

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

ANÁLISE DINÂMICA DA CONDIÇÃO DE *RUNAWAY* EM REGULADORES DE
TENSÃO DEVIDO À PRESENÇA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NAS REDES
DE DISTRIBUIÇÃO

JULIANA PORTUGAL DA COSTA

DM 19 / 2016

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2016

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

JULIANA PORTUGAL DA COSTA

ANÁLISE DINÂMICA DA CONDIÇÃO DE *RUNAWAY* EM REGULADORES DE
TENSÃO DEVIDO À PRESENÇA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NAS REDES
DE DISTRIBUIÇÃO

DM 19 / 2016

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2016

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

JULIANA PORTUGAL DA COSTA

ANÁLISE DINÂMICA DA CONDIÇÃO DE *RUNAWAY* EM REGULADORES DE
TENSÃO DEVIDO À PRESENÇA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NAS 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 Potência.

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2016

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

Costa, Juliana Portugal da, 1990 -

Análise dinâmica da condição de runaway em reguladores de tensão devido à presença de geração fotovoltaica nas redes de distribuição / Juliana Portugal da Costa - 2016.;
Orientador: João Paulo Abreu Vieira.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2016.

1. Geração de energia fotovoltaica - testes.
2. Energia Elétrica - distribuição.
3. Reguladores de voltagem. I. Título.

CDD 23. ed. 621.47

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

**“ANÁLISE DINÂMICA DA CONDIÇÃO DE *RUNAWAY* EM
REGULADORES DE TENSÃO DEVIDO À PRESENÇA DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO”**

AUTORA: JULIANA PORTUGAL DA COSTA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ E JULGADA ADEQUADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA.

APROVADA EM 19/08/2016

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira
(Orientador – PPGEE/UFPA)

Profa. Dra. Maria Emília de Lima Tostes
(Avaliadora Interna ao Programa – PPGEE/UFPA)

Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra
(Avaliador Interno ao Programa – PPGEE/UFPA)

Prof. Dr. Raimundo Nonato das Mercês Machado
(Avaliador Externo ao Programa – IFPA)

Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

*“There are more things in heaven and earth, Horatio,
Than are dreamt of in your philosophy.”*
Hamlet, William Shakespeare.

1603

À minha família.

Agradecimentos

Ao Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira, como orientador, pelo conhecimento compartilhado, pela sabedoria e pela infinita paciência. Como professor, pela dedicação, inspiração e capacidade de suscitar a sede de saber em seus alunos.

Aos colaboradores da Celpa, Luiza Nogueira e Marcelo Sousa, pelas informações prestadas e disponibilidade em colaborar com este trabalho.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo incentivo ao desenvolvimento desta pesquisa e concessão de bolsa.

Aos professores Dra. Maria Emília de Lima Tostes e Dr. Ubiratan de Holanda Bezerra pelas contribuições sempre acertadas, desde à graduação até a defesa desta dissertação de mestrado.

Ao Prof. Dr. Raimundo Nonato das Mercês Machado pela participação na banca de avaliação e pelas contribuições a este trabalho.

Ao amigo Heitor Barata por compartilhar dúvidas e estar sempre disposto a colaborar com novos raciocínios.

Ao CEAMAZON e a todos os amigos feitos neste ambiente, que sem dúvida foram peça fundamental na elaboração deste trabalho.

À Universidade Federal do Pará (UFPA) e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) por tornarem o desenvolvimento deste estudo possível.

À minha família, sempre presente e sempre atuante como o maior suporte de todos.

Ao Operador Nacional do Sistema (ONS), pela liberação para a defesa desta dissertação.

E, finalmente, a todos envolvidos direta, ou indiretamente, com este trabalho.

Lista de Siglas

GD	<i>Gerador Distribuído</i>
GFV	<i>Gerador Fotovoltaico</i>
MPPT	<i>Seguidor de Ponto de Máxima Potência</i>
NOCT	<i>Temperatura Nominal de Operação</i>
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>
OLTC	<i>On Load Tap Changer</i>
RT	<i>Regulador de Tensão</i>
SE	<i>Subestação</i>
SFCR	<i>Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede</i>
UKGDS	<i>United Kingdom Generic Distribution System</i>
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Considerações Iniciais	1
1.2	Objetivos do Trabalho	3
1.3	Organização do Trabalho	3
2	Geração Fotovoltaica	5
2.1	Introdução	5
2.2	Componentes da Geração Fotovoltaica	6
2.2.1	Módulos Fotovoltaicos	6
2.2.2	Inversores	10
2.2.3	Seguidores de Máxima Potência	17
2.3	Variabilidade da Geração Fotovoltaica	20
2.4	Conclusão	22
3	Modelo Dinâmico da Geração Fotovoltaica	23
3.1	Introdução	23
3.2	Modelo para Estudos de Fluxo de Carga	24
3.3	Modelo para Estudos Dinâmicos	25
3.3.1	Controle de Potência Ativa	27
3.3.2	Controle de Potência Reativa	27
3.3.3	Funções de Proteção	28

3.4	Curva de Capacidade	29
3.5	Conclusão	31
4	Modos de Controle de Reguladores de Tensão	32
4.1	Introdução	32
4.2	Reguladores de Tensão	33
4.3	Modos de Controle do RT	37
4.3.1	Bidirecional Normal	38
4.3.2	Cogeração	39
4.3.3	Reativo Bidirecional	40
4.4	Impacto de GFVs na tensão do sistema	40
4.5	Conclusão	41
5	Resultados	42
5.1	Introdução	42
5.2	Estudos de Caso	43
5.2.1	Sistema 20 barras	43
5.2.2	Sistema UK - 95bus	49
5.3	Conclusão	57
6	Conclusão	58
6.1	Considerações Finais	58
6.2	Trabalhos futuros	59

Lista de Ilustrações

2.1	Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de $100W_p$. [Fonte: [10]]	8
2.2	Efeito causado pela variação da irradiância solar sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) a $25^\circ C$. [Fonte: [10]]	9
2.3	Efeito causado pela variação da temperatura das células sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) sob irradiância de $1.000W/m^2$. [Fonte: [10]]	9
2.4	Curvas de eficiências típicas para inversores com transformador de baixa frequência (a), com transformador de alta frequência (b) e sem transformador (c) [Fonte: [11]].	13
2.5	Efeito da tensão de entrada sobre a eficiência de conversão de um inversor. [Fonte: [11]]	14
2.6	Efeito da tensão de entrada sobre a eficiência de conversão de um inversor [Fonte: [11]].	14
2.7	Efeito da tensão de entrada sobre a eficiência de conversão de um inversor [Fonte: [11]].	15

2.8	Curvas I-V (vermelha) e P-V (azul) de um <i>string</i> de seis módulos de 72 células, mostrando a ocorrência de máximos locais na curva de potência, em decorrência de sombreamentos parciais: (a) todos sem sombreamento e (b) com um dos módulos submetido a um fator de sombreamento de 50%.	19
2.9	Variação intra-anual da geração fotovoltaica. Fonte: [14]	21
2.10	Comportamento temporal da insolação global. Fonte: [14]	22
3.1	Representação de GFV equivalente em fluxo de carga. Fonte: [15]	25
3.2	Estrutura típica de um sistema de geração solar fotovoltaico conectado à rede. Fonte: [13]	25
3.3	Diagrama de blocos do modelo dinâmico do gerador.	26
3.4	Modelo dinâmico do gerador fotovoltaico.	27
3.5	Controlador PI.	28
3.6	Curva de capacidade do inversor. Fonte: [18]	30
4.1	Mecanismo de controle do RT. Fonte: [19]	34
4.2	Variação de tensão em um alimentador radial. Fonte: [19]	35
4.3	Diagrama de blocos funcional do sistema de controle usado para representar a comutação automática da mudança de tap nos transformadores. Fonte: [19]	36
4.4	Modelo do sistema de controle do RT. Fonte: [19]	36
4.5	Circuito equivalente de um sistema radial com RT. Fonte: [8]	37
4.6	Modo Bidirecional Normal (modo direto). Fonte: [20]	38
4.7	Modo Bidirecional Normal (modo reverso). Fonte: [20]	39
4.8	Pontos de regulação do modo Cogeração. Fonte: [20]	39
5.1	Sistema genérico de 20 barras.	43
5.2	Potência Ativa de Saída dos GFVs.	44
5.3	Fluxo de potência através do RT.	45

5.4	Tensões nas barras do lado da subestação.	46
5.5	Tensões nas barras do lado dos GFVs.	46
5.6	Evolução do tap do RT.	47
5.7	Fluxo de potência através do RT.	48
5.8	Tensões nas barras do lado da SE.	49
5.9	Tensões nas barras do lado dos GFVs.	49
5.10	Evolução do tap do RT.	50
5.11	Sistema UKGDS - 95 barras.	50
5.12	Potência Ativa de Saída do gerador GFV-18.	52
5.13	Fluxo de Potência no RT-9723.	52
5.14	Tensões nas barras do lado da barra infinita.	53
5.15	Tensões nas barras do lado do GFV-18.	53
5.16	Evolução do tap do RT-9723.	54
5.17	Potência Ativa de Saída dos geradores GFV-89 e GFV-95.	54
5.18	Fluxo de Potência no RT-9875.	55
5.19	Tensões nas barras do lado da barra infinita (barras 34 à 58).	55
5.20	Tensões nas barras do lado da barra infinita (barras 59 a 65).	56
5.21	Tensões nas barras do lado dos geradores GFV-89 e GFV-95.	56
5.22	Evolução do tap do RT-9875.	57

Lista de Tabelas

2.1	Resposta às condições normais de tensão. [Fonte: [12]]	18
5.1	Carga do alimentador.	44
5.2	Carga da rede UKGDS.	51
5.3	Potências Inicial e Final dos GFVs.	51

Resumo

Esta Dissertação analisa impactos de geradores fotovoltaicos sobre reguladores de tensão presentes em redes de distribuição. Para a realização das análises, simulou-se o comportamento de dois sistemas testes de redes de distribuição no *software* ANATEM, sendo o primeiro deles um sistema genérico de 20 barras e o segundo, a rede UKGDS 95 barras. Foram modelados no *software* geradores fotovoltaicos e funções representativas do regulador de tensão, considerando o Compensador de Queda de Tensão em Linha (LDC - *line drop compensator*), por meio da funcionalidade CDU. As simulações desenvolvidas refletiram o aumento da injeção de potência ativa pelos geradores na rede de distribuição, devido à variação positiva nos níveis de irradiação incidente nos módulos fotovoltaicos. Assim, tornou-se possível observar a reversão no fluxo de potência através do alimentador, a qual ocorre quando o nível de penetração da geração fotovoltaica é maior que a carga do sistema e que, em determinadas condições, leva o regulador a perder sua capacidade de regulação. Este fenômeno, no qual o regulador de tensão perde a capacidade de controlar a tensão na barra desejada, é conhecido como condição de *runaway* e é detalhado por meio de simulações dinâmicas, estudos até então ausentes na literatura do assunto.

Palavras-chave: Geração fotovoltaica, regulador de tensão, condição de *runaway*, instabilidade de reguladores de tensão, geração distribuída.

Abstract

In this work, the impact of photovoltaic generators on distribution voltage regulators is analyzed. Simulations using the software ANATEM have been held considering two systems, first: a generic 20 bars network and second: the UKGDS 95 bus system. In order to proceed with the analysis, photovoltaic generators and step voltage regulators, with line drop compensator function, have been modelled on the software ANATEM through the CDU functionality. Simulations were held to represent the increasing of active power injection into the network due to a positive variation in the radiation levels above the photovoltaic panels. Therefore, it is observed the power flow reversion through the feeder, which occurs when the penetration level of the photovoltaic generation is higher than the load verified on the feeder. In this case, it is possible to see the voltage regulator reaching its commutation limits and losing its voltage regulation capacity. This phenomenon, where the step voltage regulator loses its voltage control capacity in the desired bus, is widely known as reverse power tap changer runaway and is detailed through dynamic simulations in this work.

Keywords: Photovoltaic generation, voltage regulator, reverse power tap changer runaway, voltage regulators instability, distributed generation.

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações Iniciais

A Resolução Normativa N^o 482 [1] da ANEEL, lançada em abril de 2012, foi um marco para a implementação da geração distribuída no Brasil, uma vez que estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e definiu o sistema de compensação de energia elétrica.

Posteriormente, em outubro de 2015, o governo federal publicou [2] a desoneração do PIS/Pasep e do COFINS que incidem sobre geração de energia elétrica oriunda de mini e microgeração distribuída, um incentivo para o setor.

Além disso, em dezembro de 2015, o Ministério de Minas e Energia lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) [3] para ampliar e aprofundar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base em fontes renováveis de energia (especialmente a solar fotovoltaica).

As medidas mencionadas acima, mostram as iniciativas do governo para incentivar a geração distribuída no Brasil. Dentre estas fontes, a que mais se destaca é a geração solar fotovoltaica, já que esta pode ser facilmente instalada nos telhados residenciais.

Além dos incentivos governamentais, durante as últimas décadas, o custo dos painéis

fotovoltaicos vêm diminuindo continuamente, o que pode levar a um rápido aumento na penetração de GFVs em redes de distribuição.

Por outro lado, a presença de GFVs em redes de distribuição pode alterar o perfil de tensão nos alimentadores. O fluxo de potência reverso causado pela alta penetração destes geradores pode resultar em aumento nos valores de tensão nos barramentos, com os quais o operador da rede pode não estar apto à lidar de forma apropriada, uma vez que a rede não foi originalmente projetada para acomodar geradores do lado da distribuição.

O desafio do controle de tensão é intensificado pelo fato de que a operação de geradores fotovoltaicos pode impactar em dispositivos de regulação tradicionais, como transformadores comutadores de tap sob carga (OLTCs) e reguladores de tensão (RT) [4]. Sem coordenação apropriada, a interação entre eles pode vir a resultar em operação excessiva dos equipamentos de regulação do sistema, causando um aumento nos custos de manutenção desses dispositivos. No caso de haver injeção de potência ativa significativa por parte dos GFVs, o fluxo de potência pode se inverter no alimentador. Sobre cenários específicos, o RT irá falhar em controlar a tensão na barra especificada e poderá atingir o limite máximo ou mínimo de tap. Este fenômeno é amplamente conhecido como condição de *reverse power tap changer runaway* [5].

Estudos envolvendo estratégias de controle coordenado de tensão para redes de distribuição ativas vem sendo amplamente desenvolvidos. Em [6], uma técnica de controle coordenado de tensão, onde geradores distribuídos despacháveis (geradores à diesel, gás, biomassa e mini-hidrelétricas) atuam na regulação da tensão e minimizam a interação com outros dispositivos, como OLTCs e RTs. Em [7], um esquema de controle baseado em sistemas multiagentes é proposta para redes de distribuição com presença de GFVs. Por outro lado, estes estudos ignoram o efeito da condição de *runaway* nas redes com presença de geração fotovoltaica.

Em [8], os autores propõem uma estratégia de controle coordenado ótimo baseado em previsão de carga e irradiância, como uma forma de minimizar a quantidade de comutações

de tap, prevenindo, assim, a diminuição da vida útil do mecanismo de controle de tap e evitando que o RT atinja a condição de *runaway* em redes ativas com presença de GFVs. Em [9], uma estratégia de controle estocástico ótimo de tensão, considerando erros nas previsões de carga e irradiância, é proposta, visando diminuir a possibilidade do RT entrar em *runaway*, reduzir perdas e minimizar a comutação excessiva de tap. Nestes casos, apesar de serem propostos esquemas de regulação considerando a condição de *runaway*, não é mostrada a evolução dinâmica do tap dos reguladores até que o RT perca sua capacidade de regulação, tornando este tipo de estudo necessária para a compreensão do problema e escolha eficaz de estratégias de controle de tensão.

1.2 Objetivos do Trabalho

Esta dissertação tem por objetivo detalhar o processo que leva o dispositivo regulador de tensão a atingir a condição de *runaway*, através de simulações dinâmicas. O estudo minucioso desta condição é importante, uma vez que a influência dos geradores fotovoltaicos podem aumentar a quantidade de comutações dos reguladores de tensão presentes em redes de distribuição, incorrendo em aumento nos custos de manutenção dos equipamentos. O impacto negativo destes geradores em dispositivos de regulação de tensão pode ser mitigado, à medida que estratégias de controle coordenado de tensão são implementadas. Desta forma, para se conseguir um controle efetivo, é necessário conhecer os mecanismos que levam o regulador de tensão a perder sua capacidade de regulação e atingir a condição de *runaway*.

1.3 Organização do Trabalho

Esta dissertação é organizada em seis capítulos, conforme detalhado a seguir:

- Capítulo 2 – Embasamento teórico a respeito dos principais componentes dos geradores fotovoltaicos conectados à rede e a influência da irradiação sobre estes;

- Capítulo 3 – Exposição do modelo dinâmico de geradores fotovoltaicos utilizado nesta dissertação;
- Capítulo 4 – Apresentação dos modos de controle nos quais reguladores de tensão atuais podem operar e os impactos dos geradores fotovoltaicos na tensão do sistema;
- Capítulo 5 – Resultados e comentários acerca das simulações realizadas no desenvolvimento desta dissertação;
- Capítulo 6 – Principais considerações à respeito do estudo e sugestões de continuidade do trabalho.

Capítulo 2

Geração Fotovoltaica

2.1 Introdução

O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz, é hoje uma das alternativas energéticas mais promissoras para prover a energia necessária ao desenvolvimento humano.

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade (efeito fotovoltaico), onde as células fotovoltaicas são a unidade fundamental de conversão. Como a energia produzida pelos geradores solares fotovoltaicos (GFVs) é gerada em corrente contínua, é necessário o uso de conversores para a conexão com a rede, sendo estes utilizados ainda para a maximização da potência gerada pelos módulos. Diversos fatores irão influenciar a produtividade do gerador fotovoltaico, dentre eles, o que mais se destaca é a irradiação solar incidente sobre as células.

Este capítulo apresentará, portanto, os tópicos acima mencionados, em uma breve explanação dos principais aspectos da geração fotovoltaica.

