

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

TAÍS TAVARES DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DE DISTORÇÃO HARMÔNICA E FATOR DE POTÊNCIA
ASSOCIADOS À INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM
REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

Porto Alegre

2016

TAÍS TAVARES DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DE DISTORÇÃO HARMÔNICA E FATOR DE POTÊNCIA ASSOCIADOS
À INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

Projeto de diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para graduação em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2016

TAÍS TAVARES DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DE DISTORÇÃO HARMÔNICA E FATOR DE POTÊNCIA ASSOCIADOS
À INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

Este Projeto de Diplomação foi analisado e julgado adequado para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora designada pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne
Orientador

Prof. Dr. Ály Flores Ferreira Filho
Chefe do DELET

Aprovado em: ____/____/____

BANCA EXAMINADORA:

Roberto Chouhy Leborgne (Prof. Dr.) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Fausto Bastos Líbano (Prof. Dr.) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Flávio Becon Lemos (Prof. Dr.) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo analisar impactos da inserção de geração fotovoltaica em rede de distribuição, sendo o foco nas formas de onda de corrente e de tensão. É proposta a avaliação de índices de distorção harmônica e de fator de potência em diversos pontos de sistema de distribuição. O estudo foi feito baseado na modelagem da rede de distribuição de testes de 13 barras do IEEE (*IEEE 13 Node Test Feeder*) e inserção de sistema fotovoltaico em determinada barra do sistema. Foram realizadas simulações, no domínio do tempo, alterando a potência de geração fotovoltaica instalada. Esta metodologia foi repetida em três pontos diferentes da rede a fim de comparar o comportamento da mesma com a variação do local de injeção de tal geração distribuída. Os resultados mostraram que a distorção harmônica não seria um fator limitante do ponto de vista das cargas para a instalação de sistemas fotovoltaicos, se utilizados apenas inversores trifásicos multiníveis. Os pontos onde foi observada maior distorção harmônica foram os bancos de capacitores, o que pode danificar tais equipamentos. O impacto verificado que teria mais consequências é a redução do fator de potência no barramento da subestação. Esta redução do fator de potência resulta da inversão do fluxo de potência ativa, com o aumento da geração fotovoltaica e acarreta multas para valores com medida abaixo de 0,92. Foram obtidos resultados semelhantes em todos os casos simulados, quando variado o local da rede que seria o ponto de conexão.

Palavras-chave: Distorção harmônica. Fator de potência. Rede de distribuição. Sistema fotovoltaico. Inversor multinível.

ABSTRACT

This paper aims to analyze impacts of increasing photovoltaic generation connection in a distribution network, with focus on current and voltage waveforms. It is proposed to evaluate harmonic distortion and power factor in several points of the distribution system. This study is done based on modeling a distribution grid based on the model IEEE 13 Node Test Feeder and connection of photovoltaic systems in certain nodes from the feeder. Simulations were carried out in time domain, changing the installed power of photovoltaic generators. This methodology was repeated at three different nodes of the grid in order to compare its behavior with the variation of the injection point of such distributed generation. The results have shown that harmonic distortion would not be a limiting factor for photovoltaic systems installation, with only multi-level inverters were used. Greater harmonic distortion was observed in nodes where are capacitor banks, which can damage such equipment's. The reduction of the power factor in the substation bus is the impact verified that would have more consequences in this case. This power factor reduction results from the inversion of the active power flow with the increase of photovoltaic generation and leads rates for points with a power factor below 0.92. Similar results were obtained in all simulated cases, when the connection node was changed.

