

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Marcos Rosa Fabiano Alves

**O PAPEL DE GERADORES FOTOVOLTAICOS NA REGULAÇÃO DE TENSÃO
EM REDES DE BAIXA TENSÃO RESIDENCIAIS:**

estudo comparativo de normas e padrões sob a ótica da mitigação da elevação de tensão

Belo Horizonte

2017

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 969

**O PAPEL DE GERADORES FOTOVOLTAICOS NA REGULAÇÃO DE TENSÃO
EM REDES DE BAIXA TENSÃO RESIDENCIAIS:
estudo comparativo de normas e padrões sob a ótica da mitigação da elevação de tensão**

Marcos Rosa Fabiano Alves

DATA DA DEFESA: 20/02/2017

Marcos Rosa Fabiano Alves

**O PAPEL DE GERADORES FOTOVOLTAICOS NA REGULAÇÃO DE TENSÃO
EM REDES DE BAIXA TENSÃO RESIDENCIAIS:**

estudo comparativo de normas e padrões sob a ótica da mitigação da elevação de tensão

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Antônio Severo Mendes

Coorientador: Prof. Dr. Selênio Rocha Silva
(*In memoriam*)

Área de Concentração: Engenharia de Potência

Belo Horizonte

2017

A474p

Alves, Marcos Rosa Fabiano.

O papel de geradores fotovoltaicos na regulação de tensão em redes de baixa tensão residenciais [manuscrito] : estudo comparativo de normas e padrões sob a ótica da mitigação da elevação de tensão / Marcos Rosa Fabiano Alves. – 2017.

108 f., enc.: il.

Orientador: Marcos Antônio Severo Mendes.

Coorientador: Selênio Rocha Silva.

Dissertação (mestrado) Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Inclui bibliografia.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Energia elétrica - Distribuição - Baixa Tensão - Teses. 3. Geração de energia fotovoltaica - Teses. 4. Normas técnicas (Engenharia) - Teses. I. Mendes, Marcos Antônio Severo. II. Silva, Selênio Rocha. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.

CDU: 621.3(043)


"O Papel de Geradores Fotovoltaicos na Regulação de Tensão em Redes de Baixa Tensão Residenciais: Estudo Comparativo de Normas e Padrões sob a Ótica da Mitigação da Elevação de Tensão"


Marcos Rosa Fabiano Alves

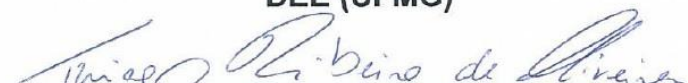
Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 20 de fevereiro de 2017.

Por:


Prof. Dr. Marcos Antônio Severo Mendes
DELT (UFMG) - Orientador


Prof. Dr. Wallace do Couto Boaventura
DEE (UFMG)


Prof. Dr. Thiago Ribeiro de Oliveira
DELT (UFMG)

*Ao Prof. Selênio (in memoriam),
que me acolheu desde meu primeiro dia
e me deu toda a base para seguir adiante
mesmo na sua ausência.*

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e à Érica, que seguraram o rojão durante esses três anos, sem jamais deixar meu lado.

A minha mãe, por receber cada patada como quem recebe uma flor, sempre retribuindo com amor e carinho.

Ao meu pai, por continuar sendo, como sempre foi, um modelo e uma inspiração ímpares, e também por sua contribuição inestimável para o desenvolvimento deste trabalho.

À Érica, por ser em todos os momentos minha mais imprescindível fonte de energia e válvula de escape, e por fazer tudo ficar bem sempre que estivéssemos juntos.

Mais uma vez, ao Professor Selênio (in memoriam).

Ao Professor Severo, pela liberdade e confiança me dadas para que eu mantivesse o foco do trabalho conforme minha afinidade com o assunto.

Ao Professor Wallace, por todo o apoio e solicitude sempre que o procurei.

À Fundação Christiano Ottoni, à Cemig, à Efficientia e a todos os envolvidos no Projeto D713.

Ao colega Marcos Fernando, por não só me permitir dar sequência ao seu trabalho, como ainda me dar acesso a todo o material desenvolvido por ele - alavancando enormemente este trabalho.

Ao colega Márcio Melquíades, pela consultoria iluminada com relação a qual software de simulação utilizar neste trabalho.

Ao Jerônimo, Secretário do PPGEE, pela eficiência e boa vontade em todas as incontáveis vezes que procurei sua ajuda.

Ao colega e amigo Marcos Vinícius, por compartilhar a sofrência do Mestrado, por ser cúmplice nas disciplinas, e por ser fonte infalível de expertise e dados (inclusive em nome de sua empresa, Imax Energia) ao longo da elaboração deste trabalho.

Ao colega e amigo João Paulo, por ser quase um guru intelectual e espiritual, sempre me puxando para frente, fosse com boas energias ou com bons conselhos.

E a todos os meus amigos, que compreenderam minha ausência nesses últimos três anos e, de perto ou de longe, me deram seu apoio na forma de boas energias, e estão agora me esperando de braços abertos para celebrar o fim desta etapa.

De tudo, ficaram três coisas: a certeza de que ele estava sempre começando, a certeza de que era preciso continuar e a certeza de que seria interrompido antes de terminar. Fazer da interrupção um caminho novo. Fazer da queda um passo de dança, do medo uma escada, do sono uma ponte, da procura um encontro.
(Fernando Sabino)

Aquilo que não nos mata nos torna mais fortes.
(Friedrich Nietzsche)

Aquilo que não nos mata simplesmente nos torna mais estranhos.
(Coringa)

RESUMO

A geração distribuída fotovoltaica vem crescendo exponencialmente no mundo nas últimas décadas, e se encaminha rapidamente para ser uma fonte significativa de energia para o planeta. O Brasil ainda se encontra bastante atrás em relação à vanguarda nessa área, mas seu privilegiado nível de irradiação solar lhe confere enorme potencial para crescer. Neste contexto, este trabalho estudou diferentes normas e padrões, nacionais e internacionais, no que diz respeito ao papel da geração fotovoltaica na regulação de tensão em redes de baixa tensão residenciais, focando particularmente na elevação de tensão provocada pela injeção de potência ativa na rede. Essa injeção cria um cenário de inversão de fluxo de potência no sistema de distribuição de baixa tensão, originalmente projetado para operar com um fluxo do transformador de distribuição para as unidades consumidoras. Essa reversão tende a provocar elevações de tensão, que podem ultrapassar os limites de sobretensão. Esse novo cenário exige estudo, para garantir que a operação do sistema elétrico não seja comprometida, mas sem deixar de utilizar o grande potencial dessa fonte de geração distribuída. Para isso, trabalhou-se em um modelo de uma rede residencial típica do sistema Cemig, com curvas de carga média características de consumo residencial, inserindo-se um nível significativo de geração fotovoltaica, e então simulou-se esse sistema para uma série de cenários meteorológicos, com dados reais de geração fotovoltaica. As diversas normas e padrões foram comparadas e então aplicadas nas unidades fotovoltaicas da rede modelada, repetindo-se as simulações de modo a avaliar a capacidade de cada uma de mitigar a elevação de tensão provocada pela geração fotovoltaica. Foram estudadas as normas brasileira, NBR 16149, e alemã, VDE-AR-N 4105, além dos padrões europeu, IEC 61727, e norte-americano, IEEE 1547. Constatou-se que o método padrão para regulação de tensão é o controle do fator de potência do inversor que conecta as gerações à rede. A exceção é o padrão IEEE, que se mostrou amplo, não apresentando nenhuma restrição de fator de potência. A norma brasileira se mostrou a mais rígida, contendo o maior número de parâmetros restritivos, o que refletiu nos resultados, permitindo uma contribuição menor por parte das unidades fotovoltaicas para a regulação da tensão. De maneira geral, contudo, todas as normas cumprem o propósito de manter a tensão no ponto de conexão abaixo do limite, e a melhor adequação de uma ou outra dependeria do contexto de aplicação e da necessidade de manter a tensão mais ou menos afastada do limite.

Palavras-chave: Geração distribuída. Geração fotovoltaica. Regulação de tensão. Normas. Baixa tensão.

ABSTRACT

Photovoltaic based distributed generation has been growing exponentially worldwide over the past decades, and is on its way to becoming a significant energy source for the world. Brazil is still far behind in contrast to the vanguard of this area, but its privileged levels of solar irradiation gives it huge potential to grow. In this context, this work studied different standards, national and international, regarding the role of photovoltaic generation in the voltage regulation in low voltage residential grids, focusing particularly on the voltage rise provoked by the injection of active power into the network. This creates a scenario of reverse power flow in the low voltage distribution system, which was originally designed to operate with power flow from the distribution transformer to the customer installations. The reversion tends to provoke voltage rises, that may go beyond the over voltage limits. This new scenario demands study, to ensure that the electrical system operation is not compromised, but without wasting the great potential of this distributed energy source. To accomplish that, it was used a model of a typical Cemig residential grid, with characteristic daily average load profiles, introducing a significant level of photovoltaic generation, and it was simulated for a series of meteorological scenarios, with real photovoltaic generation data. All the standards were compared and then applied to the photovoltaic installations of the modeled grid, repeating the simulations in order to evaluate the ability of each one to mitigate the voltage rise caused by the photovoltaic generation. The standards studied were Brazilian NBR 16149, German VDE-AR-N 4105, European IEC 61727 and American IEEE 1547. The study showed that the default method of voltage regulation is grid interface inverter power factor control. The exception is the IEEE standard, which proved very unrestrictive, not presenting any power factor restriction. Brazilian standard turned out to be the strictest one, having the biggest number of restrictive parameters, which reflected in the results, allowing a smaller contribution by the photovoltaic unities in the voltage regulation. In general, however, all standards fulfill their purpose of maintaining voltage on the connection point below the limit, and the best adequacy of one or another would depend on the context of use and the need to maintain the voltage more or less far from the limit.

Keywords: Distributed generation. Photovoltaic generation. Voltage regularion. Standards. Low voltage.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1 - Evolução da capacidade PV total instalada no mundo até o ano de 2020	20
FIGURA 1.2 - Crescimento anual da capacidade PV instalada no mundo	20
FIGURA 1.3 - Capacidade PV acumulada instalada no mundo	21
FIGURA 2.1 - Esquema básico do efeito fotovoltaico	28
FIGURA 2.2 - Potência PV versus Irradiância solar	29
FIGURA 2.3 - Tipos de problema de qualidade de energia	33
FIGURA 2.4 - Sentido do fluxo de energia nas redes de distribuição com (b) e sem (a) GD ..	35
FIGURA 2.5 - Representação simplificada de um sistema de distribuição com GD	36
FIGURA 3.1 - Curva característica de fator de potência para os padrões IEC, VDE e NBR ..	42
FIGURA 3.2 - Limitação de tensão imposta pelo método de regulação de tensão	42
FIGURA 3.3 - Método Q(U), VDE	44
FIGURA 3.4 - Limites de injeção/demanda de reativo para unidades PV com potência superior a 6 kW, NBR	46
FIGURA 3.5 - Curva característica de fator de potência para unidades PV com potência superior a 6 kW, NBR	47
FIGURA 4.1 - Diagrama simplificado da rede em estudo	50
FIGURA 4.2 - Curva de carga diária média para a região Sudeste, SINPHA	50
FIGURA 4.3 - Curvas de carga diária média para os consumidores da rede em estudo	52/53
FIGURA 4.4 - Curva de carga diária média, com intervalo de 15 minutos, para o consumidor 421	54
FIGURA 4.5 - Coordenação de tensão ao longo de um alimentador de média tensão	55
FIGURA 4.6 - Perfil de tensão na rede original	56
FIGURA 4.7 - Perfil de tensão no ponto de conexão da rede, considerando a queda de tensão no alimentador de MT	59
FIGURA 4.8 - Perfil de tensão na rede, sem PV	60/61
FIGURA 4.9 - Geração fotovoltaica de uma das unidades simuladas	63
FIGURA 4.10 - Perfil de potência resultante para um usuário com geração PV	63
FIGURA 4.11 - Geração fotovoltaica média mensal	64
FIGURA 4.12 - Geração fotovoltaica para os cenários simulados	66

FIGURA 5.1 - Perfil de tensão na rede, com PV, sem regulação	70/71
FIGURA 5.2 - Variação de tensão provocada pela inserção de PV	72/73
FIGURA 5.3 - Período de pico de geração PV e tensão	74
FIGURA 5.4 - Deslocamento na curva de geração PV provocado pelo horário de verão	75
FIGURA 5.5 - Influência da época do ano sobre o nível de geração PV	76
FIGURA 5.6 - Potência reativa absorvida no período crítico	78/79
FIGURA 5.7 - Potência de ativação nos cenários simulados	83
FIGURA 5.8 - Potência e tensões de ativação nos cenários simulados, poste 2	84
FIGURA 5.9 - Tensões de ativação nos cenários simulados, poste 2	86
FIGURA 5.10 - Potência reativa absorvida assim que P_{PV} ultrapassa $0,5P_{NOM}$, NBR	87
FIGURA 5.11 - Tensões de ativação nos cenários simulados, poste 7	88
FIGURA 5.12 - Tensão resultante, NBR	90/91
FIGURA 5.13 - Potência reativa total absorvida em toda a rede no período crítico	93/94
FIGURA 5.14 - Tensão resultante, todas as normas	95/96
FIGURA 5.15 - Perfil de tensão resultante na rede	98/99

LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1 - Faixas de tensão de serviço ANSI, Faixa A	41
TABELA 3.2 - Níveis de atuação do controle de FP, VDE	44
TABELA 3.3 - Níveis de atuação do controle de FP, NBR: Potência nominal	47
TABELA 3.4 - Níveis de atuação do controle de FP, NBR: Tensão	48
TABELA 4.1 - Dados dos consumidores do sistema em estudo	51
TABELA 4.2 - Correção da referência do alimentador de MT	59
TABELA 4.3 - Unidades PV inseridas na rede	61
TABELA 5.1 - Intervalo de participação na regulação de tensão em cada cenário	83

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	19
1.1 Histórico PV	19
<i>1.1.2 Geração PV no Brasil</i>	21
<i>1.1.3 Geração PV residencial</i>	22
1.2 Justificativa	23
1.3 Objetivos	23
1.4 Metodologia	24
1.5 Organização do trabalho	24
1.6 Contribuições	25
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
2.1 Geração PV	27
2.2 Conexão com a rede	29
2.2.1 Inversor	29
<i>2.2.1.1 Rastreamento do ponto de máxima potência</i>	30
<i>2.2.1.2 Sincronismo com a rede</i>	30
<i>2.2.1.3 Detecção de ilhamento</i>	31
<i>2.2.1.4 Fator de potência de deslocamento</i>	31
2.3 Impactos da inserção de PV	31
2.3.1 Qualidade de energia	32
2.3.2 Problemas de qualidade de energia relacionados à inserção de PV	34
2.3.3 Sentido do fluxo de energia	34
2.3.4 Elevação de tensão	35
<i>2.3.4.1 Regulação de tensão</i>	37
2.4 Normas e padrões	37
3 NORMAS E PADRÕES DE REGULAÇÃO DE TENSÃO	39
3.1 IEEE 1547: 2014	39

3.2 IEC 61727: 2004	41
3.3 VDE-AR-N 4105: 2011	43
3.3.1 Método $\cos\phi$, ou Fator de potência fixo	43
3.3.2 Método $\cos\phi(P)$, ou Fator de potência característico	44
3.3.3 Método $Q(U)$, ou Relação potência reativa / tensão característica	44
3.4 AS 4777: 2013	45
3.5 NBR 16149: 2013	46
4 ESTUDO DE CASO	49
4.1 Rede base	49
4.2 Modificações realizadas	54
4.2.1 Queda de tensão ao longo do alimentador de média tensão	54
4.2.1.1 Tap do transformador da rede	57
4.2.1.2 Referência do alimentador de média tensão	57
4.2.2 Inserção de PV	60
4.3 Cenários simulados	64
4.4 Plataforma de simulação	67
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO	69
5.1 Delimitação do fator de potência	77
5.2 Níveis de atuação	80
5.3 Valores de ativação	82
5.3.1 Tensão de desativação	89
5.4 Desempenho	89
6 CONCLUSÕES	101
6.1 Propostas de continuidade	104
REFERÊNCIAS	105

1 INTRODUÇÃO

Em um mundo cada vez mais dependente de energia elétrica e com um consumo cada vez maior, beirando a exaustão das fontes tradicionais, a proliferação da geração distribuída, em particular a fotovoltaica (PV¹), é uma evolução natural e extremamente benéfica, pois não só utiliza uma das fontes mais abundantes e subutilizadas de energia - o sol, como é também uma fonte limpa e renovável. É neste contexto que se insere este trabalho.

1.1 Histórico PV

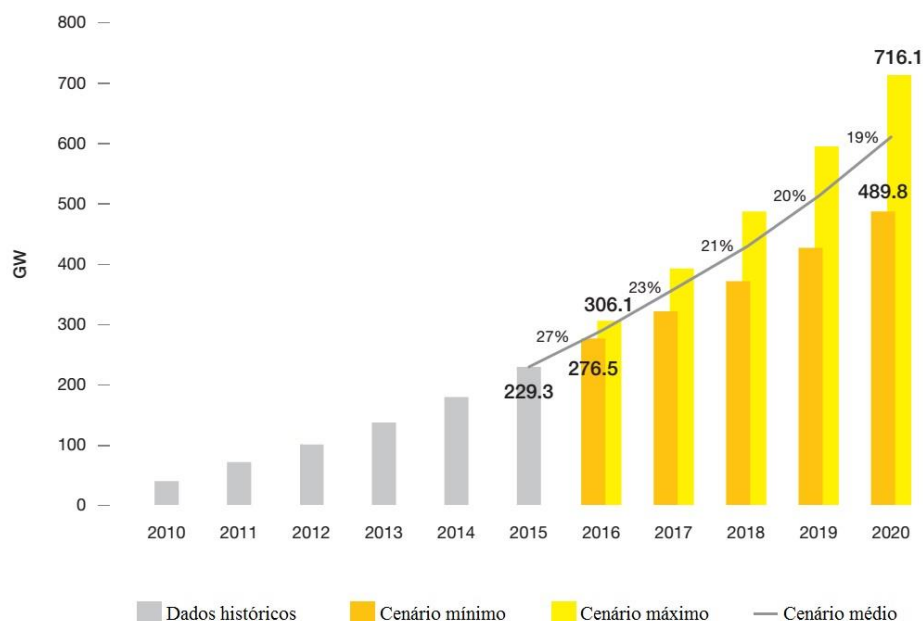
O mercado de energia fotovoltaica cresceu vertiginosamente na última década, e está no caminho de se tornar uma fonte significativa de geração de energia para o mundo. Nos últimos cinco anos, a capacidade total instalada no mundo cresceu mais de 450%; voltando mais cinco anos no tempo, constata-se em apenas uma década um crescimento de 4500%. Desde 2000, quando foi implementado pela primeira vez na Alemanha um programa de tarifas diferenciadas para a energia fotovoltaica, que pode ser considerado basicamente como o marco do início da era moderna de geração PV, a capacidade global cresceu incríveis 15000%. A marca atual é de 229,3 GW instalados mundo afora, quantia que seria capaz de produzir pelo menos 260 TWh de eletricidade por ano, energia suficiente para atender à demanda de mais de 70 milhões de casas europeias (SOLAR POWER EUROPE, 2016). A Figura 1.1 mostra a projeção de crescimento do mercado PV global até o ano de 2020, indicando que há a expectativa de que a taxa de crescimento permaneça elevada - a potência total deve, no mínimo, dobrar nos próximos cinco anos.

A Europa é, historicamente, a região que concentra a maior parte da potência instalada mundial - tendo chegado a contar com 75% do total em 2011 - e sempre se encontrou na vanguarda da tecnologia PV, sendo a grande responsável pelo “boom” inicial desse mercado. Nos últimos anos, porém, o mercado europeu atingiu um certo nível de saturação, e a taxa de crescimento no velho continente começou a apresentar uma forte queda. Paralelamente, o grupo Ásia-Pacífico (APAC) tornou-se uma potência emergente nessa área, sendo alavancado especialmente pela China, graças a massivos investimentos governamentais. China e Japão combinados contribuíram para mais da metade do crescimento mundial total em 2015. Com isso, a APAC se igualou à Europa como o continente com maior capacidade PV instalada, e os

¹ A sigla PV, do inglês “*photovoltaic*”, é comumente utilizada, mesmo em português.

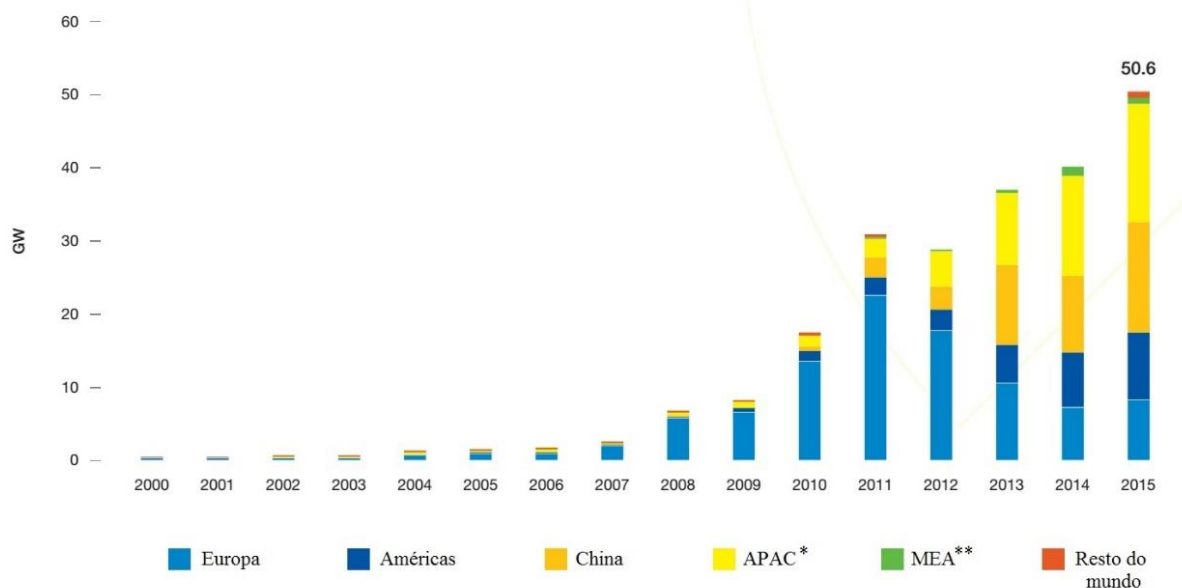
chineses assumiram, de forma inédita, o topo do ranking dos países - posto que sempre foi ocupado pela Alemanha (SOLAR POWER EUROPE, 2016). As Figuras 1.2 e 1.3 ilustram essa dinâmica. A China, inclusive, não tem se limitado a incentivar o uso interno da tecnologia, mas possui também uma política agressiva voltada para a produção e exportação de células e módulos fotovoltaicos, chegando a ser responsável por 64% da produção mundial em 2012 (PINHO;GALDINO, 2014).

Figura 1.1 - Evolução da capacidade PV total instalada no mundo até o ano de 2020



Fonte: Adaptada de Solar Power Europe, 2016.

Figura 1.2 - Crescimento anual da capacidade PV instalada no mundo

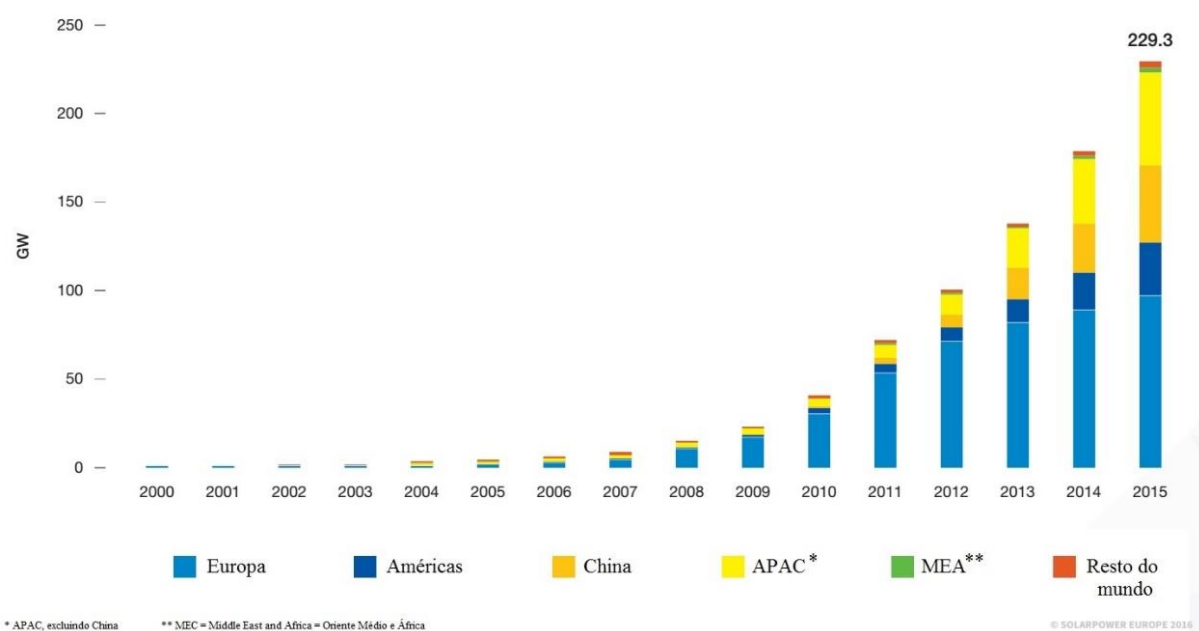


* APAC, excluindo China

** MEC = Middle East and Africa = Oriente Médio e África

© SOLARPOWER EUROPE 2016

Fonte: Adaptado de Solar Power Europe, 2016.

Figura 1.3 - Capacidade PV acumulada instalada no mundo

Fonte: Adaptado de Solar Power Europe, 2016.

Em 2015 houve um crescimento globalizado, mesmo na Europa, como pode ser visto na Figura 1.2. Isso pode ser creditado ao desenvolvimento do acordo global COP 21, a cúpula do clima de Paris, que conta com quase 200 países, os quais se comprometeram a reduzir drasticamente as emissões de gases do efeito estufa. A tecnologia PV, com isso, passou a ser vista mundialmente como uma verdadeira solução para a produção de energia, atraindo assim mais investimentos em todo o mundo (SOLAR POWER EUROPE, 2016). Dados recém publicados pela “*German Solar Association*” indicam que a capacidade global instalada cresceu na casa de 70 GW em 2016, atingindo a marca dos 300 GW total (CLIMATE ACTION, 2017).

1.1.2 Geração PV no Brasil

O Brasil possui um alto potencial para aproveitamento fotovoltaico, já que seus índices de radiação solar são superiores aos encontrados na maioria dos países europeus; porém, em contrapartida, devido a fatores como o alto preço do investimento inicial requerido, aliado à baixa renda da média da população, além da escassez de políticas públicas de incentivo e o pouco conhecimento dos consumidores sobre essa fonte alternativa (PINHO;GALDINO, 2014), a energia fotovoltaica ainda tem muito a evoluir no país. A maior parte da matriz de energia elétrica brasileira é tradicionalmente composta por usinas hidrelétricas, que são responsáveis atualmente por cerca de 64% da energia total gerada no país (EMPRESA DE

PESQUISA ENERGÉTICA, 2016), enquanto que a energia PV corresponde a apenas 0,02% do total.

Em agosto de 2011, a ANEEL tornou pública a chamada N°. 013/2011, intitulada “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”, que tinha como objetivo principal a instalação de usinas solares fotovoltaicas com capacidade entre 0,5MWp e 3,0MWp. Essa chamada contratou 24,4 MWp de usinas fotovoltaicas, que deverão entrar em operação nos próximos anos. Destaca-se também o projeto de P&D 713 da ANEEL: “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração fotovoltaica na matriz energética brasileira”, parceria entre UFMG, Cemig e Efficientia, que deu origem, por exemplo, a projetos de sistemas PV em estádios da Copa do Mundo, como o Mineirão (PINHO;GALDINO, 2014).

A Resolução 482, da ANEEL, posta em vigor no ano seguinte, 2012, bem como a sua revisão de 2015, denominada Resolução 687, contribuíram ainda mais para o desenvolvimento da energia fotovoltaica no país, estabelecendo as condições gerais para a conexão à rede de micro e mini-geração distribuída, além de criar o Sistema de Compensação de Energia, que permite que sistemas fotovoltaicos conectados à rede atendam o consumo local e injetem o excedente da produção na rede, gerando créditos de energia, que são deduzidos da conta de luz do usuário (ANEEL, 2012) (ANEEL, 2015), o que serve como grande incentivo para a instalação de unidades PV residenciais e comerciais.

As normas oriundas e relacionadas a essa resolução são parte do objeto de estudo deste trabalho.

1.1.3 Geração PV residencial

A mini e micro-geração PV, que correspondem basicamente aos sistemas residenciais e comerciais de pequeno porte, sempre foi um segmento muito significativo para o setor fotovoltaico como um todo, sendo o principal responsável pelo crescimento do setor em seus anos iniciais. Nos últimos anos, políticas governamentais e acordos internacionais como a COP 21 atraíram grandes investimentos para as gerações de médio e grande porte, e estes segmentos se tornaram o carro chefe do crescimento fotovoltaico (SOLAR POWER EUROPE, 2016). Isso, contudo, não diminui a importância das gerações de menor porte, que até o ano de 2020 devem corresponder a cerca de 60% da geração total (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2010 apud EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2014). Em 2015, a Austrália, que lidera o ranking de países com maior penetração PV, em percentual do total de domicílios, atingiu a

marca de 16,5% (BRUCE; MCGILL, 2016), ou seja, cerca de uma a cada seis residências australianas possui geração PV; enquanto que no Brasil o percentual ainda é de menos de 0,01% (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2014).

1.2 Justificativa

Apesar de todo o benefício que a proliferação da GD PV pode trazer, tamanho crescimento introduziu um elemento novo no sistema elétrico que precisa ser estudado com a devida atenção, para preservar o correto funcionamento do sistema. As redes de distribuição de baixa tensão, onde se encontra a maior parcela da geração distribuída, foram originalmente projetadas para operar com sentido único no fluxo de energia - vindo do alimentador de média tensão em direção às cargas. A presença da GD ao longo da rede tende a provocar uma circulação de energia no sentido contrário, uma vez que fontes como PV são instaladas nas unidades consumidoras, em paralelo às cargas. Essa reversão de fluxo começou a causar problemas relacionados à estabilidade da rede e à segurança dos operadores, além da qualidade da energia veiculada, sendo os principais: elevação de tensão, flutuação de frequência, aumento do conteúdo harmônico e questões de ilhamento (MAN, 2012). Todos esses fatores fazem com que o perfil de tensão em regime permanente, especificamente no que diz respeito à elevação de tensão, seja um dos principais fatores técnicos responsáveis por limitar o nível de geração inserida em sistemas de distribuição (BORGES, 2014). Normas de rede e padrões foram então desenvolvidos, com o intuito de permitir o uso do grande potencial das GDs, porém sem prejudicar o funcionamento da rede. O estudo dessas questões se faz, portanto, de suma relevância e justifica o desenvolvimento de trabalhos de pesquisa, como este. Este trabalho dá sequência, também, ao estudo iniciado e apresentado pelo autor em ALVES (2016).

1.3 Objetivos

Este trabalho irá focar-se na questão da elevação de tensão provocada pela geração PV, e tem como principal objetivo analisar o impacto de uma penetração significativa dessa fonte em uma rede residencial de baixa tensão brasileira, sob a ótica das legislações vigentes no mundo que regulam a operação da GD PV com respeito a esse aspecto específico; objetiva-se também avaliar a eficiência das normas e padrões em propiciar o funcionamento ótimo dessa tecnologia nesse contexto.

1.4 Metodologia

Para alcançar os objetivos propostos, realizou-se um estudo de caso a partir da simulação de uma rede trifásica residencial realística com penetração PV significativa, através do software PowerFactory, de modo a se obter resultados concretos para auxiliar no entendimento de cada padrão e norma e sua influência no perfil de tensão da rede. Para a composição da simulação, obteve-se dados reais de geração PV na região de Belo Horizonte, fornecidos pela empresa Imax Energia, os quais foram aplicados em uma rede com características típicas de um sistema Cemig, conforme desenvolvido por dos Santos (2014); foram realizadas simulações para as diversas normas e padrões e para diversas condições climáticas. As especificações da rede e da simulação serão descritas na sequência do trabalho.

1.5 Organização do trabalho

O texto deste trabalho está dividido em capítulos, para melhor delimitar e abordar cada uma de suas partes componentes.

Neste primeiro capítulo, fez-se a introdução, tanto do tema quanto do trabalho que foi desenvolvido. Foram apresentados a relevância, os objetivos e a metodologia do trabalho.

O segundo capítulo consiste em uma revisão geral e objetiva sobre as questões e conceitos necessários para acompanhar o desenvolvimento do restante do trabalho. Cada item apresentado cumpre o papel de embasar e contextualizar o conteúdo dos capítulos seguintes.

O terceiro capítulo introduz o objeto de estudo do trabalho: as normas e padrões que regulam a operação de sistemas PV com respeito à elevação de tensão provocadas por eles, e a mitigação dessa questão. Cada norma e padrão é detalhado, especificando seus parâmetros, particularidades e semelhanças.

O quarto capítulo descreve o estudo de caso realizado, detalhando a rede e seu perfil de carga, bem como as unidades fotovoltaicas inseridas, os dados de geração utilizados e os cenários escolhidos para simulação.

O quinto capítulo apresenta os resultados das simulações e a análise dos mesmos, à luz dos objetivos e contexto do trabalho.

O sexto capítulo, enfim, traz as conclusões e propostas de continuidade.

1.6 Contribuições

O trabalho que deu origem a esta dissertação deu origem também a um artigo, intitulado “*The role of photovoltaic generation in low voltage residential voltage regulation: a comparison between standards*”, publicado e apresentado na 17ª edição do congresso ICHQP (“*International Conference on Harmonic and Quality of Power*”), do IEEE.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para o melhor entendimento dos impactos e da operação da geração distribuída fotovoltaica em redes de baixa tensão residenciais, bem como das técnicas de mitigação da elevação de tensão provocada por ela, é conveniente elucidar algumas questões que podem ser consideradas como pré-requisitos, particularmente:

- a) o princípio de funcionamento da geração PV;
- b) a forma de conexão da fonte PV com a rede;
- c) e os impactos da inserção de GD PV na rede.

Estes itens serão brevemente revistos a seguir.

2.1 Geração PV

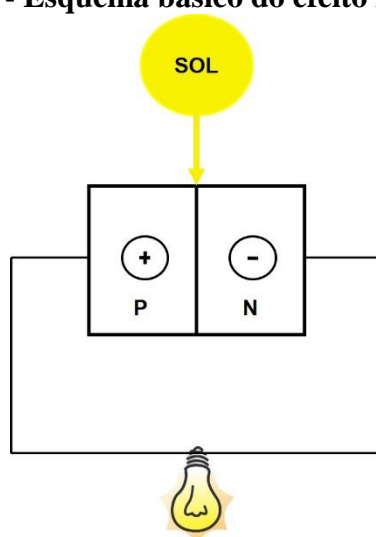
A energia solar fotovoltaica é a energia obtida a partir da conversão direta da luz do sol em eletricidade, o chamado Efeito Fotovoltaico. A unidade fundamental desse processo de conversão é a célula fotovoltaica, a qual consiste em um dispositivo fabricado com material semicondutor, que se torna condutor quando sensibilizado pela luz. Conjuntos de células formam módulos e painéis, que são comercializados com a função de produzir energia elétrica, atuando como uma fonte de geração distribuída.

Os materiais semicondutores se caracterizam por possuírem uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução “vazia” (PINHO;GALDINO, 2014), já que todos os elétrons de valência de um átomo estão ligados aos de outros átomos, formando cristais. A ausência de elétrons livres torna o material um isolante. A injeção externa de energia nos cristais, no entanto, pode romper as ligações, “libertando” os elétrons e aumentando a condutividade do material.