2.2 Componentes da Geração Fotovoltaica

Um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) é constituído geralmente por um bloco de geração, o qual engloba os módulos fotovoltaicos em diferentes associações, o cabeamento elétrico que os interliga e a estrutura de suporte, e um bloco de condicionamento de potência, tipicamente composto pelos Seguidor de Ponto de Máxima Potência (MPPT), inversor, entre outros. Esta seção abordará os principais componentes de um GFV conectado à rede.

2.2.1 Módulos Fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas conectadas em arranjos, com o objetivo de produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática de energia, ao mesmo tempo que promove a proteção das células [10]. O módulo fotovoltaico é o componente unitário do gerador e, dependendo da associação e das características de suas células, apresenta diferentes valores de tensão e corrente nominal.

A quantidade de células conectadas em um módulo e seu arranjo, série e/ou paralelo, depende da tensão de utilização e da corrente elétrica desejadas. As células devem ser selecionadas cuidadosamente, devido às suas características elétricas, uma vez que a incompatibilidade destas resulta em módulos de baixa qualidade. O efeito de *mismatch* (descasamento), onde células de menor fotocorrente limitam o desempenho do conjunto, por exemplo, compromete a eficiência global do módulo fotovoltaico.

Atualmente, os módulos fotovoltaicos são produzidos em fábricas automatizadas com mínima interferência humana. A produção em série destes módulos, em grande quantidade, tem permitido significativa redução nos preços e assegurado a manutenção de produtos de alta qualidade [10].

Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos

Um módulo é geralmente identificado pela sua potência elétrica de pico (W_p), sob condições padrão de ensaio (STC, do inglês *Standard Test Conditions*), ou seja, considerando irradiância solar de $1.000W/m^2$ sob distribuição espectral padrão para AM 1,5 e temperatura de célula de $25^\circ C$ [10]. Apesar disto, um conjunto de características devem ser observadas.

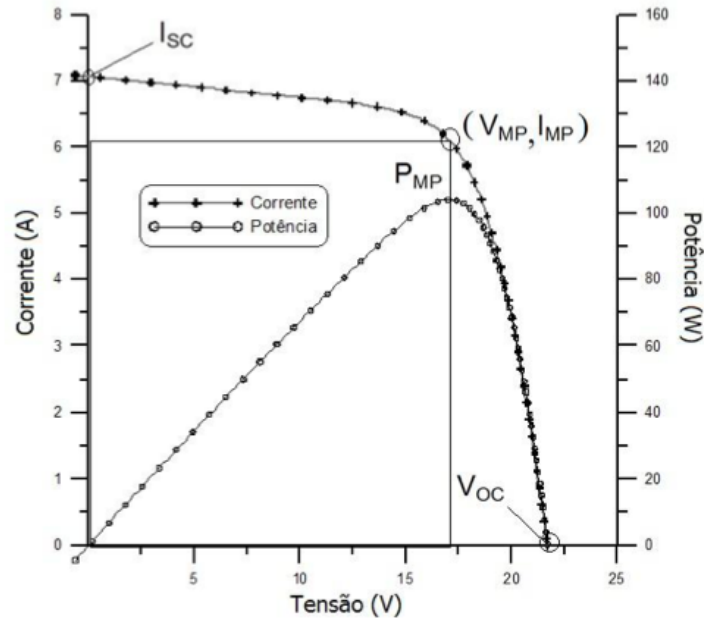
Fatores adicionais que caracterizam um módulo são: tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito. Quando um módulo está posicionado na direção do sol, pode-se medir uma tensão entre os terminais positivo e negativo, com o auxílio de um voltímetro. A tensão verificada em um módulo desconectado é conhecida como tensão de circuito aberto (V_{OC}). Por outro lado, ao conectar os terminais desse módulo a um amperímetro, pode-se medir sua corrente de curto-circuito (I_{SC}). Entretanto, esses dados são pouco informativos sobre a real potência do módulo.

Um dos ensaios mais completos para se determinar as características elétricas de um módulo fotovoltaico é o traçado de sua curva característica $I - V$. O módulo é submetido às STC, enquanto uma fonte de tensão variável realiza uma varredura entre uma tensão negativa de poucos Volts (em relação aos terminais do módulo) até valores de tensão um pouco além da tensão de circuito aberto do módulo (quando sua corrente fica negativa). Durante essa varredura são registrados pares de dados de tensão e corrente, permitindo o traçado de uma curva característica, como a apresentada na Figura 2.1.

Para cada ponto na curva $I - V$, existe uma potência gerada para a condição de operação, sendo esta o produto da corrente e da tensão no ponto. A Figura 2.1 mostra ainda a curva $P - V$, curva de potência em função da tensão, a qual identifica as coordenadas correspondentes ao ponto de maior potência (ponto de máxima potência, P_{MP}), onde estes valores de tensão e corrente específicos conhecidos como tensão e corrente de máxima potência (V_{MP} e I_{MP}).

Os valores P_{MP} , V_{MP} , I_{MP} , V_{OC} e I_{SC} são os cinco parâmetros que especificam o

Figura 2.1: Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de $100W_p$. [Fonte: [10]]



módulo sob determinadas condições de radiação, temperatura de operação de célula e massa de ar.

Fatores que afetam as Características Elétricas dos Módulos

A seguir serão abordados fatores que afetam as características elétricas dos módulos.

Efeito da irradiância Solar A irradiância solar possui efeito direto na corrente elétrica gerada pelo módulo, onde a corrente de curto-circuito apresenta um aumento linear de acordo com o incremento da irradiância, conforme mostrado na Figura 2.2.

Efeito da temperatura A temperatura das células é afetada tanto pela temperatura ambiente, quanto pela incidência de radiação solar. A Figura 2.3 apresenta curvas I-V para diferentes temperaturas de célula, evidenciando a redução da tensão das células, à medida que a temperatura aumenta. A corrente, por outro lado, sofre uma pequena elevação, o que não compensa a perda causada pela diminuição da tensão.

Figura 2.2: Efeito causado pela variação da irradiância solar sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) a 25°C . [Fonte: [10]]

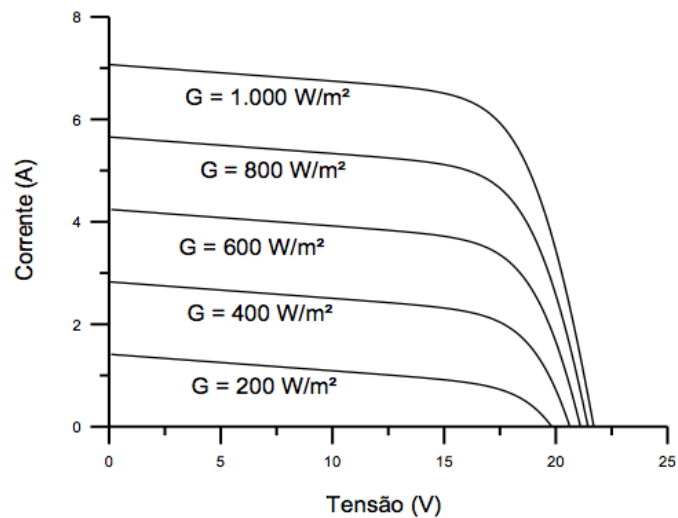
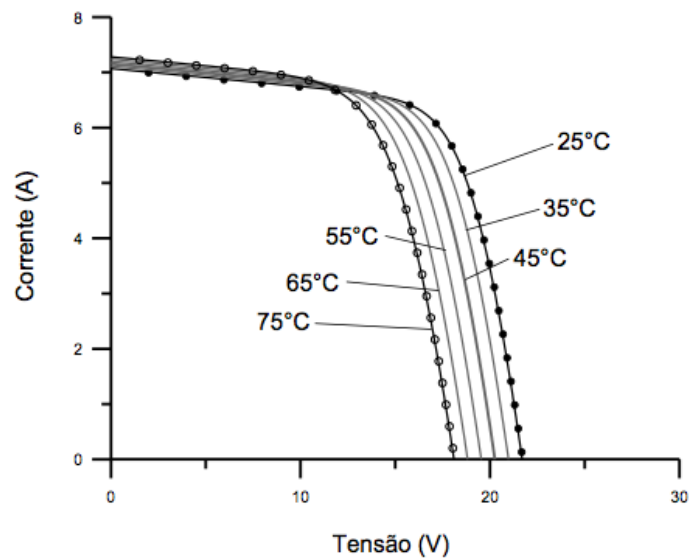


Figura 2.3: Efeito causado pela variação da temperatura das células sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) sob irradiância de 1.000 W/m^2 . [Fonte: [10]]



Temperatura Nominal de Operação Considerando que as condições de operação reais são geralmente diferentes daquelas estabelecidas pelas STC, as normas definem uma

temperatura nominal de operação das células nos módulos, onde as características elétricas tendem a se aproximar daquelas verificadas em campo. Cada módulo apresenta uma temperatura nominal para suas células, a qual é normalmente identificada pela siglas NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) e não raro se encontra na faixa de 40 e 50°C. A NOCT está ligada às propriedades térmicas e ópticas dos materiais usados na construção dos módulos.

2.2.2 Inversores

Como os módulos solares fotovoltaicos geram energia em corrente contínua, é necessário utilizar um equipamento que realize a conversão dessa energia em corrente alternada, possibilitando sua conexão à rede. Este equipamento eletrônico é conhecido como inversor, ou conversor CC-CA. A tensão CA dos inversores deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas, onde o sinal de saída deve ser sincronizado com o sinal da rede, uma vez que esta se torna a própria carga. Os inversores utilizados em sistemas conectados à rede possuem os mesmos princípios gerais de funcionamento dos inversores para sistemas autônomos, porém com características específicas, em vista à atender as exigências de concessionárias em termos de segurança e qualidade da energia injetada na rede [11].

Tipos de Inversores para Conexão à Rede

Inversores modernos utilizam chaves eletrônicas de estado sólido e o seu desenvolvimento está diretamente ligado à evolução da eletrônica de potência, tanto em termos de componentes (especialmente semicondutores), quanto das topologias de seus circuitos de potência e controle. Enquanto que os primeiros inversores para uso em sistemas fotovoltaicos eram adaptações de circuitos já existentes, os circuitos mais modernos são desenvolvidos levando em consideração as complexidades e exigências de sua aplicação específica. Assim, ao longo de poucas décadas, as topologias foram otimizadas e os custos de

fabricação, reduzidos, ao mesmo tempo em que as eficiências de conversão evoluíram até chegar aos valores de 98% para certos inversores *transformless* comerciais e mais de 99%, em protótipos de laboratório. Os inversores mais utilizados nestas aplicações costumam ser de dois tipos:

Comutados pela rede elétrica O sinal da rede é usado para sincronizar o inversor com o sistema. Foram os primeiros inversores para conexão à rede, utilizavam tiristores como elementos de chaveamento. Apesar de robustos e simples, sua baixa qualidade de tensão e corrente de saída (devido à alta quantidade de harmônicos) requerem o uso de redes de filtragem complexas e onerosas. Com o surgimento de novos dispositivos de chaveamento, a utilização de inversores a tiristor foi sendo reduzida e é hoje limitada a unidades de potência muito altas (acima de $100kW$) e *drivers* de motores de grande porte [11].

Auto-comutados Um circuito eletrônico no inversor controla e sincroniza o sinal do inversor ao sinal da rede. Nestes dispositivos, os elementos de chaveamento são semicondutores, IGBTs ou MOSFETs, dependendo da velocidade de chaveamento e dos níveis de potência e tensão. Inversores autocomutados podem ser do tipo fonte de corrente (*Current Sourced Inverter*, CSI), ou fonte de tensão (*Voltage Sourced Inverter*, VSI). Na configuração VSI, a mais empregada em conversão fotovoltaica, o controle pode ser feito tanto por tensão quanto por corrente, dependendo de qual grandeza de saída será utilizada 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 pela maioria dos fabricantes de inversores conectados à rede.

Características de um Inversor

Um inversor para SFCR deve possuir as seguintes características:

- Alta eficiência de conversão e seguimento de máxima potência

- Alta confiabilidade e reduzida necessidade de manutenção
- Baixo custo
- Dimensões e peso reduzido
- Operação sob uma faixa ampla de tensão de entrada
- Baixa injeção de harmônicos e corrente contínua na rede
- Baixa emissão de ruído audível
- Baixa emissão de interferência eletromagnética
- Segurança tanto para pessoas, como para o sistema

Devido à frequência de chaveamento destes dispositivos, eles podem gerar perturbações eletromagnéticas, o que faz com que aspectos relativos à compatibilidade eletromagnética devam ser considerados. Tais problemas podem ser minimizados através do uso de topologias e estratégias de acionamentos adequadas, filtros e blindagem do equipamento.

Eficiência

A eficiência de um sistema qualquer de conversão de energia é definida como a razão entre a potência de saída e a potência de entrada. No caso do inversor, a eficiência de conversão pode ser descrita por:

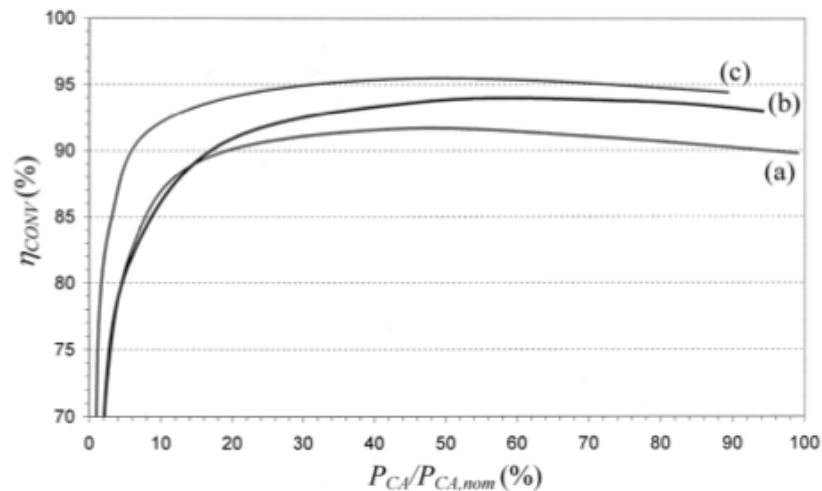
$$\eta = \frac{\int_0^{T_M} p_{CA}(t) dt}{\int_0^{T_M} p_{CC}(t) dt} \quad (2.1)$$

Onde p_{CA} é a potência em corrente alternada entregue à rede, p_{CC} é a potência em corrente contínua na entrada do inversor e T_M é o período de integração considerado.

A eficiência de conversão dos inversores não apresenta valor constante, mostrando forte dependência em relação ao carregamento, o qual varia continuamente conforme as

variações momentâneas, diárias e sazonais das condições de irradiância e temperatura às quais o gerador fotovoltaico está submetido. Além do carregamento, a eficiência também é influenciada, em menor grau, pela tensão de entrada do inversor. A Figura 2.4 apresenta curvas de eficiências típicas para inversores com transformador de baixa frequência, com transformador de alta frequência e sem transformador, enquanto que as Figuras 2.5, 2.6 e 2.7 mostram exemplos da variação da eficiência com a tensão de entrada.

Figura 2.4: Curvas de eficiências típicas para inversores com transformador de baixa frequência (a), com transformador de alta frequência (b) e sem transformador (c) [Fonte: [11]].



A eficiência dos inversores irá variar de acordo com o modelo adotado. O gráfico da Figura 2.5, refere-se a um inversor cuja eficiência de conversão se deteriora com o aumento da tensão de entrada.

Por outro lado, Figura 2.6 é mostrado o comportamento inverso, ou seja, aumentando a eficiência proporcionalmente à tensão.

Já o inversor cuja eficiência é mostrada na Figura 2.7 oferece o máximo desempenho na tensão de $280V_{CC}$, diminuindo a eficiência de conversão para tensões acima e abaixo desta.

A informação correta sobre a influência da tensão de entrada na eficiência de conversão

Figura 2.5: Efeito da tensão de entrada sobre a eficiência de conversão de um inversor.

[Fonte: [11]]

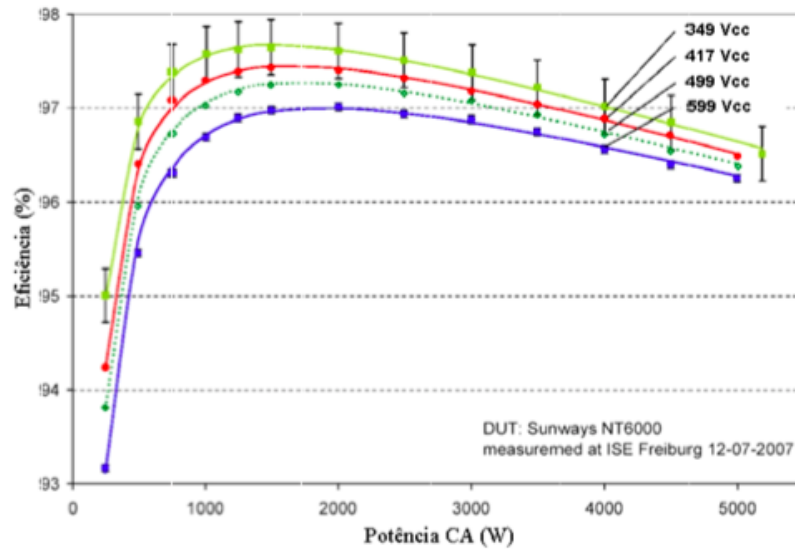
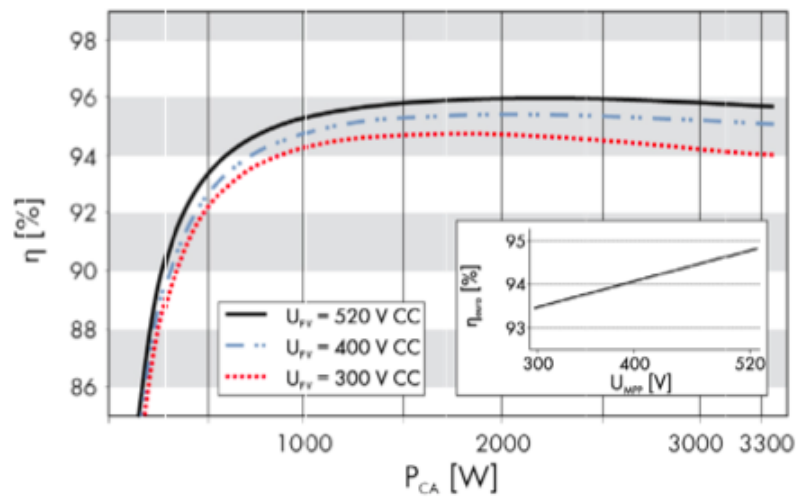


Figura 2.6: Efeito da tensão de entrada sobre a eficiência de conversão de um inversor

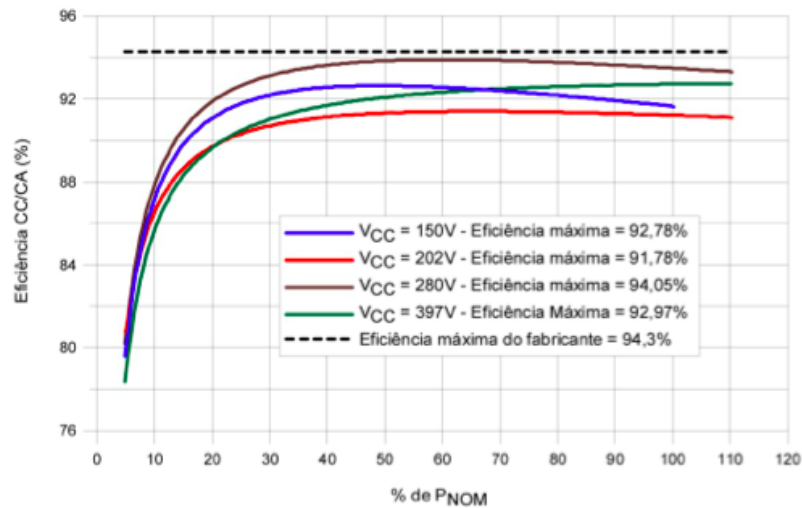
[Fonte: [11]].



do inversor é um dado de extrema importância (e muitas vezes desprezado) para o projetista no momento de definir o número de módulos em série de determinada instalação.