Keywords: Harmonic distortion. Power factor. Distribution grid. Photovoltaic system. Multilevel inverter

LISTA DE FIGURAS

Figura 01: Sinal com distorção apresentado como soma de sinais senoidais	14
Figura 02: Ondas de tensão e de corrente com defasagem angular	17
Figura 03: Diagrama de um sistema fotovoltaico conectado em rede de distribuição	19
Figura 04: Célula fotovoltaica e painel fotovoltaico formado por diversas células	20
Figura 05: Exemplos de curvas características de uma célula, painel ou arranjo fotovoltaico (a) Curva característica $I \times V$ e (b) Curva característica $P \times V$	20
Figura 06: (a) Curva $I \times V$ com 1 kW/m^2 variando temperatura (b) Curva $P \times V$ com 1 kW/m^2 variando temperatura (c) Curva $I \times V$ para 25°C variando a irradiação (d) Curva $P \times V$ para 25°C variando a irradiação	21
Figura 07: Diagrama elétrico de um conversor Boost	22
Figura 08: Topologia de inversores (a) monofásicos (b) trifásicos	23
Figura 09: Modulação SPMW para inversor trifásico (a) ondas de referência e portadora (b) tensão de saída do inversor.....	23
Figura 10: Diagrama elétrico de inversor de três níveis	24
Figura 11: Comparação da tensão de linha na saída de um inversor (a) de dois níveis (b) de três níveis	24
Figura 12: Sistema fotovoltaico conectado à rede com conversor de um estágio	25
Figura 13: Sistema fotovoltaico conectado à rede com conversor de dois estágios	25
Figura 14: Exemplo de (a) curva de potência gerada por sistema fotovoltaico em um dia e (b) curva de carga na subestação antes e após a inserção de sistema fotovoltaico	32
Figura 16: Cenário de sistema distribuído com geração fotovoltaica no final de linha.....	33
Figura 17: Diagrama unifilar do sistema de distribuição IEEE de 13 barras	37
Figura 18: Exemplo do modelo utilizado para a subestação no Simulink	37
Figura 19: Dois modelos de transformadores utilizados no Simulink	38
Figura 20: Modelos de bancos de capacitores trifásico e monofásico no Simulink	38
Figura 21: Modelo criado para simular linhas no Simulink	39
Figura 22: Exemplo de cargas conectadas em Y e Δ no Simulink	40
Figura 23: Sistema de distribuição de 13 barras modelado no Simulink.....	40
Figura 24: Sistema Fotovoltaico trifásico com conversor de dois estágios, filtro e transformador de acoplamento	41
Figura 25: Na saída do inversor (a) tensão de fase e (b) tensão de linha	42
Figura 26: Tensão de saída do inversor depois do filtro PB	42

Figura 27: Tensão no ponto de conexão com a rede.....	43
Figura 28: Tensão e corrente na barra 650, da subestação, sem geração fotovoltaica	44
Figura 29: Casos simulados com inserção na barra (a) 671, (b) 680 e (c) 675	45
Figura 30: Corrente injetada na rede variando a potência instalada – Caso 1 - Fase B.....	47
Figura 31: Corrente na Carga da Barra 675 variando a potência instalada.....	48
Figura 32: Corrente no Banco de capacitores da Barra 675 variando a potência instalada	49
Figura 33: Corrente na barra 650 (subestação) variando a potência da geração fotovoltaica – Caso 1 – Fase B	51
Figura 34: Corrente e tensão na barra 650 bem sistema fotovoltaico - Caso Base - Fase B....	51
Figura 35: Fator de Potência na barra 650 com variação da Potência instalada	52
Figura 36: Tensão no ponto de conexão do sistema fotovoltaico Caso 2	54
Figura 37: Tensão na barra 675 – banco de capacitores – Caso 2.....	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 01: Níveis de tensão para pontos de conexão com tensão nominal entre 1kV e 69kV	27
Tabela 02: Tempo máximo de desconexão para condições críticas de tensão	27
Tabela 03: Tolerância para variação do fator de potência	27
Tabela 04: Valores de referência de distorção harmônica total de tensão	29
Tabela 05: Limites individuais de distorção harmônica de corrente na saída do sistema fotovoltaico.....	29
Tabela 06: Limites de distorção harmônica de corrente do IEEE 519 para tensões entre 120V e 69kV.....	30
Tabela 07: Valores de tensão, corrente e FD da barra 650 no Caso Base.....	44
Tabela 08: Corrente na saída do sistema fotovoltaico - Caso 1.....	46
Tabela 09: Corrente na carga da Barra 675 variando potência instalada – Caso 1	47
Tabela 10: Corrente no Capacitor da Barra 675 variando a potência instalada - Caso 1.....	49
Tabela 11: Corrente na Barra 650 variando a potência instalada – Caso 1.....	50
Tabela 12: Dados da corrente na saída do sistema fotovoltaico - Caso 2.....	53
Tabela 13: Dados da corrente na saída do sistema fotovoltaico - Caso 3.....	53
Tabela 14: Distorção de tensão na barra 675 e barra de conexão do sistema fotovoltaico	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional
THD	Distorção Harmônica Total (<i>Total Harmonic Distortion</i>)
TDD	Distorção Total de Demanda (<i>Total Demand Distortion</i>)
FP	Fator de Potência
FD	Fator de Deslocamento
<i>MPP</i>	Ponto de máxima potência
<i>MPPT</i>	Rastreamento do ponto de máxima potência (<i>Maximum Power Point Traking</i>),
PWM	Modulação por largura de pulso (<i>Pulse Width Modulation</i>)
SPWM	Modulação por largura de pulso senoidal (<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>)

