

## Referências Bibliográficas

- [1] TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. Rio de Janeiro: Epe, 2016. 452 p. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/Documents/Energia Renovável - Online 16maio2016.pdf](http://www.epe.gov.br/Documents/Energia_Renovável_-_Online_16maio2016.pdf)>. Acesso em: 01 jan. 2017.
- [2] Deutsche Gesellschaft Internationale Zusammenarbeit. Guia de Referência para a Cobertura Jornalística de Energias Renováveis. 2016. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Guia Jornalístico Energias Renováveis\\_V01\\_23Sep16.pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Guia_Jornalístico_Energias_Renováveis_V01_23Sep16.pdf)>. Acesso em: 01 jan. 2017.
- [3] EPE. O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia. 2016. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/NT COP21 iNDC.pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/NT_COP21_iNDC.pdf)>. Acesso em: 01 jan. 2017.
- [4] Solar Power Europe. Global Market outlook for photovoltaics power 2016-2020. 2016. Disponível em: <<http://www.solarpowereurope.org/insights/global-market-outlook/>>. Acesso em: 01 jan. 2017.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica. REN 482: Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Distrito Federal: Aneel, 2012. 12 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 01 jan. 2017.
- [6] Agência Nacional de Energia Elétrica. REN 687: Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Distrito Federal: Aneel, 2015. 25 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 01 jan. 2017.

- [7] Ministério de Minas e Energia. Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar. 2015. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset\\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030](http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030)>. Acesso em: 01 fev. 2017.
- [8] Ministério de Minas e Energia. PORTARIA Nº 538, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2015. Disponível em:< <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2015538mme.pdf>>. Acesso em: 01 de jan. 2017.
- [9] Ministério de Minas e Energia. Geração distribuída: 21 UFs já aderiram a convênio que isenta ICMS. Disponível em:<[http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset\\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/geracao-distribuida-21-ufs-ja-aderiram-a-convenio-que-isenta-icms](http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/geracao-distribuida-21-ufs-ja-aderiram-a-convenio-que-isenta-icms)>. Acesso em: 12 jan. 2017.
- [10] ANEEL. Brasil ultrapassa 5 mil conexões de micro e minigeração. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-5-mil-conexoes-de-micro-e-minigeracao/656877?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-5-mil-conexoes-de-micro-e-minigeracao/656877?inheritRedirect=false)>. Acesso em: 12 jan. 2017.
- [11] E. Pereira *et al.* Atlas Brasileiro de Energia Solar. 1<sup>a</sup>. ed. São José dos Campos: [s.n.], 2006. 60 p. Disponível em:<[http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil\\_solar\\_atlas\\_R1.pdf](http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf)>. Acesso em: 05 dez. 2016.
- [12] ANEEL. Atlas de energia elétrica do Brasil. 3<sup>a</sup>. ed. Brasília: [s.n.], 2008. 233 p. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 05 dez. 2016.
- [13] América do Sol. Potencial Solar no Brasil. Disponível em: <<http://americadosol.org/potencial-solar-no-brasil/>>. Acesso em: 12 jan. 2017.
- [14] SOLARGIS. Free download of solar resource maps. Disponível em: <<http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/overview/>>. Acesso em: 12 jan. 2017.

- [15] F. Trindade; T. Sonnewend; M. Lopes; W. Freitas, "Mitigation of Fast Voltage Variations During Cloud Transients in Distribution Systems with PV Solar Farms," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. PP, no.99, pp.1-1
- [16] M. I. Hossain, R. Yan and T. K. Saha, "Investigation of the interaction between step voltage regulators and large-scale photovoltaic systems regarding voltage regulation and unbalance," in *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 3, pp. 299-309, 3 2016.
- [17] Y. Agalgaonkar, B. C. Pal and R. A. Jabr, "Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulators," 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, National Harbor, MD, 2014, pp. 1-1.
- [18] J. W. Smith, W. Sunderman, R. Dugan and B. Seal, "Smart inverter volt/var control functions for high penetration of PV on distribution systems," 2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, Phoenix, AZ, 2011, pp. 1-6.
- [19] A. R. Malekpour and A. Pahwa, "Reactive power and voltage control in distribution systems with photovoltaic generation," *2012 North American Power Symposium (NAPS)*, Champaign, IL, 2012, pp. 1-6.
- [20] H. Mortazavi, H. Mehrjerdi, M. Saad, S. Lefebvre, D. Asber and L. Lenoir, "A Monitoring Technique for Reversed Power Flow Detection With High PV Penetration Level," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 5, pp. 2221-2232, Sept. 2015.
- [21] F. Bernáth and P. Mastný, "Distributed generation and voltage control in distribution network," Proceedings of the 2014 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Brno, 2014, pp. 125-129.
- [22] D. M. Falcao, G. N. Taranto and C. C. O. Hincapié, "Chronological simulation of the interaction between intermittent generation and distribution network," 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), Sao Paulo, 2013, pp. 1-8.
- [23] G. N. Taranto, T. M. L. Assis, D. M. Falcao and R. C. de Carvalho, "Highlighting the Importance of Chronology on Voltage Protection and Control in Active Distribution Networks," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 361-369, Feb. 2017.