Um sistema com um inversor de excelente eficiência máxima de conversão, trabalhando em faixa de tensões inapropriada poderá ter uma produtividade inferior à que teria se

Figura 2.7: Efeito da tensão de entrada sobre a eficiência de conversão de um inversor [Fonte: [11]].



empregasse um inversor de especificações mais modestas, porém adaptado à tensão do gerador fotovoltaico.

A eficiência total do inversor considera que o seguidor do ponto de máxima potência, o qual será mostrado no Subtópico 2.2.3, é que determina o valor da tensão de entrada do conversor CC/CA, tensão esta que exerce influência sobre a própria eficiência de conversão. Assim, para a caracterização completa do inversor, é necessário que sejam determinadas, de preferência simultaneamente, as eficiências dos dois processos para vários carregamentos e, a partir do seu produto, calculada a eficiência total.

Separação Galvânica e Segurança

São dois os pontos principais que permeiam a questão da separação galvânica entre o gerador fotovoltaico e a rede de distribuição. O primeiro concerne a priorização da segurança tanto das pessoas (proteção contra choques elétricos), como dos equipamentos e dos sistemas (injeção de corrente contínua na rede, circulação de correntes de terra e emissão de interferência eletromagnética). Enquanto que o segundo, prioriza a eficiência energética e a redução de custos, considerando que os dispositivos e estratégias de proteção existentes

sejam suficientes para garantir a segurança dos recursos materiais e humanos envolvidos.

Com relação à isolação galvânica entre os lados CC e CA, os inversores podem ser classificados em três categorias: inversores com transformador de baixa frequência (que operam na frequência da rede), com transformador de alta frequência e inversores sem transformador de isolação *transformless*.

O uso do transformador é obrigatório em muitos países para garantir o isolamento entre o gerador e a rede, bloqueando correntes de fuga e impedindo a injeção de corrente contínua. Outros países, como a Alemanha, permitem a conexão de inversores sem transformador desde que respeitados os limites previstos por norma [11]. Nestes casos, o inversor deve dispor de um sistema de proteção que monitore os níveis das correntes de fuga e corrente contínua injetadas na rede e desconecte o inversor assim que os limites sejam atendidos.

O sistema inversor sob hipótese alguma deve injetar a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos na rede elétrica, quando esta estiver desligada. Este fenômeno, denominado ilhamento (*islanding*), pode resultar na energização da rede mesmo quando desconectada do sistema de geração central e oferece sérios riscos aos operadores do sistema. Por esta razão, recomenda-se a utilização de transformadores de isolamento no sistema inversor (Edifícios solares fotovoltaicos). Da mesma maneira, é necessário prover proteção contra sobrecorrentes, surtos, sobre/subfrequência, sobre/subtensão tanto pela entrada CC, quanto pela saída CA.

Qualidade da Energia Gerada

O conteúdo de harmônicos deve ser baixo para proteger tanto as cargas (consumidores), como a rede elétrica. A forma de onda e o fator de potência devem estar dentro dos níveis aceitáveis pela concessionária. De acordo com [12], o sistema de minigeração deve ser capaz de operar dentro das seguintes faixas de fator de potência quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do gerador:

1. Sistemas com potência nominal menor ou igual a 3 kW: FP igual a 1 com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo;
2. Sistemas com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW: FP ajustável de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo;
3. Sistemas com potência nominal maior que 6 kW: FP ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo.
4. Após uma mudança na potência ativa, o sistema deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída automaticamente para corresponder ao FP predefinido.
5. Qualquer ponto operacional resultante destas definições/curvas deve ser atingido em, no máximo, 10 s.

Por outro lado, quando a tensão da rede sai da faixa de operação especificada na Tabela 2.1, o sistema de minigeração deve interromper o fornecimento de energia à rede. Isto se aplica a qualquer sistema, seja ele monofásico, ou trifásico.

Compatibilidade com o Arranjo Fotovoltaico

A tensão máxima de operação do arranjo fotovoltaico (V_{mpp}) deve ser compatível com a tensão (CC) nominal de entrada do inversor. A tensão máxima de circuito aberto do arranjo fotovoltaico (V_{oc}) também deve estar dentro do limite máximo de tensão que um inversor pode tolerar. Seguidores de ponto de máxima potência (MPPT) são comumente utilizados em inversores conectados à rede elétrica para controlar a tensão de operação do arranjo fotovoltaico, conforme discutido no subseção 2.2.3.

2.2.3 Seguidores de Máxima Potência

Se um arranjo fotovoltaico estiver submetido à irradiância uniforme (sem sombreamentos parciais) e não contiver células ou módulos defeituosos, sua curva $P - V$ terá o formato

Tabela 2.1: Resposta às condições normais de tensão. [Fonte: [12]]

Tensão em ponto de conexão comum (% em relação à V nominal)	Tempo máximo de desligamento⁽¹⁾
$V < 80\%$	$0,4s^{(2)}$
$80\% < V < 110\%$	Regime Normal de Operação
$V > 110\%$	$0,2s^{(2)}$

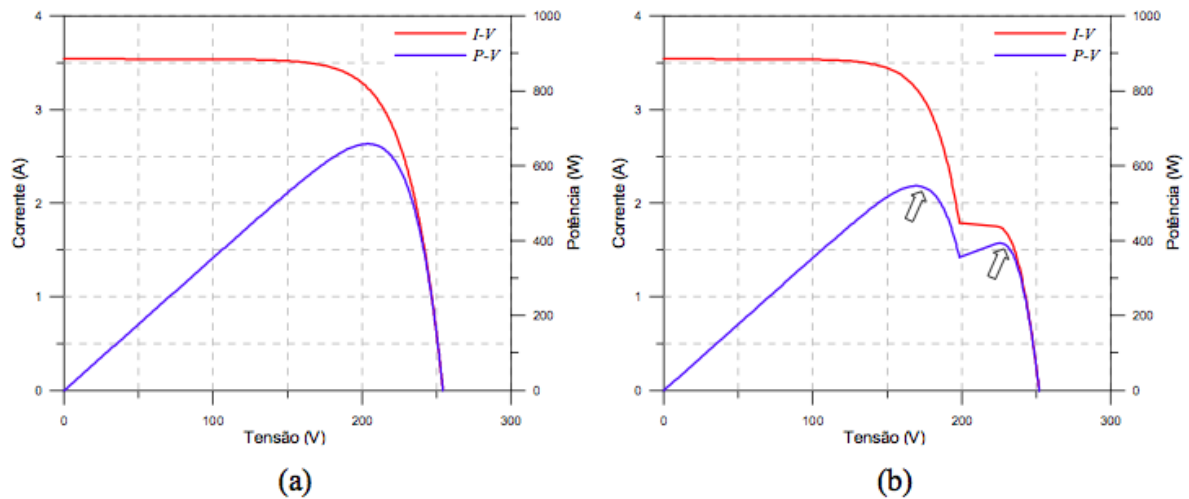
¹O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação do sistema de minigeração (cessar o fornecimento de energia para a rede);

²O sistema de minigeração deve permanecer conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a “reconexão” do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.

apresentado na Figura 2.8(a), apresentando um único ponto com derivada nula. Este ponto particular é o P_{MP} , no qual o produto $I - V$ tem o seu valor máximo, conforme mencionado anteriormente. Sabe-se que os valores de I_{MP} e V_{MP} (e consequentemente de P_{MP}) são dependentes das condições de irradiância (principalmente a corrente) e a temperatura da célula (principalmente a tensão). Embora as variações de temperatura da célula sejam tipicamente mais lentas, a irradiância pode apresentar mudanças drásticas em questão de segundos, como resultado da passagem de nuvens. Da mesma forma, sombreamentos parciais provocados por árvores e edificações próximas, etc., podem provocar distorções na curva característica do gerador fotovoltaico, inclusive com a ocorrência de máximos locais, como mostrado na Figura 2.8(b).

Desta forma, é conveniente que haja um mecanismo de detecção contínua das modificações na curva característica que atue sobre a eletrônica do inversor, de modo a manter o arranjo fotovoltaico polarizado na tensão correspondente à V_{MP} , maximizando

Figura 2.8: Curvas I-V (vermelha) e P-V (azul) de um *string* de seis módulos de 72 células, mostrando a ocorrência de máximos locais na curva de potência, em decorrência de sombreamentos parciais: (a) todos sem sombreamento e (b) com um dos módulos submetido a um fator de sombreamento de 50%.



a transferência de potência e evitando perdas que ocorreriam se o acoplamento ocorresse em outra tensão que não a ótima. Este processo é o chamado seguimento do ponto de máxima potência (em inglês, *Maximum Power Point Tracking*, MPPT).

Um MPPT deve apresentar as seguintes características:

- Precisão: medidas de corrente e tensão de qualidade;
- Eficácia: capacidade de encontrar a potência máxima, mesmo com a ocorrência de máximos locais;
- Rapidez: agilidade na adaptação às variações bruscas de irradiância causadas, por exemplo, por nuvens passageiras.

O rastreamento do ponto de máxima potência em um SFCR é geralmente feito por um conversor CC/CC na saída do arranjo fotovoltaico, o qual regula a tensão no valor

desejado. Como não há partes móveis empregadas nesse processo, a resposta do MPPT pode ser considerada instantânea para estudos de estabilidade [13].

A eficiência do MPPT pode ser definida separadamente para condições de irradiância em regime permanente ou transitório. No primeiro caso, é chamada eficiência de MPPT estática, correspondendo a dias de céu limpo, nos quais a variação de irradiância é muito lenta. Para a determinação da eficiência dinâmica de MPPT, deve-se definir perfis de variação de irradiância ao longo do tempo, simulando diversas condições de dias nublados e parcialmente nublados, com nuvens intermitentes [11].

A eficiência do seguimento do ponto de máxima potência é um índice que indica o grau de precisão, tanto em termos de rapidez como de magnitude, com que o seguidor do ponto de máxima potência atinge seu objetivo.

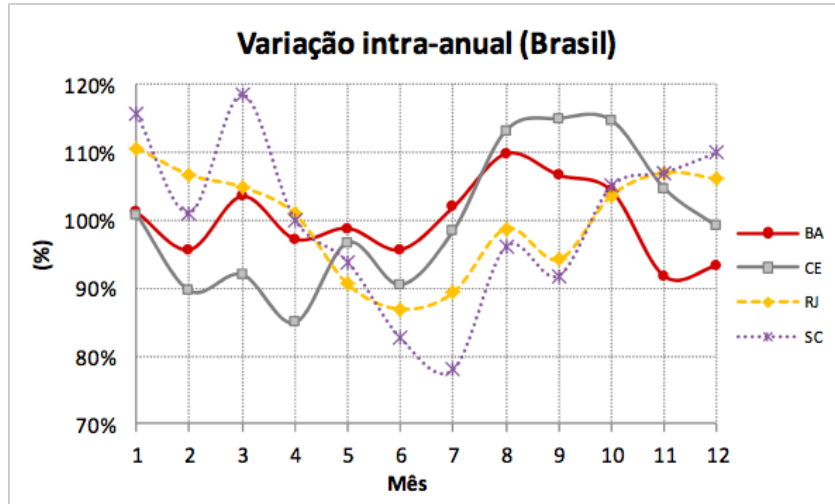
2.3 Variabilidade da Geração Fotovoltaica

A radiação solar incidente sobre a Terra pode ser decomposta de diversas formas. Para fins de aproveitamento fotovoltaico, a de maior interesse é a Irradiação Global Horizontal (GHI), que quantifica a radiação recebida por uma superfície plana horizontal [14]. A GHI é composta por Irradiação Difusa Horizontal (DIF), parcela dispersa, atenuada por reflexões em nuvens, poeira, vapor d'água e outros elementos em suspensão na atmosfera, e por Irradiação Normal Direta (DNI), parcela que atinge o solo diretamente, sem reflexões. Em dias nublados, a DIF compõe a maior parte da GHI, enquanto a DNI prevalece em dias de céu limpo, sendo esta bastante variável ao longo do dia, principalmente em locais com altos índices de nebulosidade.

Embora os níveis de irradiação solar na superfície do planeta apresentem variações anuais expressivas, a componente difusa da GHI (DIF) é pouco variável. Ainda que alguns eventos tenham efeitos temporários sobre a DIF, como cinzas lançadas por erupções vulcânicas, a variabilidade inter-anual situa-se tipicamente entre 4% e 6%, nas regiões

áridas, e até 10%, nas regiões costeiras e montanhosas [14]. Outro aspecto que merece atenção é que a energia solar tem comportamento sazonal diferenciado em cada região geográfica (Figura 2.9).

Figura 2.9: Variação intra-anual da geração fotovoltaica. Fonte: [14]

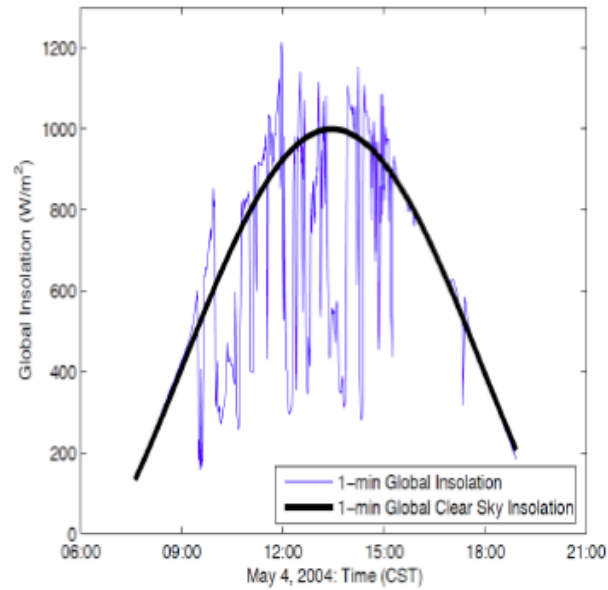


Em condições de céu claro, a geração solar fotovoltaica pode ser prevista com grande exatidão. Por outro lado, em curtos intervalos de tempo, a presença e o comportamento aleatório das nuvens podem afetar diretamente a produção de energia elétrica pelos GFVs, devido à influência destas sobre a irradiação incidente sobre os painéis fotovoltaicos. Na Figura 2.10, pode-se observar o comportamento minuto-minuto da insolação em condições de céu claro e parcialmente nublado.

Em intervalos de 30 minutos, a variabilidade da geração fotovoltaica é cerca de 10 vezes maior que da geração eólica. Pela ausência de inércia, em dias nublados, a variação de potência desses geradores pode chegar a $\pm 50\%$ em intervalos de tempo entre 30 e 90 segundos e a $\pm 70\%$, entre 2 e 10 minutos.

Esta variabilidade extrema aponta uma das dificuldades técnicas da inserção em larga escala deste tipo de fonte em circuitos de distribuição de baixa tensão, em geral, com baixa potência de curto-circuito e recursos limitados de controle de tensão. Além disso, os inversores estão sujeitos a desligamentos em casos de desvios de frequência, curtos-

Figura 2.10: Comportamento temporal da insolação global. Fonte: [14]



circuitos e variações rápidas de tensão na rede.

Por outro lado, assim como na geração eólica, a dispersão espacial de parques geradores pode reduzir significativamente a variabilidade do conjunto.

2.4 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os principais aspectos referentes à geração fotovoltaica, desde sua configuração e fatores que afetam sua produtividade, à influência da variabilidade dos recursos neste tipo de geração. O capítulo a seguir tratará do modelo dinâmico de GFVs utilizado nesta dissertação.

Capítulo 3

Modelo Dinâmico da Geração

Fotovoltaica

3.1 Introdução

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede estão relacionados à uma vasta gama de aplicações. A maioria destes sistemas é de escala residencial (até alguns quilowatts), ou comercial (até alguns MW) e está conectada à rede de distribuição [15]. Normas de confiabilidade definidas pelo NERC (*North American Electric Reliability Corporation*) estabelecem que os modelos dinâmicos e estáticos usados para representar os GFVs estejam de acordo com requisitos e procedimentos regionais, com o objetivo de refletir exigências do gerador que podem impactar a rede, sejam elas de ordem técnica ou regulamentar.