LISTA DE SÍMBOLOS

V_1	Componente fundamental da tensão
V_h	Componente harmônica da tensão de índice h
I_1	Componente fundamental da corrente
I_L	Componente harmônica da corrente de índice h
\emptyset	Ângulo de defasagem entre tensão e corrente
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
I_{mp}	Corrente no ponto de máxima potência
V_{mp}	Tensão no ponto de máxima potência

Sumário

1. INTRODUÇÃO	13
1.1 MOTIVAÇÃO	13
1.2 OBJETIVOS	14
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	15
1.4 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TRABALHO NO CURSO.....	15
2. ASPECTOS DA QUALIDADE DA ENERGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	16
2.1 DISTORÇÃO HARMÔNICA	16
2.1.1 Índices de distorção harmônica	17
2.1.2 Equipamentos sensíveis à distorção harmônica	18
2.2 FATOR DE POTÊNCIA E FATOR DE DESLOCAMENTO	20
3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E CONEXÃO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	23
3.1 PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	23
3.2 CONVERSORES.....	26
3.2.1 Conversor CC-CC – Boost	26
3.2.2 Conversor CC-CA - Inversor	26
3.3 TOPOLOGIA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	28
3.4 NORMAS TÉCNICAS PARA CONEXÃO NA REDE.....	30
4. IMPACTOS DA CONEXÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NA QUALIDADE DA ENERGIA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	35
4.1 FLUXO DE POTÊNCIA	35
4.2 FATOR DE POTÊNCIA	37
4.3 TENSÃO DE REGIME PERMANENTE	38
4.4 DISTORÇÃO HARMÔNICA	39
5. MODELAGEM E SIMULAÇÕES	40
5.1 MATLAB/SIMULINK	40
5.2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	40

5.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	45
5.4 ESTUDOS DE CASO.....	47
6. RESULTADOS E DISCUSSÕES	50
7. CONCLUSÕES	60
REFERÊNCIAS	62
APÊNDICE A: Dados de simulação Caso Base –	63
APÊNDICE B: Dados de simulação CASO 1 – Inserção na barra 671.....	65
APÊNDICE C: Dados de simulação CASO 2 – Inserção na barra 680	69
APÊNDICE D: Dados de simulação CASO 3 – Inserção na barra 675	73
ANEXO A: Alimentador de testes de 13 Barras IEEE - IEEE 13 Node Test Feeder	77

1. INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

O desenvolvimento econômico e social da população juntamente com o desenvolvimento tecnológico provoca a elevação da demanda de energia elétrica e a necessidade de garantia de um fornecimento contínuo e confiável desse serviço. Em paralelo existem preocupações com o esgotamento de recursos energéticos não renováveis e com os impactos ambientais ocasionados pelas fontes convencionais de geração de energia.