O desenvolvimento de um dispositivo semicondutor, como o utilizado em células fotovoltaicas, combina a natureza semicondutora do material com um processo chamado de dopagem, que consiste basicamente na manipulação do material para a criação e junção de duas camadas de características distintas. Uma camada, denominada tipo N, é obtida inserindo-se nos cristais átomos de elementos com uma maior quantidade de elétrons de valência, os quais estão tenuamente ligados ao seu núcleo e, portanto, relativamente livres para se moverem dentro da estrutura. A outra camada, denominada tipo P, passa pelo processo inverso, recebendo átomos de elementos com menos quantidade de elétrons de valência, criando assim lacunas na estrutura. Quando as duas camadas são unidas, os elétrons e as lacunas da região de junção se

atraem e se acumulam ali, formando uma barreira, chamada de região de depleção, cujo campo elétrico impede a passagem de cargas livres de uma camada para a outra (BOYLESTAD; NASHELSKY, 2004) (PINHO;GALDINO, 2014). Se a junção PN for exposta a uma quantidade de luz solar com energia suficiente para superar essa barreira, serão gerados pares elétron-lacuna dentro da região de depleção, e então as cargas serão aceleradas pelo campo elétrico, resultando em uma corrente elétrica contínua através da junção, dando origem a uma diferença de potencial, a qual define o Efeito Fotovoltaico (PINHO;GALDINO, 2014) (SILVA, 2014). Esse efeito final está esquematizado simplificadaamente na Figura 2.1.

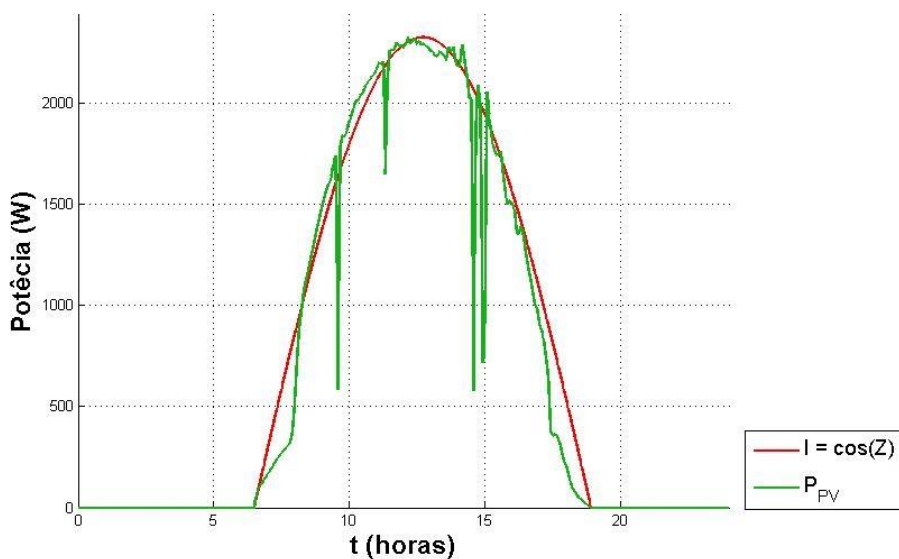
Figura 2.1 - Esquema básico do efeito fotovoltaico



Fonte: Elaborada pelo autor.

Esse processo depende fundamentalmente do nível de incidência de luz sobre o semiconductor. No caso da geração PV, o parâmetro de interesse é a irradiância solar, que é a quantidade de radiação solar que atinge determinada área. Essa incidência varia continuamente ao longo do dia, acompanhando a variação da distância entre a Terra e o Sol, o que pode ser observado mais claramente na mudança do ângulo de incidência dos raios solares sobre a superfície, chamado de ângulo zenital, Z . O comportamento da irradiância solar pode ser basicamente descrito pela Lei do Cosseno de Lambert (SENTELHAS; ANGELOCCI, 2009), um conceito de óptica que determina que a intensidade luminosa observada em uma superfície é diretamente proporcional ao cosseno do ângulo de incidência da luz (SMITH, 2000). A Figura 2.2 traz uma curva de geração PV real e mostra seu comportamento cossenoidal, ilustrando a total dependência da potência de saída PV com a irradiância solar, avaliada qualitativamente como $I = \cos(Z)$.

Figura 2.2 - Potência PV versus Irradiância solar



Fonte: Elaborada pelo autor.

2.2 Conexão com a rede

Os sistemas PV podem ser isolados ou conectados à rede. Os sistemas isolados são utilizados apenas para alimentação interna da planta onde são instalados e, como o nome sugere, não possuem nenhuma ligação nem interação com a rede elétrica. Por esta razão, essa categoria não cabe no escopo deste trabalho, de modo que somente os sistemas conectados à rede serão abordados e por isso no decorrer do texto será omitida a expressão “conectado à rede” ao se referir aos sistemas PV.

O funcionamento básico do sistema fotovoltaico prevê os painéis convertendo a radiação solar em energia elétrica, que é utilizada para atender o consumo interno do usuário e, havendo um excedente, é injetada na rede da concessionária. A energia gerada pelo painel, no entanto, não é compatível com a energia da rede nem com os equipamentos do consumidor, que são projetados para funcionar com a energia alternada nos padrões da rede. Isso torna necessário um estágio de tratamento da energia fotovoltaica quando da conexão do sistema com a rede.

2.2.1 Inversor

O principal elemento do estágio de tratamento é o inversor. Este é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (c.a.) a partir de uma fonte em corrente contínua (c.c.). A energia contínua, no caso, é aquela produzida nos painéis. A tensão

alternada de saída deverá estar sincronizada com a tensão da rede, além de ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico em conformidade com os limites de operação estipulados pela concessionária. O inversor também possui características específicas para atender às exigências de segurança impostas por normas (PINHO;GALDINO, 2014).

Os diversos pré-requisitos para se injetar a energia fotovoltaica na rede, com exceção da filtragem harmônica, são atendidos a partir do controle do inversor, que também é utilizado para otimizar o aproveitamento da energia solar pelo sistema fotovoltaico. As principais estratégias de controle são brevemente detalhadas a seguir.

2.2.1.1 Rastreamento do ponto de máxima potência

As gerações fotovoltaicas apresentam curvas características que variam com a temperatura do painel e a irradiação solar incidente. Por ser uma fonte de energia naturalmente intermitente, é conveniente que haja um mecanismo de controle que observe continuamente as modificações nessas curvas e atue sobre o inversor de modo a manter o gerador fotovoltaico operando na tensão correspondente à tensão de máxima potência, maximizando a transferência de potência (PINHO;GALDINO, 2014). O chamado MPP - em inglês, “*Maximum Power Point*”, ou “ponto de máxima potência” - é o ponto de maior produto corrente x tensão. Os algoritmos de controle implementados para rastrear e seguir esse ponto são chamados MPPT (em inglês, “*Maximum Power Point Tracking*”, ou “rastreamento do ponto de máxima potência”).

2.2.1.2 Sincronismo com a rede

A operação correta de um conversor ligado à rede, como já dito anteriormente, demanda sincronismo entre ambos. Sistemas de sincronismo com a rede foram desenvolvidos e têm sido utilizados para atender essa finalidade. Os primeiros se baseavam no cruzamento por zero da tensão, o que gerava muitos erros; atualmente, emprega-se a estratégia de rastreamento do vetor tensão. A técnica “*Phase-Locked Loop*” (PLL) se tornou o estado da arte na obtenção do ângulo de fase da tensão da rede nas aplicações em sistemas de geração distribuída, e é por isso a mais utilizada atualmente (BLAABJERG et al. 2006).

2.2.1.3 Detecção de ilhamento

O ilhamento é uma condição de operação de um sistema de geração distribuída, como um sistema fotovoltaico, na qual a rede elétrica principal é desconectada, e ainda assim o sistema permanece energizado, formando uma microrrede (PINHO;GALDINO, 2014). Essa condição pode comprometer a segurança de pessoas – caso os inversores mantenham os terminais da rede energizados, mesmo esta estando ausente – e de equipamentos – devido a uma possível operação instável dos inversores. Pelas normas IEC 62116 e NBR 16149, a fonte de geração distribuída deve ser desligada na ausência da rede principal, e cabe ao inversor o papel de detectar a condição de ilhamento e comandar o desligamento da GD.

2.2.1.4 Fator de potência de deslocamento

Os melhores inversores são projetados para compensar o eventual consumo de energia reativa por parte das cargas e manter o FP da instalação próximo à unidade (PINHO;GALDINO, 2014), embora no cenário brasileiro essa correção não seja usualmente feita. Em países com níveis significantes de GD, as legislações de modo geral já evoluíram de forma a impor que a veiculação de potência reativa pelos inversores - em outras palavras, o ajuste do fator de potência - seja controlada visando a regulação da tensão no ponto de conexão, através de algumas técnicas de controle já consolidadas (CRĂCIUN, 2012), com uma dada tolerância para o valor de FP, conforme será discutido mais adiante neste trabalho.

2.3 Impactos da inserção de PV

A conexão de fontes de geração distribuída em geral em redes de distribuição, quando bem planejada, pode trazer benefícios tanto para as concessionárias quanto para os consumidores, porém essa inserção pode acarretar em impactos significantes na qualidade da energia na rede, como foi introduzido anteriormente. O impacto que a GD irá causar no sistema depende de uma série de fatores, como o ponto de conexão com a rede, o nível de penetração da geração, as características de carregamento e a configuração do próprio sistema de distribuição (GOMES, 2015). Faz-se importante, portanto, conhecer as características do sistema, bem como ter domínio sobre os princípios que regem a qualidade da energia elétrica, para garantir que irá se tirar o melhor proveito da utilização dessas fontes.

2.3.1 *Qualidade de energia*

Qualidade de energia, como qualidade em outros bens ou serviços, não é uma questão de simples quantificação, visto que não há uma definição única universalmente aceita. Existem padrões e normas para tensão e outros critérios técnicos que podem ser medidos, mas não há uma medida definitiva que englobe todos os aspectos; a qualidade de energia será considerada adequada ou não de acordo com o uso que cada usuário faz daquela energia, a julgar pelo desempenho e produtividade dos equipamentos ligados à rede. Sob essa perspectiva, qualidade de energia elétrica pode ser definida genericamente como uma característica de um sistema elétrico que se apresente isento ou com número suficientemente baixo de distúrbios manifestados através de desvios de tensão, em sua forma de onda, amplitude, frequência ou fase angular, que poderiam ocasionar falha ou operação inadequada de um equipamento consumidor (DUGAN, 2002).

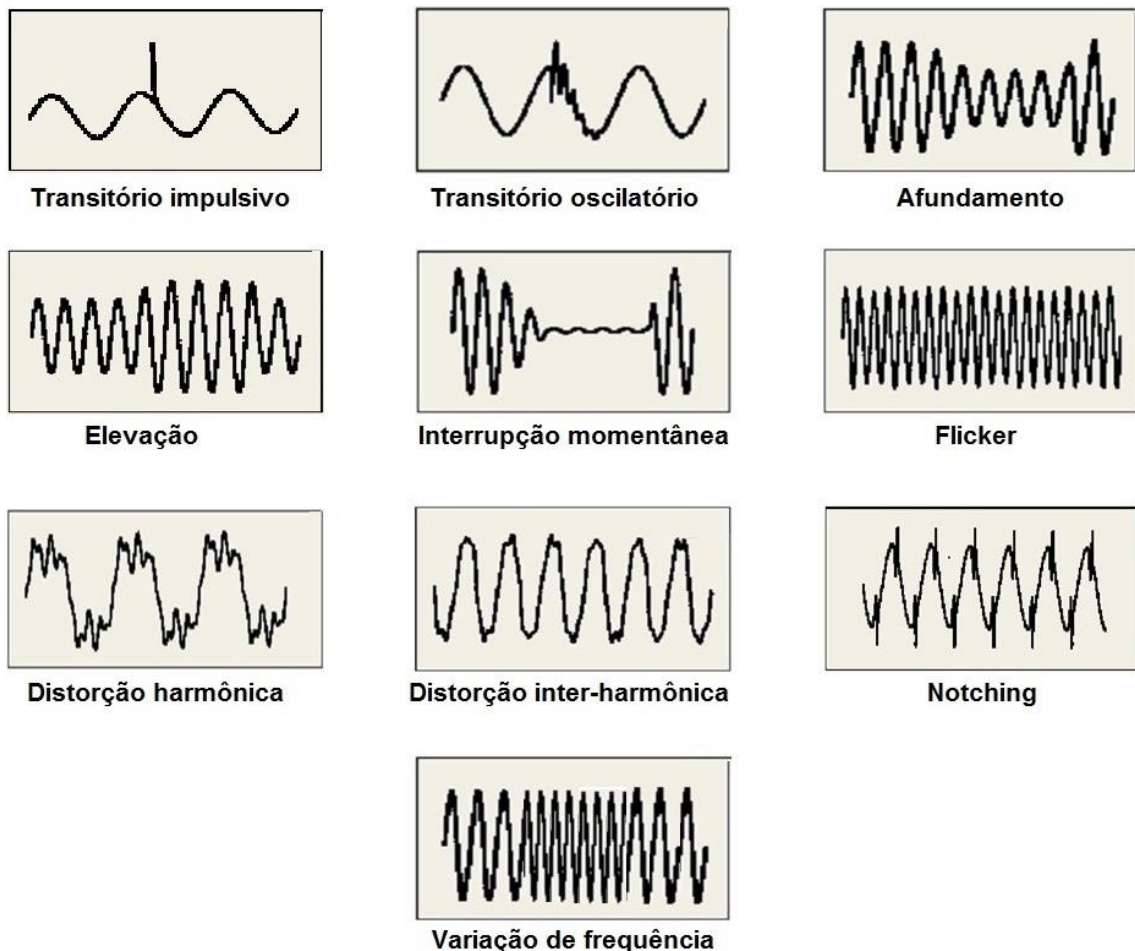
É importante a definição de algumas categorias bem delineadas, que auxiliem na classificação de resultados de medição e na descrição de fenômenos eletromagnéticos que podem causar problemas de qualidade de energia. Pode-se citar como principais categorias as seguintes, definidas conforme Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), da ANEEL:

- a) transitórios: eventos indesejáveis de natureza momentânea, podendo ser impulsivos ou oscilatórios;
- b) variações de tensão de curta duração: desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo, i.e., inferiores a três minutos, podendo ser subdividida em interrupção (abaixo de 0,1 pu), afundamento (entre 0,1 pu e 0,9 pu) ou elevação (acima de 1,1 pu) de tensão, e momentâneas (abaixo de 3 segundos) ou temporárias (entre 3 segundos e 3 minutos);
- c) variações de tensão de longa duração: idêntico ao item anterior, porém com duração superior a 3 minutos;
- d) flutuações de tensão: variações aleatórias repetitivas ou esporádicas no valor eficaz da tensão que permaneçam dentro da faixa limite entre 0,9 pu e 1,1 pu; o termo flicker se refere a um efeito específico dessas variações em lâmpadas, na forma de cintilação, porém é comum vê-lo utilizado - erroneamente - como um sinônimo de flutuação de tensão;

- e) desequilíbrios de tensão: desequilíbrio de cargas e/ou de impedância entre as fases do circuito de alimentação, resultando em magnitudes e/ou ângulos diferentes de tensão entre elas, não permitindo que o sistema opere de forma equilibrada;
- f) distorção de forma de onda: distorção, em regime permanente, em relação a uma onda senoidal ideal, caracterizada principalmente pelo seu conteúdo espectral, podendo apresentar conteúdo c.c., harmônicos, inter-harmônicos, cortes de tensão (“notching”) e/ou ruídos;
- g) variações de frequência: desvio da frequência do sistema em relação à frequência nominal de operação, que é entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

Alguns exemplos ilustrativos estão na Figura 2.3.

Figura 2.3 - Tipos de problema de qualidade de energia



Fonte: Adaptado de SILVA (2014).

2.3.2 Problemas de qualidade de energia relacionados à inserção de PV

Como qualquer novo elemento inserido em um sistema, a geração distribuída fotovoltaica desperta algumas preocupações, especialmente com relação à qualidade da energia que circula na rede, conforme as categorias delineadas no item anterior. As redes de distribuição secundárias em áreas rurais, residenciais e comerciais possuem, muitas vezes, cargas monofásicas ou bifásicas e distribuídas de forma desigual entre as fases da rede, fazendo com que os sistemas sejam inerentemente desequilibrados (BORGES, 2014). A inserção de fontes fotovoltaicas, nesse cenário, pode mitigar ou agravar esse problema, dependendo de como forem distribuídas entre as fases. Faz-se necessário, então, um estudo sobre o estado de carregamento da rede no momento de se conectar novas fontes de GD - estudo este que deve partir da concessionária (DE SOUZA, 2014).

A injeção na rede de conteúdo harmônico, tanto de ordem inteira quanto interharmônicos, ocorre mesmo em condições equilibradas, visto que é inerente à operação dos inversores, além de poder ser estimulada pela presença prévia de distorção no sistema (LANGELLA et al. 2016). A severidade da distorção depende da tecnologia e da topologia empregadas no inversor, mas este problema tende a diminuir com o avanço da tecnologia dos inversores e dos filtros. Em contrapartida, um novo problema vem surgindo na forma de harmônicos de alta frequência, acima de 2 kHz, podendo atingir dezenas de kHz, chamados de superharmônicos (ZAVODA et al. 2016).

A fonte de energia para a geração PV, a luz solar, é inerentemente intermitente, devido ao sombreamento que pode ser provocado por fatores como passagem de nuvens, chuva, presença de vegetação ou construções próximas aos painéis. Isso faz com que a energia gerada também seja intermitente, e essas variações na geração podem causar flutuações de tensão, tendo como principal efeito o flicker (TREVISAN, 2011).

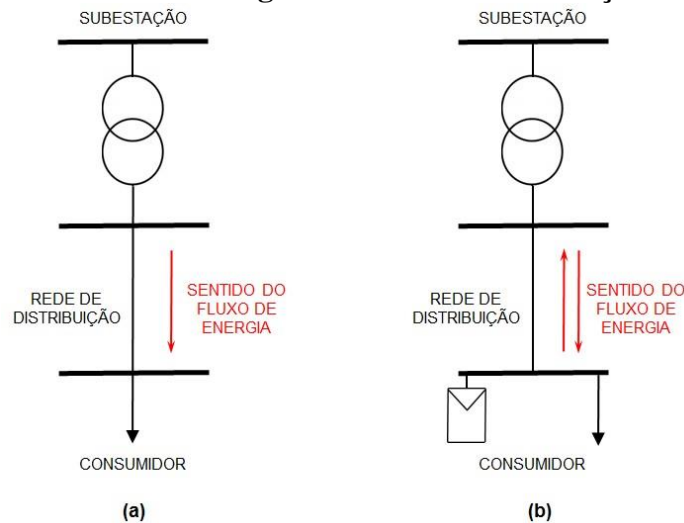
Um dos principais fatores técnicos responsáveis por limitar o nível de geração inserida em sistemas de distribuição, contudo, é a elevação de tensão (BORGES, 2014). Este será tratado com maior detalhamento a seguir, a começar pela sua causa: a inversão do fluxo de energia na rede.

2.3.3 Sentido do fluxo de energia

A geração de energia de forma centralizada, como é atualmente no Brasil, faz com que os sistemas de distribuição sejam projetados e implementados para receber a energia nas

subestações e distribuí-las entre os consumidores, ou seja, operando de forma unidirecional e passiva, com o fluxo de energia fluindo dos níveis de tensão mais elevados para os mais baixos, e sem fontes de geração conectadas na baixa tensão (GOMES, 2015) (DE SOUZA, 2014). A inserção da geração distribuída introduz um novo elemento no sistema, que é a fonte ligada diretamente à rede de distribuição, e injetando energia no sentido contrário ao da subestação. Isso faz com que o sistema deixe de ser unidirecional e passivo, tornando-se bidirecional e ativo, como mostra a Figura 2.4, o que vai de encontro às condições segundo as quais os sistemas foram originalmente projetados. Caso a produção de energia pelas fontes de GD seja muito maior do que a demanda local, além de ocorrer a inversão no sentido do fluxo de energia, a corrente pode exceder os limites térmicos dos condutores, levando ao desligamento do circuito (BORGES, 2014). Pode acontecer ainda de a proteção não atuar, por estar ajustada para correntes fluindo no sentido contrário (SOUZA, 2014).

Figura 2.4 - Sentido do fluxo de energia nas redes de distribuição com (b) e sem (a) GD



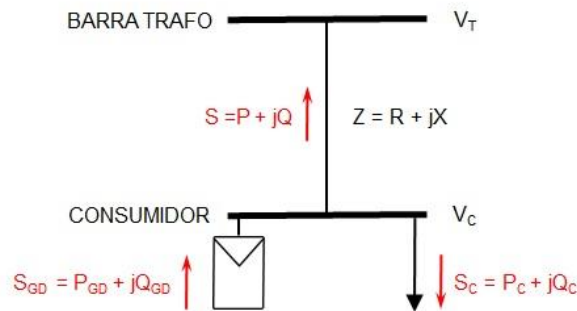
Fonte: Elaborada pelo autor.

2.3.4 Elevação de tensão

Em níveis de baixa tensão, diferentemente do que ocorre em redes de transmissão, a relação X/R do sistema é muito baixa, podendo ser até inferior a 1,0 (SILVA, 2015) (DE SOUZA, 2014), o que indica uma parcela resistiva elevada. Isso faz com que a existência de um fluxo de potência entre duas barras provoque uma variação significativa na magnitude da tensão, e não só no ângulo, como ocorre nos níveis de transmissão (BORGES, 2014). Nas condições para as quais o sistema elétrico foi projetado, o fluxo de potência unidirecional faz com que haja uma queda de tensão na rede à medida que o ponto de conexão se afasta do

transformador. A inserção de fontes de geração distribuída torna o fluxo bidirecional, e com isso pode alterar também esse perfil da tensão. A Figura 2.5 mostra um caso genérico e simplificado, com uma linha ligando um consumidor a um transformador, e a Equação 1.1 (BORGES, 2014) formula a variação de tensão observada.

Figura 2.5 - Representação simplificada de um sistema de distribuição com GD



Fonte: Adaptada de BORGES (2014).

$$\Delta V = \bar{V}_C - \bar{V}_T \approx \frac{R(P_{GD} - P_C) + X(Q_{GD} - Q_C)}{V_C} \quad (1.1)$$

A Figura 2.5 e a Equação 1.1 consideram como positivos o fluxo e as potências injetadas na rede, no sentido do trafo; e negativos aqueles que são absorvidos pela carga, no sentido do consumidor. Algumas conclusões sobre a questão da elevação de tensão podem ser extraídas a partir daí, conforme BORGES (2014) e GOMES (2015):

- somente pode ocorrer elevação de tensão caso a potência produzida pela GD seja maior que a potência demandada pela carga, o que provoca a inversão do sentido do fluxo de energia na rede, como ilustrado na Figura 2.5;
- no caso de elevação de tensão, para uma mesma potência fornecida pela GD, quanto menor a potência demandada pela carga, maior será a variação de tensão, assim o cenário mais crítico tende a ser no período de menor demanda, que ocorre durante a madrugada;
- no caso específico de geradores fotovoltaicos, que tendem a representar a maior parte das GDs em redes de baixa potência, não há produção de potência no período de menor demanda, de modo que o cenário mais delicado passa a ser o período de maior geração PV, em torno do meio-dia - que também corresponde a um período de demanda baixa;

- d) a potência ativa fornecida pela GD possui maior impacto sobre a variação da tensão do que a potência reativa, dada a baixa relação X/R da rede e a tendência de operar a GD com fator de potência próximo ao unitário, ou seja, potência reativa próxima a zero;
- e) quanto menor for o nível de curto-circuito da barra, ou seja, quanto maior for a impedância da linha, maior será a variação de tensão;
- f) quanto mais afastada do trafo estiver a barra do consumidor, maior será a impedância da linha e, portanto, maior será a variação da tensão;
- g) quanto menor for a tensão na barra, V_C , maior será a variação provocada por um mesmo balanço de potências.

2.3.4.1 Regulação de tensão

Retomando a Equação 1.1 e as conclusões apontadas no item anterior, tem-se que a elevação de tensão, ou seja, $\Delta V > 0$, ocorrerá apenas quando a potência da GD for maior que a da carga. A regulação de tensão é feita através do ajuste da potência da GD, preferencialmente da sua parcela reativa, já que não é interessante restringir a potência ativa gerada, a não ser em casos de extrema necessidade. No contexto em estudo, o objetivo é mitigar a elevação de tensão, i.e., reduzir o valor de ΔV ; na equação 1.1 isso significa atar sobre a parcela $(Q_{GD} - Q_C)$, tornando-a negativa. Dentre as faixas de valores de fator de potência, a operação com FP indutivo, i.e., $Q_{GD} < 0$, é a que surte maior efeito nesse sentido e, portanto, é a base de todos os métodos de regulação de tensão adotados pelas legislações, como será tratado na sequência do trabalho.

2.4 Normas e padrões

O impacto da inserção da geração distribuída fez com que as operadoras e concessionárias criassem regulamentações específicas para essas unidades, para que a operação, estabilidade e segurança da rede não fossem comprometidas. Inicialmente, essas considerações técnicas foram adotadas apenas para níveis de alta tensão, para usinas eólicas de grande potência, mas recentemente o foco foi mudado para redes de média e baixa tensão, onde cada vez mais potência fotovoltaica tem sido instalada (CRĂCIUN, 2012). Sendo o objeto de estudo deste trabalho, este item será desenvolvido em um capítulo à parte, a seguir.

3 NORMAS E PADRÕES DE REGULAÇÃO DE TENSÃO

O impacto de GDs no sistema elétrico, como introduzido no capítulo anterior, tornou necessário o desenvolvimento de procedimentos padronizados por parte dos órgãos responsáveis pela operação do sistema elétrico, bem como de organizações internacionais, como o IEEE, de modo a conciliar o grande potencial energético da geração distribuída com o funcionamento adequado da rede elétrica.

No Brasil, a publicação da Resolução 482 da ANEEL, em abril de 2012, bem como sua revisão de 2015, a Resolução 687, representaram um marco para o desenvolvimento da geração distribuída, já que estabeleceu normativamente pela primeira vez as condições gerais para o acesso de GDs de pequeno porte à rede elétrica e ao restante do sistema de distribuição de energia. Logo a seguir, no fim do mesmo ano, a ABNT publicou a norma técnica NBR 16149, intitulada “Sistemas fotovoltaicos - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição”, específica para sistemas PV, que representam a imensa maioria das micro e mini-gerações, que motivaram a criação da norma, com o intuito de padronizar a forma de acesso à rede. Desde então, as concessionárias de energia, bem como o INMETRO, adotaram essa norma, passando a aplicá-la na operação das redes e na produção dos equipamentos que realizam a interface, em particular os inversores.

O Brasil segue os passos de países que já avançaram mais nesse caminho, não só em termos de volume de GD instalada, como também em tempo de estrada, especialmente na Europa e na América do Norte. Organizações internacionais de renome desenvolveram padrões que são adotados de forma generalizada em ambos os continentes, respectivamente IEC 61727, de 1995, e IEEE 1547, de 2003; alguns países, como Alemanha, Áustria, Itália, Reino Unido e Espanha, têm padrões próprios, mas que seguem a mesma linha do padrão continental.

A seguir são detalhados os textos relativos à regulação de tensão por parte de unidades PV conectadas à rede de baixa tensão, explicitando parâmetros, particularidades e semelhanças de cinco padrões e normas: o norte americano, o europeu, o alemão - visto que a Alemanha é referência mundial na área PV, o australiano - já que a Austrália é o país com maior percentual de residências com PV no mundo - e, finalmente, o brasileiro.

3.1 IEEE 1547: 2014

A série de padrões 1547 foi desenvolvida pelo IEEE SCC21 - “Comitê de coordenação de padrões em células combustíveis, geração fotovoltaica, geração dispersa e armazenamento

de energia” (tradução livre), começando em 2003, em um processo de desenvolvimento voluntário e aberto à comunidade - como são desenvolvidos todos os padrões IEEE. Desde então, recebeu uma série de complementos e emendas, conforme listado a seguir:

- a) IEEE 1547 (2003 e emenda de 2014): padrão para interconexão de recursos distribuídos com sistemas elétricos de potência;
- b) IEEE 1547.1 (2005 e emenda de 2015): padrão para procedimentos de testes de conformidade para equipamentos interconectando recursos distribuídos com sistemas elétricos de potência;
- c) IEEE 1547.2 (2008): guia de aplicação para o padrão IEEE 1547 - 2003;
- d) IEEE 1547.3 (2007): guia para monitoramento de troca de informações e controle de recursos distribuídos com sistemas elétricos de potência;
- e) IEEE 1547.4 (2011): guia para projeto, operação e integração de sistemas ilhados de recursos distribuídos com sistemas elétricos de potência;
- f) IEEE 1547.6 (2011): prática recomendada para interconectar recursos distribuídos com redes secundárias de distribuição de sistemas de potência;
- g) IEEE 1547.7 (2013): guia para conduzir estudos de distribuição de impacto para interconexão de sistemas distribuídos;
- h) IEEE 1547.8 (ainda não publicado): práticas recomendadas para estabelecer métodos e procedimentos que forneçam apoio suplementar para estratégias de implementação para uso expandido da IEEE 1547 - 2003.

A orientação relativa à participação da GD na regulação de tensão, na primeira publicação, em 2003, determinava que a GD não deveria regular ativamente a tensão no ponto de conexão comum (PCC). A emenda de 2014, motivada pelo grande crescimento do volume de GD instalada e pela melhor compreensão de seu potencial, passou a estipular que o operador do sistema pode requisitar a participação da GD na regulação de tensão, através da variação nas potências real e aparente. Não é fornecida, contudo, nenhuma curva característica para ser seguida, tampouco é feita qualquer menção a delimitação do fator de potência - o que leva a crer que a unidade GD deve aceitar qualquer solicitação do operador do sistema nesse sentido, seja online ou previamente estabelecida em contrato. Manteve-se a determinação de que a GD não pode fazer com que a tensão local exceda os limites estipulados pelo padrão ANSI C84.1 - 2011, na faixa A, conforme Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Faixas de tensão de serviço ANSI, Faixa A

TENSÃO DE SERVIÇO NOMINAL	MÍNIMO	MÁXIMO
Trifásico - 240/120 V - 4 fios	228/114 V 0,95 pu	252/126 V 1,05 pu

Fonte: ANSI (2011)

3.2 IEC 61727: 2004

De forma semelhante ao IEEE, a IEC tem como um de seus propósitos promover uma cooperação internacional buscando um consenso no sentido de desenvolver padronizações nas áreas de elétrica e eletrônica. Uma dessas atende pelo código de IEC 61727, intitulada “Sistemas fotovoltaicos - características de interface com a rede” (tradução livre) e foi desenvolvida em 1995 pelo “Comitê Técnico 82: Sistemas de energia solar fotovoltaica” (tradução livre). Uma revisão técnica foi feita e publicada em 2004, e permanece em vigor até hoje. A norma apresenta recomendações para sistemas PV de até 10 kVA, tipicamente utilizados em instalações residenciais, operando em paralelo com a unidade consumidora e conectado à rede de baixa tensão de distribuição através de um inversor.

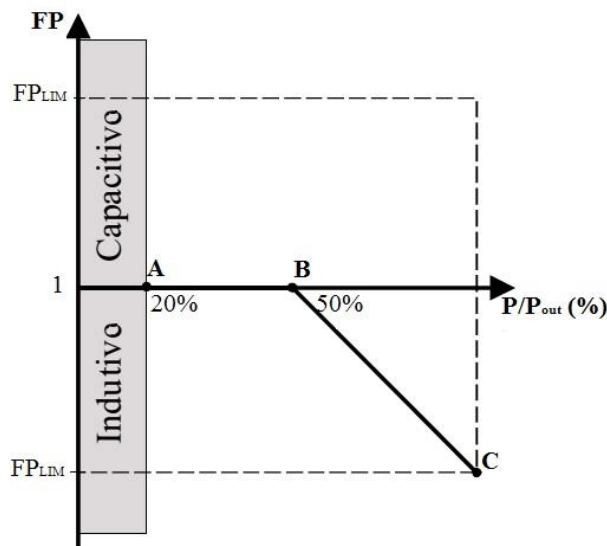
Com relação à regulação de tensão, a norma determina a participação das unidades PV através do controle do fator de potência, ou seja, através da veiculação de potência reativa, seguindo o método descrito pela Figura 3.1, com um fator de potência limite (FP_{LIM}) de 0,92. O controle deve ser feito pelo inversor, e a curva padrão deve vir configurada de fábrica. Os valores dos parâmetros A, B e C - tipicamente 20%, 50% e 0,92, respectivamente - são fornecidos pelo operador do sistema. Valores ou mesmo curvas diferentes podem ser fornecidas, se o operador julgar necessário.

A ideia básica por trás dessa estratégia é que, quando a potência gerada é pequena, o risco de que esta provoque uma sobretensão no PCC também é pequeno, assim não há necessidade de que essa unidade GD absorva reativo para regular a tensão, de modo que o FP é mantido unitário. A partir de um determinado valor, tipicamente 50% da potência nominal, julga-se que o risco de sobretensão passa a ser relevante, logo o inversor passa a absorver reativo, aumentando a absorção à medida que aumenta a potência gerada, até atingir-se o fator de potência limite, que representa a máxima quantidade de reativo que pode ser absorvida.

O método considera apenas indiretamente a tensão no ponto de conexão da unidade GD, já que utiliza informação somente da potência gerada, o que faz com que exista a possibilidade de que seja comandado o consumo de potência reativa mesmo quando a tensão estiver dentro da faixa admissível. Esse tende a ser o caso de unidades instaladas próximas ao transformador

de distribuição, o qual tende a segurar o valor da tensão nas barras mais próximas, mesmo em momentos de alta geração.

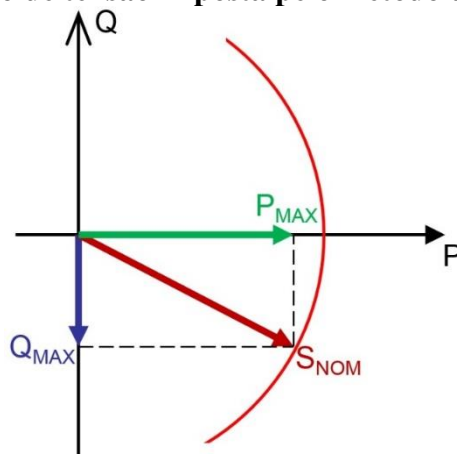
Figura 3.1 - Curva característica de fator de potência para os padrões IEC, VDE e NBR



Fonte: Adaptada de ABNT (2013).

É importante destacar também que esse método impõe uma limitação na circulação de potência ativa através do inversor, e conseqüentemente limita também a geração máxima da unidade PV. Isso ocorre porque o inversor utiliza parte de sua capacidade para absorver potência reativa, e com isso não possui capacidade disponível suficiente para atingir a potência ativa nominal no momento em que estiver absorvendo o máximo de reativo - ponto C na curva da Figura 3.1. A Figura 3.2 demonstra a composição das potências nesse momento.

Figura 3.2 - Limitação de tensão imposta pelo método de regulação de tensão



Fonte: Elaborada pelo autor.

Considerando que a potência aparente nominal, S_{NOM} , seja atingida quando a absorção de reativo for máxima, Q_{MAX} , o limite de potência ativa, P_{MAX} , será igual, em pu, ao fator de potência limite - neste caso, 92% da potência nominal. Essa limitação poderia ser evitada se o inversor fosse projetado acima da capacidade nominal do sistema PV, de modo a abrir espaço para a absorção de reativo, porém essa prática não é usualmente seguida no Brasil, de acordo com as fontes consultadas neste trabalho.