A WECC (*Western Electricity Coordinating Council*) disponibilizou uma lista de modelos de GFVs testados e validados de acordo com padrões definidos em (*WECC Guidelines*), para serem utilizados em simulações computacionais. Tais modelos são públicos (*non-proprietary*) e podem ser encontrados na Lista de Modelos Dinâmicos Aprovados pelo WECC (*WECC Approved Dynamic Model List*). Além da lista, o WECC sugere seus próprios modelos genéricos, tanto para aplicação em sistemas de grande, quanto de

pequeno porte.

A maior parte da geração fotovoltaica conectada ao sistema do WECC consiste em GFVs de pequeno porte conectados no nível da distribuição, através de inversores [15]. Apesar dos GFVs serem considerados não-despacháveis, devido à variabilidade da fonte de energia solar, a potência reativa destes pode ser despachável, dependendo da capacidade dos inversores e do nível de compensação reativa que a planta é capaz de realizar.

Os modelos genéricos do WECC são desenvolvidos para estudos de planejamento de sistemas de transmissão que envolvem uma rede complexa e amplo conjunto de geradores, cargas e outros componentes dinâmicos. O objetivo é de avaliar a performance dinâmica do sistema, particularmente a dinâmica de restabelecimento deste, após distúrbios na rede. O modelo genérico para aplicações de pequeno porte do WECC é o foco deste capítulo. Em [16], podem ser encontradas simulações detalhadas a respeito dos modelos do WECC tanto para larga, quanto pequena escala.

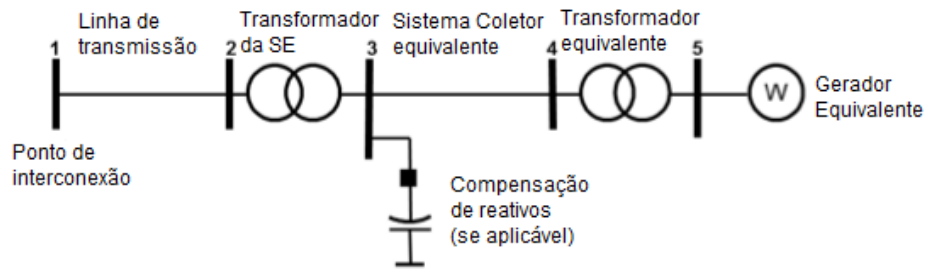
3.2 Modelo para Estudos de Fluxo de Carga

O modelo dinâmico genérico, utilizado nesta dissertação, assume que os geradores fotovoltaicos foram modelados explicitamente no fluxo de carga, representando o equivalente de vários geradores de pequeno porte conectados ao sistema de distribuição.

Não é prático representar grande número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição. Quando é necessário estudar os efeitos da geração solar fotovoltaica distribuída em determinada área, a geração total pode ser representada por um GFV equivalente conectado à uma barra de transmissão adequada, preferencialmente, atrás de um transformador e um alimentador em média tensão equivalentes, conforme mostrado na Figura 3.1.

Nesta dissertação, utilizou-se o *software* ANAREDE para realizar as simulações de fluxo de carga, onde os GFVs foram representados como injeções de potência ativa na rede, sendo as barras aos quais eles foram conectadas, do tipo PQ.

Figura 3.1: Representação de GFV equivalente em fluxo de carga. Fonte: [15]

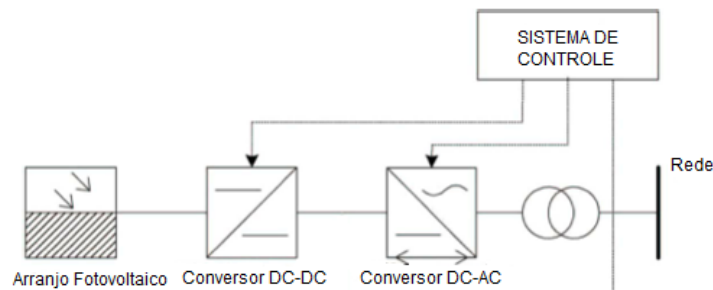


3.3 Modelo para Estudos Dinâmicos

A estrutura típica de um sistema de geração solar fotovoltaico é mostrada na Figura 3.2. Os subsistemas principais são: arranjo fotovoltaico, conversores CC/CC e CC/AC e controles associados. Atualmente, sistemas de armazenamento costumam ser dispensados de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs).

Figura 3.2: Estrutura típica de um sistema de geração solar fotovoltaico conectado à rede.

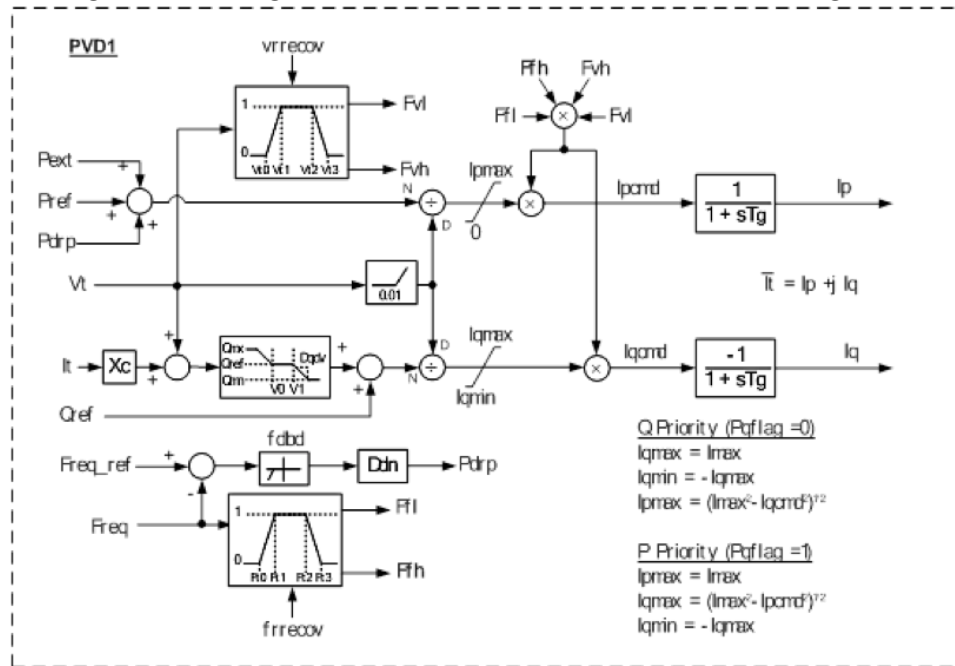
Fonte: [13]



De acordo com [15], o modelo recomendado para a representação de GFVs de pequeno porte difere daquele a ser usado para a representação de usinas fotovoltaicas de grande porte, uma vez que o último apresenta maior complexidade. O modelo indicado é mostrado na Figura 3.3 e nada mais é que uma fonte de injeção de corrente com funcionalidades básicas, como: controle de potência ativa, reativa e funções de proteção.

Neste modelo, o regulador de tensão e a dinâmica CC são negligenciados por efeito de simplicidade. O modelo reflete prioridade de potência ativa, com o comando de corrente

Figura 3.3: Diagrama de blocos do modelo dinâmico do gerador.

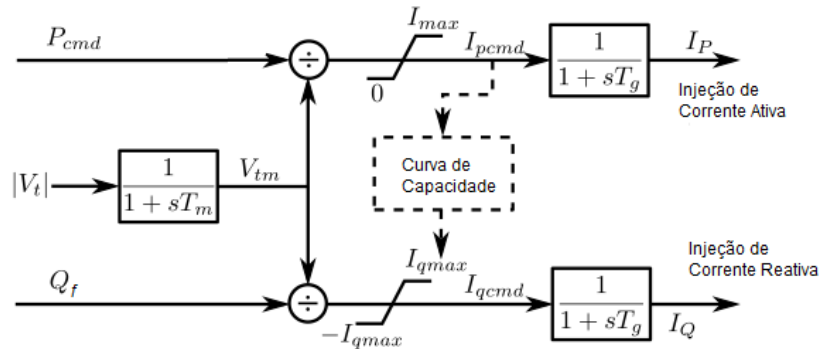


ativa (I_{pnmax}) limitado pela especificação do inversor (I_{nmax}). Por outro lado, os limites do comando de potência reativa I_{qcmd} são calculados a partir da curva de capacidade, segundo o valor de I_{pcmd} . P_{set} e Q_{set} são os *setpoints* de potência ativa e reativa computados pelo controlador. Os controles de potência ativa e reativa e a curva de capacidade serão detalhados nas próximas subseções.

Para esta dissertação, não foram modeladas as funções de proteção, uma vez que não são simuladas situações onde haja elevação ou afundamento brusco de tensão e/ou corrente. Dessa forma, é razoável desconsiderar estas funções no modelo do GFV. Na Figura 3.4 é mostrado o gerador utilizado nas simulações. O mesmo modelo foi utilizado em estudos como [17].

As simulações dinâmicas foram realizadas no *software* ANATEM, enquanto que o GFV foi modelado através da funcionalidade CDU, também do ANATEM.

Figura 3.4: Modelo dinâmico do gerador fotovoltaico.



3.3.1 Controle de Potência Ativa

Conforme visto no Capítulo 2, a irradiação sobre os GFVs pode variar consideravelmente durante alguns segundos. Por *default*, os modelos genéricos do WECC assumem valor fixo de saída dos geradores, de acordo com o calculado no fluxo de carga.

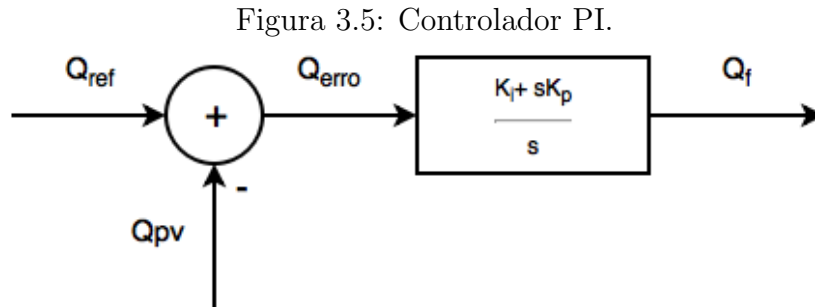
O subsistema de controle de potência ativa deve prover injeção de corrente ativa ao sistema, onde as mesmas devem estar sujeitas a limites, com possibilidade do usuário escolher entre preferência de corrente ativa ou reativa. O comando de corrente ativa deve ser originado a partir da referência de potência ativa e a tensão terminal determinada na solução da rede. A referência de potência ativa deve ser a potência inicial da solução do fluxo de carga.

Nesta dissertação, adaptou-se o modelo dinâmico do gerador, de maneira que fosse refletida a variação de irradiação sobre os módulos fotovoltaicos, ao longo de determinado período de tempo, onde a potência calculada a partir dos dados obtidos no fluxo de carga representa a saída do MPPT.

3.3.2 Controle de Potência Reativa

Para sistemas fotovoltaicos, é comum utilizar o modo de controle de fator de potência para a operação do gerador. Nesta dissertação, aplicou-se um controlador PI, com o objetivo de manter fator de potência unitário. O controle, cujos ganhos foram obtidos de forma

empírica, é mostrado na Figura 3.5.



Neste esquema é realizada a comparação entre o valor de potência reativa desejado e o valor real medido na barra ao qual o gerador se encontra conectado, resultando em valor de erro que é tratado pelo controlador Proporcional-Integral (PI). A ação proporcional tem como objetivo melhorar a resposta do sistema em malha fechada (diminuindo o erro de regime permanente), enquanto que a ação integral visa garantir o erro de regime permanente nulo para resposta ao degrau do sistema em malha fechada. Esta malha tem o propósito de manter a potência reativa na saída do gerador em um valor fixo de referência.

O subsistema de controle de potência reativa deve fornecer comandos de corrente reativa para a solução do sistema, o qual deve estar sujeito à limitação de corrente aparente, com opção de seleção entre corrente ativa e reativa.

3.3.3 Funções de Proteção

O modelo proposto pelo WECC considera funções que prevêm a desconexão de parte ou todos os geradores em casos de sobre ou sub tensão e/ou frequência, as quais são monitoradas no terminal equivalente do gerador. O usuário pode definir as bandas-mortas de tensão e frequência, a proporção da geração a ser desconectada, e que fração da geração será restaurada à medida que o distúrbio é eliminado.

A desconexão parcial da geração é relevante quando o gerador equivalente representa sistemas de geração distribuída, onde cada subsistema experienciaria distúrbios no nível

da transmissão de maneira diferente, dependendo da distância elétrica até a barra onde estão conectados.

Nesta dissertação, as funções de proteção não foram consideradas, uma vez que não são observadas variações bruscas de tensão e frequência nos fenômenos analisados.

3.4 Curva de Capacidade

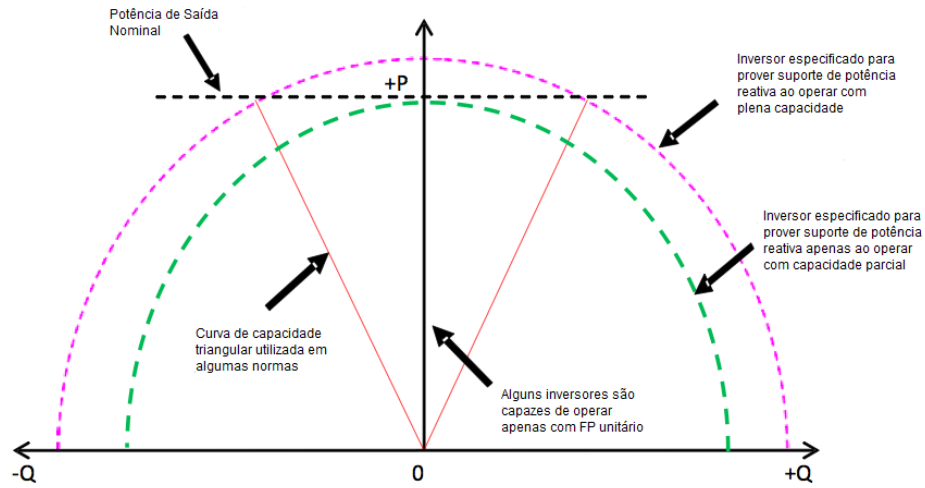
Apesar do GFV não regular tensão no Ponto Comum de Acoplamento (*Point of Common Coupling*, PCC), ele é capaz de fornecer suporte de tensão através do controle da potência reativa no ponto. A saída de potência reativa e, portanto, a capacidade de controlar a tensão do GFV, será limitada pela potência aparente do inversor.

Requisitos de conexão à rede e padrões de desempenho com respeito à capacidade de geradores fotovoltaicos de prover potência reativa ao sistema estão constantemente evoluindo [18]. Sistemas fotovoltaicos conectados aos sistemas de distribuição operam geralmente com fator de potência unitário para qualquer valor de potência ativa. A maioria dos inversores destinados a uso residencial e comercial não são dimensionados para prover corrente reativa quando o gerador estiver operando com máxima potência de saída. A capacidade de fornecer suporte de potência reativa pode ser maior quando o gerador não estiver operando à plena capacidade, o que vai depender dos limites de corrente do inversor e níveis de tensão da rede.

As curvas de capacidade de potência reativa dos inversores diferem das curvas definidas para máquinas síncronas porque são normalmente limitadas por restrições internas de corrente e tensão. Inversores são tipicamente projetados para operar em uma faixa entre 90% e 110% da tensão terminal, onde estes limites de tensão afetam diretamente a capacidade do gerador prover suporte de reativos. Quando a tensão terminal atinge 110%, não é possível injetar potência reativa adicional na rede. Conforme mencionado anteriormente, normas de conexão para GFVs estão evoluindo e a capacidade destas fontes fornecerem suporte de potência reativa é uma das áreas chave de discussão. Por outro lado, algumas

normas de interconexão aos sistemas de transmissão descrevem os requisitos de capacidade de reativos como “triangular”, “retangular” ou semelhante, conforme mostrado na Figura 3.6 [18].

Figura 3.6: Curva de capacidade do inversor. Fonte: [18]



Estas curvas são válidas geralmente para tensão nominal, considerando os limites de tensão terminal discutidos anteriormente. É tecnicamente possível projetar inversores para sistemas fotovoltaicos para suprir potência reativa, mesmo quando a potência ativa de saída for zero, como um STATCOM.

Para a definição da curva de capacidade desta dissertação foram utilizadas as equações gerais recomendadas pelo WECC, considerando prioridade para potência ativa:

$$I_{pmax} = I_{max} \quad (3.1)$$

$$I_{qmax} = \sqrt{(I_{max}^2 - I_{pcmd}^2)} \quad (3.2)$$

$$I_{qmin} = -I_{qmax} \quad (3.3)$$

3.5 Conclusão

Neste capítulo foram abordados os principais subsistemas utilizados para representar um SFCR, desde o modelo do gerador em si, até seus controles associados e sua curva de capacidade. O modelo escolhido foi o do WECC, uma vez que este é bastante aceito para estudos em média tensão e difundido no meio acadêmico.

O Capítulo 4 abordará os Modos de Controle do Regulador de Tensão, utilizado para manter as tensões ao longo de um alimentador.

Capítulo 4

Modos de Controle de Reguladores de Tensão

4.1 Introdução

Sistemas de distribuição de energia elétrica foram tradicionalmente projetados assumindo que a subestação é a única fonte de potência e contribuição para curtos-circuitos (*short circuit capacity*). Geradores distribuídos (GD) invalidam essa premissa, à medida que tornam possível a inserção de fontes de potência na rede de distribuição. Dessa forma, novas realidades operacionais surgem, trazendo desafios para a operação do sistema [5].

Concessionárias de distribuição costumam manter níveis de tensão apropriados ao longo de um alimentador, através de *on-load tap changers* (OLTCs), reguladores de tensão (RTs) e capacitores. No método de controle tradicional, estes dispositivos operam de maneira autônoma e não-coordenada. Esta abordagem, aliada à operação de geradores fotovoltaicos com fator de potência unitário, impacta na operação de OLTCs e RTs [8].