Neste contexto, a diversificação da matriz energética com fontes alternativas é um modo de aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia, além de reduzir a dependência de recursos naturais não renováveis e diminuir os impactos ambientais com a utilização de fontes primárias renováveis.

No Brasil, com o aproveitamento dos recursos hídricos, usinas hidrelétricas são a principal fonte de geração de energia elétrica. Se comparado a países que possuíam termelétricas como principal forma de geração, o Brasil já é um bom exemplo quando se fala em geração a partir de recursos renováveis. Entretanto, seria insustentável manter o desenvolvimento somente deste setor de forma a acompanhar o crescimento da demanda e o aumento da confiabilidade, de modo que o investimento em fontes alternativas se mostra uma tendência promissora.

A utilização de geração distribuída para auxiliar no suprimento da crescente demanda apresenta diversas vantagens, tais como redução de perdas na transmissão e na distribuição, redução de custos devido à expansão de alimentadores, além da flexibilidade de implantação que pode ser de pequeno e médio porte. Estes são alguns dos motivos que fazem com que a geração distribuída, com a característica de geração descentralizada, venha crescendo mundialmente.

Dentre as diversas formas de geração distribuída, a geração fotovoltaica vem ganhando bastante mercado por apresentar baixo impacto ambiental visual e sonoro, além da flexibilidade quanto à potência instalada devido à sua característica modular.

Para normatizar a conexão de microgeração e minigeração distribuídas nos sistemas de distribuição, em 2012, foi publicada pela ANEEL a Resolução Normativa n°482, que estabelece condições de conexão e compensação de energia. Com isso foi possível visualizar uma nova perspectiva para esse tipo de geração no Brasil. Em 2015 foi publicada a Resolução Normativa n°687, que entrou em vigor em 2016 e altera alguns pontos da resolução anterior.

Tendo em vista este cenário, estima-se um aumento significativo na capacidade instalada de geradores fotovoltaicos conectados em redes de distribuição. Isto posto, é nítida a importância de estudos dos efeitos de um aumento significativo da conexão deste tipo de geração à rede, a fim de constatar possíveis limitações dos sistemas elétricos atuais em acondicionar este aumento de geração descentralizada, para então propor e implementar soluções que mitiguem os possíveis impactos.

Dentre os diversos aspectos da qualidade da energia elétrica que podem ser afetados pela inserção de sistemas fotovoltaicos estão a distorção harmônica e a variação no fator de potência. A distorção harmônica influencia as formas de onda de corrente e de tensão pela presença de frequências múltiplas da frequência fundamental e o fator de deslocamento é definido pela diferença no ângulo de fase entre as ondas de corrente e de tensão, caracterizando o consumo, ou geração, de potência ativa e reativa.

Com o aumento de equipamentos eletrônicos chaveados, a corrente consumida apresenta cada vez maiores índices de distorção harmônica. Portanto, este aspecto que não era detalhadamente estudado até um tempo atrás passa a ser significativo, podendo ocasionar redução da vida útil de transformadores e até levar a explosão de bancos de capacitores.

Quanto ao fator de deslocamento, quando apresenta um valor baixo, indicando excesso de consumo de potência reativa em relação ao consumo de potência ativa, ele pode afetar consumidores e concessionárias que possuem limites de fator de potência estabelecidos pela ANEEL a serem cumpridos.

Os aspectos citados podem trazer severas consequências ao sistema e aos equipamentos, podem ser estudados através de simulações no domínio do tempo, em uma janela de tempo curta e foram os tópicos escolhidos para serem estudados neste trabalho.