Dados de geração coletados no desenvolvimento deste trabalho indicaram que a potência ativa nominal em uma unidade foi atingida em menos de 3% dos dias ao longo de um ano, e o limite P_{MAX} , em menos de 10%. Isso indica que as perdas em termos de geração provocadas por essa limitação não são muito significantes, já que, mesmo nos poucos dias em que os limites são atingidos, a limitação seria aplicada apenas em alguns momentos durante o pico de geração, enquanto que no restante do dia e do ano a geração se daria normalmente. Isso explica a não adoção da prática de superdimensionar o inversor, já que ele raramente opera na capacidade máxima, logo o investimento em um inversor de maior porte não se justifica. Na prática, inclusive, é usual subdimensionar o inversor, pois se trata de um equipamento cuja eficiência cai consideravelmente quando não opera próximo de sua potência nominal. O fator de subdimensionamento é chamado de FDI (fator de dimensionamento do inversor), e pode chegar à ordem de 65% em alguns locais da Europa (MACÊDO, 2006) (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2013); no Brasil, estudos indicam que o valor mais adequado é da ordem de 70% (DIAS, 2006) (MACÊDO, 2006).

3.3 VDE-AR-N 4105: 2011

Como já dito, a Alemanha é um exemplo de país na Europa a adotar um padrão próprio, em detrimento do padrão IEC, embora siga a mesma linha. O padrão, no caso, está incorporado no código de rede alemão, e atende pelo código VDE-AR-N 4105, de 2011, sendo voltado para todos as fontes de geração distribuída. A principal particularidade é a proposição de mais de um método de regulação de tensão: são três no total, e serão brevemente descritos a seguir.

3.3.1 Método $\cos\phi$, ou Fator de potência fixo

Conforme o nome sugere, propõe a adoção de um valor fixo de fator de potência para a unidade GD, e é recomendado para sistemas onde a potência de saída é mantida constante (MAN, 2012). Essa estratégia, portanto, não é usada na geração PV.

3.3.2 Método $\cos\phi(P)$, ou Fator de potência característico

Esse é o mesmo método adotado pelo padrão IEC. Segue a mesma curva característica, Figura 3.1, diferindo apenas no valor de FP_{LIM} , que varia de acordo com a potência nominal da GD, conforme Tabela 3.2. Todas as análises feitas no item 3.2 se aplicam também aqui.

Tabela 3.2 - Níveis de atuação do controle de FP, VDE

POTÊNCIA NOMINAL DA GD	VALOR DO FATOR DE POTÊNCIA
$P_{NOM} \leq 3,68 \text{ kW}$	$-0,95 \leq FP \leq 0,95$
$3,68 \text{ kW} \leq P_{NOM} \leq 13,8 \text{ kW}$	Figura 3.1, $FP_{LIM} = 0,95$
$P_{NOM} > 13,8 \text{ kW}$	Figura 3.1, $FP_{LIM} = 0,90$

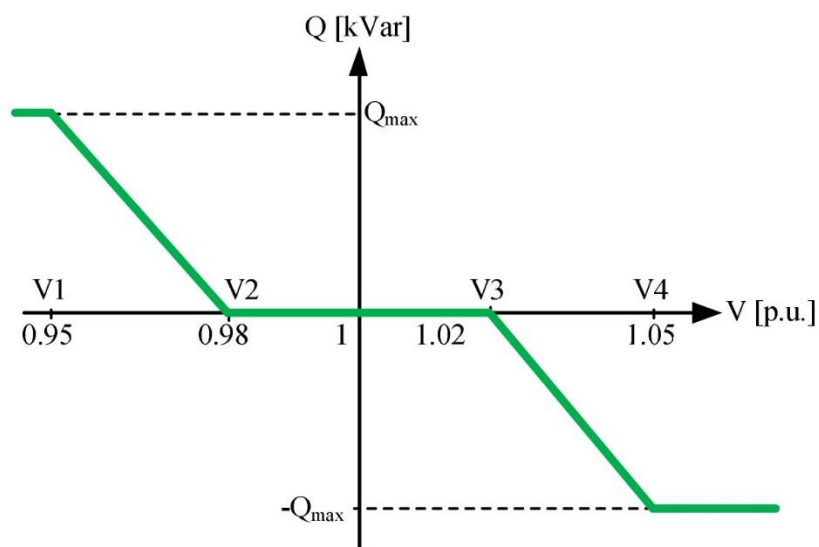
Fonte: VDE apud MAN (2012)

Unidades com potência nominal abaixo de 3,68 kW não seguem a curva da Figura 3.1; o valor do FP deve ser fixo, na faixa entre +0,95 e -0,95, sendo determinado pelo operador do sistema.

3.3.3 Método $Q(U)$, ou Relação potência reativa / tensão característica

O código de rede alemão propõe uma segunda curva, que determina o valor da potência reativa, Q , em função da tensão, U , no ponto de conexão da unidade GD, conforme Figura 3.3.

Figura 3.3 - Método $Q(U)$, VDE



Fonte: Adaptada de MAN (2012).

Os parâmetros $V1$ a $V4$ e Q_{MAX} são fornecidos pelo operador do sistema, de acordo com as características da rede. A Tabela 3.2 também se aplica a este método, lembrando que Q_{MAX} é relativo ao fator de potência limite, conforme analisado no item 3.2.

A principal desvantagem dessa estratégia é o uso não-ótimo da capacidade dos inversores. Isso se dá devido à queda no nível de tensão observada nos pontos de conexão com o afastamento do alimentador, e ao fato de que o método comanda cada unidade fotovoltaica independentemente das demais; com isso, os inversores das unidades instaladas mais longe do transformador tendem a trabalhar em sua capacidade máxima para compensar o baixo nível de tensão naquelas barras, enquanto que as unidades situadas próximas ao trafo não contribuem em nada para a regulação, visto que as tensões em suas barras estão muito mais próximas da tensão nominal da barra infinita. Existe assim a clara tendência de que os inversores mais afastados do trafo sejam mais exigidos e tenham por isso uma vida útil mais reduzida. Essa tendência se agrava ainda mais em um cenário onde existem poucas unidades GD na rede, o que faz com que a perda da contribuição de uma sobrecarregue ainda mais as demais.

Nas pesquisas realizadas neste trabalho, talvez devido à questão descrita no parágrafo anterior, esse método foi encontrado apenas no código de rede alemão - o que permite supor que tenha sido desenvolvido para atender especificamente a cenários presentes no sistema elétrico alemão, onde há uma penetração de GD sensivelmente maior em relação a praticamente todo o restante do mundo. Os demais códigos de rede e padrões pesquisados adotam o método $\cos\phi(P)$.

3.4 AS 4777: 2013

Embora não esteja entre os países com maior capacidade fotovoltaica instalada no mundo, a Austrália é tradicionalmente líder no quesito PV residencial, estando entre os maiores produtores de energia nessa faixa do mercado, e sendo líder em percentual de residências com tecnologia PV instalada, como já foi abordado no capítulo anterior, o que torna relevante conhecer o padrão lá adotado para regular a geração PV. O padrão em questão está incorporado na norma AS 4777, intitulada “Conexão à rede de sistemas de energia via inversores” (tradução livre), que foi preparada pelo Comitê EL-042, “Sistemas de fornecimento de energia renovável & equipamentos” (tradução livre) em nome do Conselho de Normas da Austrália, em 2005.

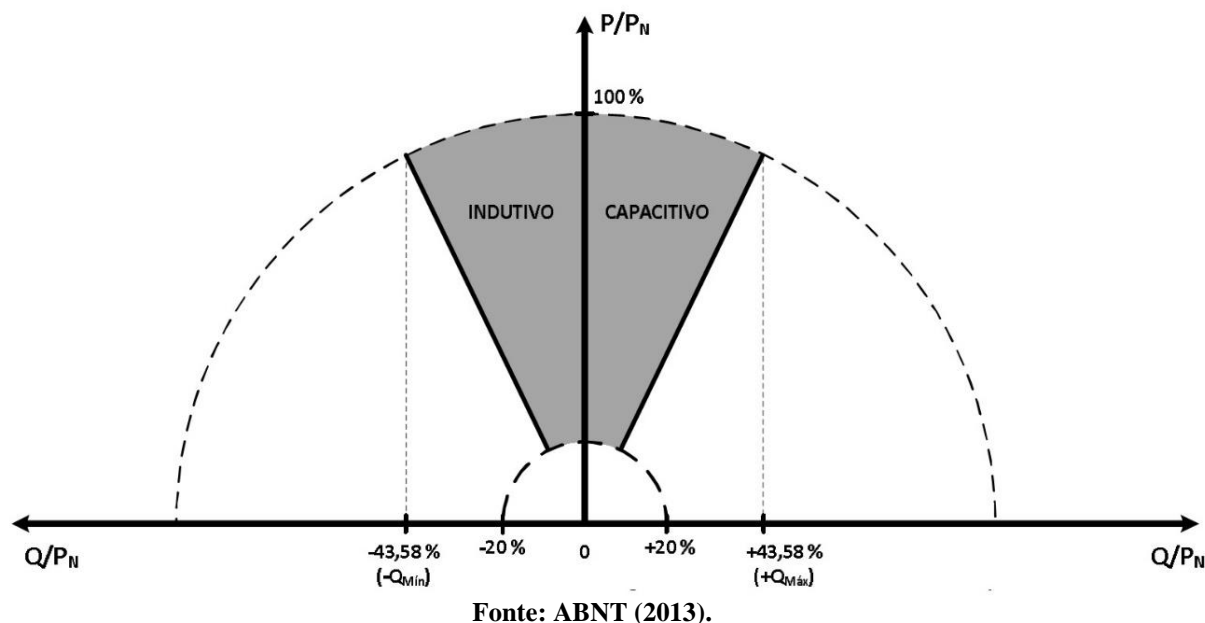
O texto original impõe, para inversores de até 10 kVA por fase, 30 kVA no total, um FP na faixa de 0,8 capacitivo a 0,95 indutivo, sendo mantido unitário se a potência de saída for inferior a 20% da nominal. Em 2013, essa faixa foi alterada para +/- 0,95, passando a se aplicar

a sistemas de até 54 kVA trifásicos e de até 5 kVA monofásicos (STANDARDS AUSTRALIA apud NOONE, 2013). Nenhuma curva característica é fornecida, o que sugere que o comando deva vir do operador do sistema. A norma, no entanto, vem sofrendo atualizações frequentes, dificultando inclusive a adequação por parte de fabricantes locais (AUSTRALIAN WIND AND SOLAR, 2016).

3.5 NBR 16149: 2013

Inspirada principalmente pelo padrão IEC 61727 e pela norma alemã VDE-AR-N 4105, a ABNT desenvolveu a norma técnica NBR 14619 para padronizar a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica de distribuição brasileira, utilizando a curva do padrão europeu, conforme Figura 3.1, mas adotando níveis de atuação semelhantes aos da norma alemã. Introduziu-se ainda uma segunda curva, mostrada na Figura 3.4, para unidades PV de maior potência.

Figura 3.4 - Limites de injeção/demanda de reativo para unidades PV com potência superior a 6 kW, NBR



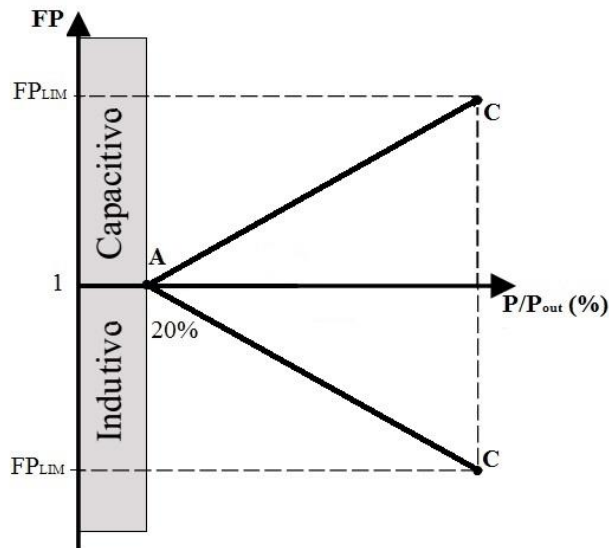
Apesar de a princípio aparentar ser totalmente diferente, essa segunda curva é praticamente idêntica à primeira; as únicas diferenças são o fato de esta permitir a atuação da unidade PV com fator de potência capacitivo, além de indutivo; e também o fato de a injeção/absorção se iniciar quando a potência ativa atingir 20% da nominal, ao invés de 50%. O valor atribuído para Q_{MAX} e Q_{MIN} , 43,58% da potência nominal, é o valor correspondente de

Q no ponto C da curva da Figura 3.1, com o fator de potência limite igual a 0,90 - que é o valor designado pela norma NBR quando $P_{NOM} > 6,0$ kW. A Equação 3.1 demonstra isso.

$$Q_{MAX} = \text{sen}(\cos^{-1}(FP_{LIM})) = \text{sen}(\cos^{-1}(0,90)) = 0,4358 \text{ pu} = 43,58\% \quad (3.1)$$

Assim, a curva da Figura 3.4 pode ser redesenhada como na Figura 3.5, e a determinação do fator de potência segundo a norma NBR está, enfim, resumida na Tabela 3.3.

Figura 3.5 - Curva característica de fator de potência para unidades PV com potência superior a 6 kW, NBR



Fonte: Adaptada de ABNT (2013).

Tabela 3.3 - Níveis de atuação do controle de FP, NBR: Potência nominal

POTÊNCIA NOMINAL DA GD	VALOR DO FATOR DE POTÊNCIA
$P_{NOM} \leq 3,0$ kW	1,00 +/- 2%
$3,0$ kW $\leq P_{NOM} \leq 6,0$ kW	Figura 3.1, $FP_{LIM} = 0,95$
$P_{NOM} > 6,0$ kW	Figura 3.5, $FP_{LIM} = 0,90$

Fonte: ABNT (2013)

A norma diz ainda que “o tipo e os ajustes do controle do FP e injeção/demanda de potência reativa devem ser determinados pelas condições da rede e definidos individualmente pelo operador da rede e fornecidos junto com a permissão de acesso” (ABNT, 2013). O texto da norma dá a entender que a curva de FP é adaptada pelo operador do sistema para cada unidade instalada acima de 6 kW, já que as curvas das Figuras 3.4 e 3.5 fornecem mais de um valor de Q e FP , respectivamente, para um mesmo valor de P , enquanto que o inversor necessita de um comando único. Caso a curva não seja personalizada e configurada na fabricação do

inversor, faz-se necessário um comando remoto online por parte do operador do sistema - e as pesquisas realizadas neste trabalho indicaram que muitos inversores PV instalados no Brasil podem ter suas configurações alteradas apenas *in loco*, sendo que os mais antigos sequer permitem qualquer alteração nas configurações de fábrica.

Na comparação com os demais padrões, destaca-se na norma NBR os valores mais baixos do parâmetro de potência nominal - indicando que o mercado brasileiro no nível de baixa tensão é composto de maneira geral por sistemas de menor porte em relação ao alemão. Vale ressaltar também a fixação do fator de potência unitário para unidades de pequeno porte, o que significa excluí-las do processo de regulação de tensão. A variação de 2% indicada na Tabela 3.3 é apenas uma tolerância; os inversores devem vir de fábrica com FP configurado em 1,00.

A principal particularidade do método NBR, contudo, é a introdução de dois novos parâmetros restritivos: uma tensão de ativação, V_{AT} , e uma de desativação, V_{DESAT} . A norma diz que a curva de FP característico da Figura 3.1, ou 3.4, somente deve ser habilitada quando a tensão no ponto de conexão ultrapassar o valor de V_{AT} , e deve ser desabilitada caso a tensão no PCC caia abaixo do valor de V_{DESAT} . Enquanto a curva estiver desabilitada, o fator de potência deve ser mantido unitário. Os valores de V_{AT} e V_{DESAT} estão na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Níveis de atuação do controle de FP, NBR: Tensão

PARÂMETRO	VALOR
Tensão de ativação	$1,00 \text{ pu} \leq V_{AT} \leq 1,05 \text{ pu}$ Padrão: 1,04 pu
Tensão de desativação	$0,90 \text{ pu} \leq V_{DESAT} \leq 1,00 \text{ pu}$ Padrão: 1,00 pu

Fonte: ABNT (2013)

A imposição de uma tensão de ativação significa a existência de mais um pré-requisito para que a unidade GD participe da regulação de tensão: não basta apenas estar produzindo mais de 50% da sua potência nominal, como exigem os padrões IEC e VDE, também é preciso que a tensão no PCC esteja alta o bastante. O valor de desativação, por outro lado, garante que não haja absorção de reativo, e conseqüentemente redução de tensão, quando o nível de tensão já estiver baixo.

Uma possível explicação para a presença de tantas restrições é o fato de que se trata de uma norma recente desenvolvida para regular um cenário ainda incipiente no Brasil, que é uma rede elétrica com um volume minimamente significativo de penetração de PV - lembrando que menos de 0,01% das residências brasileiras possuem geração fotovoltaica. Pode-se esperar que, à medida que o mercado brasileiro evoluir, as normas também evoluirão.

4 ESTUDO DE CASO

O capítulo anterior apresentou e discutiu brevemente o objeto de estudo deste trabalho: os padrões e normas que regulamentam o papel das gerações distribuídas fotovoltaicas na mitigação da elevação de tensão provocada por elas mesmas. O próximo passo no estudo é avaliar quais seriam na prática o impacto e o desempenho dos métodos apresentados, através de um estudo de caso, que consiste na simulação de uma rede residencial realística com presença significativa de GD PV. Os parâmetros e demais detalhes da rede e da simulação são descritos a seguir neste capítulo.

4.1 Rede base

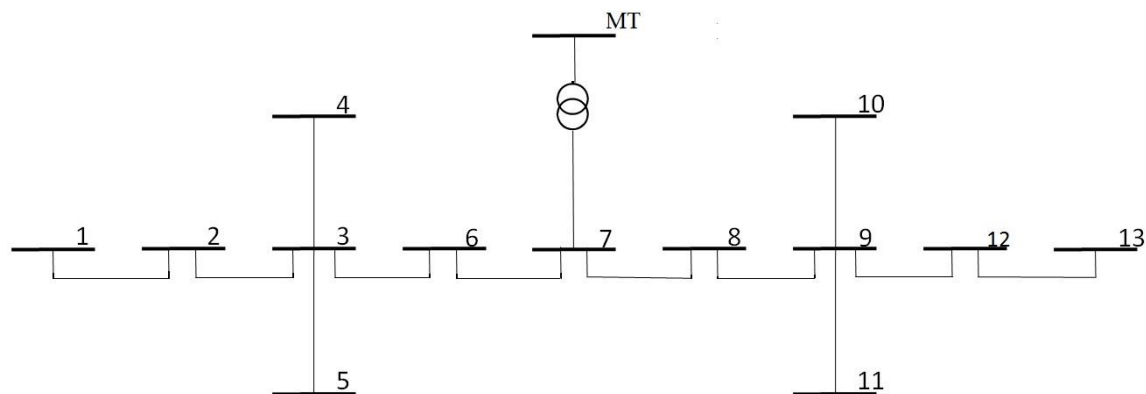
A rede simulada foi desenvolvida por dos Santos (2014). Esta seção é dedicada a apresentar os principais aspectos da elaboração da rede e das cargas, sempre referenciando o trabalho original.

A rede foi projetada com base em configurações comuns presentes no sistema elétrico de distribuição de baixa tensão da Cemig, especificamente: um transformador trifásico de 45 kVA, 13800 - 220/127 V, alimentando 50 unidades consumidoras residenciais ligadas a 13 barras (postes); o trafo está conectado ao poste 7, no centro da rede. No ponto de conexão com a rede de MT, o valor da corrente de curto circuito trifásico é da ordem de 1,7 kA, com relação $X/R = 1,00$. Os circuitos de BT são constituídos por cabos de alumínio com seção de 70 mm² (3x1x70+70 mm²), com relação X/R de aproximadamente 0,20; e os ramais de ligação das unidades consumidoras possuem seção de 16 mm², com relação X/R de aproximadamente 0,05, e a quantidade de condutores (fases) dependendo do nível de consumo de cada unidade. Um diagrama simplificado do sistema está ilustrado na Figura 4.1, e a distribuição dos consumidores está na tabela 4.1. O código de identificação de cada consumidor será abordado mais adiante.

As curvas de demanda foram desenvolvidas a partir de dados estatísticos fornecidos pelo Sistema de Informação de Posses e Hábitos de Uso de Aparelhos Elétricos - SINPHA, sistema ligado à Eletrobras que possibilita a simulação de curvas de carga médias de uso de equipamentos residenciais para o Brasil ou para cada uma das regiões. Os dados utilizados consistem em valores de demanda para 24 intervalos de 1 hora, correspondendo a um dia médio, e são relativos à região Sudeste para o ano de 2005. O autor adaptou os dados, remodelando os diversos tipos de carga de acordo com as características específicas de cada uma, como perfil

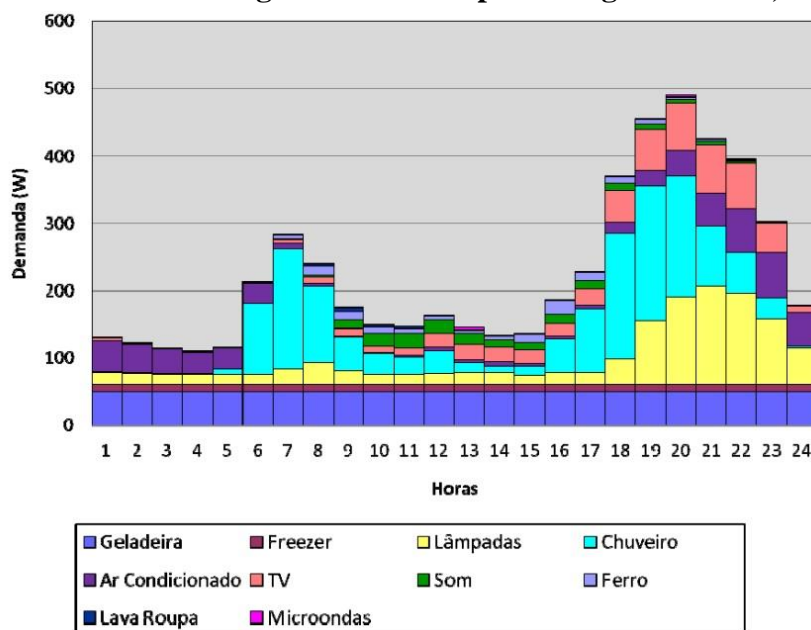
de uso, fator de potência, conteúdo harmônico, etc., de modo a atualizá-los, conforme descrito em dos Santos (2014). A curva obtida está ilustrada na Figura 4.2.

Figura 4.1 - Diagrama simplificado da rede em estudo



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.2 - Curva de carga diária média para a região Sudeste, SINPHA



Fonte: DOS SANTOS (2014).

O autor dividiu então os 50 consumidores da rede em 12 níveis de consumo, e adaptou a curva da Figura 4.2 para cada um deles, de acordo com o acionamento individualizado de cada equipamento de posse de cada unidade consumidora, a partir dos dados do SINPHA. O resultado está na Figura 4.3.

Tabela 4.1 - Dados dos consumidores do sistema em estudo

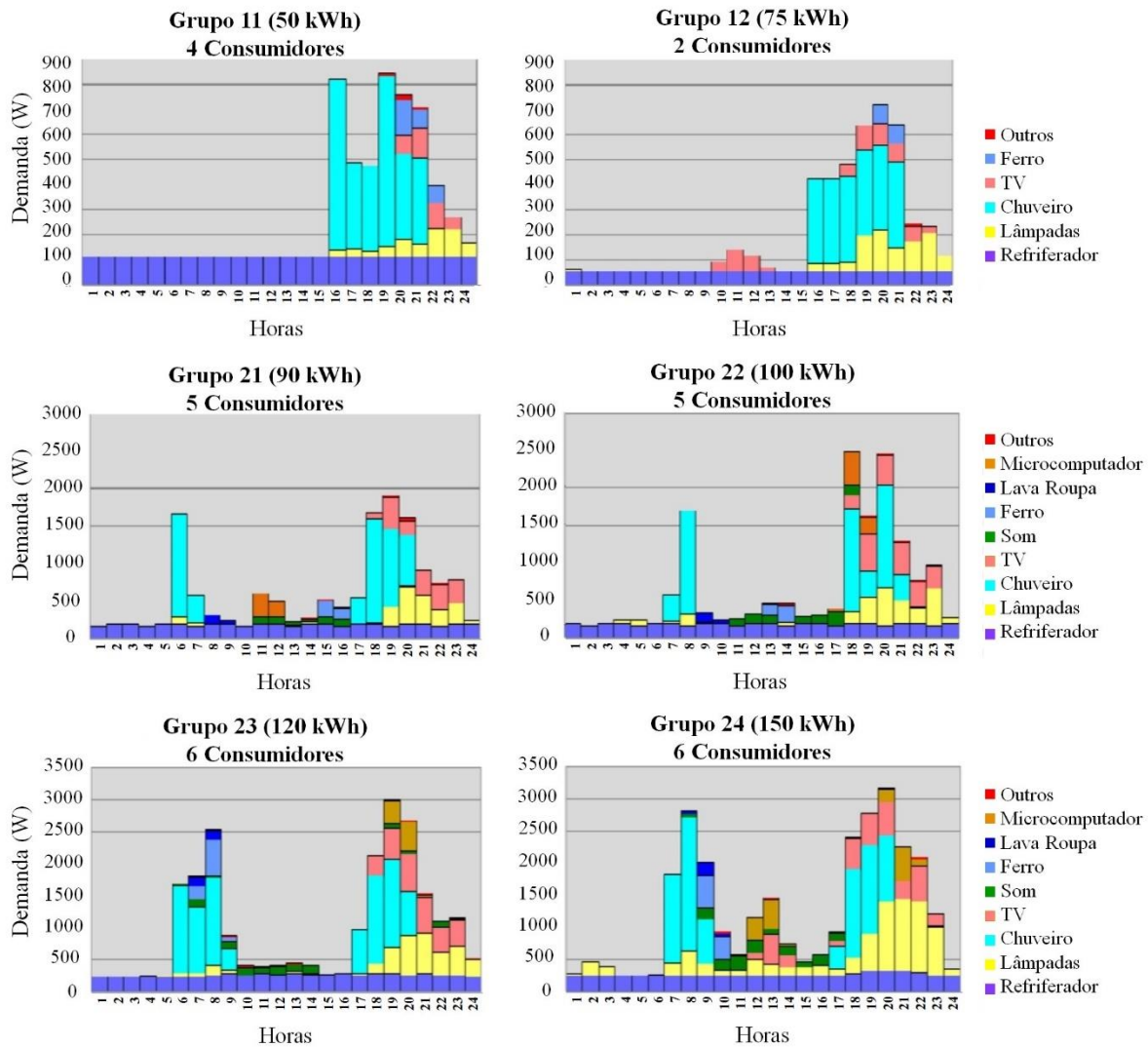
POSTE	UNIDADE CONSUMIDORA	CONSUMO (kWh/mês)	FASES CONECTADAS
1	225	100	B
	231	120	C
	246	150	A
	321	250	BA
2	312	180	A
	423	450	CB
	114	50	A
	224	100	C
3	211	90	B
	251	225	A
3	413	275	ABC
	332	325	AC
4	233	120	B
	244	150	C
	316	180	AB
5	113	50	C
	422	450	ABC
	242	150	B
	223	100	C
6	314	180	B
	212	90	C
	112	50	B
	411	275	CA
7	313	180	C
	121	75	B
	235	120	B
	245	150	A
8	421	450	ABC
	412	275	BC
	122	75	C
	311	180	A
9	222	100	A
	322	250	AB
10	232	120	C
	234	120	A
	424	450	ABC
	243	150	B
11	323	250	BC
	241	150	C
	213	90	B
	236	120	A
	425	450	ABC
	252	225	B
12	331	325	CA
	315	180	C
13	214	90	A
	324	250	BA
	111	50	A
	221	100	B
	215	90	C

Fonte: Adaptada de DOS SANTOS (2014).

O próximo passo foi transformar as curvas com 24 intervalos de demanda de 1 hora em curvas com 96 intervalos de 15 minutos, de modo a aumentar a precisão do modelo. O princípio básico utilizado para essa transformação é que o valor de cada intervalo corresponde à demanda média dos equipamentos, D , que é a potência nominal do equipamento, P_{NOM} , distribuída pelo tempo de uso, T_{USO} , dentro do intervalo considerado, T_{INT} , dado o fator de demanda, F_d , que considera o uso de P_{NOM} feito por cada equipamento. A Equação 4.1 ajuda a elucidar o conceito.

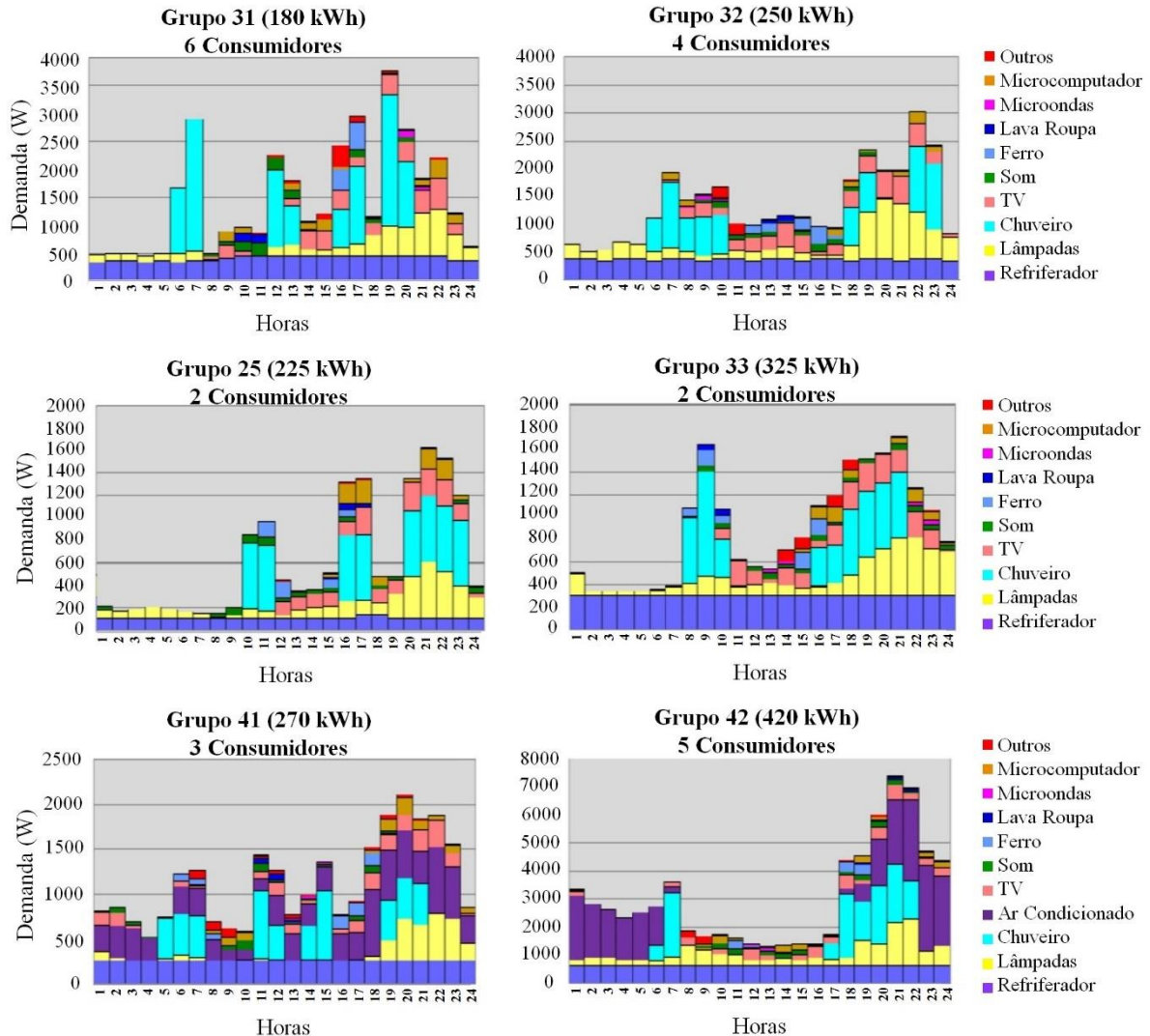
$$D = \frac{T_{USO}}{T_{INT}} * F_d * P_{NOM} \quad (4.1)$$

Figura 4.3 - Curvas de carga diária média para os consumidores da rede em estudo (parte 1)



Fonte: Adaptada de DOS SANTOS (2014).

Figura 4.3 - Curvas de carga diária média para os consumidores da rede em estudo (parte 2)

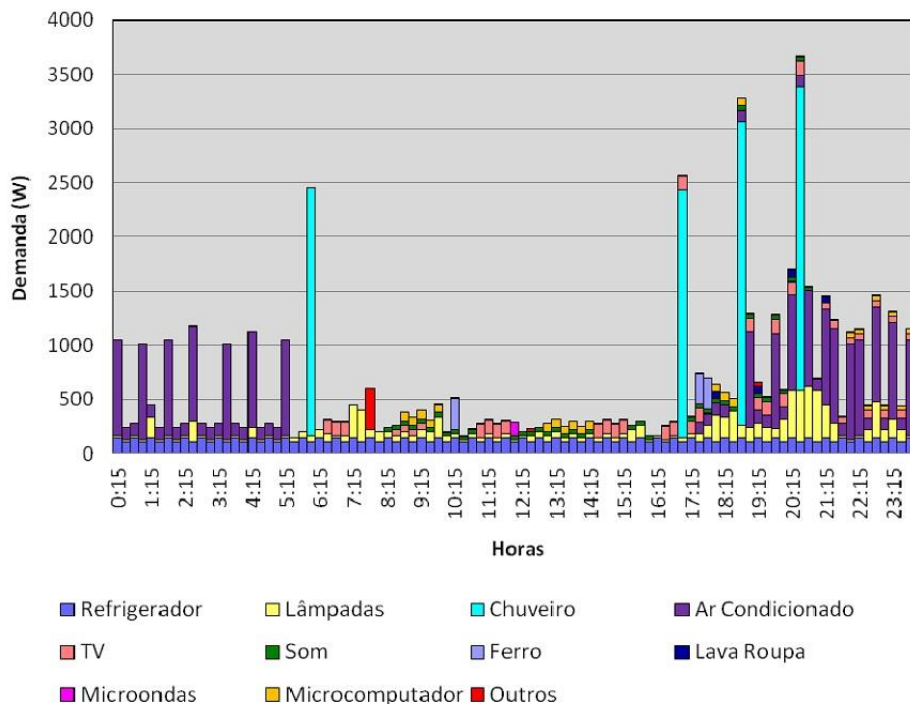


Fonte: Adaptada de DOS SANTOS (2014).

Por fim, para evitar que os consumidores pertencentes aos mesmos grupos tivessem todos exatamente a mesma curva de demanda, aplicou-se um defasamento temporal entre elas, fazendo assim com que cada um dos 50 consumidores possua uma curva própria. A Figura 4.4 exemplifica o resultado final obtido, para o consumidor 421.

Com a garantia de que as 50 unidades consumidoras são diferentes umas das outras é possível atribuir para cada uma um código de identificação, conforme apresentado na Tabela 4.1. O critério adotado foi um código de três algarismos, onde os dois primeiros indicam o grupo ao qual a unidade pertence - dentre os 12 grupos apresentados na Figura 4.3; e o terceiro algarismo diferencia sequencialmente as unidades pertencentes ao mesmo grupo. Como exemplo, a unidade 421 é o consumidor número 1 do grupo 42; a unidade 422 é o consumidor número 2 do mesmo grupo.

Figura 4.4 - Curva de carga diária média, com intervalo de 15 minutos, para o consumidor 421



4.2 Modificações realizadas

Este trabalho deu sequência ao trabalho de dos Santos (2014), que desenvolveu e simulou a rede apresentada no item anterior. A principal alteração feita consiste na inserção de geração fotovoltaica na rede, além de algumas adequações para tornar o sistema ainda mais realista. Essas modificações estão descritas na sequência.