Considerando que a geração fotovoltaica é a que mais tende a crescer no segmento da distribuição, a presença de GFVs nestes alimentadores conduz a um aumento nos custos de inspeção e manutenção dos OLTCs e RTs por parte das concessionárias. Em cenários

de injeção significativa de potência ativa pelo GFV, o fluxo de potência pode reverter no alimentador, onde, em casos operacionais específicos, o RT falha ao tentar controlar a tensão na barra determinada, podendo chegar a atingir o limite mínimo, ou máximo, de tap do regulador. Este fenômeno é vastamente conhecido como *reverse power tap changer runaway*, ou condição de *runaway*.

Este capítulo abordará desde os impactos do GFV nas tensões da rede, até os modos de controle no qual um RT pode operar e a influência da geração fotovoltaica nestes.

4.2 Reguladores de Tensão

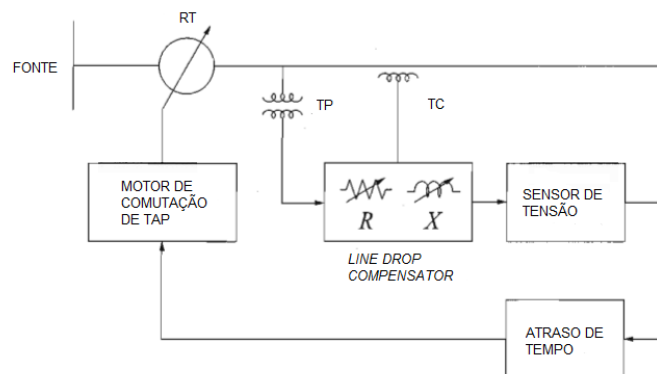
O Regulador de Tensão (RT) é um dos dispositivos utilizados pelas concessionárias de distribuição para preservar os níveis de tensão na rede. Os RTs mantêm as tensões de linha dentro de limites pré-determinados e assegura que estas sejam entregues aos consumidores respeitando padrões de qualidade. O RT considerado (*Step Voltage Regulator*) é basicamente um autotransformador com taps em seu enrolamento série. Apesar disto, é um dispositivo utilizado puramente para controle de tensão, não sendo empregado para transformação de tensão.

A tensão induzida nos enrolamentos série pode ser adicionada ou subtraída da tensão nos enrolamentos do primário do transformador, dependendo da polaridade do enrolamento série. Um interruptor de inversão (*reversing switch - RS*) é usado para possibilitar a inversão de polaridade. Dessa forma, a magnitude da tensão na saída do enrolamento série varia de acordo com a posição do tap, o que pode acontecer com o transformador sob carga.

Tipicamente, um RT possui capacidade de corrigir entre $\pm 10\%$ da tensão, por meio de 32 degraus, onde cada degrau representa $5/8 \%$ de variação de tensão. A Figura 4.1 mostra os principais elementos do mecanismo de controle do RT. O RT é configurado para manter a tensão constante (respeitando uma faixa estreita) nos terminais do secundário ou em algum ponto ao longo do alimentador estabelecido pelas configurações

(R e X) do LDC (*line drop compensator*). O sensor de tensão compara a tensão de entrada com um valor de tensão pré-definido. Se a tensão de entrada desviar do *setpoint* além da tolerância definida, o motor que promove a comutação do tap executa o mecanismo de comutação no sentido que leve a tensão de volta à faixa estabelecida. Esta faixa é conhecida como *bandwidth* e está em torno de $\pm 2\%$ do valor do *setpoint*. O atraso de tempo, o qual é ajustável, previne que o RT atue em variações de tensão temporárias ou auto-corrigíveis. Valores típicos de atraso de tempo para o primeiro movimento do tap variam entre 30 e 60 segundos [19]. Em redes de distribuição, é comum encontrar RTs configurados para atuar com tempo de atraso fixo. Portanto, nesta dissertação, adotou-se o o valor de 30s para o atraso de comutação.

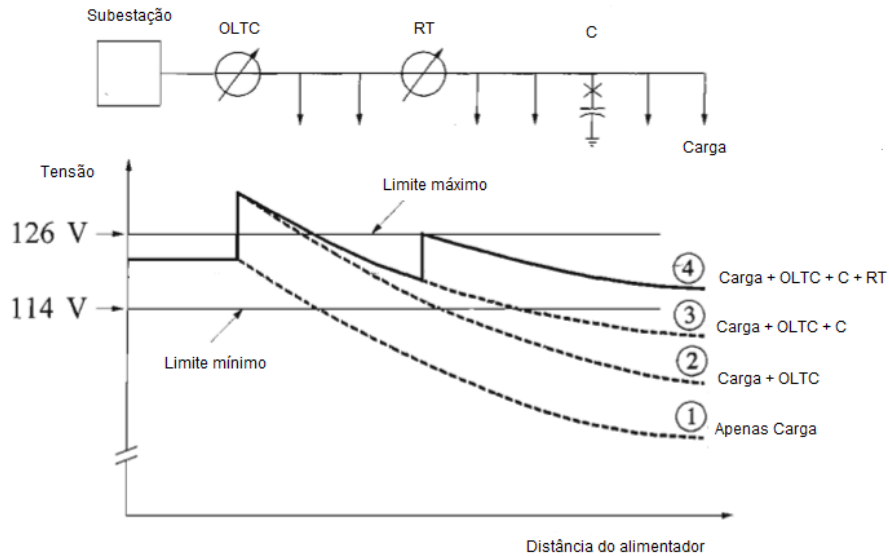
Figura 4.1: Mecanismo de controle do RT. Fonte: [19]



A Figura 4.2 ilustra a aplicação de RTs e capacitores *shunt* para regular o perfil de tensão ao longo de um alimentador. A Curva 1 mostra o perfil de tensão para uma distribuição de cargas razoavelmente homogênea ao longo do alimentador, sem os dispositivos de regulação de tensão. Percebe-se nesta situação que a tensão na maioria das barras do sistema se encontram abaixo do limite mínimo. A inclusão do RT (R_1) move o perfil de tensão para cima, conforme mostrado na curva 2. O banco de capacitores (C), localizado a aproximadamente $2/3$ da distância entre o alimentador e a subestação, move o perfil de tensão para a curva 3. A adição de um RT suplementar (R_2) a cerca de $1/3$ do comprimento do alimentador a partir da subestação torna possível a obtenção de um perfil de

tensão dentro dos limites desejados ao longo de todo o alimentador, conforme verificado na curva 4.

Figura 4.2: Variação de tensão em um alimentador radial. Fonte: [19]



O diagrama de blocos do sistema de controle usado para realizar a comutação automática do tap do transformador sob carga é mostrado na Figura 4.3, sendo que este sistema consiste nos seguintes elementos básicos.

1. Mecanismo de comutação de tap conduzido por uma unidade motora
2. RT representado por elementos de medição e atraso de tempo
3. Compensador de queda de tensão na linha - *line drop compensator* LDC

A Figura 4.4 mostra o diagrama de bloco do sistema de controle do OLTC recomendado para estudo de sistemas:

A função do LDC é implementada com o objetivo de permitir a regulação de tensão em um ponto remoto ao longo da linha, ou alimentador. A tensão no ponto remoto é simulada por meio do cálculo da tensão na impedância do compensador ($R_C + jX_C$). A

Figura 4.3: Diagrama de blocos funcional do sistema de controle usado para representar a comutação automática da mudança de tap nos transformadores. Fonte: [19]

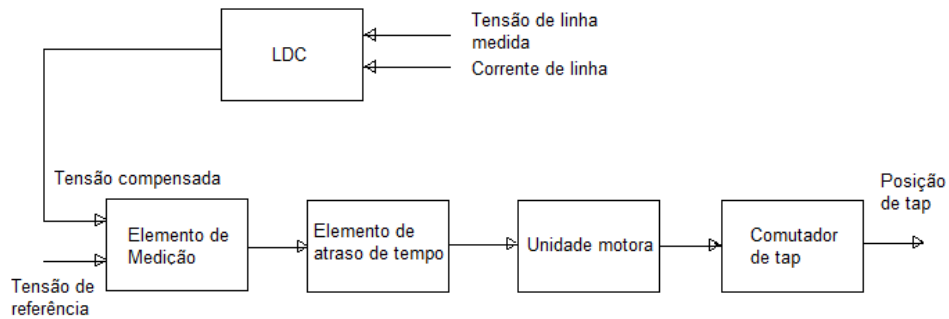
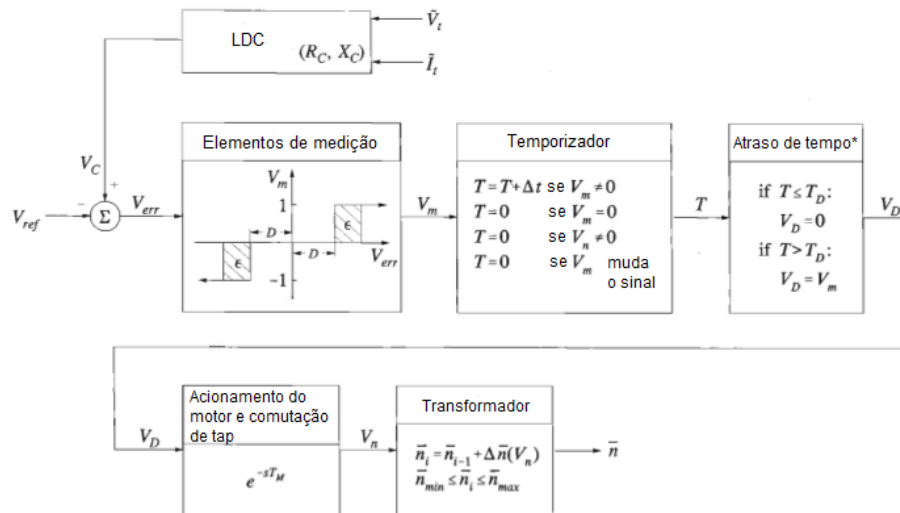


Figura 4.4: Modelo do sistema de controle do RT. Fonte: [19]



magnitude da tensão compensada é dada pela seguinte equação:

$$V_C = |V_t + (R_C + jX_C)I_t| \quad (4.1)$$

Onde V_t é o fasor de tensão no lado do secundário do transformador.

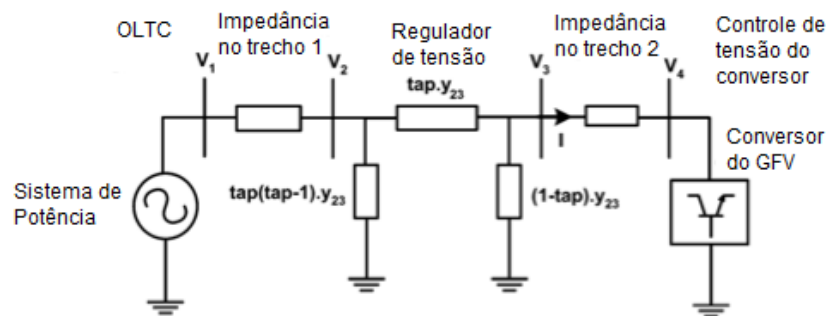
O elemento de medição do RT consiste em um relê com banda morta ajustável e histerese. A entrada do RT é o erro de tensão:

$$V_{err} = V_{ref} - V_C \quad (4.2)$$

Informações adicionais a respeito dos modelos do OLTC podem ser consultadas em [19] e [20].

A Figura 4.5 mostra o circuito equivalente de um alimentador de distribuição em média tensão, com geração fotovoltaica. Em situações onde parte da carga é alimentada pelo gerador à jusante, a eficácia do RT é afetada. Particularmente, em cenários de alta penetração da geração fotovoltaica, o fluxo de potência ativa reverte e flui em direção à subestação, causando sobretensão nas barras localizadas na ponta do alimentador. O desafio em controlar a tensão nestas barras será ainda mais complexo em casos onde o GFV possuir opção de controlar potência reativa, uma vez que haverá interação entre os controles do RT e do gerador.

Figura 4.5: Circuito equivalente de um sistema radial com RT. Fonte: [8]



O LDC deve possuir algoritmos adequados para atuar de forma satisfatória na correção da tensão durante o fluxo reverso. O fluxo de potência reverso pode decorrer tanto de operações de comutação, para reconfigurar o alimentador, quanto do aumento na injeção de potência ativa por parte do GFV.

4.3 Modos de Controle do RT

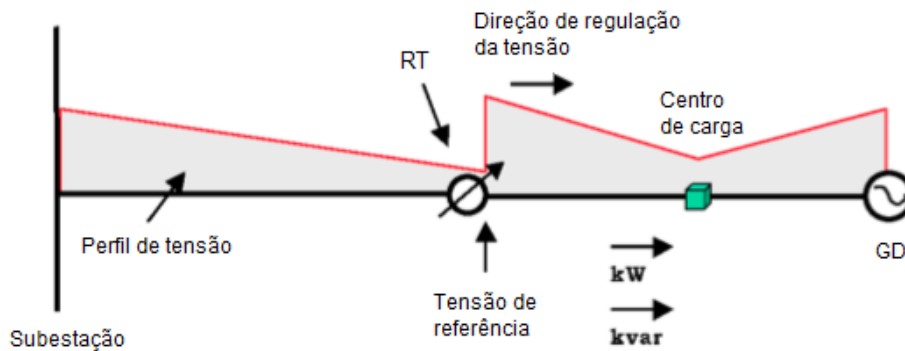
Atualmente, existem alguns modos de operação disponíveis em controladores modernos de RTs. O impacto dos GFVs é diferente em cada um deles.

4.3.1 Bidirecional Normal

No modo Bidirecional Normal, o controlador do RT irá determinar sua direção de operação (direta ou reversa) com base na direção do fluxo de potência ativa. Este modo de operação pode não ser indicado para uso em alimentadores com presença de GFV.

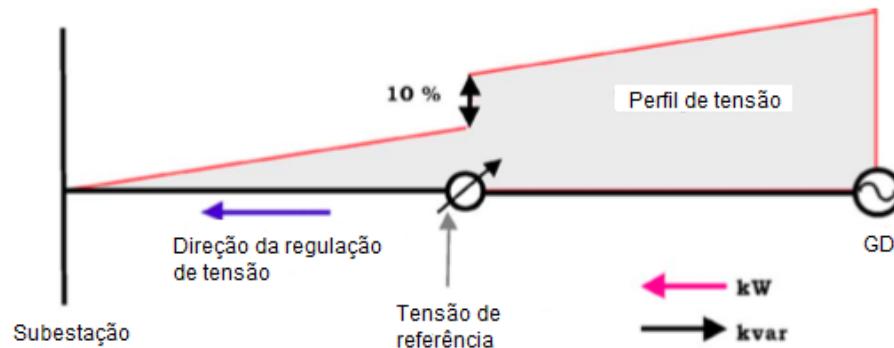
Na Figura 4.6, a GFV gera menos potência ativa do que é demandada pela carga do alimentador à jusante do RT. Desta forma, o fluxo de potência ativa através do RT ocorre da esquerda para a direita (da subestação para o gerador). Neste modo de operação, o regulador atuará no modo direto, regulando a tensão do lado onde está a GFV. Para estas condições, o modo Bidirecional é aceitável.

Figura 4.6: Modo Bidirecional Normal (modo direto). Fonte: [20]



Quando a potência ativa fornecida pela GFV ultrapassa a demanda do consumidor localizado entre o RT e a GFV, o fluxo desta através do RT se inverte (da GFV para a subestação), o que faz com que o modo reverso de controle seja ativado e que a tensão comece a ser regulada do lado da subestação (Figura 4.7). Se a tensão do lado da fonte (lado da subestação) for maior que o *setpoint* de tensão do RT, o RT irá comutar com o objetivo de reduzir o valor da tensão. Como a tensão do lado da subestação é fixa, o efeito resultante é o aumento da tensão do lado da GFV. Esta sequência de eventos irá continuar até que o regulador atinja seu valor de tap mínimo, caracterizando a condição de *runaway* no RT e resultando em sobretensão do lado da GD. Desta forma, este modo de controle não é indicado para a operação de sistemas com GFV.

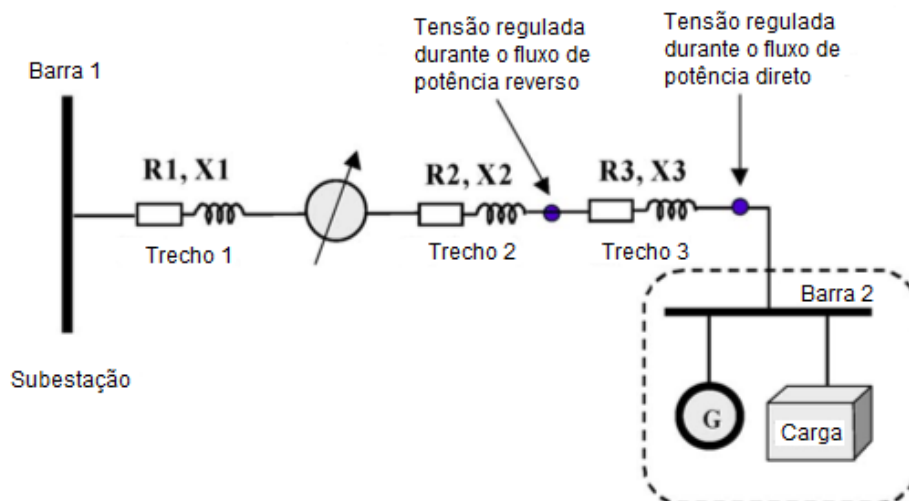
Figura 4.7: Modo Bidirecional Normal (modo reverso). Fonte: [20]



4.3.2 Cogeração

A Figura 4.8 mostra os princípios do modo de Cogeração. Quando a GFV não produz potência ativa o suficiente para atender à carga, é necessário que certa quantidade seja importada da rede. Neste caso, o RT regula a tensão do lado do consumidor (Barra 2, Figura 4.8), em modo direto, conforme descrito anteriormente.

Figura 4.8: Pontos de regulação do modo Cogeração. Fonte: [20]



Quando a potência ativa gerada pelo GFV excede a carga, parte desta potência é exportada para o sistema. Entretanto, o RT continua a regular a tensão do mesmo lado que na situação anterior.