1.2 OBJETIVOS

O principal objetivo deste trabalho é realizar um estudo de alguns dos efeitos verificados em uma rede de distribuição devido ao aumento significativo de geração fotovoltaica distribuída através de simulações. Sendo o foco do estudo nas formas de onda de corrente e de tensão. São propostas uma análise dos aspectos de distorção harmônica e fator de potência em distintos pontos da rede e uma avaliar a severidade desses impactos.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está estruturado em sete capítulos, iniciando com este capítulo introdutório que inclui a motivação e os objetivos.

No Capítulo 2 é realizada uma revisão bibliográfica sobre os aspectos da qualidade da energia, com foco nos distúrbios que serão estudados, e sobre os equipamentos que são susceptíveis de gerar tais distúrbios e aqueles que são sensíveis aos mesmos.

O Capítulo 3 apresenta uma abordagem sobre sistemas fotovoltaicos, desde o princípio de funcionamento dos painéis e dos elementos que compõem um sistema, além de aspectos técnicos sobre a sua conexão em redes de distribuição.

O Capítulo 4 é dedicado ao estudo dos principais impactos em redes de distribuição devido ao aumento da inserção de geração fotovoltaica distribuída.

No Capítulo 5 são apresentados os métodos de modelagem utilizados para a rede de distribuição, bem como o sistema fotovoltaico e os casos simulados.

No Capítulo 6 é realizada uma análise dos resultados obtidos das simulações e discussão dos resultados.

Finalizando, no Capítulo 7 são apresentadas as conclusões do estudo.

1.4 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TRABALHO NO CURSO

O projeto de diplomação é um trabalho final do curso de Engenharia Elétrica, que tem por objetivo fazer com que o estudante apresente um estudo sintetizando os conhecimentos desenvolvidos durante o período de graduação, com ênfase em determinada área de interesse.

Este trabalho tem ênfase na qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição e geração distribuída, com a apresentação de uma análise de simulações das respostas do sistema elétrico ao aumento da inserção de geração fotovoltaica em uma rede de distribuição. O estudo dos conversores eletrônicos utilizados para conexão na rede são parte da disciplina “Aplicações Industriais da Eletrônica de Potência”. Os aspectos de sistema elétrico de potência, redes e qualidade da energia são vistos nas disciplinas eletivas “Qualidade da Energia Elétrica”, “Transmissão em Energia Elétrica”, “Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica” e na disciplina obrigatória “Análise de Sistemas de Potência”. Cabe salientar que o conteúdo estudado nas disciplinas pré-requisitos às citadas forneceu o embasamento técnico aos conceitos matemáticos e de análise de circuitos elétricos para a modelagem dos sistemas e entendimento sobre os cálculos dos parâmetros necessários.

2. ASPECTOS DA QUALIDADE DA ENERGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, elaborou os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional, PRODIST, compostos por documentos com normas e procedimentos padronizados para o sistema de distribuição de energia elétrica, divididos em dez módulos (PRODIST, revisão 2016). O módulo 8 do PRODIST regulamenta e normatiza os aspectos da qualidade da energia elétrica em redes de distribuição no Brasil e considera os seguintes aspectos relativos à qualidade do produto em regime permanente ou transitório:

- Tensão de regime permanente
- Fator de potência
- Harmônicos
- Desequilíbrio de tensão
- Flutuação de tensão
- Variações de tensão de curta duração
- Variação de frequência