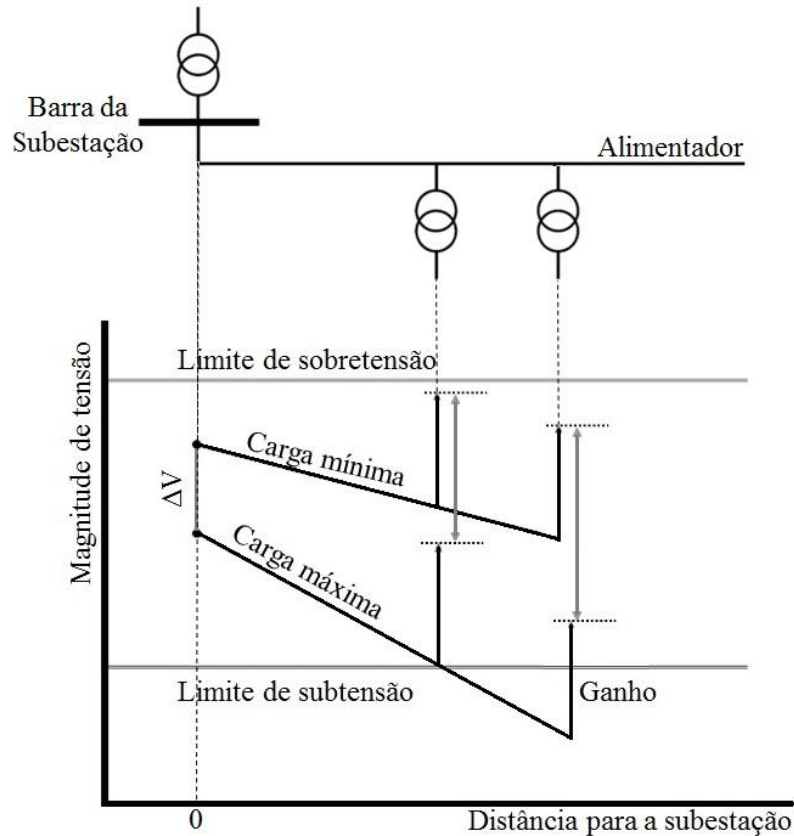
4.2.1 Queda de tensão ao longo do alimentador de média tensão

O fluxo de potência pelo alimentador de média tensão para atender os consumidores causa uma queda de tensão ao longo da linha; essa queda é mínima no período de menor consumo, e máxima no de maior consumo. Com isso, a faixa de variação da tensão, ΔV , que é pequena próximo à subestação, aumenta consideravelmente ao longo do alimentador de MT, como mostrado na Figura 4.5.

Para compensar a queda de tensão, equipamentos e estratégias - como o ajuste automático sob carga do tap do transformador da subestação, utilização de reguladores de tensão inseridos em série na linha, acionamento por controle automático local de bancos de capacitores ao longo do alimentador e ainda ajuste de tap dos trafos de distribuição - são

empregados para realizar o controle da tensão. Esse controle deve ser feito de modo que a tensão permaneça dentro dos limites estabelecidos ao longo de todo o alimentador, como exemplificado na Figura 4.5 para o ajuste de tap dos trafos de distribuição.

Figura 4.5 - Coordenação de tensão ao longo de um alimentador de média tensão



Fonte: Adaptada de BOLLEN (2011).

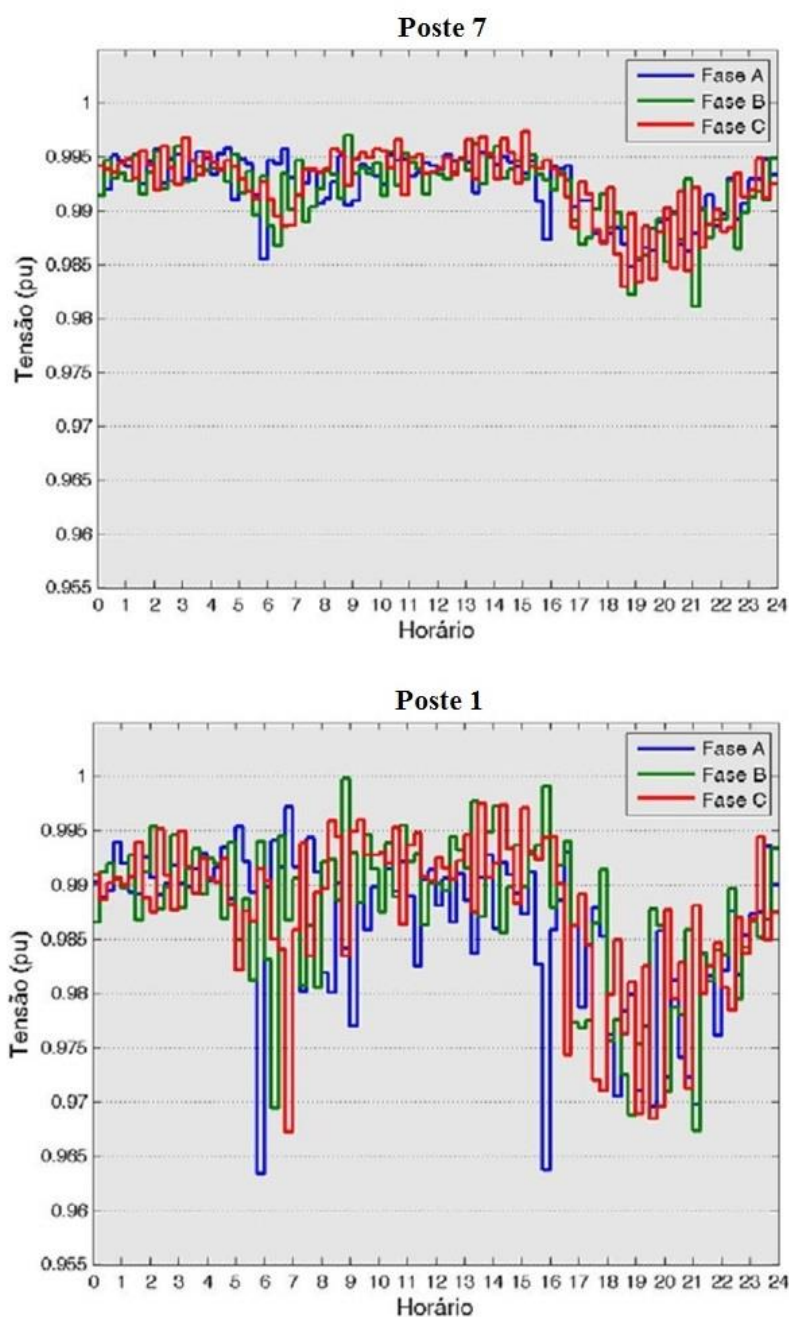
Bollen e Hassan (2011) recomendam:

- a) a faixa de operação, ΔV , do transformador da subestação é escolhido ligeiramente acima de 1,00 pu, para permitir a queda de tensão ao longo das linhas de MT e BT;
- b) a tensão para a unidade consumidora mais afastada da subestação deve estar acima do limite de subtensão no período de carga máxima;
- c) a tensão para a unidade consumidora mais próxima da subestação não deve ultrapassar o limite de sobretensão no período de carga mínima.

A presença de elementos reguladores de tensão ao longo de toda a linha, como dito anteriormente, permite que seja aplicado um ganho diferente para cada ponto do alimentador, geralmente proporcional à distância da subestação. No caso da Figura 4.5, é importante destacar que o ganho de tensão fruto do ajuste do tap dos trafos é aplicado apenas no lado de baixa.

Os resultados obtidos por dos Santos (2014) indicaram uma variação de tensão na rede ao longo do dia bastante reduzida para o sistema em análise, como ilustrado na Figura 4.6. No poste 7, observa-se uma variação total de menos de 2%, o que é razoável, devido à proximidade do transformador, que é conectado a essa barra; no entanto, era de se esperar a ocorrência de tensões acima de 1,00 pu em momentos de baixo consumo, o que não ocorre. No poste 1, por outro lado, sendo a barra mais afastada do trafo, é previsível a maior excursão apresentada pela tensão, porém esperava-se valores mais baixos nos momentos de pico de consumo.

Figura 4.6 - Perfil de tensão na rede original



Fonte: DOS SANTOS (2014).

Os resultados supracitados fogem ligeiramente da realidade, pois mesmo que se tratasse de uma rede localizada no início de um alimentador, próximo à subestação, onde a tensão de fato seria sempre próxima a 1,00 pu e com pouca variação ao longo do dia, ainda assim deveria haver valores acima de 1,00 pu. À medida que aumenta a distância para a subestação, conforme Figura 4.5, os valores tornam-se ainda mais inadequados.

Isso motivou uma inspeção do modelo de simulação desenvolvido por dos Santos (2014), com o intuito de adequar parâmetros que pudessem tornar a simulação mais realística. Constatou-se então que a referência de tensão do alimentador de MT modelado na simulação era 1,00 pu, e o tap do transformador de distribuição era 0%, para todos os 96 cenários do dia. Para a sequência do trabalho foi então necessário ajustar esses valores, de modo que o modelo passe a considerar a queda de tensão ao longo do alimentador.

4.2.1.1 Tap do transformador da rede

A norma NBR 5356 - “Transformadores de potência”, elaborada em 1981 e com revisão vigente de 2010, determina que “os transformadores devem ter, no enrolamento de alta tensão, pelo menos, duas derivações, além da principal, para uma faixa de derivação de +/- 5%, que permitam obter a potência nominal”. O tap do trafo da rede em estudo foi, então, configurado em +5%.

4.2.1.2 Referência do alimentador de média tensão

No modelo desenvolvido para a simulação, a referência do alimentador de MT representa o valor da tensão no ponto do alimentador a que a rede de baixa tensão em estudo está conectada. Esse valor, portanto, como explanado anteriormente, não pode ser fixo; deve ser uma faixa, variando ao longo do dia de acordo com o nível de carga a cada momento.

Como não se tem informações suficientes sobre a rede de MT - como perfil de carga das demais redes de BT atendidas, artifícios de regulação de tensão utilizados na linha, etc., não é possível determinar com precisão os valores de tensão no ponto de conexão da rede modelada. Esses valores foram, portanto, arbitrados, adaptando as orientações de Bollen e Hassan (2011) para a rede de BT, conforme descrito na sequência. É importante destacar que a referência do alimentador de MT é dado antes do transformador MT/BT, e, portanto, não agrega o valor do tap do trafo.

Inicialmente foi considerado o extremo superior da faixa de valores, V_{MAX} , que é a tensão no ponto mais próximo do transformador, com carga mínima. Como este ponto está ligado diretamente ao trafo, a tensão não depende do perfil de carga da rede de BT, mas sim do alimentador de MT, de modo que esse valor foi arbitrado, definindo-se 0,99 pu.

O próximo passo foi determinar o extremo inferior da faixa, V_{MIN} , que é a tensão no ponto mais distante do trafo, com carga máxima. Para isso, utilizou-se os resultados da simulação original da rede, sem as modificações aqui descritas, tomando os valores mais baixos de tensão registrados na barra do trafo e na mais remota. Considerando que a tensão na barra mais remota, na rede revisada, esteja no limite de subtensão para BT definido pelo PRODIST, 0,91 pu, empregou-se uma regra de três para determinar o valor equivalente na barra do trafo:

$$\begin{array}{l} V_{pior_caso_barra_remota_rede_original} \cdots \cdots \cdots V_{pior_caso_barra_remota_rede_modificada} \\ V_{pior_caso_barra_trafo_rede_original} \cdots \cdots \cdots V_{pior_caso_barra_trafo_rede_modificada} \\ \\ 0,96815pu \cdots \cdots \cdots 0,91pu \\ 0,9832pu \cdots \cdots \cdots V_{MIN} \\ \\ V_{MIN} = \frac{0,9832 * 0,91}{0,96815} = 0,9241 \approx 0,925pu \end{array} \quad (4.2)$$

Vale ressaltar que essa análise pode ser feita com base no lado de baixa do transformador, pois, desde que os valores sejam dados em pu, eles serão idênticos do lado de alta; tomou-se o cuidado, apenas, para não incluir nos cálculos o valor do tap do trafo.

Valores intermediários entre V_{MAX} e V_{MIN} também dependem do perfil de queda de tensão no alimentador de MT. Como não há informações suficientes para fazer uma estimativa, considerou-se três pontos igualmente espaçados entre eles. Com isso totalizam-se cinco níveis de tensão, os quais foram então atribuídos a níveis de carga na rede, e então distribuídos ao longo do dia nos horários de ocorrência de cada um. Os níveis de carga foram atribuídos de acordo com os níveis de tensão resultantes da simulação da rede original na barra mais remota; foram consideradas faixas de mesmo tamanho para a tensão. A Tabela 4.2 mostra o resultado.

Os valores de referência arbitrados foram atribuídos aos respectivos horários indicados na Tabela 4.2 e o sistema foi simulado novamente para testar a solução. Os novos resultados indicaram níveis de tensão satisfatórios, porém com um perfil exageradamente discreto. Para

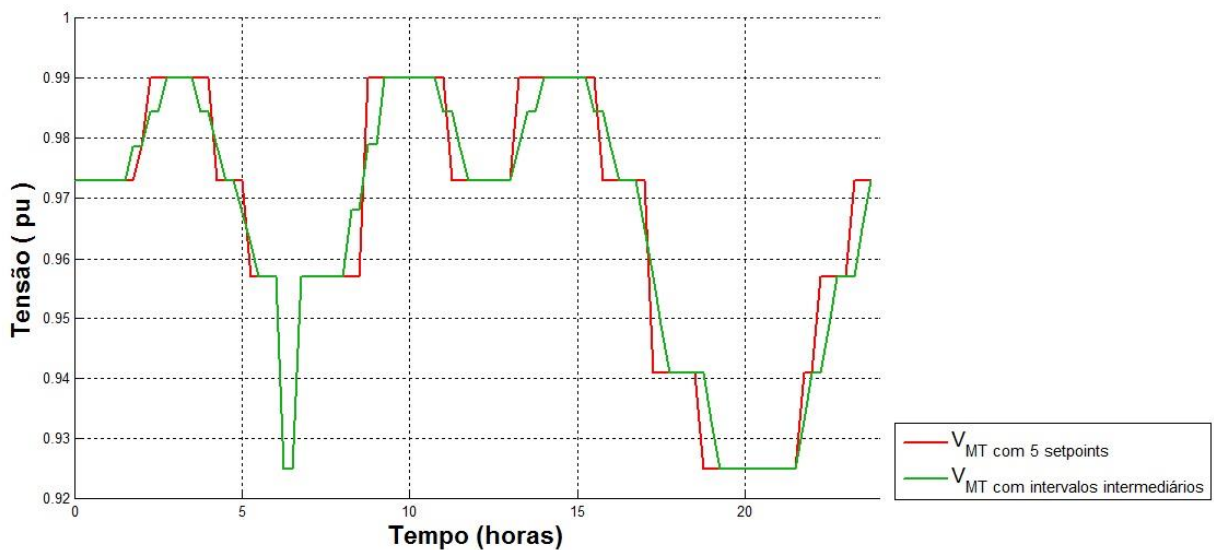
solucionar essa questão, criou-se intervalos intermediários entre os degraus, conforme ilustrado na Figura 4.7.

Tabela 4.2 - Correção da referência do alimentador de MT

NÍVEL DE CARGA	TENSÃO NA REDE ORIGINAL (pu)	HORÁRIOS DE OCORRÊNCIA	REFERÊNCIA MT
Mínima	$V > 0,993$	02:00-04:00; 08:30-11:00; 13:00-15:30	0,990
Leve	$0,993 \geq V > 0,987$	00:00-02:00; 04:00-00:05; 11:00-13:00; 15:30-17:00; 23:00-00:00	0,973
Média	$0,987 \geq V > 0,981$	05:00-06:00; 06:30-08:30; 22:00-23:00	0,957
Pesada	$0,981 \geq V > 0,975$	17:00-18:30; 21:30-22:00	0,941
Máxima	$V \leq 0,975$	18:30-21:30; 06:00-06:30	0,925

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.7 - Perfil de tensão no ponto de conexão da rede, considerando a queda de tensão no alimentador de MT



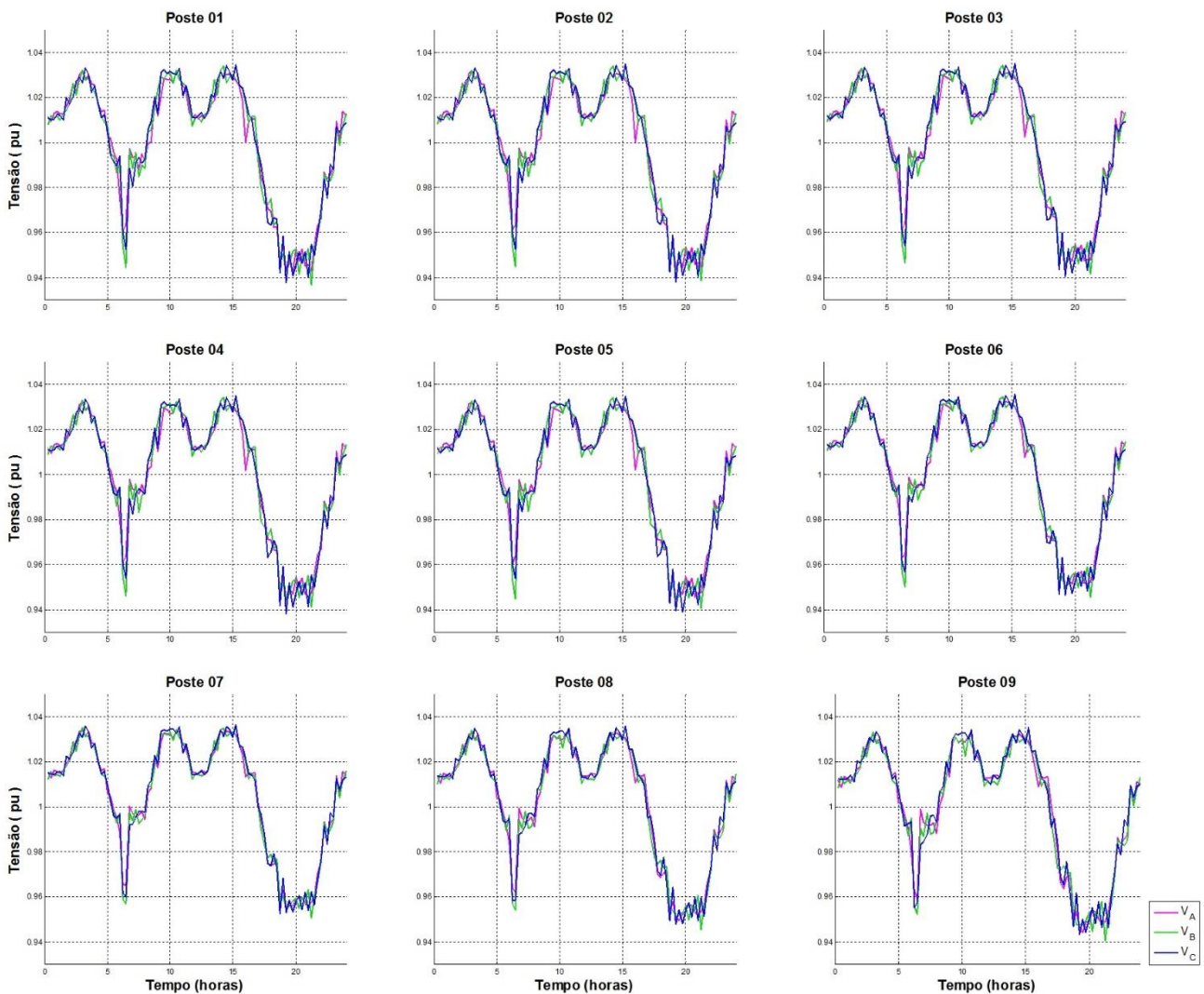
Fonte: Elaborada pelo autor.

O novo resultado foi considerado satisfatório, de modo que foi esse o perfil aplicado na referência do alimentador de MT no modelo simulado. O perfil de tensão resultante para todas as barras do sistema está mostrado na Figura 4.8. Por se tratar de um circuito curto, no qual mesmo as barras mais remotas não se distanciam muito do transformador, e com as cargas razoavelmente bem distribuídas, a tensão varia pouco ao longo do sistema, resultando em curvas bastante semelhantes. As análises desenvolvidas na sequência do trabalho expõem melhor as particularidades de cada ponto. Resta agora inserir a geração fotovoltaica.

4.2.2 Inserção de PV

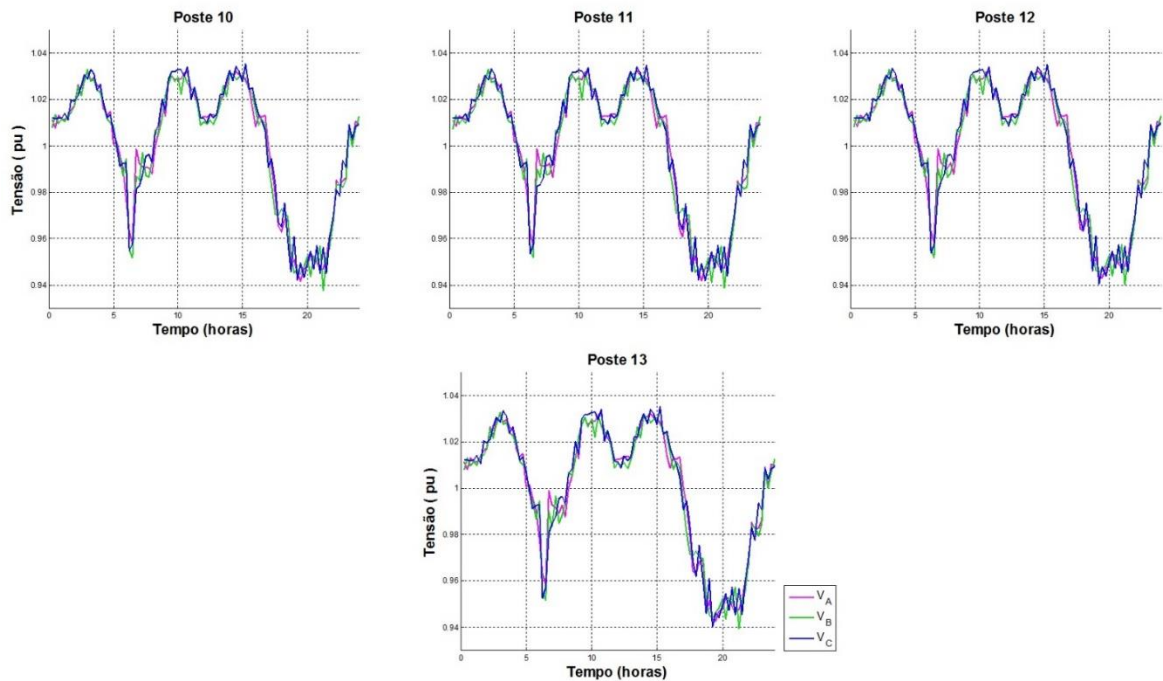
O primeiro passo para a inserção das unidades geradoras fotovoltaicas na rede em estudo foi a determinação da quantidade. Como o índice de domicílios brasileiros com geração PV é muito baixo - menos de 0,01%, estatisticamente não poderia ser inserida mais de uma unidade na rede. Em um universo de 13 barras e 50 cargas, o impacto de apenas uma unidade de pequeno porte seria muito pouco significativo, de modo que o cenário brasileiro atual não foi considerado uma boa justificativa para o estudo feito. Optou-se então por adotar como critério o percentual de inserção de PV residencial da Austrália, que é líder mundial nesse quesito, com 16,5%, o que representa cerca de oito das 50 unidades da rede. O estudo refere-se então a um possível cenário futuro para as redes residenciais brasileiras, com respeito à inserção PV.

Figura 4.8 - Perfil de tensão na rede, sem PV (parte 1)



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.8 - Perfil de tensão na rede, sem PV (parte 2)



Fonte: Elaborada pelo autor.

Definida a quantidade de unidades, o passo seguinte é definir onde inserí-las. Existe atualmente uma tendência, confirmada por profissionais da área de instalação de GD PV residencial, de que a maior parte do investimento nessa fonte alternativa de energia parta de usuários de maior poder aquisitivo, o que tende a ser acompanhado por um perfil de maior consumo de energia. Adotando isso como critério, as oito unidades PV foram inseridas nas oito unidades consumidoras com maior perfil de consumo. Referenciando a Figura 4.3, são as cinco unidades do grupo 42, as duas do grupo 33 e uma do grupo 41, conforme Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Unidades PV inseridas na rede

POSTE	UNIDADE CONSUMIDORA	POTÊNCIA NOMINAL PV (kWp)	CONSUMO (kWh/mês)	FASES CONECTADAS
06	411	2,30	275	CA
11	331	2,70	325	CA
04	332	2,70	325	AC
07	421	3,75	450	ABC
05	422	3,75	450	ABC
02	423	3,75	450	CB
10	424	3,75	450	ABC
11	425	3,75	450	ABC

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para o cálculo da potência nominal do sistema PV, indicado na Tabela 4.3, utilizou-se um método comumente empregado por empresas de projeto de geração PV residencial. Consiste basicamente em dimensionar o sistema visando atender a demanda total do consumidor, e o procedimento padrão é calcular a demanda média diária e dividi-la pelo índice de irradiação solar, ou solarimétrico, local.

O consumo médio diário em kWh/dia, pode ser obtido redimensionando o consumo médio mensal fornecido pela tabela 4.3, simplesmente dividindo o valor por 30 dias. O índice solarimétrico para a região de Belo Horizonte é 5 kWh/m²/dia (CEMIG, 2016). Acrescenta-se ainda um fator de eficiência, que engloba eficiência e perdas nos equipamentos componentes do sistema PV; é tipicamente da ordem de 80%. A Equação 4.3 resume o método, e o cálculo é feito para o usuário 425 como exemplo.

$$P_{PV_Nom} = \frac{\text{consumo_médio_diário}}{\text{índice_solarimétrico} * \text{fator_de_eficiência}} \quad (4.3)$$

$$P_{PV_Nom} = \frac{450/30}{5 * 0,8} = 3,75kWp$$

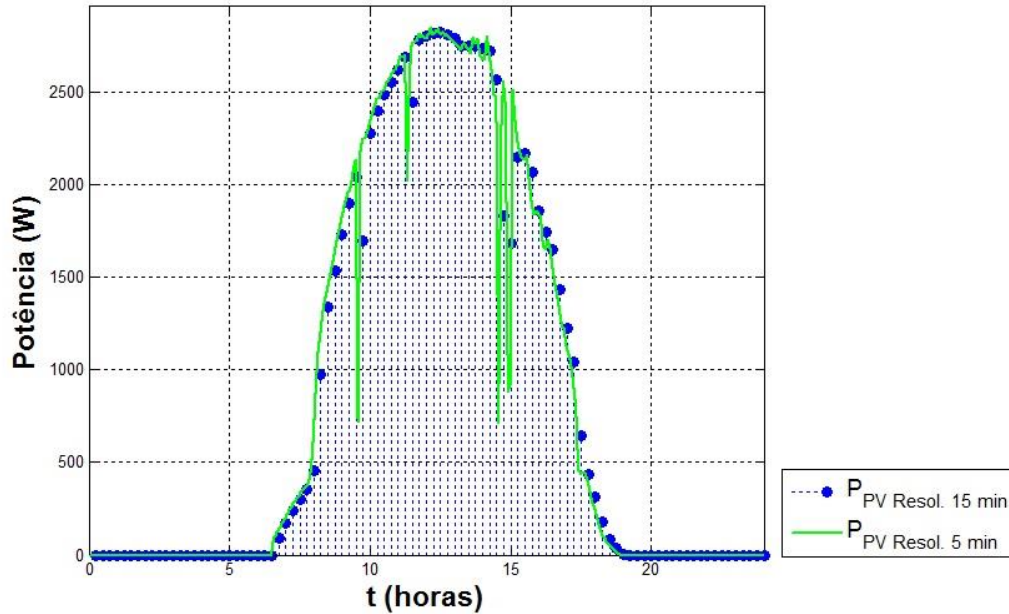
Os dados de geração utilizados neste trabalho foram fornecidos pela Imax Energia, empresa de projetos, instalação e fornecimento de sistemas fotovoltaicos e de aquecimento solar sediada em Belo Horizonte. Tomou-se como base a unidade PV Doce Veneno, com uma potência instalada de 3 kWp, localizada em Sete Lagoas - cujo índice solarimétrico é igual ao de Belo Horizonte.

Os dados obtidos da geração dessa unidade foram adaptados em escala para as potências nominais das unidades inseridas na rede em estudo. Foi também necessário adequar a resolução dos dados, que é de 5 minutos, para se adequar à resolução da simulação, que é de 15 minutos; para isso foi feita uma média ponderada. A Figura 4.9 exemplifica um dia, para uma unidade de 3,75 kWp. Observa-se que em momentos onde ocorre uma variação abrupta da potência de saída, os dados com resolução de 15 minutos perdem alguns dos valores extremos. Essa perda, contudo, não compromete a adequação dos dados, uma vez que o comportamento médio da curva é mantido.

Isso conclui as alterações realizadas na rede original de dos Santos (2014). A Figura 4.10 mostra um exemplo de perfil de potência ativa resultante da inserção da geração PV proposta em uma unidade consumidora da rede em estudo. A potência da rede, P_{REDE} , é a diferença entre a potência consumida pela carga, P_{CARGA} , e a potência gerada, P_{PV} , sendo que

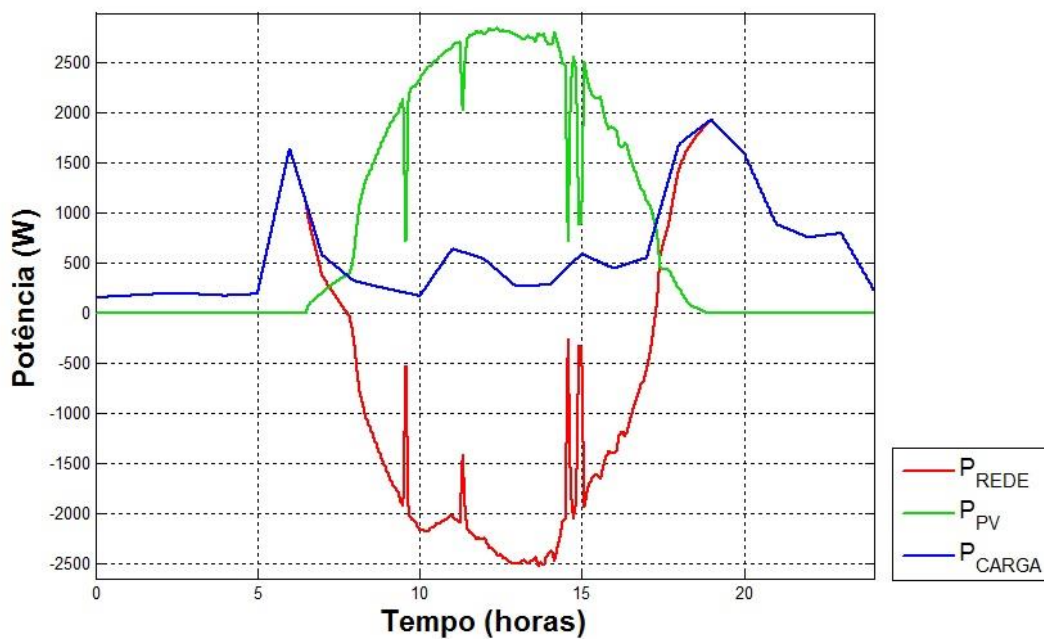
P_{REDE} positivo indica que a unidade consumidora está absorvendo potência da rede, e P_{REDE} negativo indica que o excedente de P_{PV} está sendo injetado na rede. O fator de potência e a energia reativa gerada ou consumida pelas unidades PV não interferem nesse perfil, o que permite que sejam analisados separadamente, como será feito na sequência do trabalho.

Figura 4.9 - Geração fotovoltaica de uma das unidades simuladas



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.10 - Perfil de potência resultante para um usuário com geração PV



Fonte: Elaborada pelo autor.

É importante destacar ainda que as unidades PV são consideradas equilibradas (ROEDIGER, 2012), ou seja, a potência gerada é dividida igualmente entre as fases às quais a unidade é ligada.

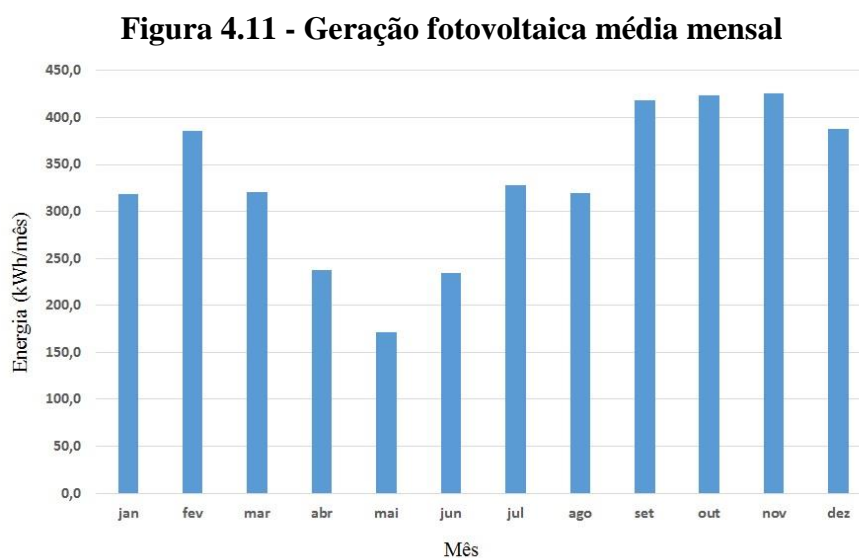
Outra ressalva que deve ser feita é que não foi considerada nenhuma forma de armazenamento de energia, por dois motivos básicos: a maioria dos sistemas instalados no Brasil não possui armazenamento; e a presença do armazenamento reduz a possibilidade de reversão do fluxo de energia e, conseqüentemente, de ocorrência de sobretensão.

O último passo, antes da simulação, é definir os cenários que serão simulados.

4.3 Cenários simulados

Este trabalho tem como focos principais a elevação de tensão provocada pela geração PV e os métodos propostos pelos padrões e normas para mitigar esse problema. Os cenários simulados são o cerne do estudo de caso, e por isso sua escolha deve ser tal que permita expor de maneira ampla e clara as questões objetivadas pelo trabalho.

Dias chuvosos não foram incluídos, pois não proporcionam risco de sobretensão, em virtude da geração muito baixa. A geração média mensal foi obtida dos dados fornecidos pela Imax, conforme Figura 4.11, que estão de acordo com o índice solarimétrico da região, que mostra quanto em média é gerado de energia em cada mês do ano. Observa-se que o mês de maior geração média é novembro, e o de menor é maio. A geração média diária do ano, considerando todas as medições feitas, é de 10,4 kWh/dia.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Com isso em mente, foram escolhidos seis cenários para simulação:

- a) dia ensolarado, no mês de maior geração média total: 07/11/15, 16,5 kWh gerados;
- b) dia nublado, no mês de maior geração média total: 16/11/15, 8,8 kWh gerados;
- c) dia ensolarado, no mês de menor geração média: 22/05/16, 11,4 kWh gerados;
- d) dia nublado, no mês de menor geração média: 15/05/16, 4,4 kWh gerados;
- e) dia com produção média: 21/07/16, 10,4 kWh gerados;
- f) condição extrema: 20,2 kWh gerados.

A condição extrema considerada não foi um dia real, mas sim uma extrapolação do dia ensolarado no mês de maior geração. A ideia foi criar um cenário que não foi observado na prática, mas que é teoricamente possível: um dia de alta geração em que seja atingida a potência máxima do sistema PV. Não foi considerada a potência nominal do sistema, pois isso restringiria a absorção de reativo, de modo que os padrões não poderiam ser aplicados corretamente. Foi então considerada a limitação descrita no item 3.2, que é a potência ativa disponível no momento em que é atingido o fator de potência limite. Foi escolhido o menor FP_{LIM} dentre as normas, 0,92 para a IEC, pois qualquer valor superior conflitaria com a aplicação desse padrão.

O conjunto de condições escolhido permite mostrar as diversas manifestações de sobretensão ao longo de um ano, de maneira mais ou menos acentuada, mais ou menos intermitente, devido à variação da irradiação solar ao longo do ano. A Figura 4.12 mostra as curvas de geração para os seis cenários, para uma unidade PV de 3,75 kWp.