Neste modo de operação, o ponto regulado pelo RT não será necessariamente a barra para os quais R e X foram definidos. Isto ocorre uma vez que a GFV altera o perfil de carga do alimentador.

4.3.3 Reativo Bidirecional

No modo Reativo Bidirecional, o controlador do RT determina sua direção de operação baseado na direção do fluxo de potência reativa, através do monitoramento das componentes de corrente ativa e reativa.

O controle opera em modo direto sempre que a magnitude da componente reativa excede um limite na direção negativa, o que corresponde à um fluxo de potência reativa através do RT da fonte para a carga. A direção do fluxo de potência ativa não impacta na direção de operação do controle.

O controle opera em modo reverso sempre que a magnitude da componente reativa excede um limite na direção positiva, o que corresponde a um fluxo de potência reativa através do RT da carga para a fonte.

4.4 Impacto de GFVs na tensão do sistema

Normas [5] especificam que o GFV não deve regular ativamente as tensões do sistema de distribuição. Em geral, tentativas de regular a tensão em determinado ponto da rede, por parte do gerador, podem causar conflito com as estratégias de controle pré-definidas pela concessionária. Ainda que o GFV não participe ativamente do controle de tensão, a atuação do gerador pode causar aumento ou diminuição da tensão ao longo do alimentador, dependendo de seu tipo, método de controle, potência injetada na rede, parâmetros do alimentador e carregamento.

O fluxo incremental de potência ativa, interagindo com a resistência do alimentador, tende a fazer a tensão na barra do GFV, e de seus arredores, aumentar, o que pode ser

agravado ou mitigado pela injeção de potência reativa. Injeção positiva contribuirá para o aumento da tensão, enquanto que injeção negativa, auxiliará na redução destes valores.

Excepcionalmente, a regulação de tensão por parte da GFV pode ser permitida, caso exista um acordo mútuo entre a concessionária e o proprietário do gerador. GFVs conectados à rede por meio de inversores de auto-comutação (*self-commutating inverters*) são capazes de regular a tensão do sistema através da redução (ou absorção, se necessário) da potência reativa de saída.

Em casos onde o acordo mútuo permite a regulação de tensão por parte do GFV, sua potência reativa de saída varia com o tempo, com o objetivo de se obter a tensão desejada. Por outro lado, esta regulação pode não ser suficiente para controlar sobretensões. Nesses casos, RTs podem contribuir para a manutenção das tensões dentro de padrões pré-estabelecidos.

4.5 Conclusão

O presente capítulo definiu os impactos de um GFV nas tensões do sistema, bem como a atuação do RT e seus modos de controle. O Capítulo 4 detalhará as simulações realizadas.

Capítulo 5

Resultados

5.1 Introdução

Um dos principais problemas operacionais causados pela alta penetração de geração fotovoltaica em sistemas de distribuição, é a sobretensão. Este impacto pode ser mitigado através da limitação da potência ativa injetada pelo GFV, o que resulta em subaproveitamento do gerador. Outra alternativa é a atuação dos RTs. Entretanto, em cenários de forte injeção de potência ativa por parte dos geradores, a operação dos reguladores é afetada.

O impacto na operação dos RTs pode ser observado em situações onde o GFV opera com fator de potência unitário e o RT, no modo Bidirecional Normal. Nestes casos, dada a reversão do fluxo de potência no alimentador, o RT deixa de regular a tensão em barras na ponta do alimentador e passa a regular pontos próximos à barra da subestação, ou até mesmo nesta, levando à perda de sua capacidade de regulação, caso as barras estejam configuradas com diferentes *setpoints* de tensão. Neste cenário, a condição de *runaway* é observada.

Os resultados apresentados neste capítulo visam mostrar, através de simulações dinâmicas, os mecanismos que levam o RT a atingir a condição de *runaway*.

5.2 Estudos de Caso

Os estudos de caso tratados nesta Capítulo simulam o aumento da injeção de potência ativa na rede de distribuição, em média tensão, decorrente do aumento da irradiação incidente nos módulos fotovoltaicos.

Em todos os cenários, considerou-se que os GFVs operam com fator de potência unitário e os RTs, no modo Bidirecional Normal, onde o tempo de atuação do RT é de 30s e sua banda morta corresponde a 10 %.

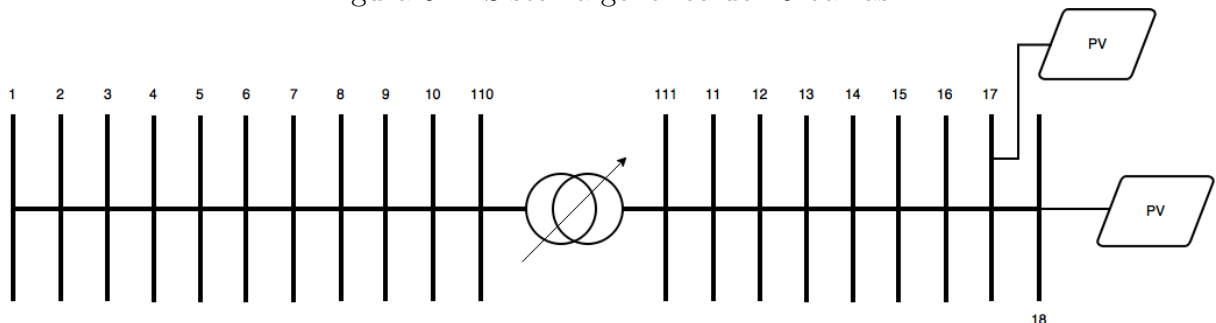
Para os testes, foram utilizadas duas redes: um sistema de 20 barras, com único alimentador, e o sistema de distribuição genérico do Reino Unido, UKGDS, de 95 barras.

As simulações foram realizadas no *software* ANATEM, do CEPTEL, com auxílio dos programas ANAREDE, para fluxo de potência e Edit CDU, para modelagem dos GFVs e RTs.

5.2.1 Sistema 20 barras

O sistema teste de 20 barras é mostrado na Figura 5.1. A rede possui dois GFVs conectados às duas últimas barras do alimentador, através de transformadores. Desta forma, considera-se a barra 1 como a barra *swing*, ou barra da subestação, sendo esta a fronteira entre a rede de distribuição e o sistema principal. A tensão base da rede é de 13,8kV.

Figura 5.1: Sistema genérico de 20 barras.



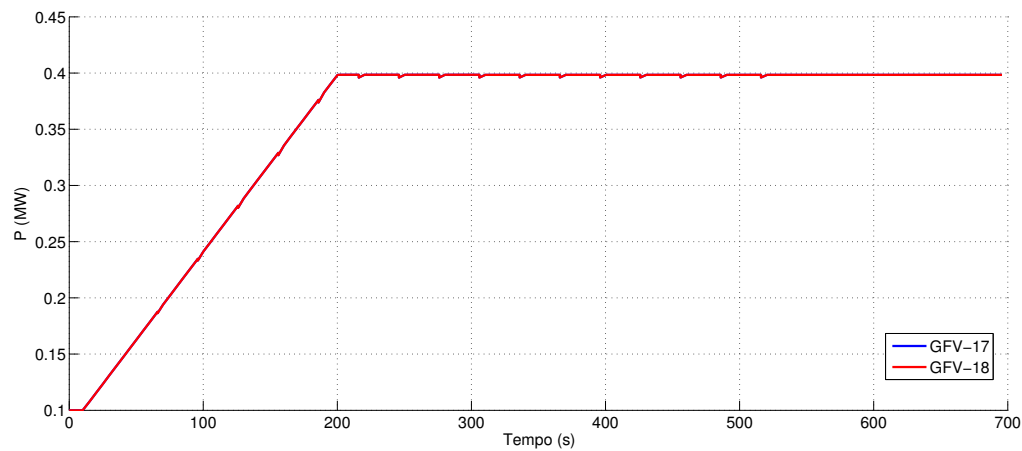
A carga do alimentador está distribuída conforme a Tabela 5.1

Tabela 5.1: Carga do alimentador.

Potência	kW	$kVAr$
à Montante do RT	475	235
à Jusante do RT	277,5	135
Total	752,5	370

Ambos os geradores possuem a mesma capacidade e iniciam as simulações injetando, cada um, $100kW$ na rede. O efeito da irradiação é simulado através do aumento na potência de saída do inversor, sendo caracterizado por uma rampa com duração de $190s$. A potência final de cada GFV é $400kW$, conforme mostra a Figura 5.2.

Figura 5.2: Potência Ativa de Saída dos GFVs.



Em ambos os casos simulados, o RT regula a tensão na barra 18, quando o fluxo de potência ativa está no sentido direto, e na barra 1, no sentido reverso. O sentido direto é configurado quando o fluxo de potência ativa se dá da barra da subestação para a barra 18.

Para a rede de 20 barras, as simulações estão divididas em duas partes, considerando

diferentes ajustes de *setpoint* de tensão para o RT, V_{ref-RT} .

- Caso 1: $V_{ref-RT} < V_{ref-SE}$

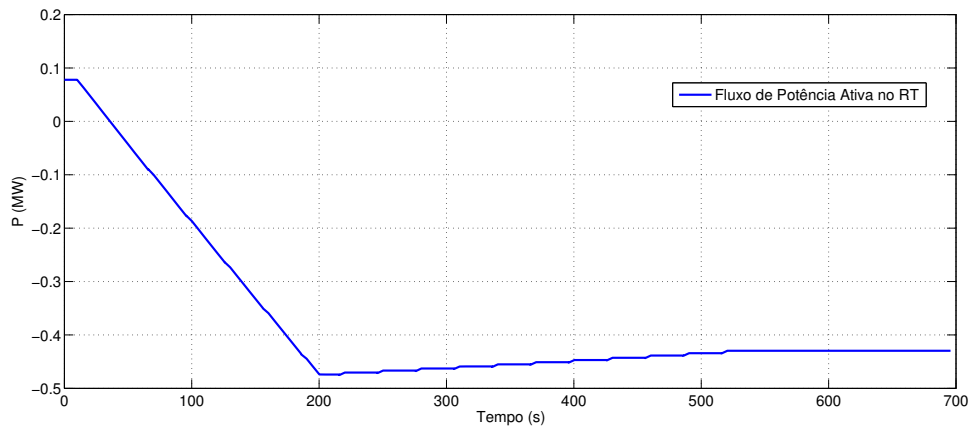
No primeiro caso simulado, considerou-se que a tensão de referência do RT era menor que a tensão de referência na barra *swing*:

$$V_{ref-RT} = 0,98p.u. \quad (5.1)$$

$$V_{ref-SE} = 1p.u. \quad (5.2)$$

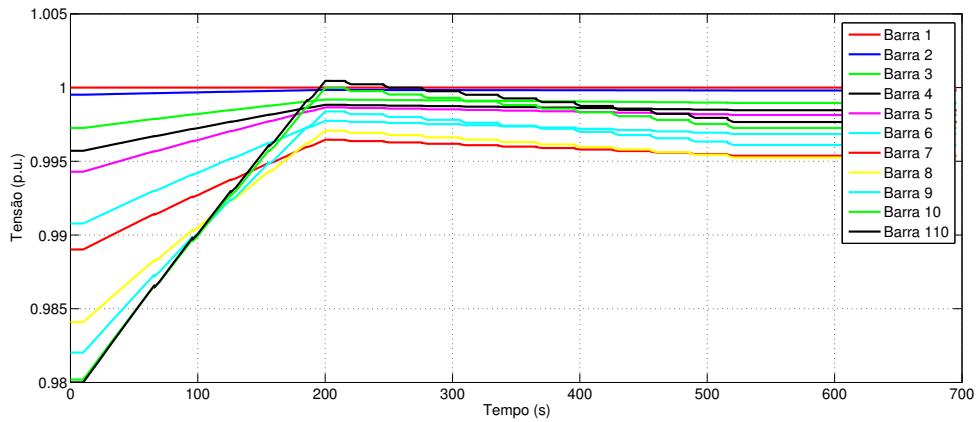
A Figura 5.3 mostra o fluxo de potência ativa através do RT. Nela, percebe-se que o fluxo se inverte em aproximadamente, 40s. Logo, a partir deste instante, o RT selecionará a barra 1 como barra a ser regulada.

Figura 5.3: Fluxo de potência através do RT.



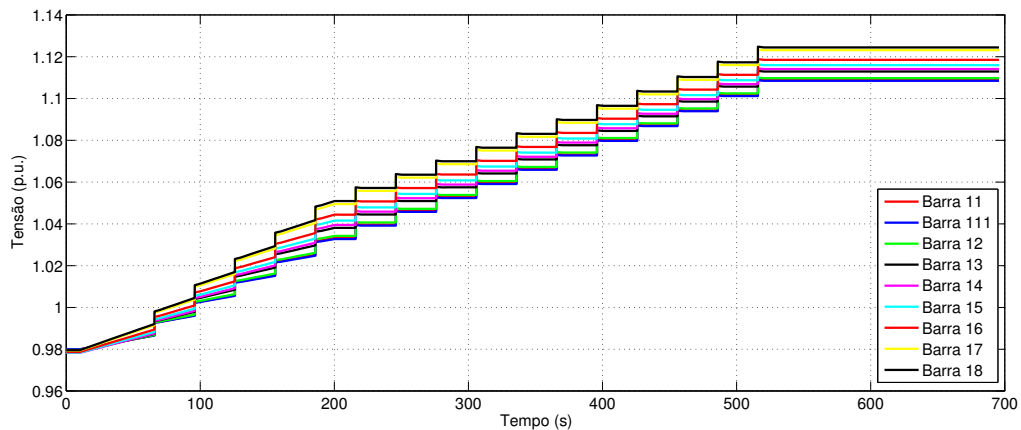
Na Figura 5.4, verificam-se as tensões do lado da subestação. Nota-se que as tensões nas barras são tão menos afetadas quanto mais próximas estão da barra 1, comprovando a baixa influência do efeito da regulação do RT na barra da subestação, com forte capacidade de regulação. Após 200s, instante em que a injeção de potência ativa por parte dos GFVs se torna constante, percebe-se o efeito da tentativa do RT regular a tensão na subestação, através da diminuição das tensões nas barras 3 a 110.

Figura 5.4: Tensões nas barras do lado da subestação.



A Figura 5.5 mostra, por outro lado, os valores de tensão nas barras do lado do GFV. Verifica-se nesta imagem que, a tentativa do RT de regular a tensão na barra 1, prejudica as tensões nas barras localizadas no final do alimentador. Ao tentar diminuir a tensão de uma barra à sua esquerda, o RT acaba por elevar a tensão das barras à direita, provocando sobretensões em valores inadmissíveis para a operação da rede a longo prazo.

Figura 5.5: Tensões nas barras do lado dos GFVs.

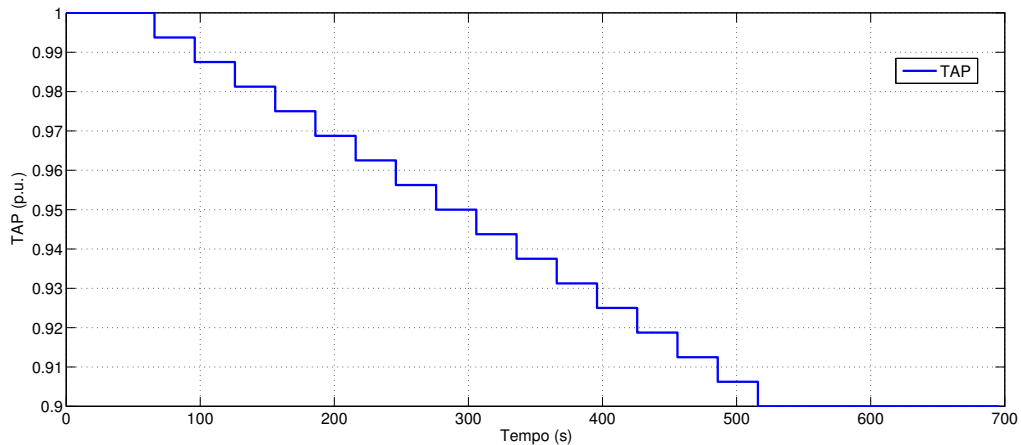


A dinâmica de comutação dos taps do RT é detalhada na Figura 5.6. Nela, observa-se o comportamento do RT ao tentar regular a tensão numa barra com forte regulação. Nota-se que o RT perde sua eficácia, comutando diversas vezes, sem conseguir realizar os

ajustes de tensão pretendidos.

A condição de *runaway* é evidenciada no momento em que o RT perde a capacidade de controlar a tensão na barra desejada, o que acontece logo na primeira comutação de tap após o RT ter selecionado a barra com forte capacidade de regulação (barra da subestação). Neste caso, o RT atua, sem sucesso, com o objetivo de diminuir a tensão na barra da subestação, o que tem efeito contrário nas barras localizadas na ponta do alimentador. Como o erro de tensão não reduz a cada comutação, as mudanças na posição do tap continuam a ocorrer.

Figura 5.6: Evolução do tap do RT.



A situação 2, mostra os efeitos causados pelo aumento da injeção de potência ativa por parte dos GFVs, em redes onde o RT está configurado com *setpoint* de tensão de referência maior que o da subestação.

- Caso 2: $V_{ref-RT} > V_{ref-SE}$

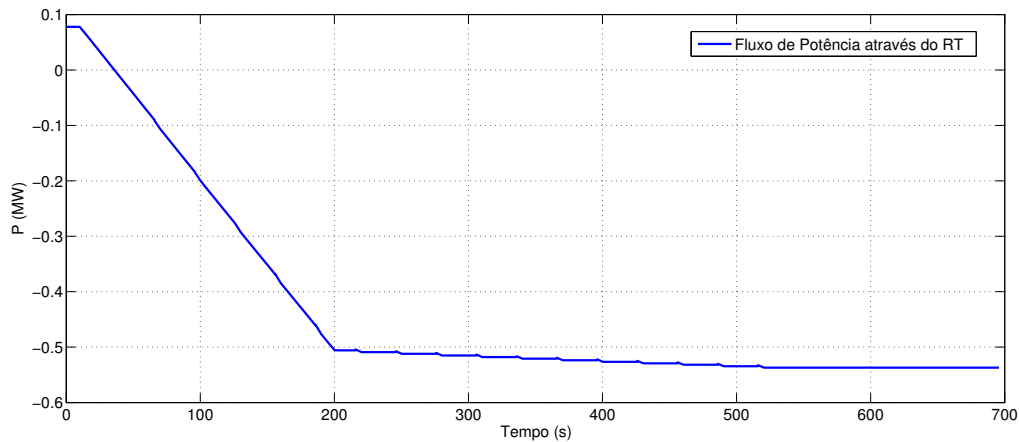
No caso 2, consideraram-se os seguintes valores de tensão de referência para o RT e a SE:

$$V_{ref-RT} = 1,02p.u. \quad (5.3)$$

$$V_{ref-SE} = 1p.u. \quad (5.4)$$

Na figura 5.7, observa-se a inversão do fluxo de potência ativa no alimentador, em aproximadamente 40s. Neste caso, o comportamento da injeção de potência ativa é o mesmo que aquele percebido no Caso 1.