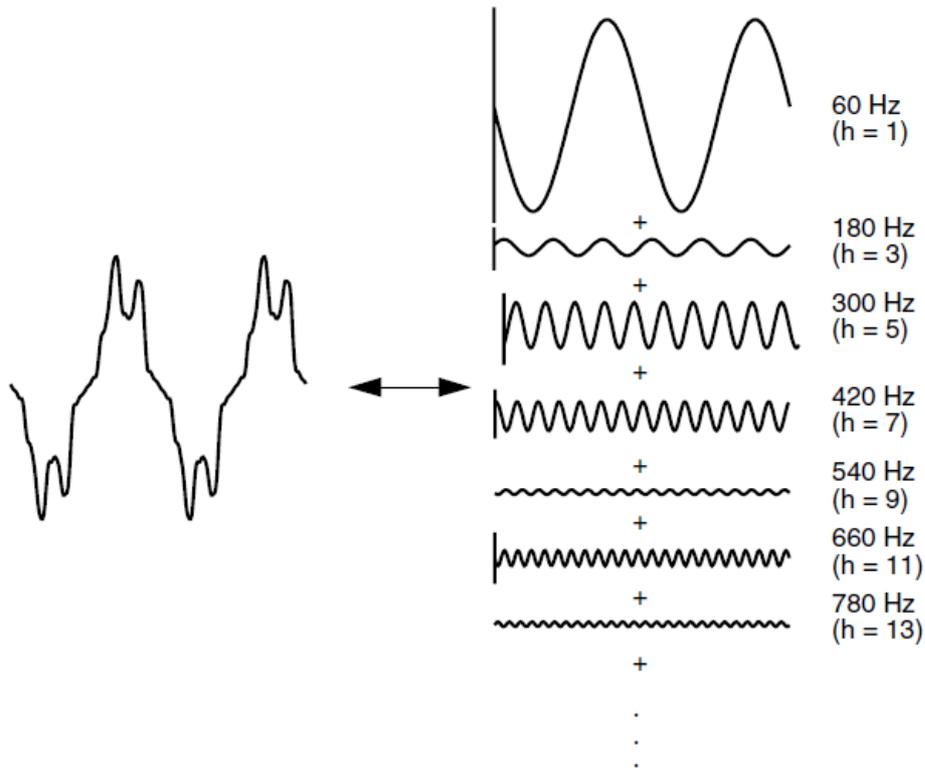
Neste trabalho são estudados distúrbios de regime permanente em rede de distribuição, com a variação da potência instalada de geração fotovoltaica, que possam ser avaliados com simulações no domínio do tempo em janelas de até 1 segundo, com foco nas formas de onda de corrente e de tensão.

Serão abordados nas próximas seções os aspectos da qualidade da energia mais pertinentes para o estudo proposto, formas de quantificá-los e possíveis efeitos e consequências que possam trazer para os equipamentos e para os consumidores conectados na mesma rede.

2.1 DISTORÇÃO HARMÔNICA

Distorção harmônica é um distúrbio na forma de onda causado por cargas não lineares, que consomem uma corrente que não é proporcional à tensão aplicada. Como qualquer sinal periódico, uma onda que apresenta distorção harmônica pode ser descrita através da soma de sinais senoidais cujas frequências são múltiplos inteiros do valor da frequência fundamental. Este conceito leva a utilização de série de Fourier para decompor um sinal distorcido e definir os índices de distorção e as frequências presentes no mesmo (Dugan, 2014), como ilustra a Figura 01.

Figura 01: Sinal com distorção apresentado como soma de sinais senoidais



Fonte: DUGAN, 2014

As componentes harmônicas são geradas por cargas não lineares, como fontes chaveadas (retificadores), reatores eletrônicos encontrados em lâmpadas fluorescentes, e também por inversores, que são parte dos equipamentos chaveados utilizados em sistemas fotovoltaicos.

2.1.1 Índices de distorção harmônica

Existem alguns indicadores utilizados para mensurar a distorção harmônica a fim de obter referências de valores para limites e normatizações.

Distorção Harmônica Total (*THD*) é o indicador mais utilizado, sendo adotado pelas principais referências mundiais. Ele considera o conteúdo harmônico em relação à componente fundamental. Este índice pode ser calculado tanto para corrente como para tensão e é dado pelas Equações (01) e (02):

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \quad (01)$$

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \quad (02)$$

onde THD_V representa o índice de distorção total da tensão, V_1 é o valor da tensão fundamental, V_h é o valor da componente harmônica de índice h , THD_I representa o índice de distorção total da corrente, I_1 é o valor da corrente fundamental e I_h é o valor da componente harmônica de índice h .