A segunda parte da escolha dos cenários é a determinação de quais normas e padrões serão testados. Dentre os que foram apresentados no capítulo 3, serão simulados os seguintes:

- a) IEEE 1547;
- b) IEC 61727;
- c) VDE-AR-N 4105: Método $\cos\phi(P)$;
- d) NBR 16149.

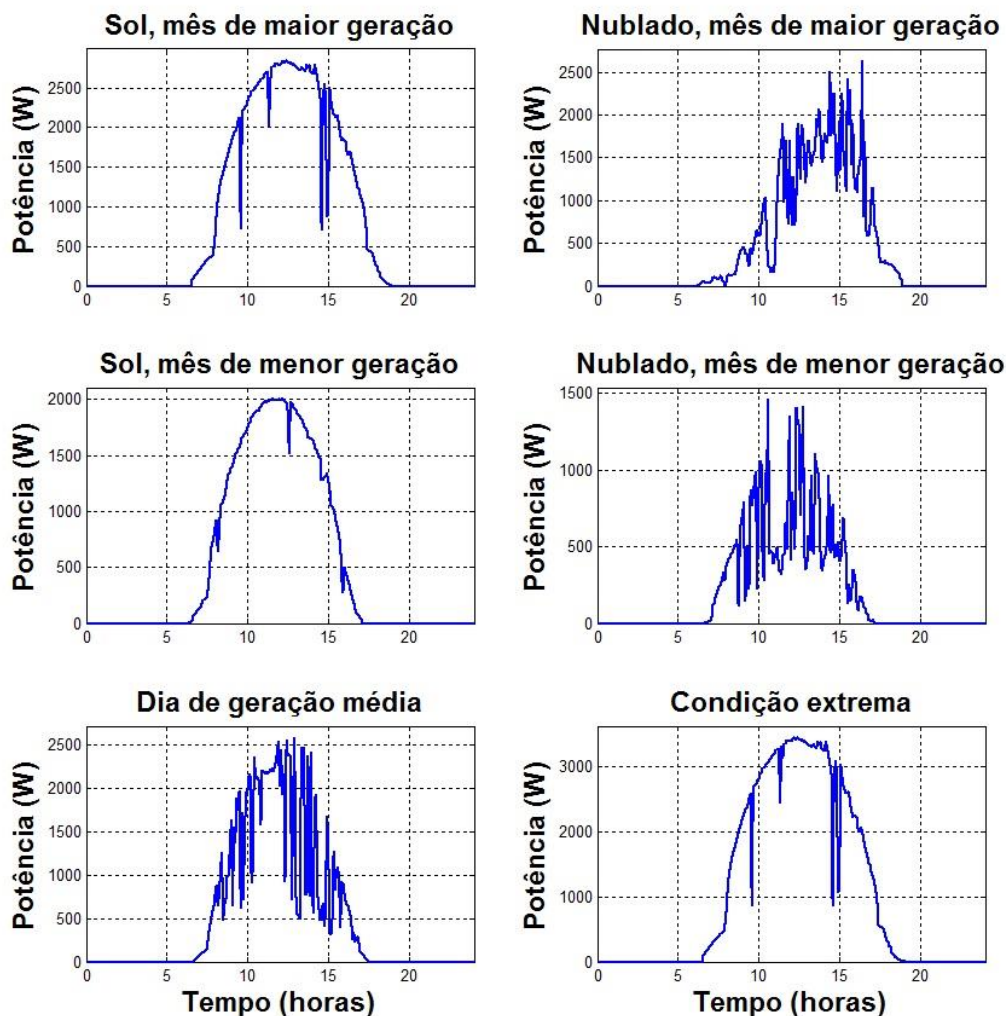
Destaca-se o padrão IEEE, que é bastante amplo e não apresenta restrição de FP, e por isso sua estratégia de controle teve de ser arbitrada. Já que a única especificação é de que a tensão no PCC não exceda o limite ANSI, de 1,05 pu, arbitrou-se que o inversor irá usar toda a sua capacidade disponível para absorver reativo sempre que a tensão ultrapassar esse limite.

É importante ressaltar ainda que, para todos os casos em que o texto da norma ou padrão diz que a unidade PV deve aceitar qualquer comando do operador do sistema, foi considerado um valor ou curva fixos, configurado de fábrica, arbitrado dentro das delimitações especificadas pelo texto. Essa consideração foi feita, pois as pesquisas realizadas neste trabalho indicaram

que no Brasil é comum que inversores PV possam ter suas configurações alteradas apenas *in loco*, uma vez que não possuem estrutura de telecomunicação que permita receber comandos online - algo que já é realidade em outros países, inclusive que adotam alguns dos padrões estudados.

A norma australiana não foi simulada pois, além seu texto vir sofrendo alterações frequentes, como apontado no item 3.4, ele foi considerado vago, e exigiria a arbitragem de uma curva, o que já foi feito para o padrão IEEE, e não se julgou necessário a simulação de duas curvas arbitradas. O método $Q(U)$ da norma alemã, por sua vez, foi deixada de lado por não ser considerado adequado para um sistema com poucas unidades PV, pois corre o risco de sobrecarregar algumas delas, como avaliado no item 3.3.3. O método $\cos\phi$, também da norma VDE, já havia sido descartado quando foi apresentado, no item 3.3.1, por não se aplicar à geração PV.

Figura 4.12 - Geração fotovoltaica para os cenários simulados



Fonte: Elaborada pelo autor.

4.4 Plataforma de simulação

As simulações foram realizadas através do software PowerFactory, desenvolvido pela digSILENT, empresa alemã especializada no desenvolvimento de softwares para análise de sistemas de potência. Sendo a principal ferramenta para o desenvolvimento do trabalho, algumas de suas características funcionais influenciaram nas escolhas feitas durante a elaboração do estudo de caso. A principal delas é o fato de o software operar no domínio da frequência, o que leva a simulações de instantes recortados no tempo, ao invés de períodos contínuos. O programa conta com ferramentas completas para análises de sistemas, dentre elas uma de fluxo de carga, que foi a utilizada para as simulações propostas.

Com relação à modelagem do sistema no software, as unidades PV foram consideradas fontes ideais, e foram modeladas como cargas: configuradas com potência ativa negativa, de modo a injetar na rede; e com potência reativa positiva, absorvendo da rede, quando operando com fator de potência indutivo conforme a estratégia adotada. As dinâmicas dos inversores não foram simuladas.

Isso conclui a composição do estudo de caso deste trabalho.

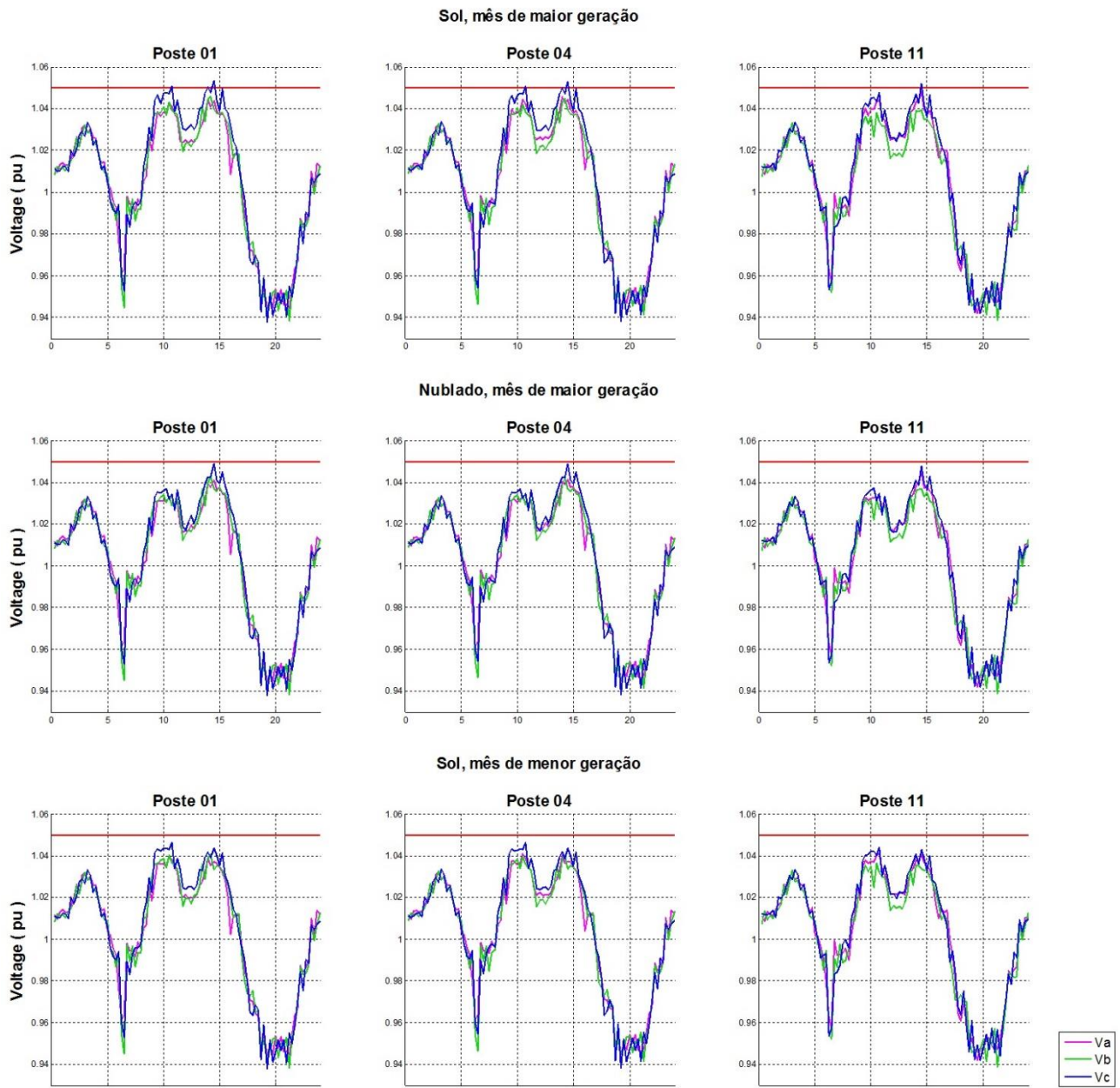
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este trabalho tem como objetivo principal avaliar a operação das unidades de geração distribuída fotovoltaica na mitigação da elevação de tensão provocada por elas mesmas, conforme os métodos estipulados por diversas normas e padrões. Os resultados das simulações são a principal ferramenta de análise para esse estudo, e neste capítulo eles são apresentados e discutidos, comparando as diversas estratégias propostas diante do seu desempenho em cenários práticos e realistas, complementando com isso a análise textual das normas e padrões feita no Capítulo 3.

Com relação à forma de exibição, não seria visualmente eficiente plotar os resultados para as três fases em todos os postes para os diversos métodos e cenários ao mesmo tempo, pois haveria uma grande aglutinação de informações em poucos gráficos - muitas dessas informações, inclusive, se sobreporiam umas às outras, o que comprometeria a visualização e inutilizaria os gráficos. Optou-se então por dar preferência a exibir em cada caso os postes e fases que apresentem valores mais críticos de elevação de tensão e, por isso, nos quais a eficiência da regulação de tensão é mais fundamental. Tomou-se o cuidado de manter sempre a mesma base de comparação, i.e., ao comparar determinado aspecto dentre as normas e padrões, fez-se com relação à tensão sempre no(s) mesmo(s) poste(s). Ainda com o intuito de otimizar a visualização, algumas figuras foram divididas em mais de uma página, para que detalhes relevantes não fossem perdidos.

Os postes 4 e 5 apresentaram, no conjunto das três fases, o maior nível de elevação de tensão em todos os cenários, porém o poste 2, especificamente na fase C, se mostrou como o pior caso, sendo onde ocorreram os maiores picos de tensão. O poste 11 também é de interesse, pois, embora não esteja entre os pontos mais críticos, é a única barra que possui duas unidades fotovoltaicas. A maior parte dos resultados será, portanto, exibido com relação a esses postes.

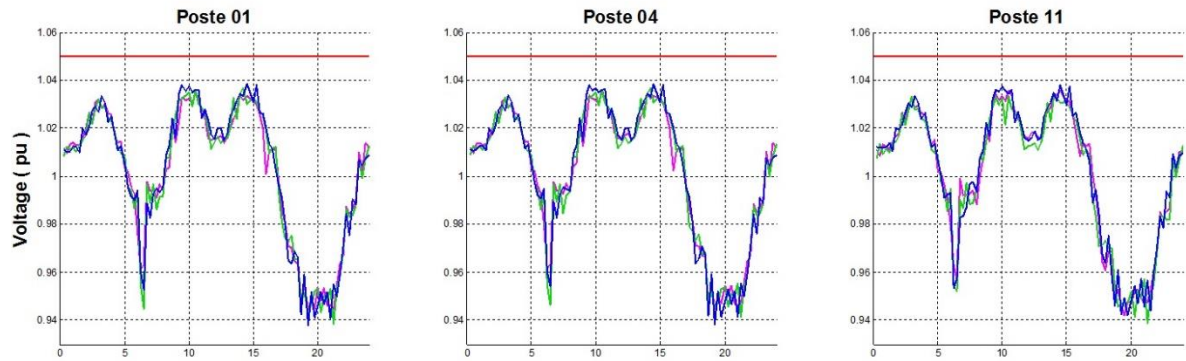
O primeiro resultado a ser exibido, para servir de base de comparação e ponto de partida para todas as demais análises, é o perfil de tensão da rede após a inserção da geração PV, ainda sem a aplicação de nenhuma das normas e padrões estudados. A Figura 5.1 mostra isso para os seis cenários simulados; os postes 2, 4 e 11 são escolhidos para ilustrar os pontos de interesse da rede. Nos gráficos é mostrado também a tensão máxima admissível definida pelo PRODIST, 1,05 pu. A Figura 5.2 mostra a variação no nível de tensão provocada pela inserção de PV.

Figura 5.1 - Perfil de tensão na rede, com PV, sem regulação (parte 1)

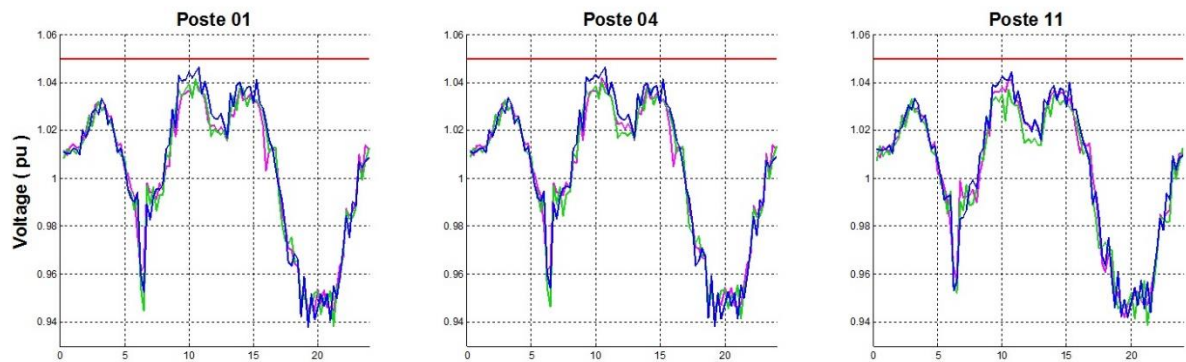
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.1 - Perfil de tensão na rede, com PV, sem regulação (parte 2)

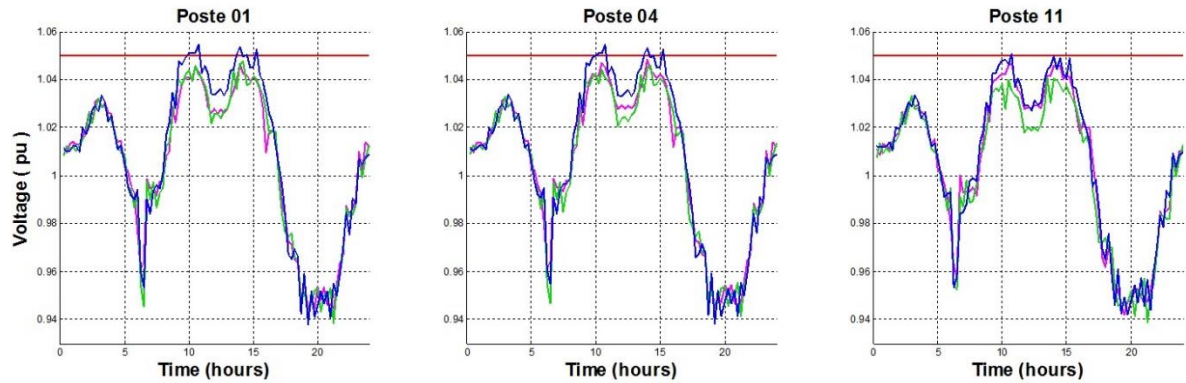
Nublado, mês de menor geração



Dia de geração média



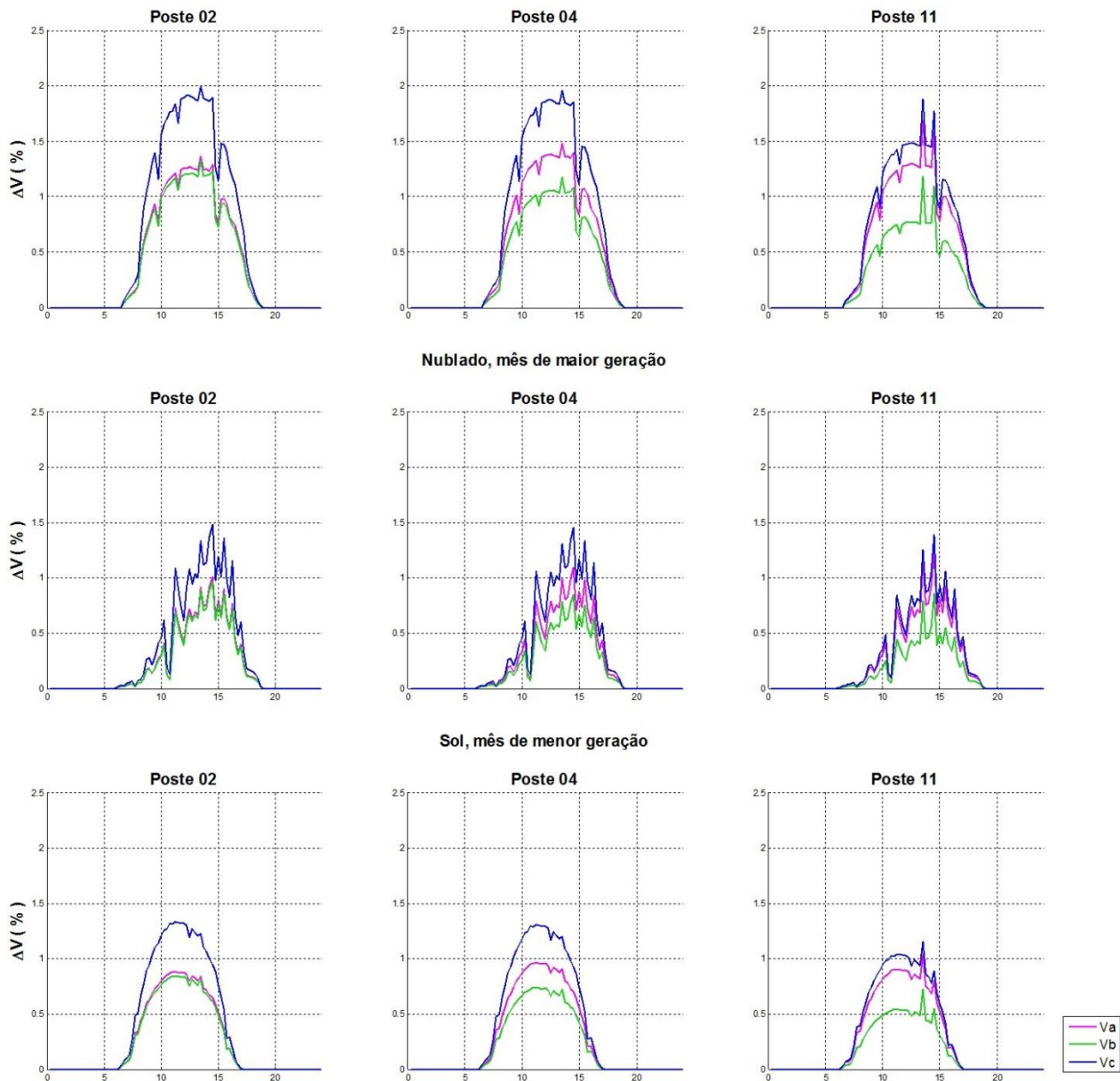
Condição extrema



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.2 - Variação de tensão provocada pela inserção de PV (parte 1)

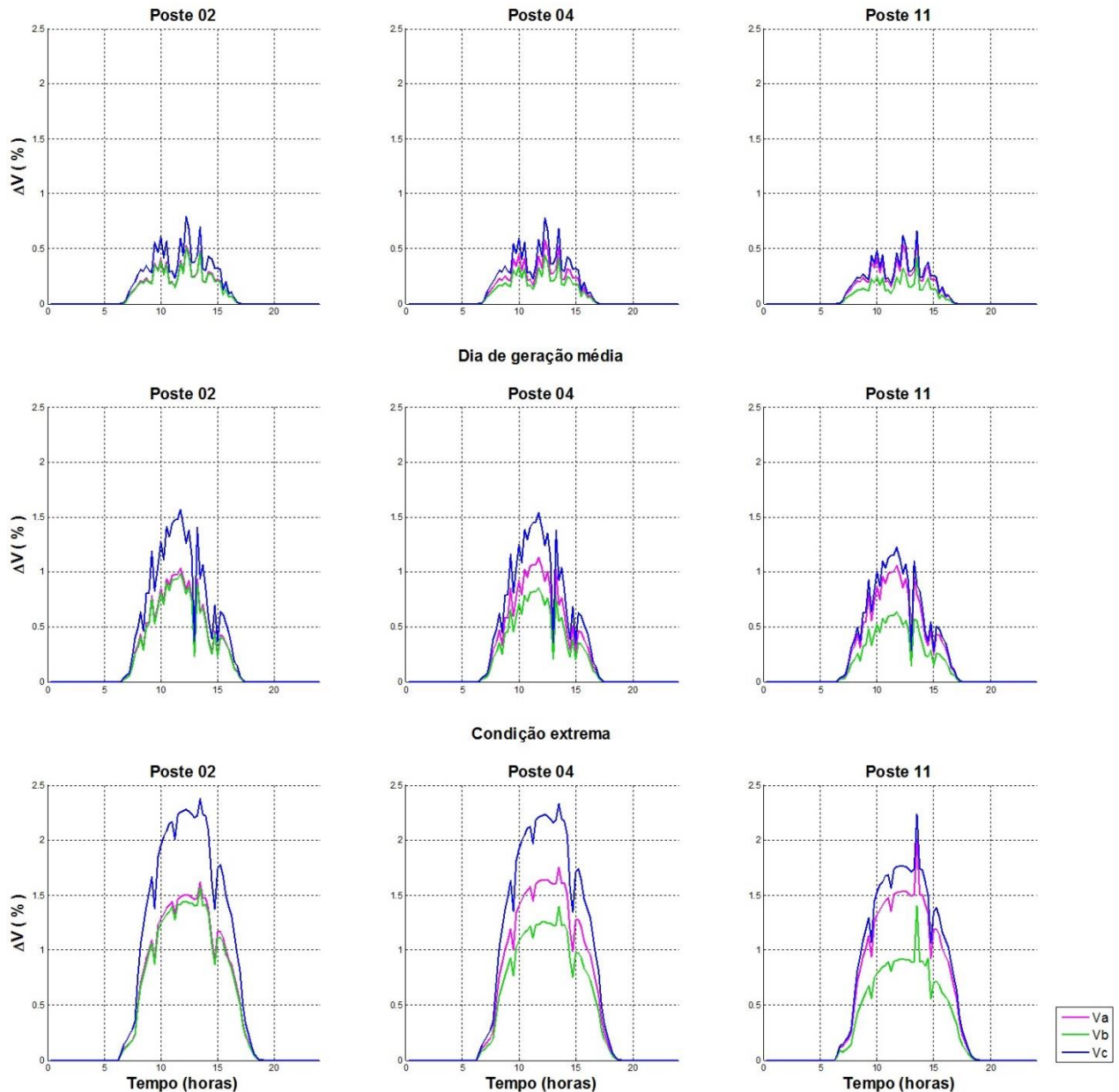
Sol, mês de maior geração



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.2 - Variação de tensão provocada pela inserção de PV (parte 2)

Nublado, mês de menor geração



Fonte: Elaborada pelo autor.

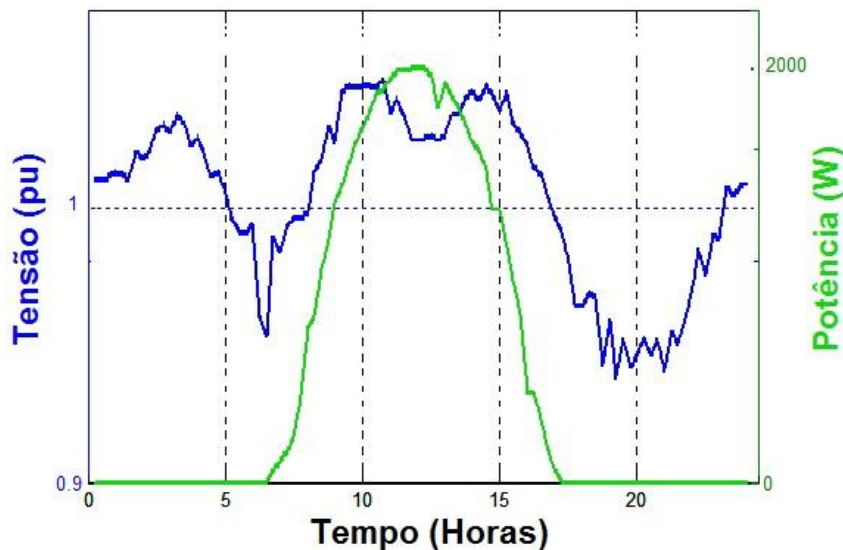
De imediato, observa-se que as maiores elevações de tensão ocorrem nos dias de maior geração. A presença do sol também é fator determinante, visto que um dia ensolarado no mês de menor geração média é capaz de provocar elevações próximas às observadas no mês de maior geração média. É importante notar também que na maioria dos cenários o limite de sobretensão não é atingido, porém a margem de segurança não é grande, o que justifica o estudo da regulação de tensão mesmo para esses casos, como será tratado na sequência do trabalho.

Para auxiliar na sequência da análise das Figuras 5.1 e 5.2, a Figura 5.3 ilustra a coincidência do período de pico da geração PV com o período de pico da elevação de tensão.

Estão representados a curva de geração PV para o cenário de sol no mês de menor geração, e a tensão na fase C do poste 2, sem nenhuma regulação. Esse perfil se repete em todos os cenários.

Nos parágrafos anteriores já foram indicados os pontos críticos da rede, aqueles sujeitos a maiores valores de tensão e que, conseqüentemente, necessitam de maior atenção no estudo. O próximo passo é identificar os momentos mais agudos ao longo do dia.

Figura 5.3 - Período de pico de geração PV e tensão



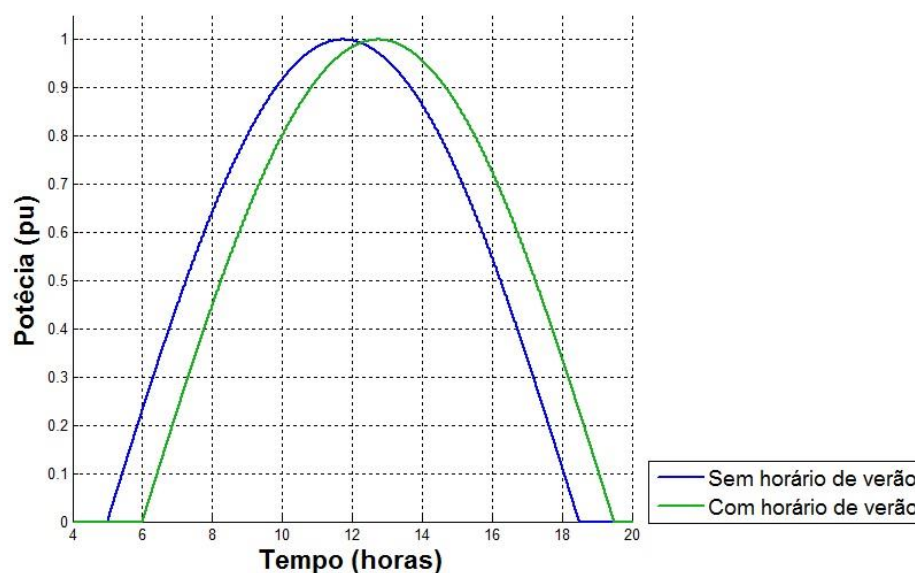
Fonte: Elaborada pelo autor.

O perfil típico do uso de energia residencial, como ilustrado pelas curvas de carga das Figuras 4.2 a 4.4, mostra que durante a manhã e à tarde o consumo é consideravelmente reduzido em relação à noite, mas há nesse período um pequeno intervalo bastante característico de alto consumo durante o horário do almoço, entre 11h30 e 13h. Essa janela de tempo coincide exatamente com o pico da geração PV, que a princípio tenderia a provocar os maiores valores de sobretensão na rede, porém, graças a esse pico momentâneo de consumo, na prática o que se observa é uma pequena redução no nível de tensão. Com isso, os momentos de pico de tensão se deslocam para os arredores desse intervalo, como mostram as Figuras 5.1 e 5.3, nos horários de 9h30 às 11h30 e de 13h às 15h.

Por depender da geração PV e, conseqüentemente, do nível de irradiação solar, é de se esperar que a conjuntura sofra variações ao longo do ano; em particular o horário brasileiro de verão possui uma influência digna de nota sobre esse perfil. Especificamente com relação aos picos de tensão, nos cenários de menor geração e de geração média, respectivamente situados em maio e julho, quando não há a presença do horário de verão, o maior valor registrado de tensão se encontra por volta das 11h, antes do horário do almoço. Por outro lado, nos cenários

de maior geração, em novembro, já com o horário de verão, os valores máximos foram registrados em torno das 14h30. Esse deslocamento é explicado pelo fato de que, graças ao horário de verão, o horário de 14h30 conta com a geração PV correspondente de 13h30, porém já com uma carga mais baixa; ao passo que no período anterior ao horário de almoço a irradiação solar equivale à de antes de 10h30, quando ainda não é tão potente. A Figura 5.4 mostra de forma mais clara essa relação, apresentando duas curvas qualitativas e ideais (considerando o perfil aproximadamente senoidal da geração PV), uma relativa ao dia imediatamente anterior à entrada do horário de verão, e outro ao dia imediatamente posterior. Como pode ser visto, a geração passa a ser iniciada e interrompida uma hora mais tarde.

Figura 5.4 - Deslocamento na curva de geração PV provocado pelo horário de verão



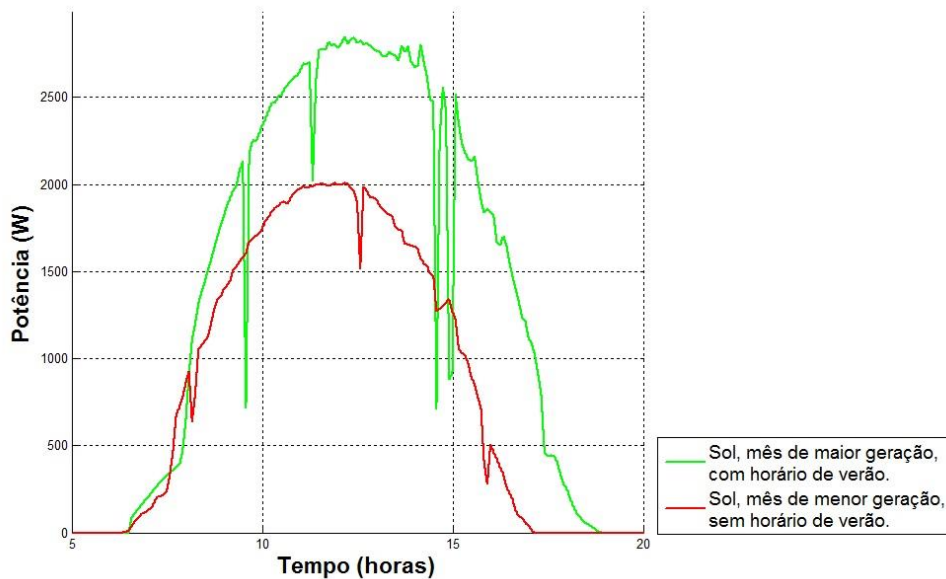
Fonte: Elaborada pelo autor.

No que diz respeito a como o horário de verão foi levado em conta neste trabalho, é preciso chamar a atenção para o fato de que as curvas de carga dos consumidores também sofrem um deslocamento. Embora o uso da maioria das cargas não sofra alteração significativa, já que está fundamentalmente atrelado ao horário comercial, que não se altera, o uso da iluminação, por sua vez, que é uma das maiores cargas no âmbito residencial, tende a acompanhar o deslocamento da curva de geração PV, visto que também depende da presença de luz natural. Essa alteração nas curvas de carga, porém, não foi considerada neste trabalho, uma vez que foi utilizada uma curva média para todo o ano, conforme descrito no Capítulo 4.

Além do deslocamento provocado pelo horário de verão, nota-se ainda uma outra diferença significativa entre os meses de maior e menor geração: os perfis de tensão e de

geração apresentam níveis diferentes. Isso se dá pois a época do ano da primavera e início do verão conta com uma maior incidência solar, não só em intensidade como em duração, o que faz com que essa seja a época de maior geração PV, como mostrado na Figura 4.9, e é quando também são observados os maiores picos de tensão, como visto na Figura 5.1. A Figura 5.5 ilustra essas diferenças, agora com curvas obtidas a partir de dados reais de medição.

Figura 5.5 - Influência da época do ano sobre o nível de geração PV



Fonte: Elaborada pelo autor.

Uma vez determinados os cenários, momentos do dia e pontos da rede mais críticos, pode-se prosseguir com a análise comparativa das normas e padrões, avaliando sua capacidade de regular esse conjunto de circunstâncias. A comparação foi dividida em quatro aspectos:

- a) delimitação de fator de potência;
- b) níveis de atuação;
- c) valores de ativação;
- d) e, finalmente, desempenho.

Neste ponto do trabalho é válido lembrar que, conforme detalhado no item 4.3, o método referente ao padrão IEEE foi arbitrado, portanto a sua avaliação diz respeito apenas a uma possível atuação, dentro de uma gama de possibilidades que o texto original do padrão oferece.

É também importante chamar a atenção para o fato de que a atuação de uma unidade PV - seja fornecendo potência ativa ou absorvendo reativa - interfere em todo o sistema, e não

somente na barra onde está conectada. Isso será ilustrado com clareza nos resultados relativos ao desempenho na regulação.