Figura 5.7: Fluxo de potência através do RT.



O impacto, na tensão, do aumento na injeção de potência ativa por parte dos GFVs é percebido na Figura 5.8 (barras próximas à subestação). Nesta situação, percebe-se a influência das barras com capacidade de regulação nas barras vizinhas. Desta forma, nota-se que as barras mais próximas ao RT são as mais afetadas por seu efeito de regulação.

Por outro lado, as tensões nas barras do lado da GD são mostradas na Figura 5.9. Nela, nota-se que o movimento do RT para aumentar a tensão na barra 1 provoca redução nas tensões das barras próximas aos geradores. Até 200s, verifica-se elevação nas tensões devido ao aumento da injeção de potência ativa. Porém a cada comutação do RT, as tensões nas barras à direita do RT diminuem, chegando a valores próximos a $0,94p.u.$ em algumas barras.

A evolução dos taps do RT é mostrada na Figura 5.10. As comutações ocorrem de maneira sucessiva, uma vez que o erro de tensão não diminui a cada mudança. O RT

Figura 5.8: Tensões nas barras do lado da SE.

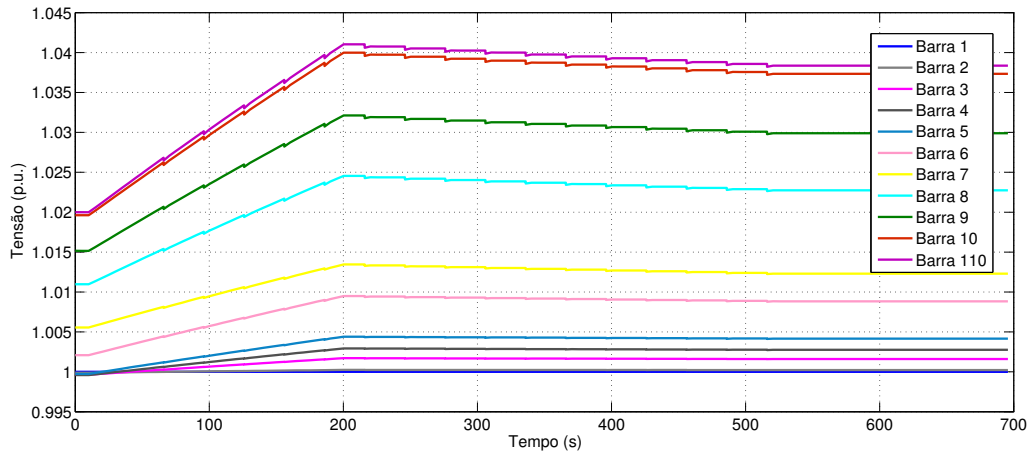
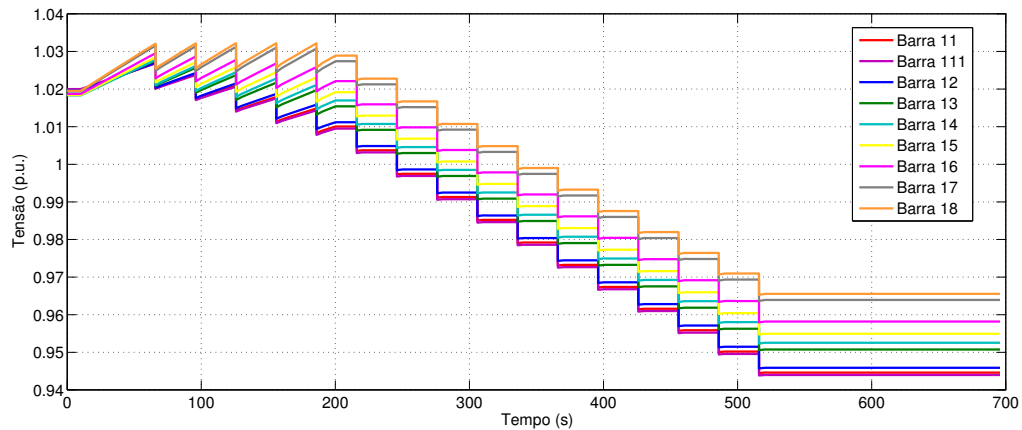


Figura 5.9: Tensões nas barras do lado dos GFVs.

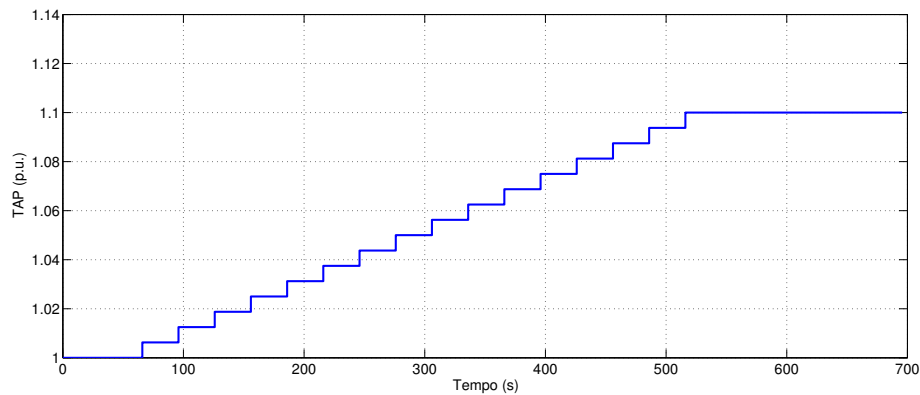


atinge a condição de *runaway* no momento em que perde sua capacidade de regulação, atingindo seu limite máximo de $1,1p.u.$.

5.2.2 Sistema UK - 95bus

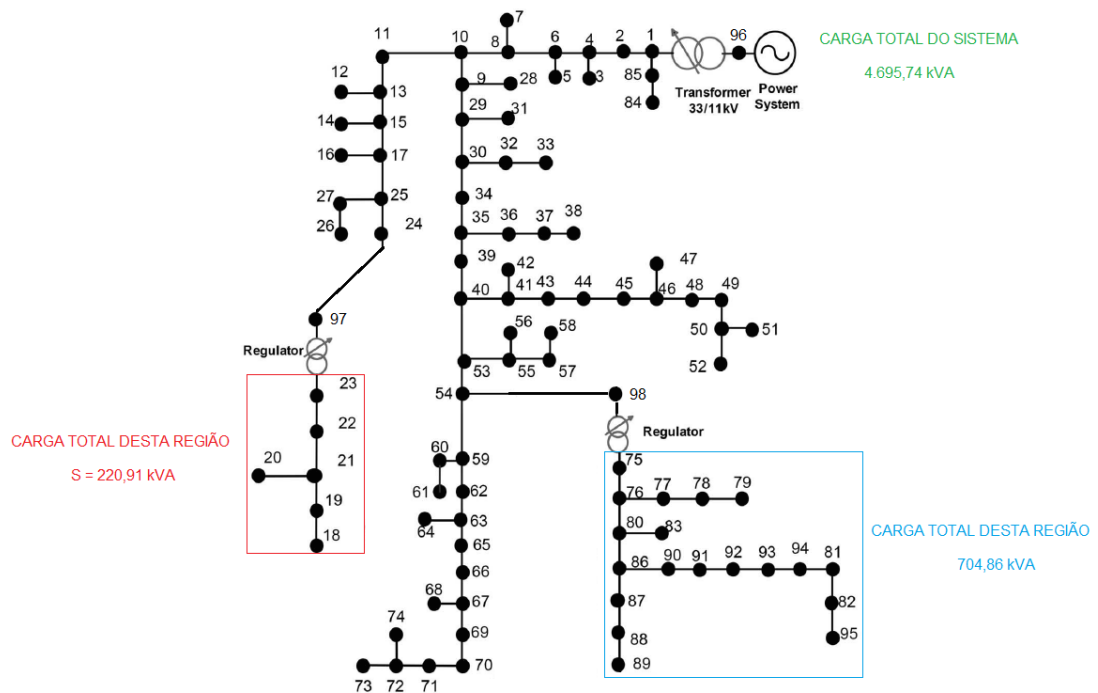
A rede de distribuição genérica do Reino Unido, UKGDS (*United Kingdom Generic Distribution System*) é um sistema em $11kV$, com 95 barras, conforme mostrado na Figura

Figura 5.10: Evolução do tap do RT.



5.11.

Figura 5.11: Sistema UKGDS - 95 barras.



Esta rede possui dois RTs, um entre as barras 97 e 23 (RT-9723), e outro entre 98 e 75 (RT-9875), além de um transformador de subestação entre as barras 96 e 1. Ambos os RTs foram configurados para operar com *setpoint* de tensão em 0,98 p.u. e, no sentido

reverso, tentam controlar a tensão na barra 1. No sentido direto, o RT-9723 regula a barra 18, enquanto que o RT-9875, regula a barra 95. A Tabela 5.2 especifica a carga em alguns trechos da rede.

Tabela 5.2: Carga da rede UKGDS.

Barras	$\sum P(kW)$
De 18 à 23	215
De 11 à 97	320
De 75 à 95	677
De 34 à 58	182
De 59 à 65	115

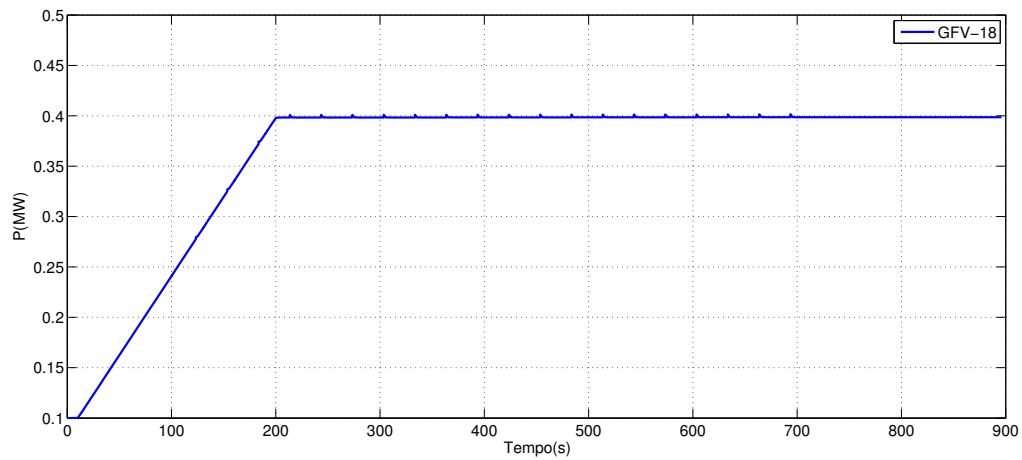
No sistema, foram inseridos três GFVs equivalentes nas barras 18, 89 e 95, através de transformadores. As potências iniciais e finais dos GFVs são mostradas na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Potências Inicial e Final dos GFVs.

	$P_0(kW)$	$P_f(kW)$
GFV-18	100	400
GFV-89	100	500
GFV-95	100	500

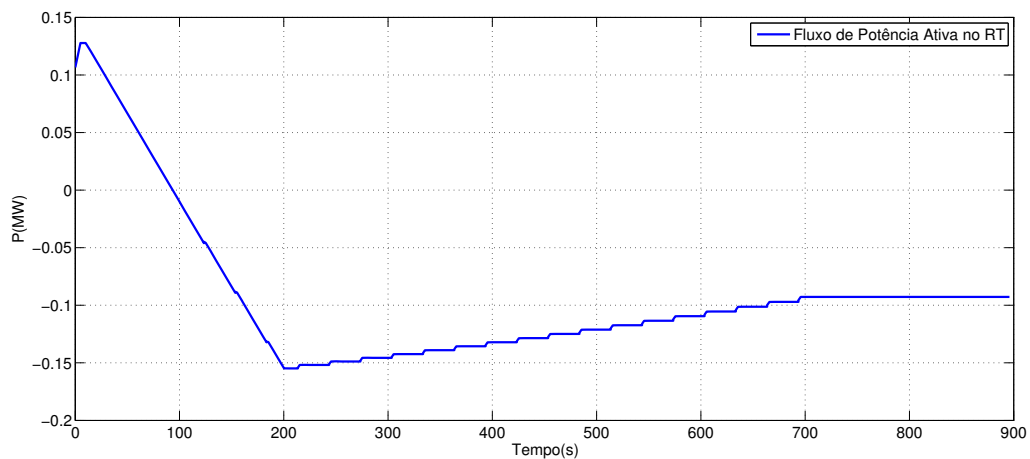
Na Figura 5.12, observa-se a saída de potência ativa do gerador conectado à barra 18 (GFV-18), sendo esta caracterizada por uma rampa de 190s de duração, com início em 10s e fim em 200s. Conforme apresentado na Tabela 5.3, o GFV-18 inicia a simulação injetando 100kW de potência e termina em 400kW.

Figura 5.12: Potência Ativa de Saída do gerador GFV-18.



No RT-9723, o fluxo de potência ativa reverte em aproximadamente 95s, o que se visualiza na Figura 5.13. Após este instante, o GFV passa a injetar potência suficiente para alimentar as cargas do lado direito do RT e exportar o excedente para o restante da rede.

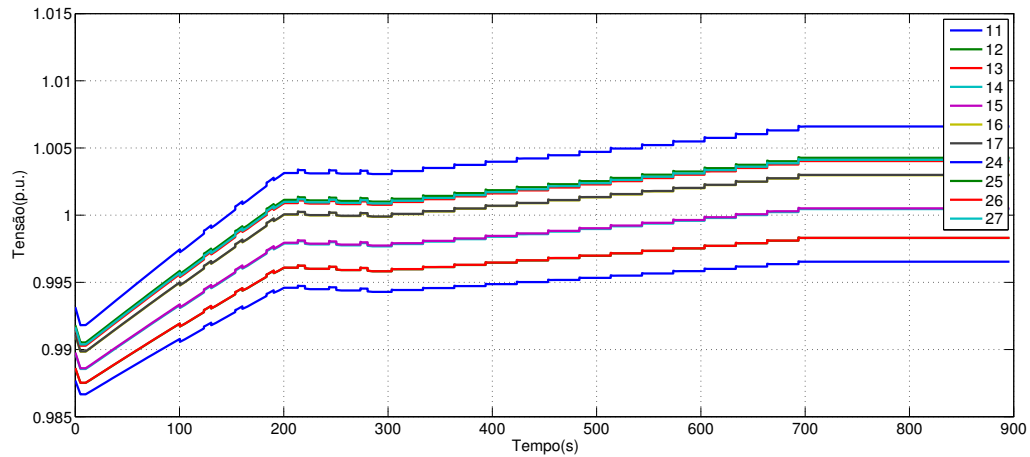
Figura 5.13: Fluxo de Potência no RT-9723.



O efeito da alteração do fluxo de potência nas tensões das barras do lado do sistema principal (barras 11 a 17 e 24 a 27) é mostrado na Figura 5.14. Nota-se que estas barras

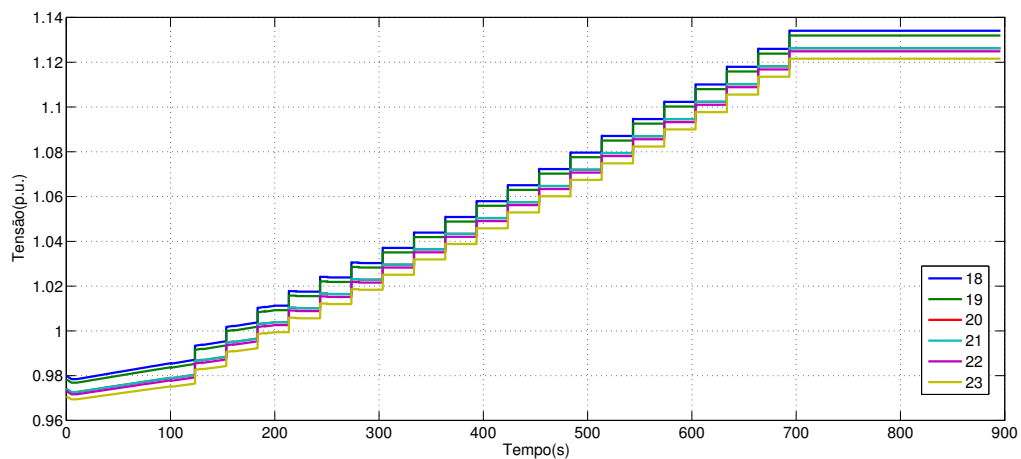
apresentam elevação em seus valores de tensão, mesmo após 200s.

Figura 5.14: Tensões nas barras do lado da barra infinita.



Por outro lado, na Figura 5.15 são mostradas as tensões nas barras do lado do GFV (barras 18 a 23). Observa-se que as comutações sucessivas de tap elevam a tensão a valores próximos de 1,12 p.u..