É importante marcar que o THD_I não é um dado completo, pois a informação contida neste índice não é suficiente para avaliar a influência dos harmônicos no sistema. Para isto, seria necessária uma análise incluindo o valor da magnitude da corrente fundamental, no ponto de medição e a magnitude da corrente fundamental que circula na rede. Por exemplo, quando se mede a distorção de um equipamento conectado à rede, que consome uma corrente baixa em relação à corrente da rede, um alto THD_I na corrente consumida pelo equipamento em questão não necessariamente afetaria outras cargas no alimentador, uma vez que a corrente fundamental no alimentador é muito mais alta.

Distorção Total de Demanda (TDD) é o índice mais utilizado para quantificar a distorção de corrente, pois quantifica o conteúdo harmônico em relação à corrente máxima de demanda. A Equação (03), que define o TDD , é semelhante ao THD , tendo como diferença que é calculada em relação à I_L , a corrente máxima de demanda no ponto em análise.

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} \quad (03)$$

onde: TDD representa o índice de distorção total da demanda, I_L é o valor da corrente máxima de demanda e I_h é o valor da componente harmônica de índice h .

Um valor elevado de TDD indica que há correntes harmônicas significativas circulando no sistema, dado que é calculado em relação à corrente máxima no ponto de conexão e é, por isso, o índice mais utilizado para quantificar os harmônicos na corrente.

2.1.2 Equipamentos sensíveis à distorção harmônica

Uma forma de avaliar as consequências da circulação de harmônicos na rede é analisar os efeitos produzidos em equipamentos sensíveis à distorção harmônica. Serão analisados os efeitos observados em alguns dos equipamentos mais sensíveis a este distúrbio.

- Máquinas elétricas - motor/gerador

Motores e geradores podem ser significativamente afetados por elevados níveis de distorção da tensão em seus terminais, que geram fluxo magnético harmônico no entreferro das máquinas. Este fluxo não contribui significativamente para o torque do motor e induz correntes de altas frequências no rotor. O efeito observado é o aumento das perdas, sendo os principais indicadores a redução da eficiência devido a sobreaquecimento, vibração mecânica

e ruídos característicos. Como consequência a vida útil das máquinas diminui, aumentando o custo de operação e manutenção (Dugan, 2014).

Contudo, quando o THD_V não supera 5% e as distorções individuais não superam 3% não há necessariamente sobreaquecimento do motor. Problemas serão evidentes quando o THD_V superar o valor de 10% (Dugan, 2014).

- Transformadores

Os transformadores são projetados para minimizar perdas para tensões e correntes de frequência nominal. Já as correntes de frequências harmônicas contribuem significativamente no sobreaquecimento do equipamento e aumento das perdas (Dugan, 2014).

São dois os principais efeitos da circulação de corrente harmônica que resultam em sobreaquecimento do transformador. O primeiro é o aumento do valor eficaz da corrente, devido a presença de harmônicos, o que aumenta as perdas por efeito Joule nos enrolamentos. O segundo são as perdas por correntes induzidas, devido ao fluxo magnético, em todas as partes metálicas do transformador. Esta componente das perdas aumenta proporcionalmente com o quadrado da frequência, portanto se torna uma componente significativa na presença de conteúdo harmônico (Dugan, 2014).

- Banco de capacitores

Bancos de capacitores são extremamente sensíveis à presença de harmônicos. Como a impedância dos capacitores diminui com o aumento da frequência, eles funcionam como filtro de harmônicos, apresentando baixa impedância para correntes de alta frequência. Este aumento na corrente pode causar problemas de sobreaquecimento, redução de vida útil e pode ocasionar a explosão dos capacitores (Dugan, 2014; Nunes, 2007).