5.1 Delimitação do fator de potência

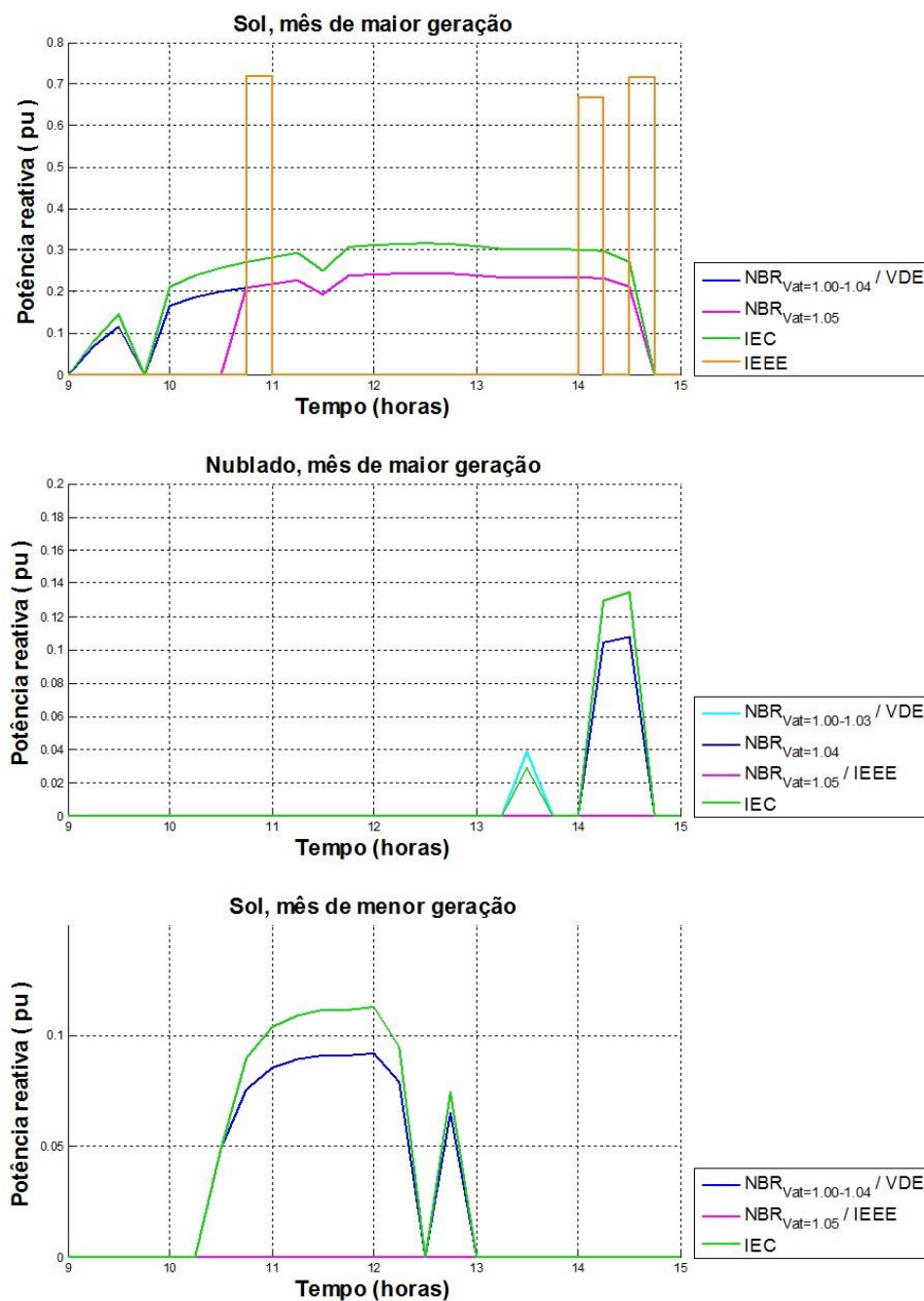
Como pôde ser constatado na revisão das normas e padrões no Capítulo 3, a ferramenta básica para a regulação de tensão por parte das unidades PV é a absorção de energia reativa, e praticamente todas as estratégias equacionam essa operação através da delimitação do fator de potência. Esse quesito determina o quanto cada unidade pode participar na regulação: quanto menor for o FP permitido, mais reativo pode ser absorvido e, com isso, maior será a contribuição para a redução da tensão. A Figura 5.6 mostra a quantidade de energia reativa absorvida pelo inversor PV de 3,75 kVA ligado ao poste 2 conforme cada padrão, durante o período crítico de elevação de tensão, em cada cenário.

Como era esperado, os maiores valores de absorção de reativo são referentes às normas que estipulam fator de potência limite mais baixo. O padrão IEEE não faz restrição alguma ao valor de FP, e por isso, neste estudo, pode ser utilizado como parâmetro indicativo dos máximos valores de Q que poderiam ser teoricamente absorvidos. A liberação desse parâmetro confere a esse padrão ainda uma outra peculiaridade: teoricamente permite que seja absorvido Q mesmo quando não há geração, e.g., durante a madrugada, o que faria o fator de potência ser zero. Isso faz com que o padrão IEEE seja muito mais flexível que os demais no que diz respeito às possibilidades de atuação na regulação de tensão, porém, ressalta-se novamente que a definição da estratégia de atuação desse padrão deve partir do operador do sistema. Neste trabalho, arbitrou-se que o inversor atuaria utilizando toda sua capacidade disponível para absorver reativo, apenas quando a tensão ultrapassasse 1,05 pu. Essa restrição fez com que esse método fosse o que menos atuou, dentre todos os estudados - em quatro dos seis cenários ele sequer foi ativado, porém, nos momentos em que foi ativado apresentou uma contribuição significativamente superior à dos demais, como visto na Figura 5.6.

No Capítulo 3 foi dito que a ABNT se baseou no padrão IEC e na norma alemã VDE para desenvolver sua curva característica de fator de potência. A Figura 5.6 deixa isso bem claro, mostrando que o comportamento das três curvas é idêntico, variando apenas o nível: o padrão IEC, por permitir um FP_{LIM} mais baixo, faz com que sejam absorvidos valores mais elevados de Q; a norma VDE, por outro lado, estipula o mesmo FP_{LIM} que a NBR, de modo que as curvas coincidam. Os diferentes valores da tensão de ativação da NBR interferem apenas no momento em que cada curva é ativada; o reativo resultante não é alterado, o que é

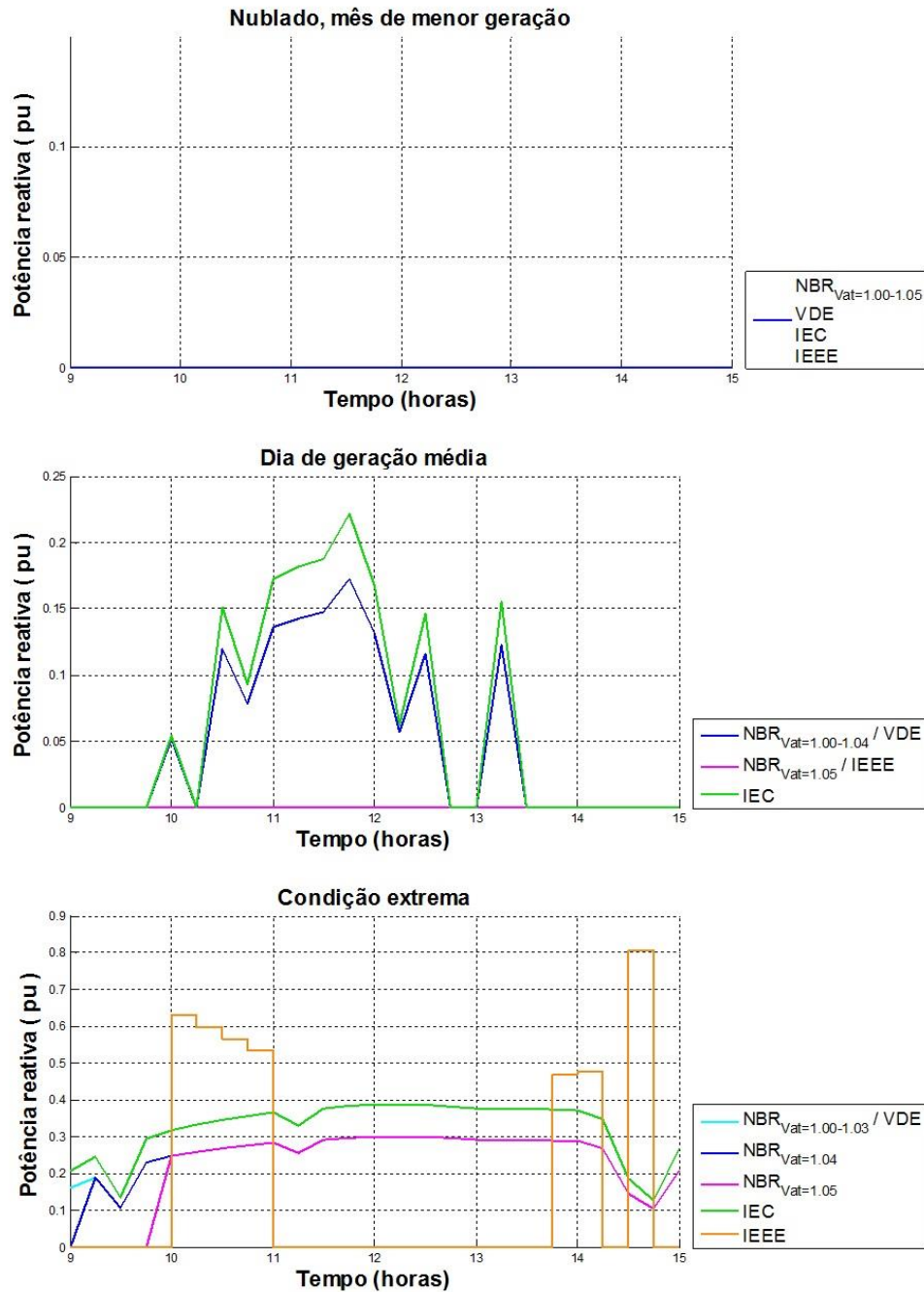
comprovado pela junção das curvas à medida que vão sendo ativadas. Observa-se também que as curvas para V_{AT} de 1,00 pu até 1,03 pu são idênticas; e a curva para V_{AT} igual a 1,05 pu, assim como a curva IEC, somente atuou nos cenários de sol do mês de maior geração e condição extrema. A influência da tensão de ativação será discutida mais detalhadamente na sequência do trabalho.

Figura 5.6 - Potência reativa absorvida no período crítico (parte 1)



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.6 - Potência reativa absorvida no período crítico (parte 2)



Fonte: Elaborada pelo autor.

Chama a atenção, em particular, o cenário nublado do mês de menor geração, no qual nenhum método foi ativado e nenhum reativo foi absorvido. Trata-se, dentre todos os cenários simulados, do que possui menor nível de geração PV, e essa circunstância faz com que não seja necessária a regulação da tensão, segundo os critérios das estratégias em estudo. A influência do nível de geração também será tratada com mais detalhes na sequência do trabalho.

Por se tratarem de métodos de regulação de tensão, num primeiro momento poderia ser esperado que as curvas dos métodos seguissem o mesmo desenho das curvas de tensão

apresentadas na Figura 5.1. Esse não é o caso na prática, no entanto, devido a fatores como tensão de ativação, nível de geração e outras particularidades dos métodos de cada norma e padrão, como já apresentados Capítulo 3, e que serão melhor discutidos na sequência deste capítulo. É notório, contudo, que os momentos de maior atuação dos métodos estão inerentemente atrelados ao período crítico de elevação de tensão, como ilustrado na Figura 5.6.

Como todos os métodos estudados, com exceção do padrão IEEE, ditam o valor do FP em função da potência gerada pela unidade PV, a intermitência da geração se reflete na curva de potência reativa demandada. A geração nos cenários de sol tende a oscilar menos que nos dias nublados, como pode ser visto na Figura 4.12, e esse comportamento se repete nas curvas da Figura 5.6.

É válido ressaltar que a análise deste item foi feita com base no poste 2, que alimenta cinco unidades consumidoras, das quais uma - 423 - possui geração fotovoltaica, conectada à rede através de um inversor com potência nominal de 3,75 kVA. As potências reativas plotadas na Figura 5.6 são referentes a esse inversor. Este é ponto de pior caso no sistema com relação a sobretensão; outros pontos do circuito teriam como resultado curvas diferentes, dependendo fundamentalmente do nível de tensão em cada um. Essas diferenças ficarão mais claras à medida que os demais aspectos da comparação das normas e padrões forem apresentados. Com relação especificamente ao valor de reativo absorvido, contudo, como todos os métodos simulados dão Q em função apenas da potência PV, pode-se dizer que o valor de Q calculado para as unidades de mesma potência em um mesmo instante será sempre igual, independentemente da localização na rede, já que foi adotada a mesma curva de geração para todas as unidades.

5.2 Níveis de atuação

Esse aspecto diz respeito à classificação das unidades PV, por parte das normas e padrões, em categorias de acordo com a potência nominal, impondo modos de atuar diferentes para cada grupo. Como visto no Capítulo 3, dentre os métodos estudados, essa restrição é adotada apenas pelas normas brasileira e alemã, conforme Tabelas 3.2 e 3.3.

Para gerações acima de 3,68 kW, a norma VDE permite a participação na regulação de tensão, através do método da curva característica da Figura 3.1, porém, para potências nominais abaixo desse nível, a norma impõe um fator de potência fixo, na faixa de +/- 0,95, com o valor sendo determinado pelo operador do sistema, excluindo assim as unidades de pequeno porte da participação ativa na regulação de tensão. Elas ainda podem, contudo, participar de forma

passiva, i.e., sem responder aos estímulos ou ao estado do sistema - no caso, sem responder à variação da potência gerada, respondendo apenas aos comandos do operador do sistema.

No caso da norma brasileira, de forma semelhante à alemã, as unidades PV acima de 3,0 kW podem participar ativamente da regulação, segundo as curvas características da Figura 3.1 e 3.4, porém, diferentemente do que ocorre com a norma VDE, as unidades menores devem manter fator de potência unitário, e com isso são totalmente excluídas do processo de regulação. No caso em estudo, três unidades são mantidas fora da regulação, combinando para uma potência total de 7,7 kVA que não é utilizada.

Os outros dois padrões - IEC e IEEE - não fazem nenhuma restrição nesse sentido, permitindo que qualquer unidade PV instalada na rede, independentemente do nível de potência nominal, contribua ativamente para a regulação.

É válido ressaltar, como já feito no item 4.3, que o controle do operador do sistema sobre a alteração do fator de potência de uma unidade de GD PV depende da existência de uma infraestrutura de telecomunicação na rede e no inversor PV, para que o sinal de comando possa ser enviado de um local remoto e recebido pelo equipamento em campo. Ao contrário de países como a Alemanha, onde isso já é uma realidade estabelecida inclusive nas normas, como a própria VDE-AR-N 4105, no Brasil essa tecnologia ainda não está disseminada no sistema elétrico, o que faz com que a configuração do FP na GD PV possa ser feita e alterada somente *in loco*. Isso inviabiliza o controle online por parte do operador do sistema, o que significa que, a não ser por casos excepcionais que exijam uma inspeção local, o FP da unidade PV será permanentemente o valor configurado em fábrica. Por essa razão, na elaboração da norma brasileira, julgou-se adequado estabelecer o valor unitário como padrão, pois qualquer valor indutivo resultaria em uma absorção constante de reativo, o que ajudaria nos momentos de elevação de tensão, mas prejudicaria no pico de consumo, quando não há geração PV e já há uma tendência para valores de tensão abaixo do ideal; e qualquer valor capacitivo teria o efeito oposto, logo, também seria inadequado. Esse mesmo raciocínio foi utilizado para fixar em 1,00 o valor do FP para unidades de pequeno porte quando simulando a norma alemã, pois, embora permita um faixa de +/- 0,95, ela está sendo simulada em um ambiente brasileiro, sem telecomunicação na rede. Com isso, no âmbito da simulação feita neste trabalho, as duas normas têm atuação idêntica - já que não há nenhuma unidade PV entre 3,0 kW e 3,68 kW.

5.3 Valores de ativação

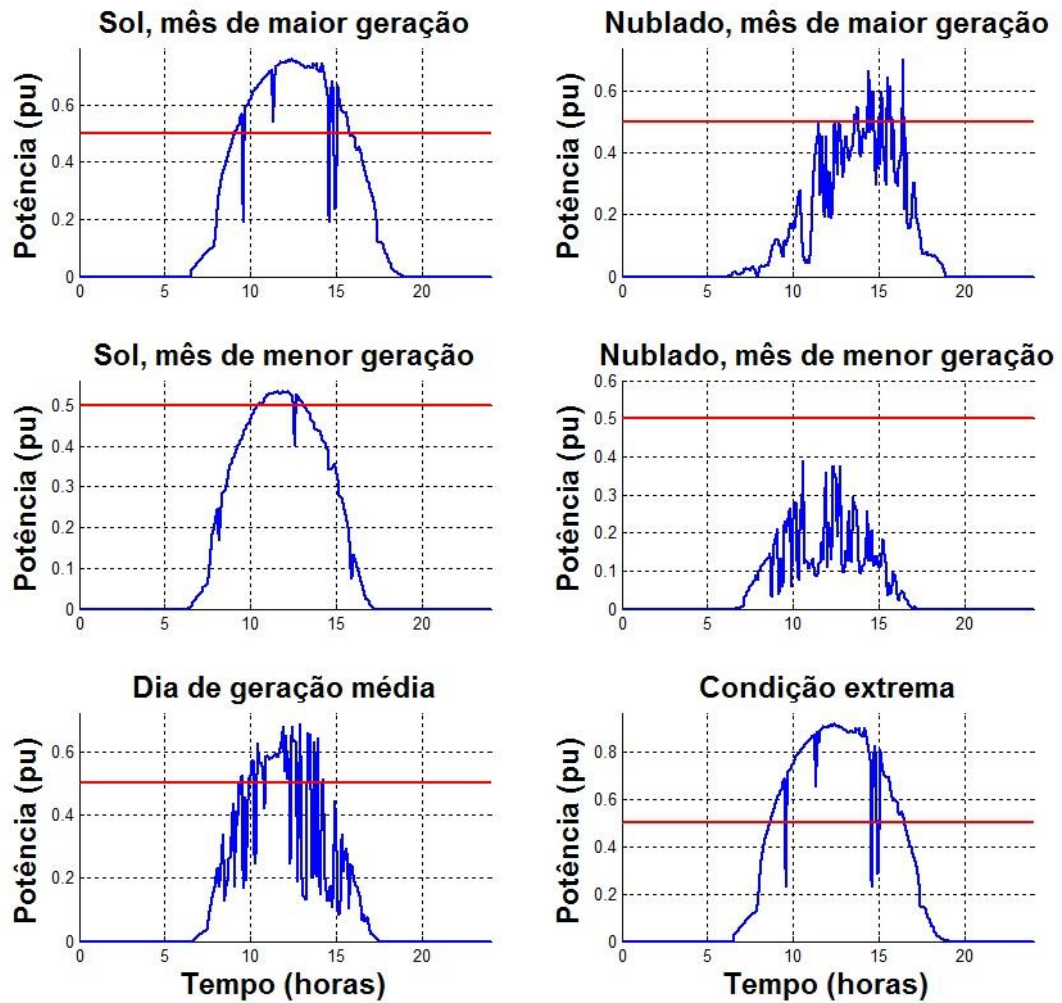
A curva de FP característico da Figura 3.1, adotada pelo padrão IEC e pelas normas VDE e NBR, possui inerentemente uma potência de ativação, já que apenas a partir de 50% da potência nominal o inversor pode passar a absorver reativo. Esse equacionamento, como já descrito no Capítulo 3, admite que não há um risco considerável de uma unidade de GD PV provocar sobretensão no PCC quando a produção de potência é baixa, e por isso não há a necessidade de regulação de tensão. As simulações deste trabalho corroboram esse pressuposto, visto que a tensão em nenhum ponto do sistema ultrapassa 1,04 pu quando a potência gerada pelas unidades PV é menor que $0,5P_{NOM}$. A Figura 5.7 mostra esse filtro aplicado sobre as curvas de geração PV para os cenários simulados.

De imediato, chama a atenção o fato de que a potência PV no cenário nublado no mês de menor geração jamais atinge 50% do valor nominal. Isso implica diretamente que não haverá nenhuma regulação de tensão através dos métodos IEC, NBR e VDE nesse cenário; e, como o nível de tensão jamais atinge 1,05 pu, o método IEEE - conforme arbitrado neste estudo - também não é ativado em nenhum momento. Isso já pôde ser observado na Figura 5.6, onde os valores de absorção de reativo para todos os métodos é sempre zero. Por essa razão, esse cenário foi excluído das demais análises na sequência do trabalho.

A intermitência no valor de absorção de reativo observada em alguns cenários na Figura 5.6 pode ser devidamente justificada através das respectivas curvas na Figura 5.7, mais especificamente o dia nublado no mês de maior geração e o dia de geração média. A presença de nuvens obstruindo a irradiação solar faz com que a potência PV gerada nesses cenários varie muito, oscilando bastante sobre a linha de $0,5P_{NOM}$, o que faz com que a absorção de reativo, além de variar muito de valor, seja também interrompida e reiniciada com muita frequência. Caso essa oscilação atinja valores extremos, teoricamente pode haver a ocorrência de fenômenos de flutuação de tensão, como abordado no Capítulo 2. Essa, contudo, não foi uma preocupação para este trabalho, pois a avaliação desse fenômeno exigiria uma simulação no domínio do tempo contínuo.

As Figuras 5.6 e 5.7 também permitem observar que o intervalo de atuação na regulação de tensão - considerando a partir do momento em que a potência PV ultrapassa $0,5P_{NOM}$ pela primeira vez até quando P_{PV} cai permanentemente abaixo desse limite, englobando as oscilações no meio tempo - é tão maior quanto maior for o nível médio de geração no dia. A Tabela 5.1 mostra isso para todos os cenários.

Figura 5.7 - Potência de ativação nos cenários simulados



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 5.1 - Intervalo de participação na regulação de tensão em cada cenário

CENÁRIO	INÍCIO DA REGULAÇÃO	FIM DA REGULAÇÃO	DURAÇÃO DO INTERVALO
Sol, geração máxima	9h05	15h48	6h43
Nublado, geração máxima	11h29	16h27	4h58
Sol, geração mínima	10h25	13h06	2h41
Nublado, geração mínima	---	---	0h00
Dia de geração média	9h20	14h10	4h50
Condição extrema	8h38	16h30	7h52

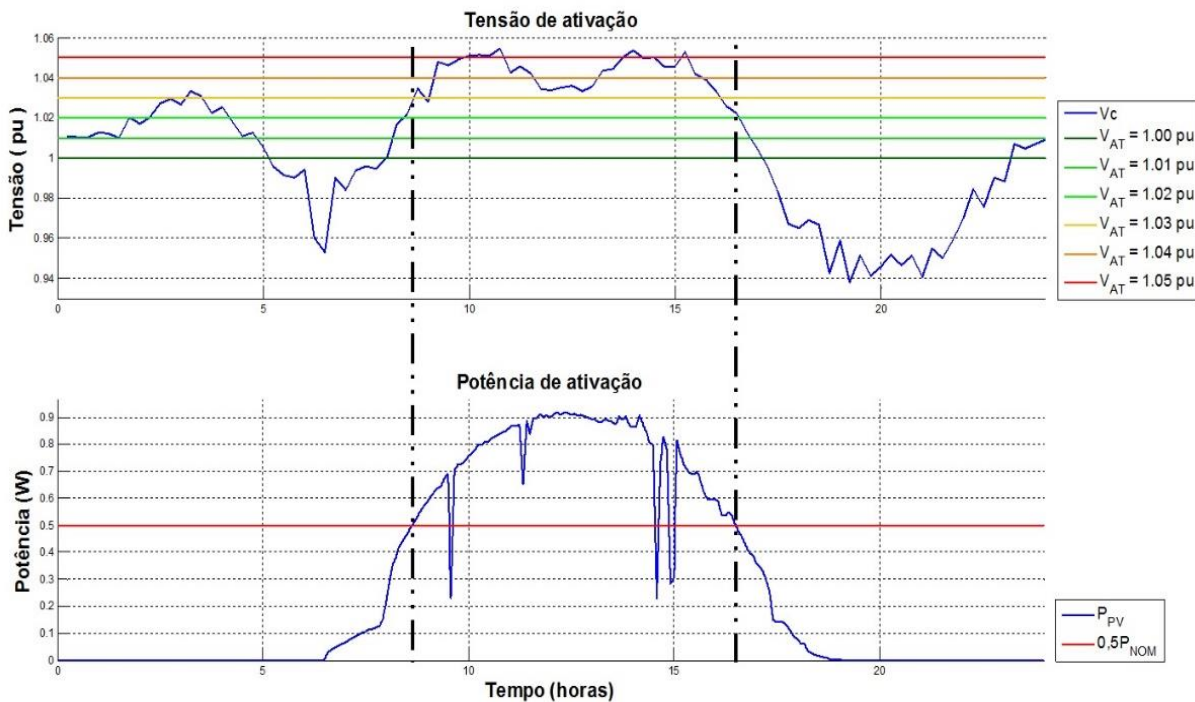
Fonte: Elaborada pelo autor.

A norma NBR é um caso à parte na questão dos valores de ativação, pois, além de considerar a potência PV gerada, ela é a única a adotar ainda valores de ativação para tensão. O método arbitrado neste trabalho para o padrão IEEE também conta com uma tensão de ativação no valor de 1,05 pu, porém essa delimitação não está no texto do padrão, e por isso o foco na análise seguinte será dado à norma NBR. Esse parâmetro pode variar de 1,00 pu a 1,05

pu, sendo o valor padrão 1,04 pu, como descrito no Capítulo 2. Assim, para que a unidade PV possa iniciar a absorção de reativo, não basta que ela esteja produzindo mais de 50% da sua potência nominal, é preciso ainda que a tensão no PCC esteja acima do valor configurado para V_{AT} .

Como ambos os valores de ativação precisam ser atingidos para habilitar a unidade PV a participar na regulação, não faz sentido analisá-los separadamente na avaliação do método NBR. A Figura 5.8 traz, então, a curva de geração PV com a potência de ativação destacada, e também a curva de tensão com as tensões de ativação destacadas. Para melhor demonstrar o efeito combinado desses parâmetros, escolheu-se plotar o cenário e o ponto mais críticos do sistema em estudo - condição extrema, poste 2, fase C, pois é onde há maior probabilidade de que todos os valores sejam atingidos individualmente, facilitando a visualização. A figura traz também destacado o período em que a potência PV é maior que $0,5P_{NOM}$, que é o recorte dentro do qual as tensões de ativação devem ser avaliadas, conforme a Tabela 5.1.

Figura 5.8 - Potência e tensões de ativação nos cenários simulados, poste 2



Fonte: Elaborada pelo autor.

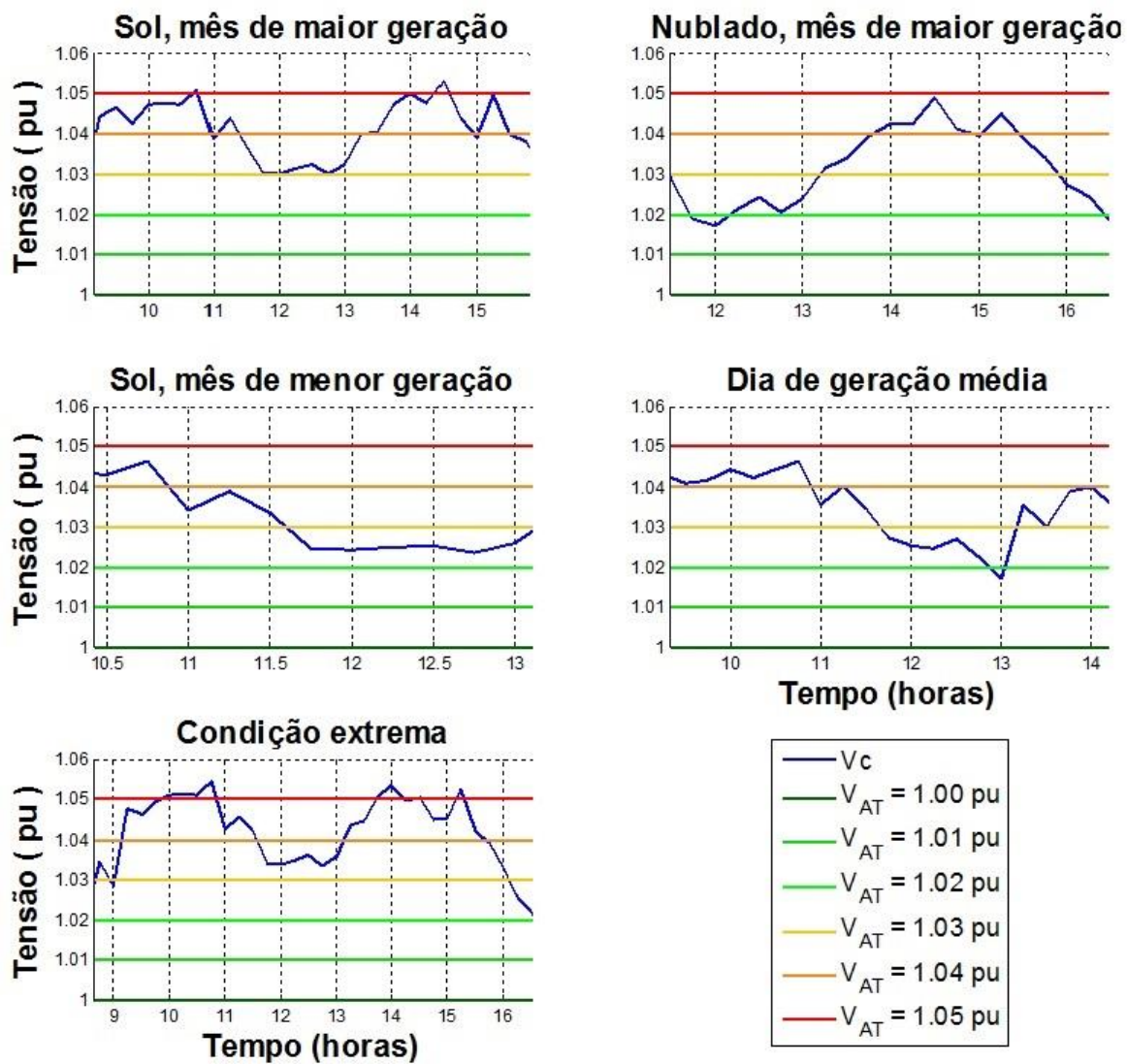
Em seguida, a Figura 5.9 apresenta esse recorte para todos os cenários estudados - com exceção do dia nublado no mês de menor geração, pois, como já foi dito, a geração PV nunca atinge 50% da potência nominal, de modo que, independentemente das tensões de ativação, os

métodos estudados nunca entrarão em ação nesse cenário. Assim como na Figura 5.8, também é retratada a fase C do poste 2.

É importante ressaltar que os valores de tensão de ativação demarcam o início do processo de regulação, já que a norma NBR determina que o método de regulação é habilitado quando V_{AT} é atingido, e permanece habilitado após isso, mesmo que a tensão caia abaixo desse valor, sendo desabilitado apenas caso seja atingida a tensão de desativação. Portanto, o aspecto que deve ser observado nas Figuras 5.8 e 5.9 é quais valores de tensão são atingidos no início do recorte feito.

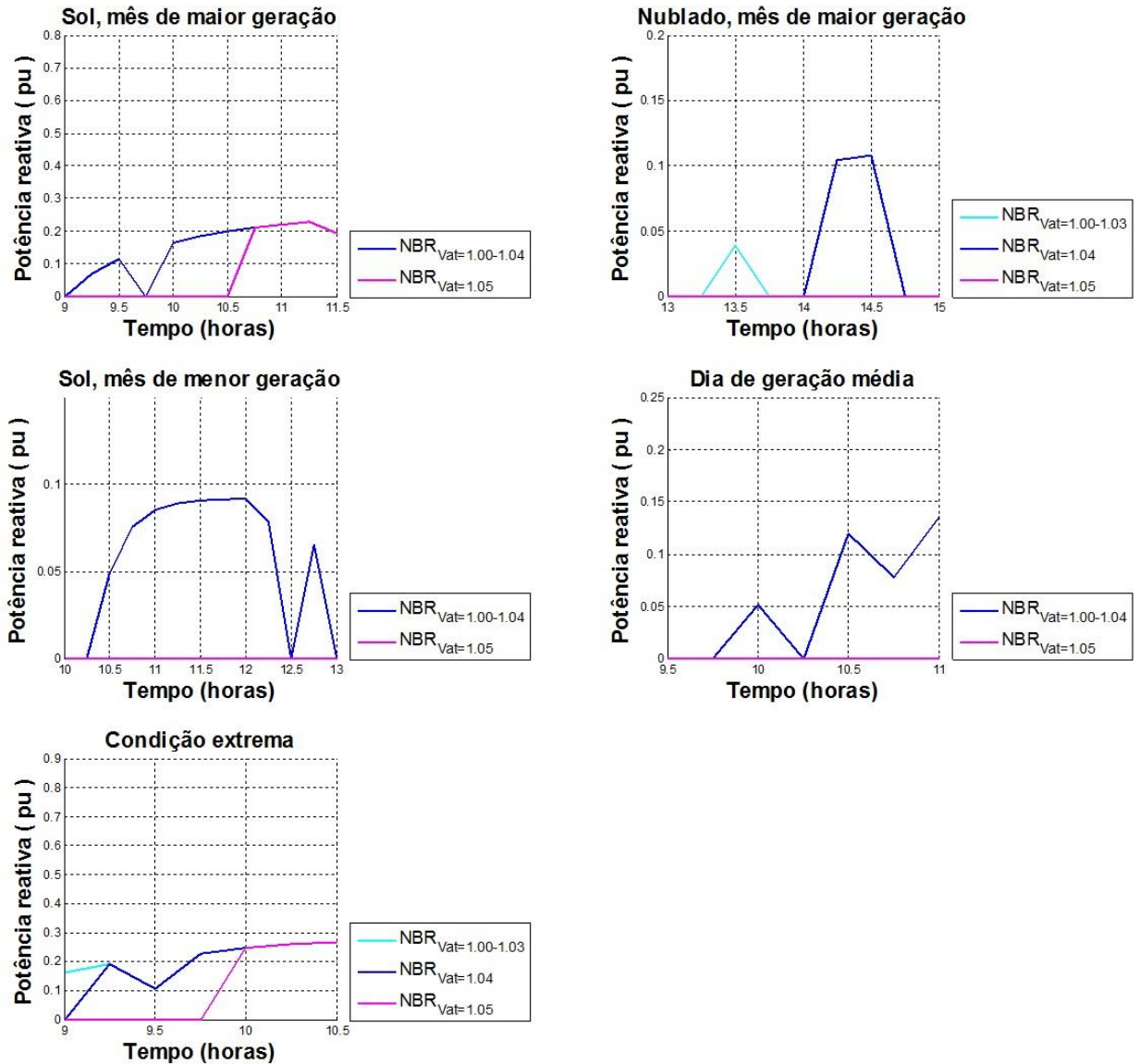
Para deixar essa questão mais clara, analisa-se o caso da Figura 5.8, o cenário de condição extrema, com auxílio da Figura 5.10, que é um recorte da Figura 5.6, mostrando a potência reativa absorvida logo após P_{PV} ultrapassar 50% da potência nominal, apenas para as curvas do método NBR. Quando a potência PV ultrapassa $0,5P_{NOM}$, a tensão está em cima da marca de 1,03 pu. Isso significa que o método de regulação seria habilitado caso V_{AT} fosse igual a 1,03 pu, mas também seria para qualquer valor abaixo desse - $1,00 \leq V_{AT} \leq 1,03$. Por isso, pode-se concluir que os resultados para a adoção de todos os valores dessa faixa serão iguais, como pode ser visto na Figura 5.10, no cenário de condição máxima, onde a mesma curva engloba toda essa faixa. Logo em seguida, a tensão cai abaixo de 1,03 pu, mas isso não afeta a absorção de Q, como previsto. Na sequência, os valores de 1,04 pu e 1,05 pu são atingidos, e nesses momentos, respectivamente, as curvas relativas a V_{AT} igual a 1,04 pu e 1,05 pu são iniciadas. Vale apontar ainda que, conforme as curvas do método NBR vão sendo ativadas, elas vão se unindo, pois, como já explicado, se tratam da mesma curva, diferindo apenas no momento de ativação - que é a real influência do parâmetro V_{AT} .