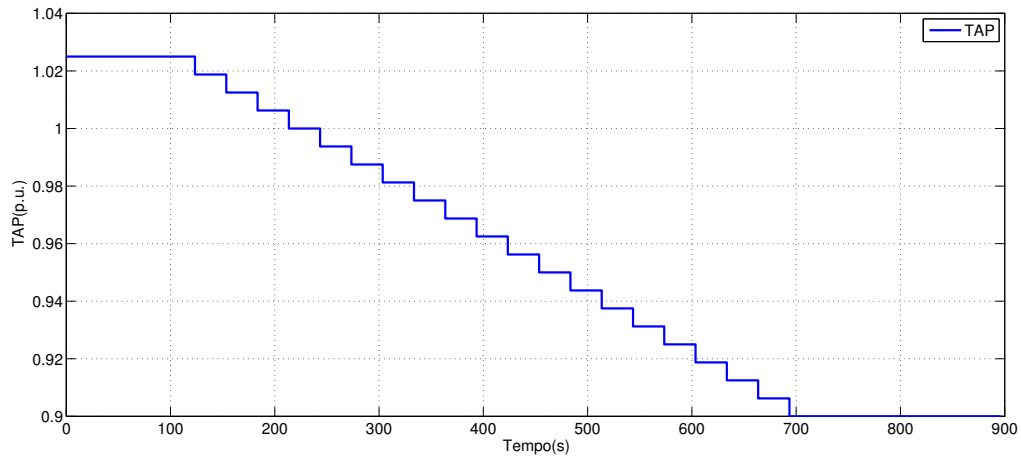
Figura 5.15: Tensões nas barras do lado do GFV-18.



O comportamento da comutação dos taps é explicitado na Figura 5.16. Neste caso, o RT inicia sua operação com valor acima de 1 p.u., o que o leva a realizar mais comutações

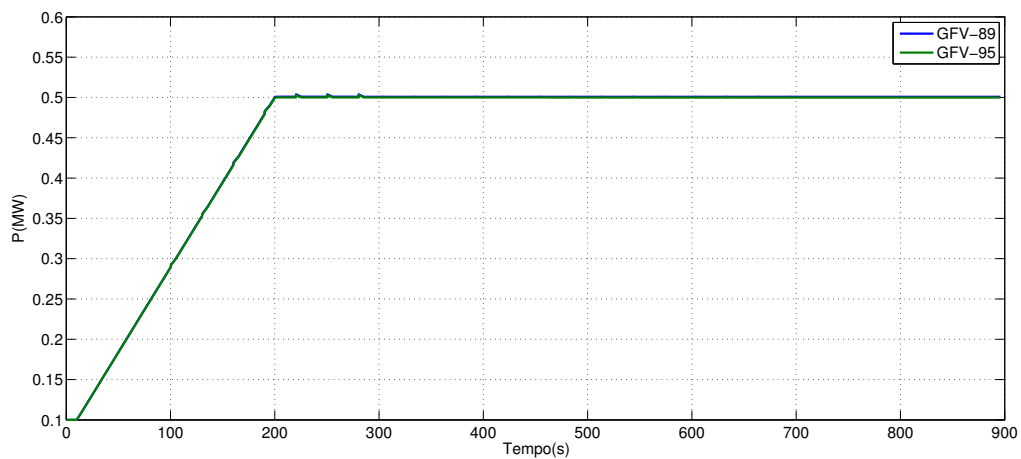
para atingir seu objetivo final, aumentando o desgaste do equipamento.

Figura 5.16: Evolução do tap do RT-9723.



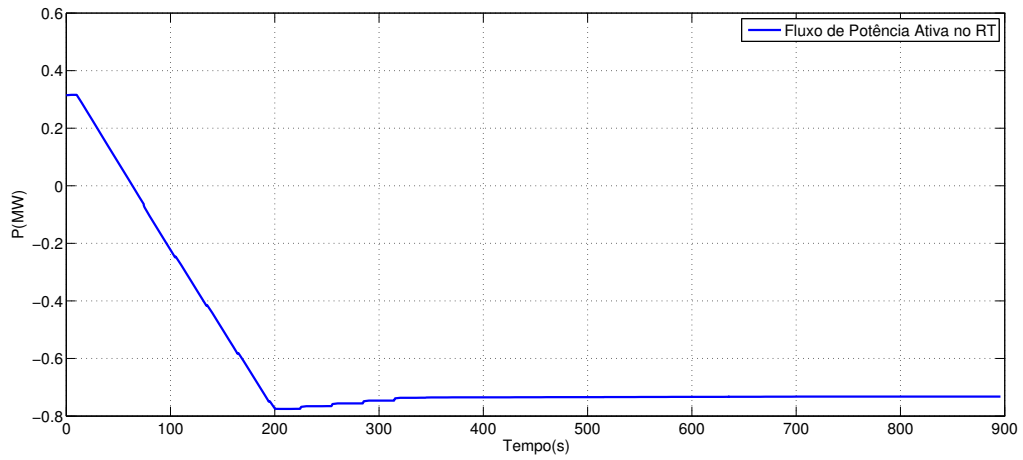
Na Figura 5.17, verifica-se a potência de saída dos geradores localizados nas barras 89 e 95, iniciando a simulação em $100kW$ e terminando em $500kW$.

Figura 5.17: Potência Ativa de Saída dos geradores GFV-89 e GFV-95.



No RT-9875, o fluxo de potência ativa se reverte em cerca de 70s. Logo, apenas neste instante o RT inicia a regulação na barra da subestação.

Figura 5.18: Fluxo de Potência no RT-9875.



As tensões nas barras do lado da subestação são detalhadas nas Figuras 5.19 (barras 34 a 43 e 53 a 58) e 5.20 (barras 59 a 65). Nelas, nota-se comportamento semelhante ao observado nas barras à montante do RT-9723, com elevações de tensão.

Figura 5.19: Tensões nas barras do lado da barra infinita (barras 34 à 58).

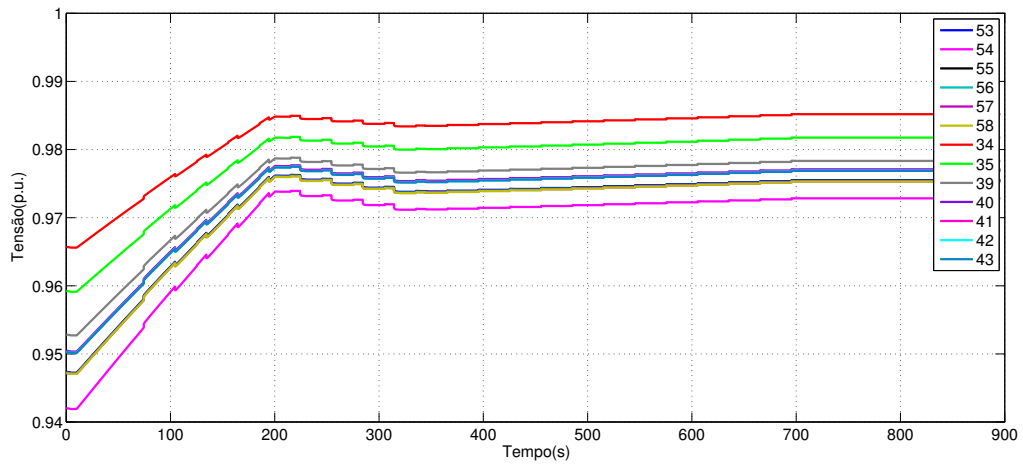
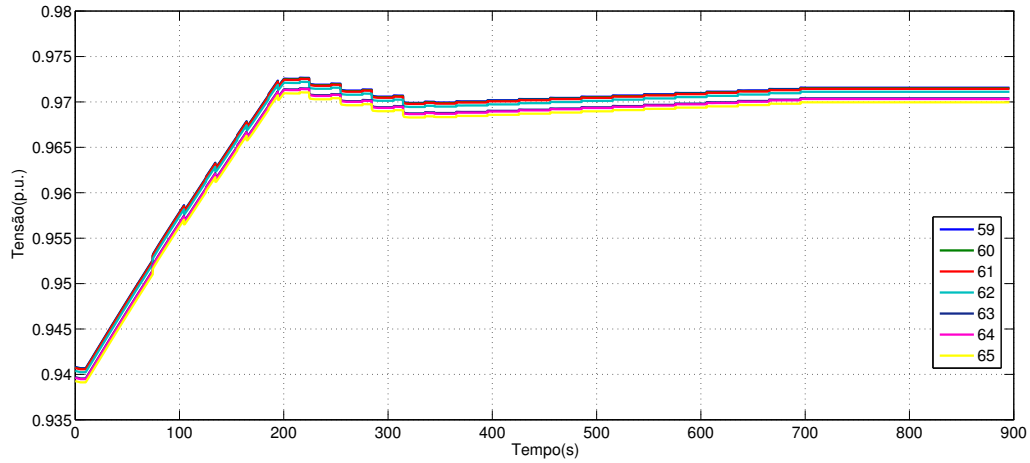
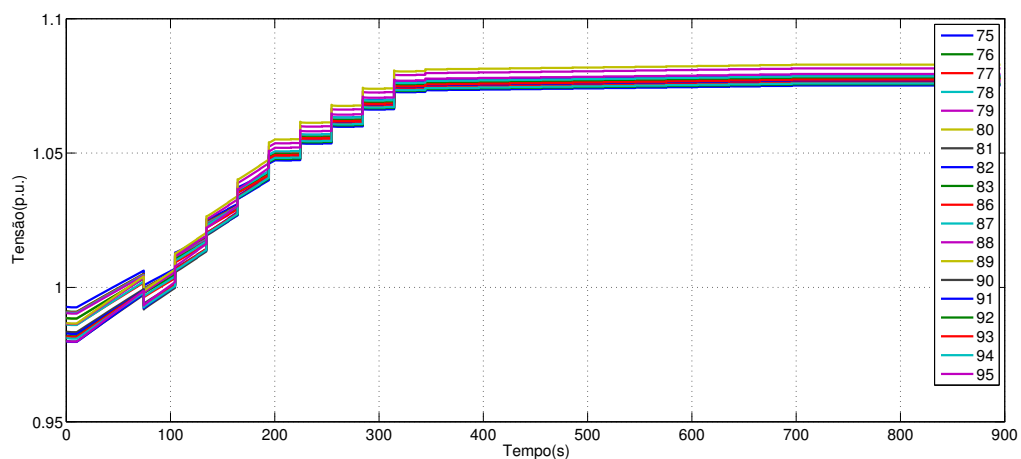


Figura 5.20: Tensões nas barras do lado da barra infinita (barras 59 a 65).



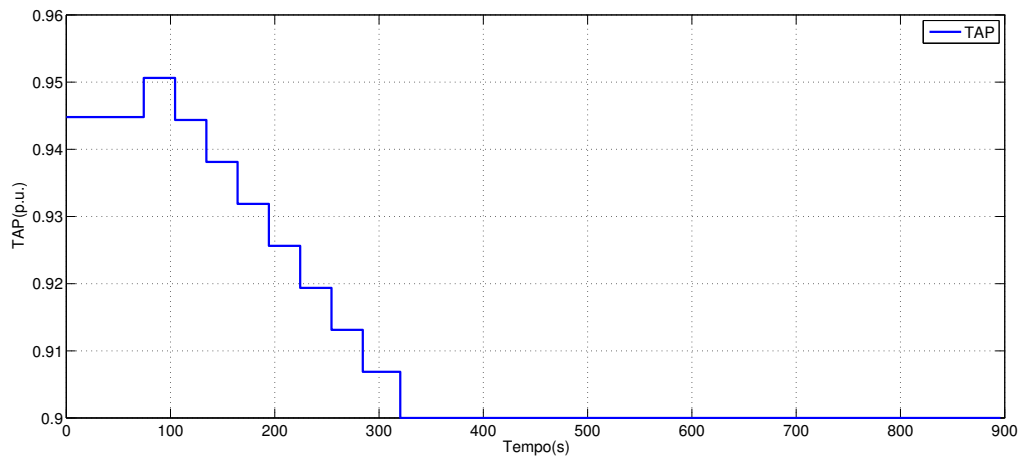
A Figura 5.21 mostra as tensões nas barras do lado dos GFVs. Neste trecho, percebe-se que a tensão nas barras mostradas sofrem, primeiramente, redução, uma vez que até 70s, o RT visa controlar a tensão na barra 95. Após este momento, a atuação do RT se dará com o objetivo de regular a barra da subestação, o que pode ser observado através aumento de tensão nas barras.

Figura 5.21: Tensões nas barras do lado dos geradores GFV-89 e GFV-95.



A evolução da comutação dos taps do RT é apresentada na Figura 5.22. Nota-se, nela, o primeiro movimento do RT com intuito de diminuir a tensão na barra 95. Porém, do segundo em diante, o RT promove tentativas de regular a tensão na subestação, o que o leva a perder sua capacidade de controle, levando-o a alcançar a condição de *runaway*.

Figura 5.22: Evolução do tap do RT-9875.



5.3 Conclusão

Este capítulo apresentou os mecanismos que levam o regulador de tensão, no modo de bidirecional, a perder a capacidade de regular a tensão na barra desejada (do lado da subestação) quando o fluxo de potência ativa no regulador de tensão é invertido, por meio de simulações no domínio do tempo. Esse fenômeno é conhecido como condição de runaway em reguladores de tensão. Além do número excessivo de comutações de taps, o fenômeno provoca efeitos indesejáveis de sobretensões ou subtensões em barras do lado da GD. O entendimento dos mecanismos que levam a condição de runaway é de fundamental importância para adoção de soluções contra o efeito maléfico do fenômeno.

Capítulo 6

Conclusão

6.1 Considerações Finais

A partir dos estudos apresentados nesta dissertação, notou-se que redes de distribuição com presença de GFVs podem sofrer impactos negativos em sua operação devido à influência dos geradores em equipamentos de regulação de tensão normalmente utilizados pelas concessionárias.

Nos casos estudados, onde a injeção de potência ativa por parte dos geradores se tornou alta o suficiente para causar reversão de fluxo no alimentador, verificou-se que a condição de *runaway* pode ser atingida a partir de diferentes estágios de operação do RT, uma vez que a posição do tap pode assumir diversos valores iniciais.

A capacidade de regulação remanescente do RT dependerá de sua posição de tap. Logo, a condição de *runaway* pode ser atingida com maior ou menor quantidade de comutações.

A condição de runaway resulta da operação normal de ambos os dispositivos. Porém, a inexistência de qualquer estratégia de operação entre eles pode resultar no desgaste dos equipamentos, aumento nos custos de manutenção e na utilização pouco eficiente de recursos que, se coordenados de maneira apropriada, poderiam trazer muitos benefícios à rede de distribuição.

Apesar deste impacto, é importante ressaltar que a geração fotovoltaica não deve ser desincentivada devido aos desafios. Pelo contrário, considerando que a condição de *runaway* é atingida devido aos modos de operação nos quais os dispositivos estão configurados, é importante que se realizem estudos mais aprofundados com o objetivo de conhecer e contornar os impactos negativos causados pela introdução dos geradores nas redes de distribuição.

6.2 Trabalhos futuros

Como o tema apresenta forte relevância técnica e econômica, existem diversas linhas de pesquisa que podem ser seguidas a partir do tema:

- Proposição de estratégias de controle coordenado entre RTs e GFVs;
- Análise da influência dos GFVs em outros equipamentos presentes nas redes de distribuição, como reguladores de subestação e bancos de capacitores;
- Avaliação econômica do aumento da comutação do tap dos RTs;

Além disso, estudos relativos aos modelos utilizados também podem ser desenvolvidos:

- Introdução das funções de proteção nos modelos;
- Implementação de uma estratégia de MPPT no modelo do gerador fotovoltaico.

Entre outros.

Referências Bibliográficas

- [1] *Resolução Normativa Nº 482*, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Abril 2012.
- [2] *Diário Oficial da União - DOU*, Outubro 2015.
- [3] *Portaria Nº 538*, Ministério de Minas e Energia - MME, Dezembro 2015.
- [4] ISC-Committee *et al.*, “IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems,” *New York, NY: Institute of Electrical and Electronics Engineers*, 2003.
- [5] R. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, and L. A. Kojovic, “Summary of distributed resources impact on power delivery systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 3, pp. 1636–1644, 2008.
- [6] K. M. Muttaqi, A. D. Le, M. Negnevitsky, and G. Ledwich, “A coordinated voltage control approach for coordination of oltc, voltage regulator, and dg to regulate voltage in a distribution feeder,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, no. 2, pp. 1239–1248, 2015.
- [7] N. Yorino, Y. Zoka, M. Watanabe, and T. Kurushima, “An optimal autonomous decentralized control method for voltage control devices by using a multi-agent system,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2225–2233, 2015.

- [8] Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal, R. Jabr *et al.*, “Distribution voltage control considering the impact of pv generation on tap changers and autonomous regulators,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 29, no. 1, pp. 182–192, 2014.
- [9] Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal, and R. A. Jabr, “Stochastic distribution system operation considering voltage regulation risks in the presence of pv generation,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1315–1324, 2015.
- [10] J. T. Pinho and M. A. Galdino, “Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos,” *Rio de Janeiro: CEPEL–CRESESB*, 2014.
- [11] C. Prieb, “Determinação da eficiência de seguimento de máxima potência de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição,” *UFRGS Tese de Doutorado*, 2011.
- [12] CELPA, “Conexão de minigeração distribuída ao sistema de distribuição em média tensão,” 2015.
- [13] B. Tamimi, C. Cañizares, and K. Bhattacharya, “System stability impact of large-scale and distributed solar photovoltaic generation: The case of ontario, canada,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 680–688, 2013.
- [14] N. T. EPE, “Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira,” *Nota Técnica da EPE, Rio de Janeiro*, 2012.
- [15] *WECC PV Power Plant Dynamic Modeling Guide*, WECC Renewable Energy Modeling Task Force, Abril 2014.
- [16] J. P. A. DA COSTA, Juliana P. e VIEIRA, “Modelagem de geradores fotovoltaicos para estudos em regime dinâmico de sistemas de energia elétrica,” in *XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)*, Foz do Iguaçu, PR, 2015.

- [17] F. Olivier, P. Aristidou, D. Ernst, and T. Van Cutsem, “Active management of low-voltage networks for mitigating overvoltages due to photovoltaic units,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 926–936, 2016.
- [18] *WECC Guide for Representation of Photovoltaic Systems In Large-Scale Load Flow Simulations*, WECC Renewable Energy Modeling Task Force, Agosto 2010.
- [19] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*. McGraw-hill New York, 1994, vol. 7.
- [20] W. H. Kersting, *Distribution system modeling and analysis*. CRC press, 2012.