- [24] ITB. Reguladores automáticos de tensão monofásicos. Disponível em: <<http://itb.ind.br/produtos/reguladores-automaticos-de-tensao-monofasicos/>>. Acesso em: 12 jan. 2017.
- [25] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [26] Toshiba. Manual de Instruções para Reguladores de tensão monofásicos. Disponível em: <<https://www.toshiba-bhz.com.br/tic-bhz/downloads/EP-40021%20rev%203%20REGULADOR.pdf>>. Acesso em: 12 jan. 2017.
- [27] R. D. Rangel, C. H. C. Guimarães. Modelagem de Transformadores com Dispositivos de Comutação em Carga para Utilização em Programa de Simulação Dinâmica, XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 2007.
- [28] R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke and L. A. Kojovic, "Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 3, pp. 1636-1644, July 2008.
- [29] Y. Agalgaonkar, B. C. Pal and R. A. Jabr, "Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulators," 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, National Harbor, MD, 2014, pp. 1-1.
- [30] M. I. Hossain, R. Yan and T. K. Saha, "Investigation of the interaction between step voltage regulators and large-scale photovoltaic systems regarding voltage regulation and unbalance," in *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 3, pp. 299-309, 3 2016.
- [31] Ruifeng Yan, Brandon Marais, Tapan Kumar Saha, "Impacts of residential photovoltaic power fluctuation on on-load tap changer operation and a solution using DSTATCOM," *Electric Power Systems Research*, Volume 111, June 2014, Pages 185-193.
- [32] NeoSolar. Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica e seus Componentes. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>>. Acesso em: 12 dez. 2016.
- [33] J. T. Pinho, M. A. Galdino. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Disponível em: <[http://www.redemulhersustentabilidade.org.br/Acervo/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.redemulhersustentabilidade.org.br/Acervo/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)>. Acesso em: 05 dez. 2016.

- [34] P&N. Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: <<http://pnenergiasolar.com.br/geracao-de-energia-solar/>>. Acesso em: 05 dez. 2016.
- [35] C. W. M. Prieb. Determinação da Eficiência de Seguimento de Máxima Potência de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos à Rede de Distribuição. 2011. 118 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- [36] C. Trueblood et al., "PV Measures Up for Fleet Duty: Data from a Tennessee Plant Are Used to Illustrate Metrics That Characterize Plant Performance," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 11, no. 2, pp. 33-44, March-April 2013.
- [37] WECC Renewable Energy Modeling Task Force, "WECC Solar Plant Dynamic Modeling Guidelines," April 2014. [Online]. Available: [www.wecc.biz/Reliability/WECC Solar Plant Dynamic Modeling Guidelines.pdf](http://www.wecc.biz/Reliability/WECC%20Solar%20Plant%20Dynamic%20Modeling%20Guidelines.pdf).
- [38] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, ANATEM: Análise de Transitórios Eletromecânicos, Manual do Usuário, V10.04.06, dez. 2012.
- [39] W. H. Kersting, Distribution System Modeling and Analysis. London: CRC Press, Second Edition, 2007.
- [40] M. A. Mahmud, M. J. Hossain, H. R. Pota and A. B. M. Nasiruzzaman, "Voltage control of distribution networks with distributed generation using reactive power compensation," IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Melbourne, VIC, 2011, pp. 985-990.
- [41] L. H. M. Leite. Estratégia de Regulação de Tensão em Redes de Distribuição com Geração Distribuída Fotovoltaica Assistida por Infraestrutura Integrada de Telecomunicações. 2016. 252 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.
- [42] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, ANAREDE: Programa de Análise de Redes, Manual do Usuário, V10.00.01, set. 2013.
- [43] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, ANATEM: Análise de Transitórios Eletromecânicos, Manual do Usuário, V10.04.06, dez. 2012.

- [44] M. E. Baran, F. F. Wu, "Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing", IEEE Trans. Power Delivery, pp. 1401-1407, abr. 1989.