Figura 5.9 - Tensões de ativação nos cenários simulados, poste 2



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.10 - Potência reativa absorvida assim que P_{PV} ultrapassa $0,5P_{NOM}$, NBR

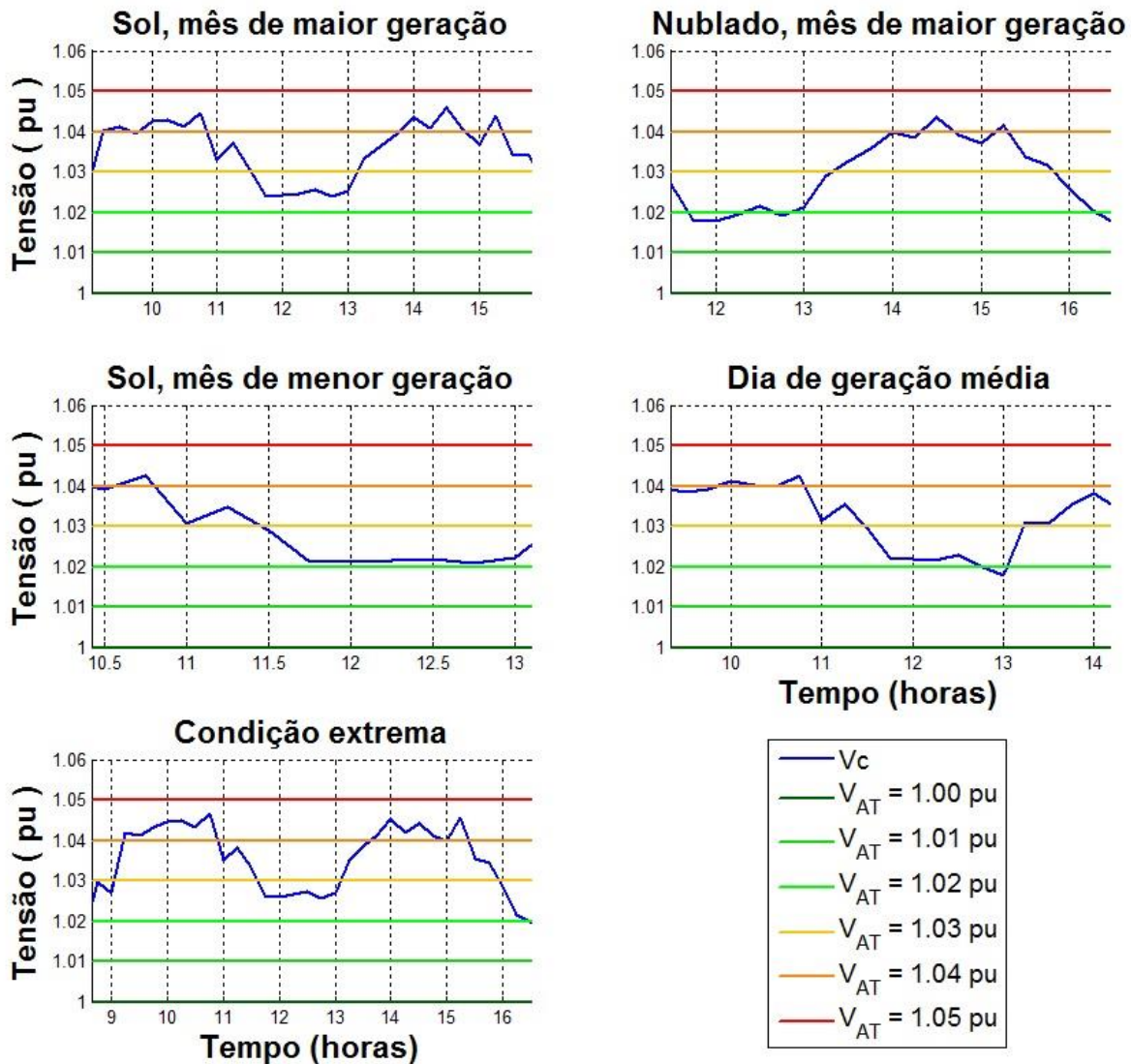


Fonte: Elaborada pelo autor.

A análise dos demais cenários segue os mesmos moldes, sempre observando a correspondência das curvas da Figura 5.9 com as da Figura 5.10. Vale notar que a tensão só atinge 1,05 pu no dia de sol do mês de maior geração e na condição extrema, que são os dois cenários mais críticos. Apenas nesses dois cenários, portanto, a curva relativa a V_{AT} igual a 1,05 pu é habilitada - o mesmo se aplica ao método arbitrado para o padrão IEEE.

Os resultados até aqui foram mostrados para o ponto mais crítico da rede, que é a fase C do poste 2. Para contrastar, a seguir a Figura 5.11 mostra o recorte das tensões de ativação para o poste 7, ao qual está conectado o transformador de distribuição, de modo que este é o ponto menos crítico do sistema. Foi plotada a fase C, pois, como nos demais casos, é a fase que apresenta os maiores valores de tensão.

Figura 5.11 - Tensões de ativação nos cenários simulados, poste 7



Fonte: Elaborada pelo autor.

Observa-se uma redução significativa no nível de tensão, e a consequência mais notável é de que o valor de 1,05 pu não é atingido nesse poste. Com isso, tanto a curva para a tensão de ativação igual a 1,05 pu quanto o método arbitrado para o padrão IEEE não são ativados em momento algum, em nenhum cenário. Outra consequência dos níveis mais baixos de tensão é que os valores de V_{AT} demoram mais a ser atingidos, o que resultou no desmembramento da curva para V_{AT} igual a 1,03 pu da curva para os valores abaixo desse - $1,00 \leq V_{AT} \leq 1,02$; essa separação ocorre, porém, somente nos cenários de condição extrema e dia nublado no mês de maior geração.

As demais barras do sistema apresentaram comportamentos intermediários entre os descritos para os postes 2 e 7.

5.3.1 Tensão de desativação

A norma NBR impõe ainda mais um parâmetro restritivo, como descrito no Capítulo 2. A tensão de desativação determina que a atuação da unidade PV na regulação deve ser interrompida caso a tensão no PCC caia abaixo de determinado valor, ajustado dentro da faixa de $0,90 \leq V_{DESAT} \leq 1,00$. As simulações feitas neste trabalho indicaram, porém, que a tensão nos pontos de conexão das unidades PV jamais cai abaixo de 1,00 pu enquanto a potência PV está acima de $0,5P_{NOM}$, i.e., enquanto as unidades estão participando da regulação. Portanto, como a absorção de reativo já é interrompida quando a potência gerada cai abaixo desse valor, o parâmetro V_{DESAT} não é necessário para a rede em estudo, podendo ser deixado de lado.

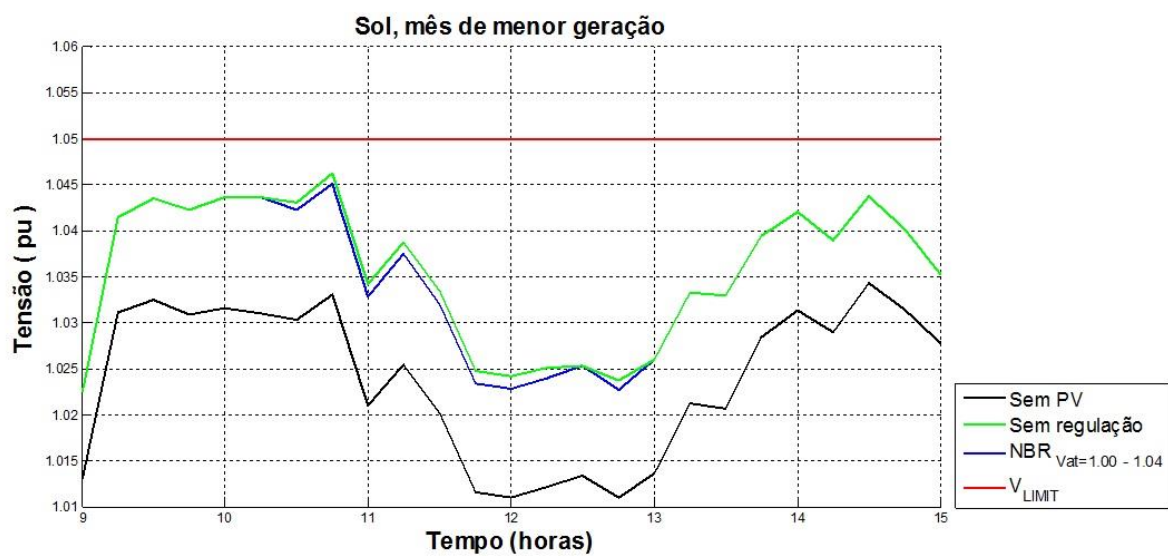
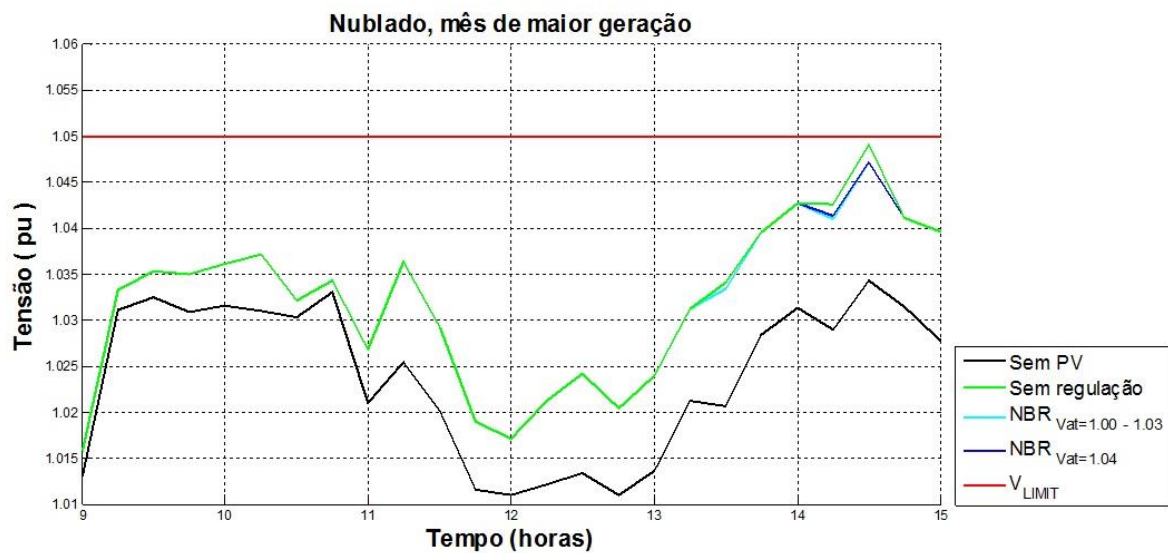
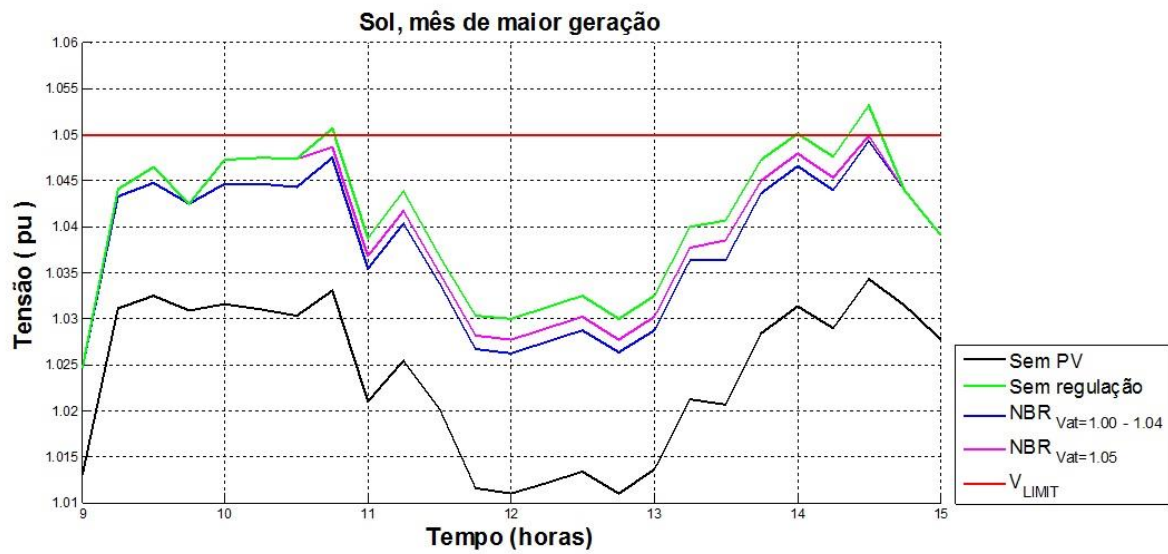
5.4 Desempenho

Este é o aspecto definitivo de interesse para o estudo, já que demonstra o resultado final da aplicação das normas e padrões. A Figura 5.12 mostra o desempenho geral, inicialmente para as diversas modalidades da norma NBR. Optou-se mais uma vez por plotar a fase C do poste 2 e atrelar todas as análises a esse ponto, pois, se tratando do ponto mais crítico do sistema, pressupõe-se que, se os métodos forem bem-sucedidos em regular essa condição, não haverá problemas com condições menos críticas.

Neste estágio do trabalho, é válido lembrar, como já foi brevemente enunciado no início deste capítulo, que o fato de se estar focando a análise em um único ponto do sistema não significa que apenas a unidade PV ali instalada irá afetar os resultados apresentados. O nível de influência, logicamente, é proporcional à proximidade do ponto em análise, porém a rede não é grande nem esparsa o suficiente para que as influências das unidades mais afastadas sejam desprezíveis. O destacamento da curva de V_{AT} igual a 1,05 pu das demais curvas NBR, mostrado na Figura 5.12, é um exemplo disso, como será explicado na sequência.

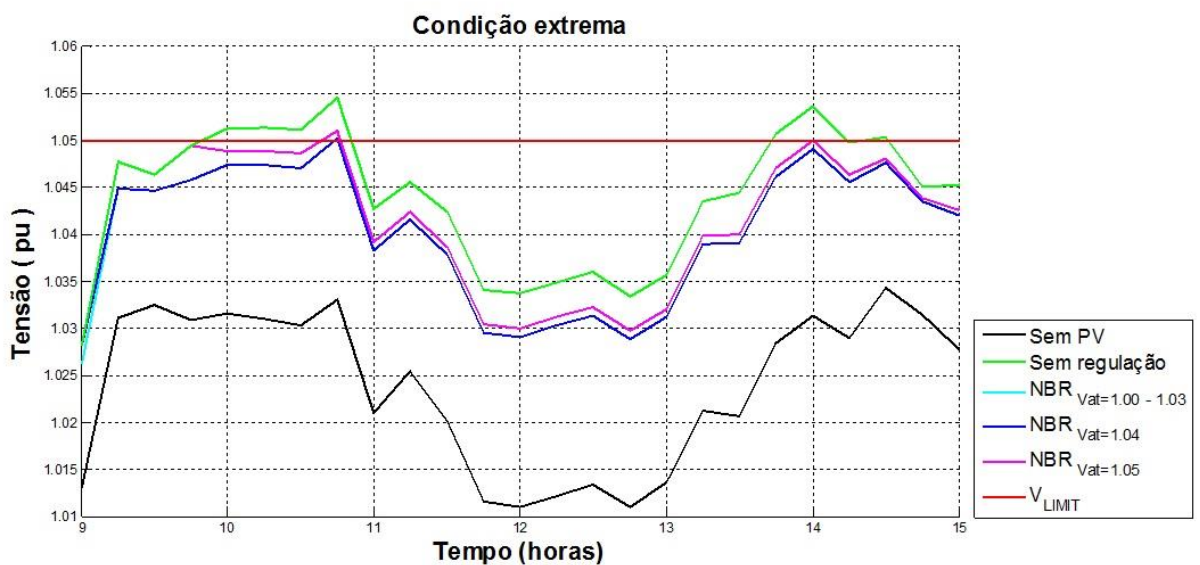
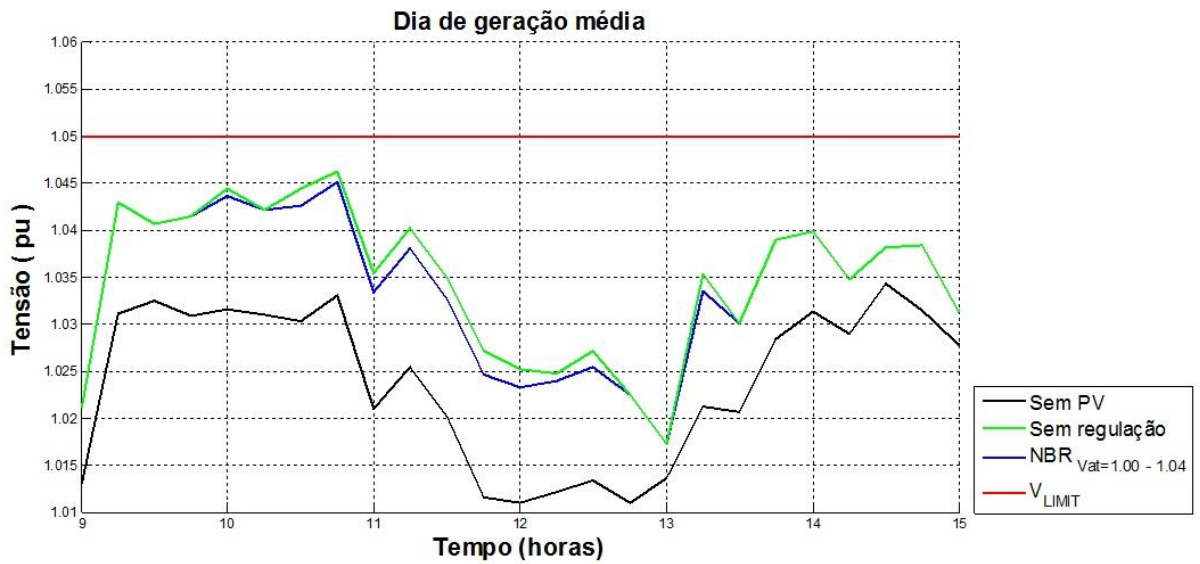
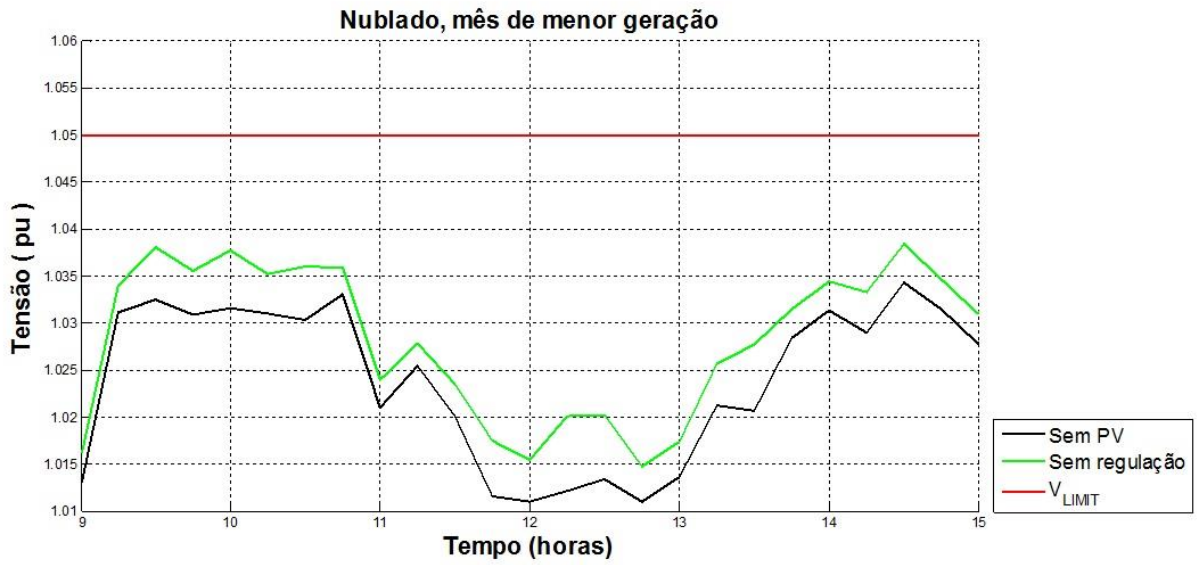
Na maioria dos cenários (com exceção do cenário de condição extrema e do dia nublado do mês de maior geração), quando a potência PV ultrapassa 50% da nominal, a tensão no PCC já se encontra acima de 1,04 pu, como já mostrado pela Figura 5.9. Na prática isso implica que configurar o parâmetro V_{AT} em qualquer valor entre 1,00 pu e 1,04 pu faria com que a unidade PV atuasse da mesma forma, resultando nas mesmas curvas de atuação, como também já foi visto na Figura 5.10.

Figura 5.12 - Tensão resultante, NBR (parte 1)



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.12 - Tensão resultante, NBR (parte 2)



Fonte: Elaborada pelo autor.

Ressalta-se, mais uma vez, que o cenário nublado do dia de menor geração não requer regulação, e, portanto, a tensão resultante para todos os métodos é a tensão original resultante da inserção de geração PV.

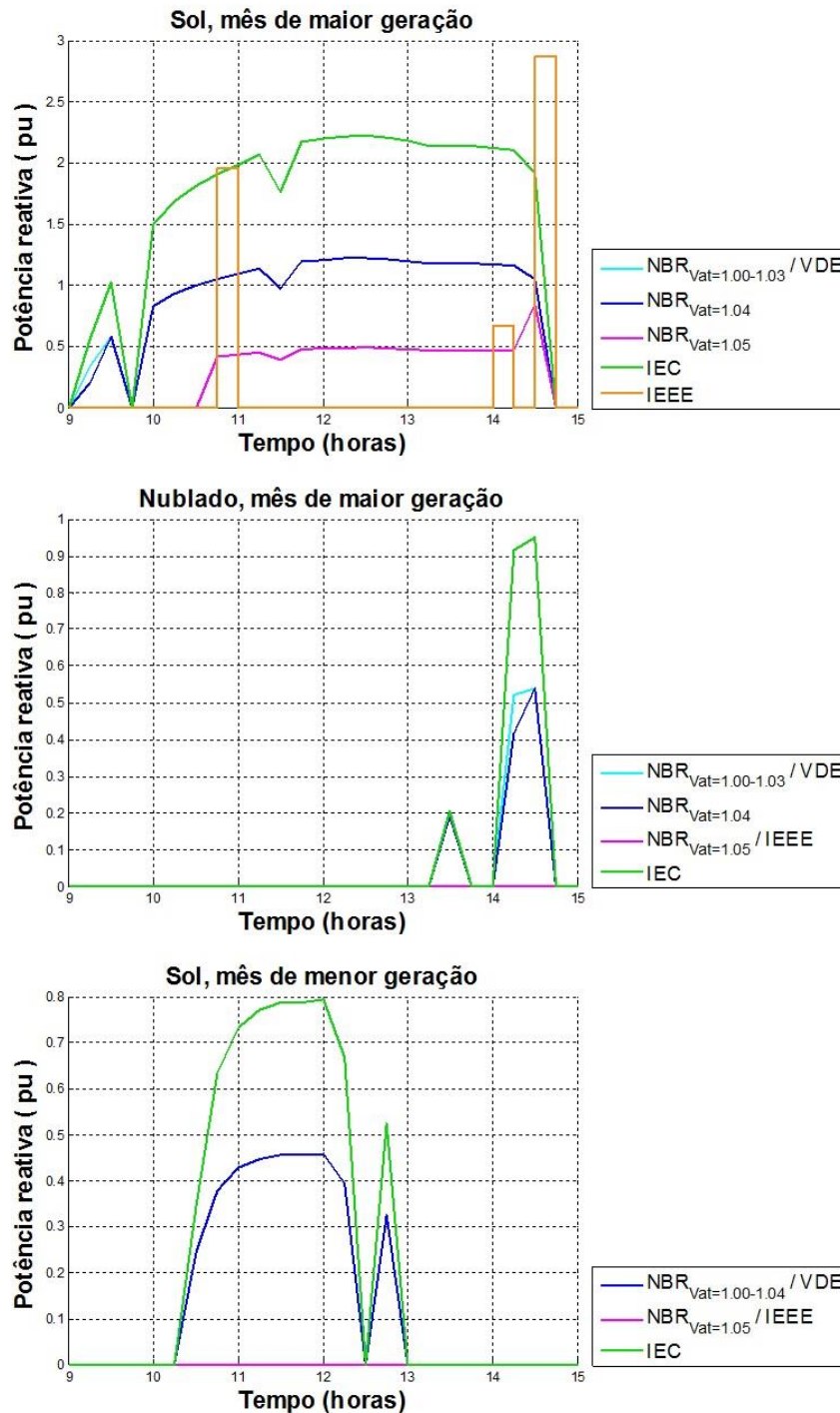
É importante expor que, embora não seja claramente visível no gráfico da Figura 5.12, no cenário de condição extrema, a curva de V_{AT} igual a 1,04 pu ultrapassa muito ligeiramente o valor limite, no horário de 10h45, atingindo 1,0502 pu. Por se tratar de uma sobretensão de apenas 0,02%, e ocorrer uma única vez, julga-se que a correta atuação do método de regulação não é comprometida por isso.

O resultado que mais chama a atenção, no entanto, é a curva resultante para V_{AT} igual a 1,05 pu no cenário de condição extrema, que ultrapassa o limite de sobretensão mesmo após a regulação. Antes de avaliar a implicação desse resultado, é preciso explicar como ele ocorreu. Já foi dito que as curvas de operação para os diversos valores de V_{AT} se unem à medida que vão sendo ativadas; isso foi inclusive demonstrado nas Figuras 5.6 e 5.10, com as curvas de absorção de reativo, e também com todas as curvas de tensão resultante da Figura 5.12 - exceto a curva de V_{AT} igual a 1,05 pu. Visto que a potência reativa absorvida é a mesma que para os demais valores de V_{AT} , era de se esperar a princípio que a redução na tensão também fosse a mesma. Porém o impacto na tensão não depende apenas do valor de Q absorvido pelo inversor ligado àquele poste; depende também, mesmo que em menor grau, da absorção de reativo dos inversores de todas os outros postes. Isso acontece porque a variação de tensão em uma barra afeta também, mesmo que moderadamente, a tensão de todas as outras barras do sistema. No caso em estudo, especificamente, há uma unidade PV ligada ao poste 7, e, como foi visto na Figura 5.11, a tensão nessa barra jamais ultrapassa 1,05 pu, de modo que a regulação por parte dessa unidade PV jamais é ativada quando o valor de V_{AT} é configurado em 1,05 pu. Isso faz com que a tensão em todos os pontos do sistema fique sempre um pouco acima do valor obtido para V_{AT} igual a 1,04 pu, como mostrado na Figura 5.12.

A Figura 5.13 mostra a absorção total de reativo de todas as unidades da rede somadas, para cada norma e padrão, em cada cenário. A diferença explicada acima, entre as curvas resultantes para a norma NBR com V_{AT} igual a 1,04 pu e a 1,05 pu no cenário de condição extrema, fica claramente visível. É justamente essa diferença que faz com que a curva de V_{AT} igual a 1,05 pu ultrapasse o limite de sobretensão em alguns momentos no cenário de condição extrema. No cenário de sol no mês de maior geração, a curva consegue se manter abaixo do limite, enquanto que nos demais cenários a tensão de 1,05 pu nunca é atingida com a geração PV, e por isso essa questão não se manifesta.

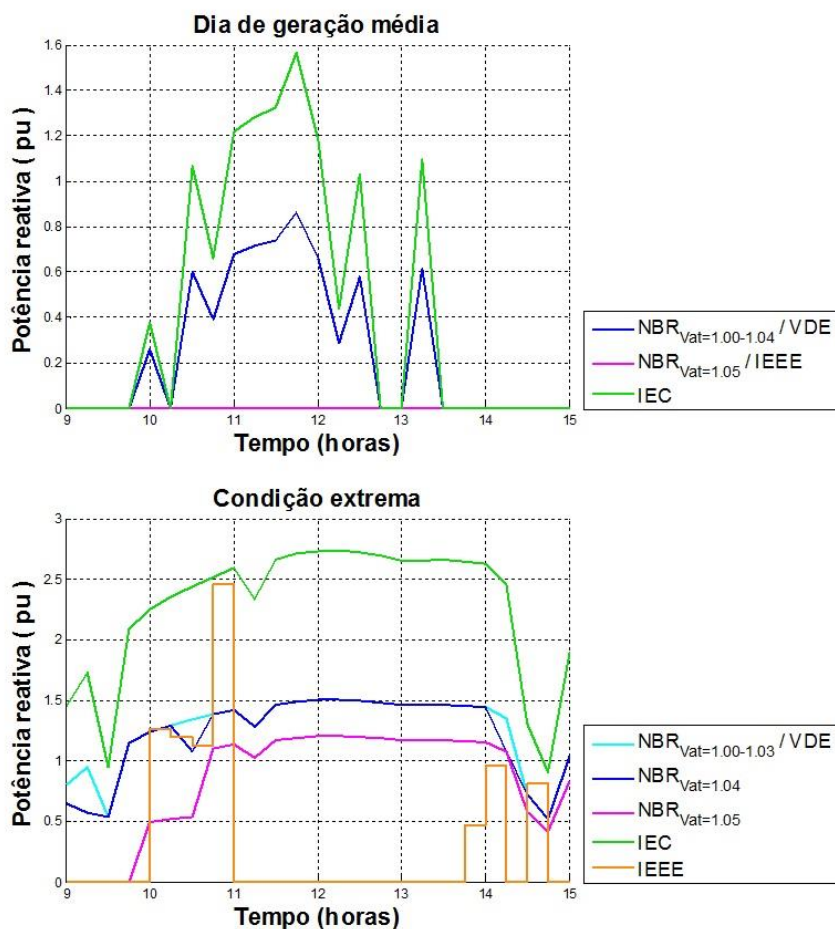
Como já dito anteriormente, adotou-se a mesma curva de geração para todas as unidades PV, variando apenas a escala de acordo com a potência nominal, o que faz com que as curvas de absorção de reativo tendam a ser também semelhantes, mantendo o mesmo traçado quando somadas. Por isso, a Figura 5.13 guarda grande semelhança com a Figura 5.6, que mostra o reativo absorvido pela unidade ligada ao poste 2.

Figura 5.13 - Potência reativa total absorvida em toda a rede no período crítico (parte 1)



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.13 - Potência reativa total absorvida em toda a rede no período crítico (parte 2)

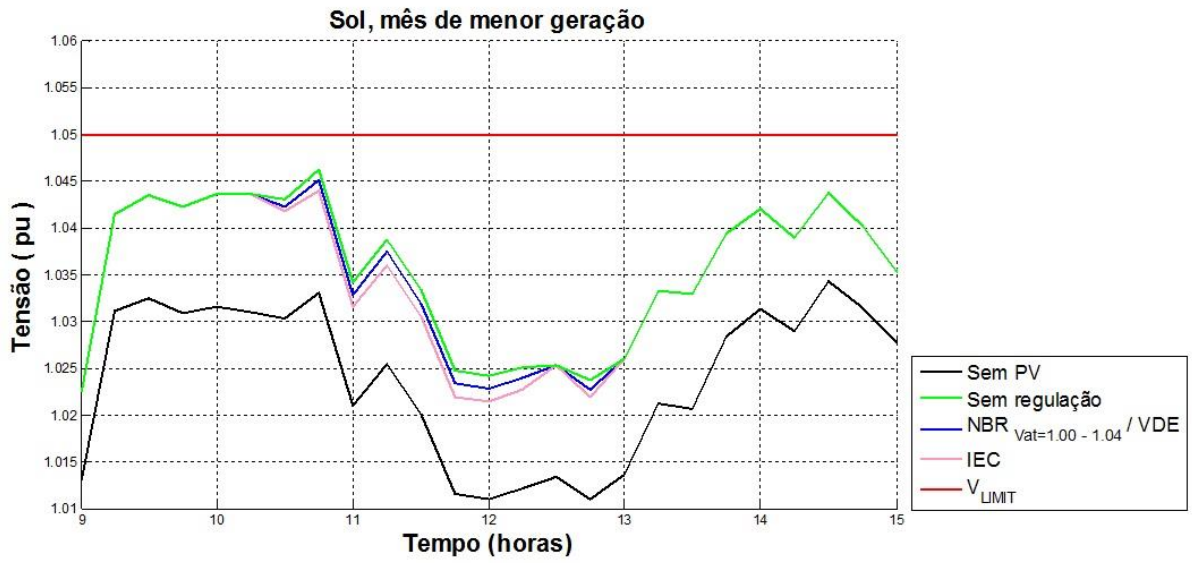
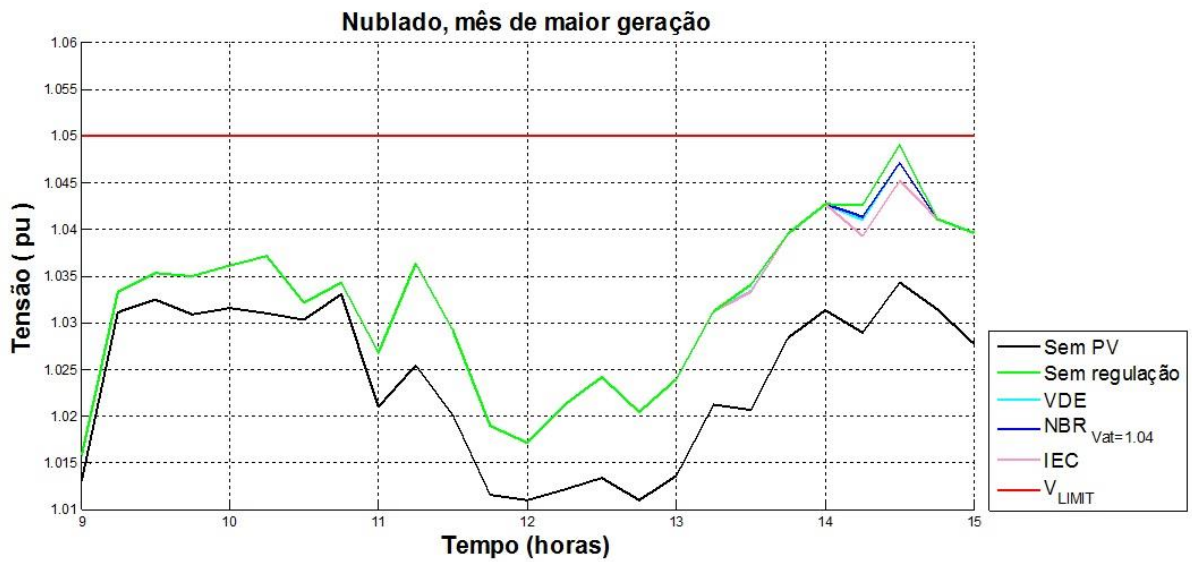
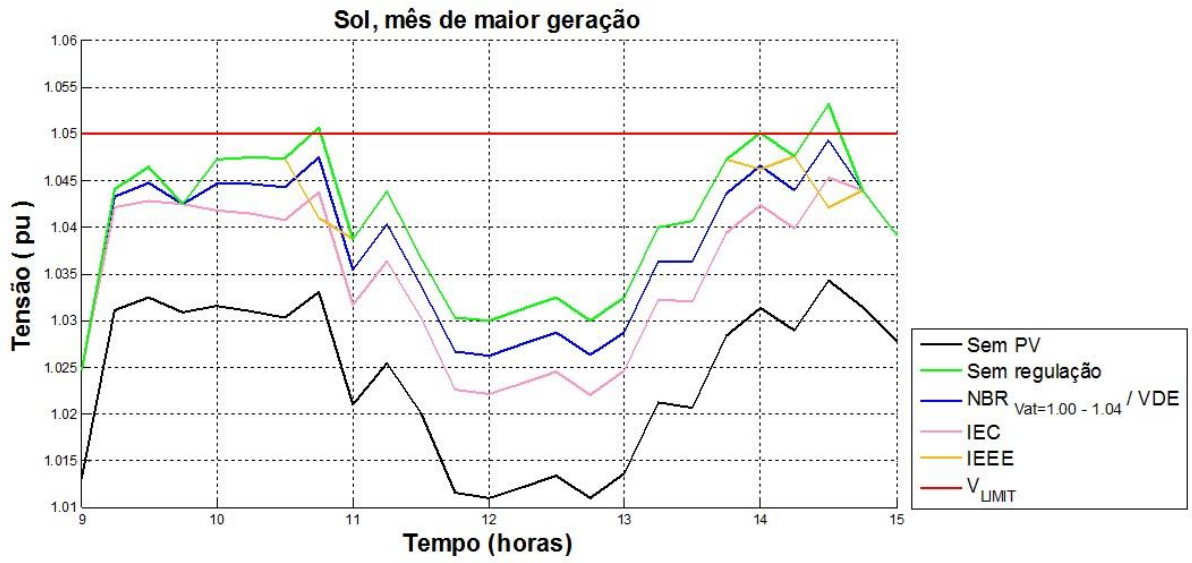


Fonte: Elaborada pelo autor.

Chama a atenção, também, na Figura 5.13, o destacamento da curva do padrão IEC em relação às demais, que eram proporcionalmente mais próximas na Figura 5.5. Isso é resultado dos níveis de atuação, presentes nas normas brasileira e alemã, mas ausentes no padrão europeu, o que permite que mais unidades contribuam para a regulação, somando uma quantidade maior de potência reativa total absorvida no sistema como um todo. Como o reativo absorvido em um ponto da rede contribui para a redução da tensão em todo o restante do sistema, pode-se dizer que as curvas da Figura 5.13 trazem um indicativo de quais métodos atuam com mais intensidade na regulação de tensão no sistema em estudo.

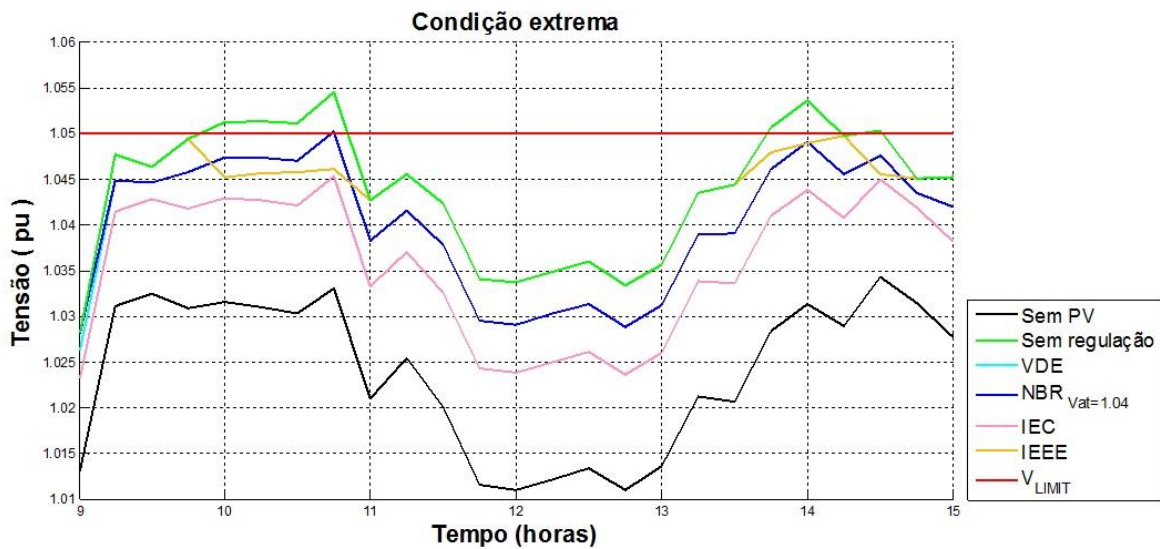
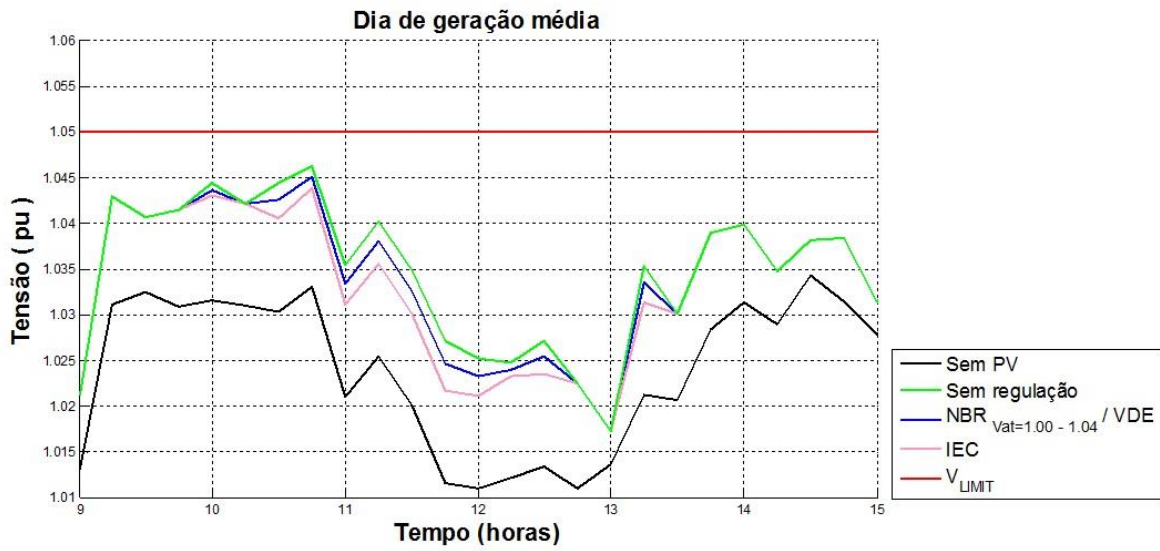
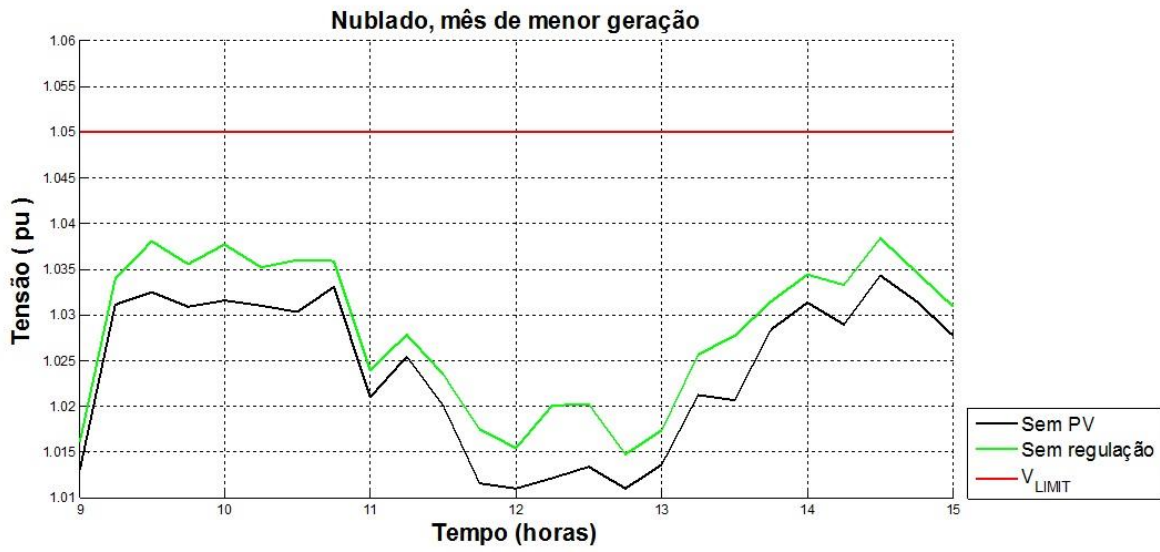
A seguir, na Figura 5.14, a tensão resultante da atuação do método da norma NBR é contrastada com os demais métodos. Permanece-se utilizando a fase C do poste 2 como plano de fundo, e foi plotada apenas a curva de V_{AT} igual a 1,04 pu para a norma NBR.

Figura 5.14 - Tensão resultante, todas as normas (parte 1)



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.14 - Tensão resultante, todas as normas (parte 2)



Fonte: Elaborada pelo autor.

Todos os comportamentos e aspectos discutidos neste capítulo e em grande parte deste trabalho estão contidos nas curvas da Figuras 5.14. É possível ver a influência do horário de pico de geração PV em conjunção com o período de consumo elevado no horário de almoço comercial, como tratado na introdução deste capítulo. Vê-se também a influência do horário de verão, deslocando os picos de tensão do período anterior ao horário de almoço para o período posterior.

Observa-se também a diferença entre o nível de redução de tensão entre os métodos, explicado pelos diferentes níveis de absorção de reativo permitidos por cada método, como mostrado no item 5.1, mais especificamente na Figura 5.6. Nesse quesito destaca-se mais uma vez o método arbitrado para o padrão IEEE, que atua apenas quando a tensão chega ao limite, ou seja, assim como a curva da norma NBR para V_{AT} igual a 1,05 pu, é ativado apenas em dois cenários; mas graças à grande absorção de Q, provoca uma redução de tensão maior que qualquer outro método. O início da atuação de cada estratégia, como esperado, coincide com o início da absorção de reativo, como apresentado na Figura 5.10.

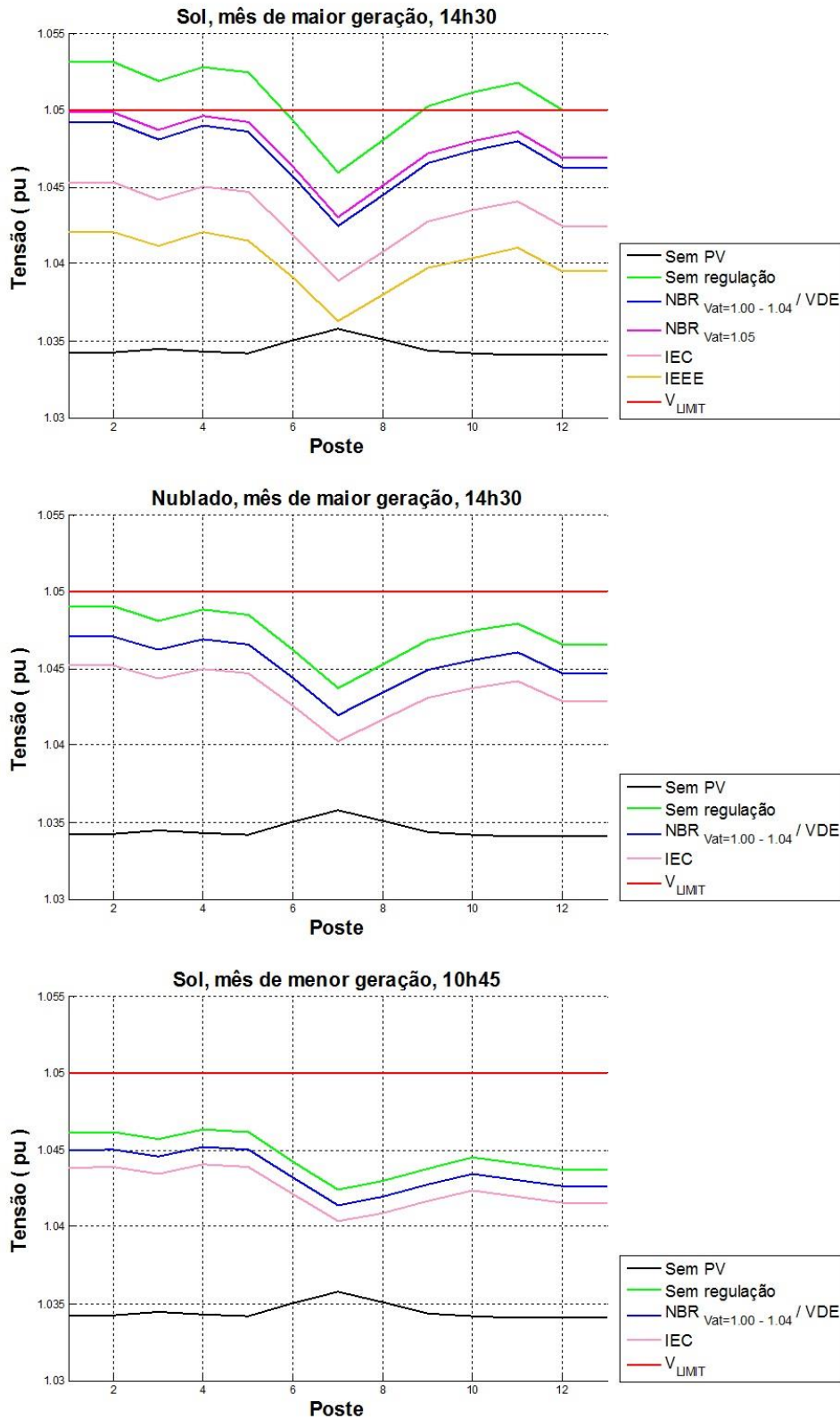
A norma VDE merece um destaque especial, pois ela se equivale à norma NBR no sistema estudado, mesmo não possuindo o parâmetro tensão de ativação; seu método é ativado sempre que a potência PV ultrapassa 50% da nominal. Como descrito anteriormente, o menor valor da tensão na rede quando a potência de ativação é atingida é 1,03 pu. Por isso, todas as curvas resultantes da norma VDE equivalem às da norma NBR para V_{AT} igual a 1,04 pu.

Os níveis de atuação da norma NBR, conforme descrito no item 5.2, fazem com que algumas unidades PV sejam excluídas do processo de regulação. Como consequência disso, o nível de redução propiciado por essa norma é significativamente menor que o nível resultante do padrão IEC, que permite a participação de todas as unidades. Isso é visto na Figura 5.14 com as curvas NBR sempre sensivelmente acima das curvas IEC. O padrão IEC é duplamente mais efetivo que a norma NBR, pois não só permite que todas as unidades PV participem da regulação, como também estipula um fator de potência limite mais baixo, como no item 5.1, o que faz com que os valores de Q obtidos por esse método sejam maiores que os do método NBR. O resultado são níveis de tensão ainda mais baixos, especialmente quando os valores de potência são altos, que são os momentos mais críticos, quando há mais necessidade da regulação.

A Figura 5.15, a seguir, faz a comparação dos métodos sob outra referência. Até aqui, foi feita uma comparação em relação à atuação em um mesmo ponto ao longo do dia; a seguir, a atuação das normas e padrões é avaliada em um instante único no tempo, para todos os postes

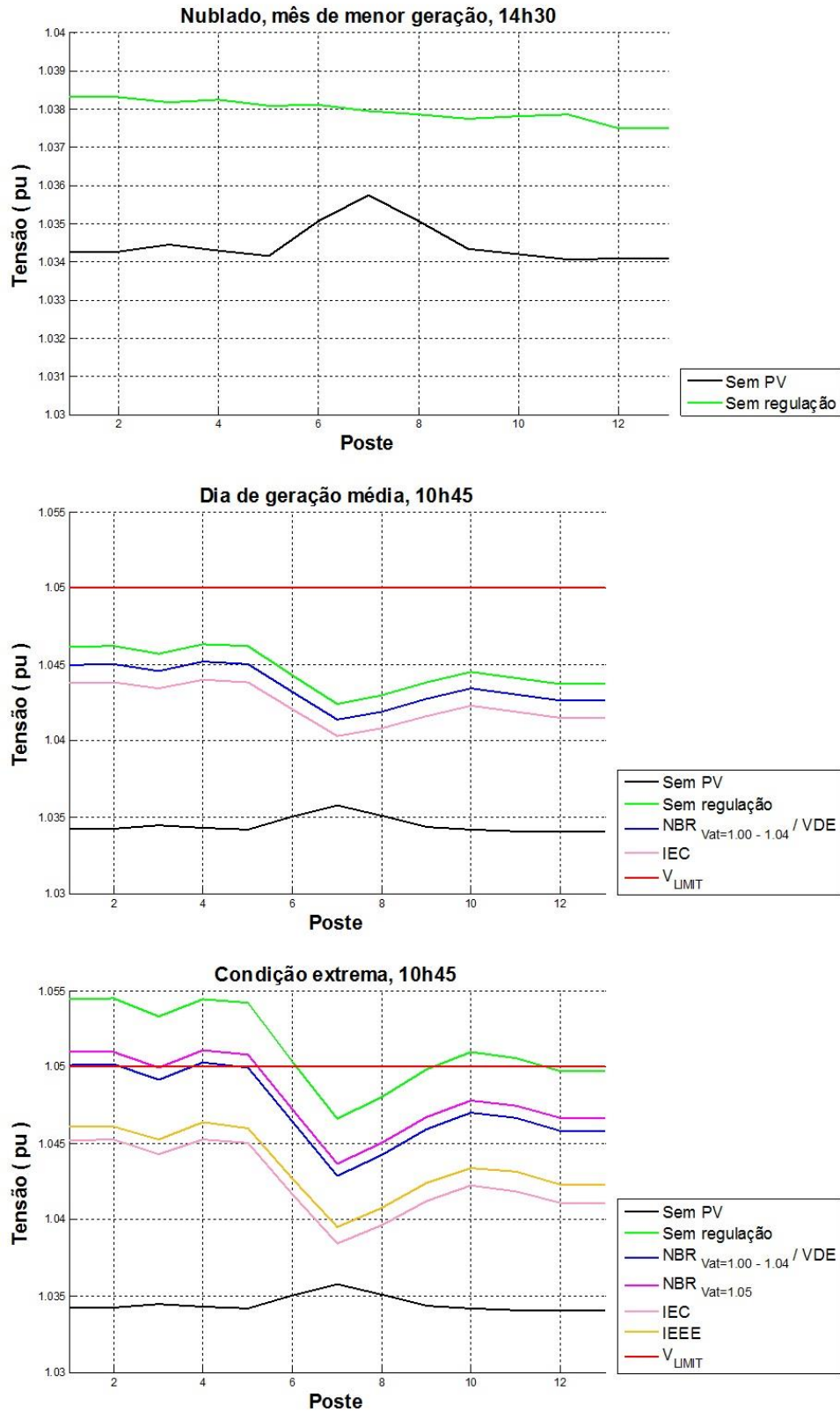
da rede. Para cada cenário, foi escolhido o momento em que é registrado o maior valor de tensão durante todo o dia, para observar a eficiência das estratégias em corrigir o pior caso possível.

Figura 5.15 - Perfil de tensão resultante na rede (parte 1)



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.15 - Perfil de tensão resultante na rede (parte 2)



Fonte: Elaborada pelo autor.

É válido lembrar que o transformador está conectado ao poste 7, no centro da rede, e por isso sua tensão é a mais baixa do sistema. Observa-se que a região à qual foi dada maior

enfoque nas análises é onde estão presentes os maiores níveis de tensão. No cenário de condição extrema, inclusive, quase todos os postes à esquerda do trafo ficam acima do limite quando é aplicado o método da norma NBR com tensão de ativação igual a 1,05 pu, o que apenas reforça que essa configuração não consegue regular esse cenário.

No instante retratado, a curva VDE se equivale também à curva NBR com V_{AT} igual a 1,04, pois esta equivale também à curva de V_{AT} igual a 1,03, pois ambas já foram ativadas. A apresentação do resultado para um instante único evidencia também como a estratégia de atuação arbitrada para o padrão IEEE é mais eficiente que as demais nos momentos em que atua.

As curvas da Figura 5.15 deixa mais clara a influência da época do ano, ou seja, do nível de irradiação solar, sobre a geração PV e a regulação. Nos cenários de maior geração, observa-se uma maior separação entre as curvas resultantes de cada método. Isso acontece porque, como já dito, as estratégias propõem a regulação de tensão sempre através da injeção de reativo, e o valor de Q é equacionado em função da potência ativa gerada; como nos meses de maior geração a potência PV tende a ser maior, os valores de reativo também aumentam, assim como a diferença entre os métodos.

Isso conclui a comparação das normas e padrões a partir da apresentação e discussão dos resultados das simulações. No capítulo seguinte, a conclusão arremata a análise comparativa proposta por esse trabalho.

6 CONCLUSÕES

A presença de geração distribuída fotovoltaica cria um cenário novo de reversão de fluxo de potência na rede, e um dos principais problemas advindos disso é a elevação de tensão, o que motivou a criação de normas e padrões em todo o mundo, onde quer que haja presença significativa dessa fonte de geração, com o intuito de mitigar esse problema e ao mesmo tempo permitir o melhor aproveitamento da energia PV. Este trabalho teve como objetivo principal avaliar, através de um estudo de caso, a efetividade de normas e padrões em regular o impacto da GD PV, de modo a maximizar suas vantagens e minimizar as desvantagens.

O estudo de caso foi feito através da simulação de uma rede de baixa tensão residencial com configurações características do sistema Cemig, composta por um transformador trifásico de 45 kVA alimentando 50 consumidores com perfis de consumo típicos da região sudeste brasileira. Nesse cenário, foram avaliadas quatro normas e padrões: o norte-americano IEEE 1547, de 2014; a europeia IEC 61727, de 2004; a alemã VDE-AR-N 4105, de 2011; e a brasileira NBR 16149, de 2013. Todas determinam que a regulação de tensão por parte das unidades PV deve ser feita através da absorção de energia reativa (no caso da elevação de tensão tipicamente provocada pela geração PV), o que é obtido através do ajuste do fator de potência do inversor. O padrão IEEE não impõe um modelo de operação fixo, deixando essa determinação a cargo do operador do sistema, que deve analisar e avaliar cada caso; as demais três normas seguem curvas de operação qualitativamente muito semelhantes, impondo um fator de potência limite (que determina o máximo de reativo que pode ser absorvido) e uma potência de ativação (que é o nível de geração PV a partir do qual a regulação é iniciada). As normas VDE e NBR limitam também o nível de participação no processo de regulação de acordo com a potência nominal da unidade, e a NBR apresenta ainda restrições quanto à tensão a partir da qual a absorção de reativo deve ser iniciada e interrompida (tensões de ativação e desativação, respectivamente).

Uma vez que a rede modelada e simulada é tipicamente brasileira, é plausível que os métodos internacionais não se adequem plenamente a ela, ou que obtivessem melhores resultados se aplicados em seus locais de origem - particularmente no que diz respeito à interferência online do operador do sistema na regulação do fator de potência das unidades PV. Apesar disso, todas as estratégias testadas cumpriram seu propósito primordial, que é regular a tensão no ponto de conexão para mantê-la dentro dos limites. O interesse em manter o PCC mais ou menos afastado do limite varia de caso a caso e, portanto, a decisão de qual método possui melhor desempenho também varia com o contexto de aplicação. Poderia se considerar

como exceção a norma NBR com a tensão de ativação igual a 1,05 pu, já que essa configuração no cenário de condição extrema não impede que o limite seja excedido mesmo após a regulação. No entanto, trata-se de apenas um dos valores possíveis para ajuste dos parâmetros da norma; para todos os demais valores a tensão é devidamente regulada. Portanto o método cumpre seu objetivo, desde que corretamente parametrizado, o que é perfeitamente praticável mediante um estudo prévio da rede - como o realizado neste trabalho.

Analisando o desempenho, de forma geral, a estratégia adotada pelo padrão IEC mostrou ser a que possui maior capacidade de envolver as unidades PV na regulação de tensão. Em comparação com as normas NBR e VDE, ela é duplamente mais efetiva, uma vez que não só permite um fator de potência limite mais baixo, e conseqüentemente valores de potência reativa mais altos para os mesmos valores de potência ativa, como não faz restrição de nível de atuação de acordo com a potência nominal. O resultado, como visto no capítulo 5, são valores totais de reativo absorvido pelo sistema mais altos ao longo de todo o período de regulação, levando a maiores reduções na tensão, especialmente nos momentos de maior geração PV - que são os momentos mais críticos, quando há maior necessidade da regulação.

O padrão IEEE merece sempre uma ressalva particular nessa análise, pois não apresenta uma curva característica padrão, de modo que foi necessário arbitrar-se uma estratégia para ser simulada, o que torna os resultados para esse padrão, de certa forma, também arbitrários. Mesmo que não sirvam para avaliar a eficiência do padrão, esses resultados têm o intuito de demonstrar a sua abrangência: como não há no texto nenhuma restrição a respeito de fator de potência, e a única exigência é que a tensão no PCC seja mantida dentro dos limites, foi possível, por exemplo, comandar que os inversores PV utilizassem toda sua capacidade ociosa para absorver reativo, atingindo valores de absorção para uma mesma unidade muito superiores aos simulados nos outros métodos. Ressalta-se, uma última vez, que em casos reais, a estratégia de regulação de FP é definida pelo operador do sistema para cada caso.

Na contramão do padrão IEEE, a norma NBR apresenta o maior número de parâmetros restritivos dentre todos os métodos estudados. São cinco no total: potência nominal, potência de ativação, tensão de ativação, tensão de desativação e fator de potência limite. Esse conjunto de restrições faz com que esse método, em comparação com os demais, comande sempre menores níveis de absorção de reativo, tanto nas unidades individuais como no total somado, inclusive excluindo algumas unidades do processo de regulação. A tensão resultante, como seria de se esperar, é sempre mais alta que para os demais métodos. Uma possível razão para esse grande número de restrições é que se trata de uma norma ainda bastante recente, regulando um

cenário que está apenas começando a se desenvolver. É natural que, à medida que o mercado fotovoltaico brasileiro amadureça, o mesmo ocorra com sua legislação.

Todas as estratégias possuem ainda uma limitação implícita, que não aparece nos textos: limitação de potência gerada. Como discutido no Capítulo 3, essa restrição é inerente à absorção de reativo, pois, no momento de máxima geração, o inversor precisa ter capacidade disponível para absorver a quantidade estipulada de Q , portanto não é possível atingir a potência nominal na geração. Nesse sentido, quanto mais permissivo com FP e absorção de reativo for o método, maior será a limitação de potência ativa. O padrão IEC, nesse aspecto, portanto, é o mais restritivo. Ressalta-se, contudo, que na prática isso não implica em perdas significativas de geração, pois durante quase todo o tempo a unidade PV não está gerando potência nominal, de modo que há quase sempre uma capacidade ociosa disponível para a absorção de reativo, reduzindo a necessidade de limitar a potência ativa gerada.

Observando-se os resultados de maneira genérica, é possível notar a tendência de que na maior parte do ano o risco de haver sobretensão não é significativo; e, mesmo nos dias em que esse problema efetivamente se manifesta (geralmente apenas nos cenários de sol nos meses de maior geração) o limite de tensão é excedido em apenas alguns poucos momentos, e os valores atingidos permanecem razoavelmente próximos do permitido. Soma-se a isso o fato de que os dados obtidos são para um quadro de penetração PV massivamente superior ao encontrado na prática no Brasil. Isso permite concluir que a sobretensão provocada por geração fotovoltaica distribuída em redes de baixa tensão residenciais brasileiras ainda está distante de se tornar um problema real para o sistema elétrico local. Essa já é, contudo, uma questão de grande relevância nos países de origem das demais normas e padrões tratados aqui, e este é o momento ideal para a realização de estudos como o deste trabalho, usufruindo da experiência da vanguarda da área para auxiliar no melhor planejamento do desenvolvimento do cenário nacional, inclusive da legislação vigente - como de fato já foi feito em um primeiro momento pela ABNT, que se baseou nos métodos IEC e VDE para desenvolver a norma NBR 16149.

Visando a evolução do método NBR, é válido destacar que o parâmetro tensão de desativação se mostrou desnecessário no estudo feito neste trabalho. Não seria razoável decretar, baseado em um único estudo de caso, que esse parâmetro não seria útil em nenhum outro cenário, porém a estratégia talvez atuasse melhor se ele fosse mais flexibilizado e possivelmente adequado para diferentes tipos de rede - residencial, rural, comercial, etc.

As fontes de GD PV, além de propiciarem grande economia para o usuário consumidor e serem amigáveis para o meio ambiente, têm todas as condições para serem mais uma ótima ferramenta de regulação de tensão para o operador do sistema, como já são os bancos de

capacitores e o ajuste do tap dos transformadores; para isso, porém, é preciso que sejam adequadamente coordenadas através da legislação vigente. Isso porque a relativa facilidade em evitar a ocorrência de sobretensão sugere que as normas e padrões possam ampliar sua atuação para uma regulação de tensão mais ampla do que simplesmente manter a tensão dentro dos limites. Todas as estratégias adotadas dão margem para uma otimização do nível de tensão da rede, mediante o estudo do sistema e a adequada configuração dos parâmetros, partindo sempre do operador do sistema. Essa é uma evolução natural para o cenário fotovoltaico, particularmente no Brasil.

6.1 Propostas de continuidade

O trabalho desenvolvido para esta dissertação possui ampla margem para continuidade, especialmente no que diz respeito ao aprimoramento do modelo de simulação, buscando a maior verossimilhança possível. Os principais pontos, aos olhos do autor, são:

- a) simulação no domínio do tempo, incluindo a dinâmica dos inversores e os efeitos transitórios provocados pela passagem de nuvens sobre os módulos fotovoltaico, bem como das estratégias para mitigar isso;
- b) simulação de mais estratégias, adotadas por outras legislações e propostas alternativas;
- c) aprimoramento das curvas de demanda média, adotando intervalos menores e fazendo a diferenciação para diferentes épocas do ano;
- d) consideração da possibilidade de que a potência PV injetada na rede não seja sempre equilibrada;
- e) inclusão no escopo de análise da ocorrência de subtensões e as estratégias para mitigá-las;
- f) consideração de armazenamento de energia por parte das unidades geradoras e como isso altera a dinâmica do problema.

Com essas modificações, o trabalho irá gerar resultados cada vez mais relacionáveis a situações práticas e reais, auxiliando cada vez mais no estudo e planejamento da evolução do mercado fotovoltaico no Brasil.

REFERÊNCIAS

ALVES, Marcos R. F.; MENDES, Marcos A. S. The role of photovoltaic generation in low voltage residential voltage regulation: a comparison between standards. 17th International Conference on Harmonic and Quality of Power (ICHQP). Belo Horizonte: IEEE, 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Banco de informações de geração. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> Acesso em: 24 jan. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema nacional (PRODIST), módulo 8: qualidade da energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 482. Brasília: ANEEL, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 687. Brasília: ANEEL, 2015.

AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. ANSI C84.1: Volta ratings for electric power systems and equipment (60 Hz). ANSI, 2013.

ARRUDA, L. N. Sistemas de geração distribuída de energia fotovoltaica. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 1999.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16149: sistemas fotovoltaicos - características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5356: transformador de potência - especificação. Rio de Janeiro: ABNT, 2007.

ASSOCIATION FOR ELECTRICAL, ELECTRONIC AND INFORMATION TECHNOLOGIES. VDE-AR-N 4105: power generation systems connected to the low-voltage distribution network. VDE, 2011.

AUSTRALIAN PV INSTITUTE. Mapping Australian photovoltaic installations. 2016. Disponível em: <<http://pv-map.apvi.org.au/historical>>. Acesso em: 18 maio 2016.

AUSTRALIAN WIND AND SOLAR POWER. New AS4777.2: 2015 inverter standard. Disponível em: <<http://www.australianwindandsolar.com/>>. Acesso em: 14 nov. 2016.

BLAABJERG, F.; TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; TIMBUS, A. V. Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 53, n. 5, 2006.

BOLLEN, M. HASSAN, F. Integration of distributed generation in the power system. New Jersey: IEEE Press, 2011, p. 141.

BORGES, R. T. Desenvolvimento de metodologias de análise sistêmica de sistemas de distribuição de energia elétrica com geração ultra-dispersa. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014.

BOYLESTAD, R. L.; NASHELSKY, L. Dispositivos eletrônicos e teoria de circuitos. 8. ed. São Paulo: Pearson, 2004, p.2.

BRUCE, A.; MCGILL, I. Fact check: is Australia the world leader in household solar power? Sydney: UNSW Australia, 2016. Disponível em: <<http://newsroom.unsw.edu.au/news/science-tech/fact-check-australia-world-leader-household-solar-power>>. Acesso em: 05 maio 2016.

CLIMATE ACTION. Solar PV milestone: 300 GW installed worldwide. London, 2017. Disponível em: <http://www.climateactionprogramme.org/news/solar_pv_milestone_300_gw_installed_worldwide>. Acesso em: 10 fev. 2017.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. Atlas solarimétrico de Minas Gerais - volume 2. Belo Horizonte: CEMIG, 2016.

CRĂCIUN, B. et al. Overview of recent grid codes for PV power integration. 13th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM). Brasov: IEEE, 2012.

DE SOUZA, M. E. M. Inserção de microgeração distribuída nas redes de baixa tensão: implantação de telhados solares - estudo de caso real. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014.

DEMIROK, E. et al. Local reactive power control methods for overvoltage prevention of distributed solar inverters in low-voltage grids. IEEE Journal of Photovoltaics, v. 1, n. 2, 2011.

DIAS, J. B. Instalação fotovoltaica conectada à rede: estudo experimental para a otimização do fator de dimensionamento. Tese (Doutorado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006.

DOS SANTOS, M. F. Análise de desempenho de uma rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão alternada e contínua. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014.

DUGAN, R. C.; et al. Electrical Power Systems Quality. 2. ed. McGraw-Hill, 2004, p. 11.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Nota técnica DEA 19/14: Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil - condicionantes e impactos. Rio de Janeiro: EPE, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço energético nacional: 2016. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

FIGUEIRA, H. H. et al. Brazilian grid-connected photovoltaic inverters standards: a comparison with IEC and IEEE. 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE). IEEE, 2015.

FIRMO, D. L.; OLIVEIRA, C. E. P.; NEPOMUCENO, E. G. Reflexões sobre a correção do fator de potência em unidades residenciais. I Congresso Brasileiro de Eficiência Energética (CBEE). Belo Horizonte: 2005.

GOMES, J. P. R. Avaliação dos impactos da integração da usina fotovoltaica do Mineirão à rede elétrica frente a afundamentos de tensão. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2015.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61727: photovoltaic (PV) systems - characteristics of the utility interface. IEC, 2004.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. IEEE 1547: national standard for interconnecting distributed generation. IEEE, 2014.

LANGELLA, R. et al. On the interharmonic emission of PV inverters under different operating conditions. 17th International Conference on Harmonic and Quality of Power (ICHQP). Belo Horizonte: IEEE, 2016.

LEITE, L. H. M. Estratégia de regulação de tensão em redes de distribuição com geração distribuída fotovoltaica assistida por infraestrutura integrada de telecomunicações. Tese (Doutorado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2016.

MACÊDO, W. N. Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Tese (Doutorado). Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

MAN, E. Control of grid connected PV systems with grid support functions. Dissertação (Mestrado). Department of Energy Technology, Aalborg University, Aalborg, 2012.

NOONE, B. PV integration on Australian distribution networks. The Australian PV Association, 2013.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, 2014.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A.; ROMERO, F. C. Descrição e análise de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos. Revista Ciências Exatas e Naturais, v. 15, n. 1, 2013.

ROEDIGER, S.; YAN, R.; SAHA, T. K. Investigation of the impact of three-phase photovoltaic systems on three-phase unbalanced networks. 2012 Power and Energy Society General Meeting. San Diego: IEEE, 2012.

SENTELHAS, P. C.; ANGELOCCI, L. R. Aula 5: Radiação solar e balanço de energia. In: Meteorologia agrícola. São Paulo: USP, 2009. Disponível em <<http://www.esalq.usp.br/departamentos/leb/aulas/lce306/lce306.html>>. Acesso em: 08 nov. 2016.

SILVA, S. R. Notas de aula da disciplina: EEE934 - impacto de GD às redes elétricas. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014. Disponível em: <<http://www.cpdee.ufmg.br/~selenios/>>. Acesso em: 24 de abril de 2015.

SMITH, W. J. Modern optical engineering. 3. ed. New York: McGraw-Hill, 2000, p. 221.

SOLAR POWER EUROPE. Global market outlook for solar power: 2016 - 2020. Belgium, 2016. Disponível em: <<http://www.solarpowereurope.org/insights/global-market-outlook/>>. Acesso em: 06 nov. 2016.

TREVISAN, A. S. Efeitos da geração distribuída em sistemas de distribuição de baixa tensão. Trabalho de conclusão de curso. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2011.

VEDAM, R. S.; MULUKUTLA, S. S. Power quality: VAR compensation in power systems. Boca Raton: CRC Press, 2009.

ZAVODA, F. et al. Power quality in the future grid - results from CIGRE/CIRED JWG C4.24. 17th International Conference on Harmonic and Quality of Power (ICHQP). Belo Horizonte: IEEE, 2016.