Segundo Nunes (2007), são três os principais efeitos que podem danificar bancos de capacitores devido à distorção harmônica. O primeiro é ocasionado pelo aumento do valor da tensão eficaz, que ocasiona descargas parciais e a deterioração do isolamento dos capacitores. O segundo é devido ao aumento da corrente eficaz, que ocasiona sobreaquecimentos localizados e instabilidades no comportamento dielétrico dos capacitores. O terceiro seria uma combinação do aumento da corrente e da tensão, devido ao comportamento não senoidal das mesmas, com variações bruscas que geram variações também bruscas no campo elétrico interno entre as placas, podendo deteriorar características dielétricas do capacitor.

- Sistemas de proteção

Os relés utilizados nos sistemas de proteção podem ser influenciados pela presença de harmônicos, visto que muitas vezes eles utilizam como referência para atuação as formas de onda de tensão ou corrente.

Relés eletromecânicos, que dependem da passagem por zero ou pelo valor de pico para acionamento, podem atuar indevidamente ou ter problemas no tempo de atuação devido a deformações nas formas de onda. A presença de elevadas correntes de 3º harmônico no neutro, por sua vez, pode provocar atuação da proteção de terra. (Nunes, 2007)

Segundo Nunes (2007) geralmente, atuações indevidas da proteção devido à presença de conteúdo harmônico ocorrem em sistemas com índices muito elevados de THD_V , com valores acima de 15%.

- Sistemas de comunicação

Correntes harmônicas na rede de distribuição aérea podem gerar interferência eletromagnética nos circuitos de comunicação. Os efeitos variam de um ruído no sistema telefônico, para baixas interferências, até perda de informações em sistemas de transferência de dados, quando há alta interferência.

Estes efeitos podem, muitas vezes, ser significativos devido à baixa potência dos sinais utilizados nos sistemas de comunicação, que são da ordem de mW.

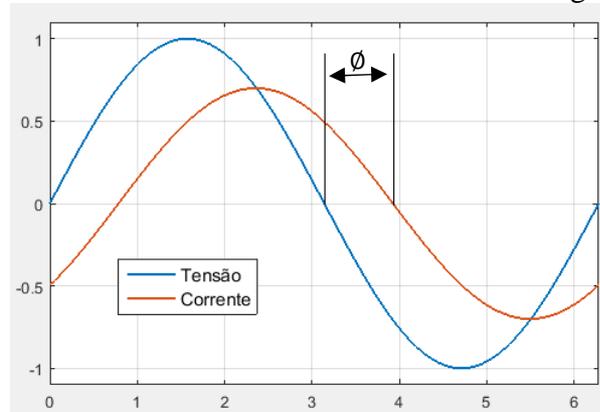
2.2 FATOR DE POTÊNCIA E FATOR DE DESLOCAMENTO

O Fator de Deslocamento, FD, é calculado considerando a diferença de fase entre a tensão de frequência fundamental e a corrente fundamental pela Eq (04).

$$FD = \cos\phi_1 \quad (04)$$

Onde ϕ_1 é o ângulo de deslocamento entre V_1 e I_1 . Na Figura 02, um exemplo de ondas de tensão e corrente com defasagem angular, onde a corrente está atrasada em relação à tensão.

Figura 02: Ondas de tensão e de corrente com defasagem angular



Fonte: Autora

O Fator de Potência, FP, é a razão entre a potência ativa, P, e potência aparente, S. Quando não há distorção harmônica, e portando tem-se apenas a componente fundamental, FP apresentará o mesmo valor que o FD, como pode ser visto pelo equacionamento em Eq. (05).

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{V_{rms}I_{rms} \cdot \cos\phi_1}{V_{rms}I_{rms}} = \cos\phi_1 \quad (05)$$

É importante observar que P só pode ser equacionado como na Eq. (05) quando não há distorção harmônica. Por definição, a potência ativa P é descrita pela Eq (06). Distorções nas formas de onda alteram este valor e por isto afetam o cálculo de FP (Dugan, 2014).

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T v(t)i(t)dt \quad (06)$$

Um Fator de Potência unitário indica consumo, ou geração, unicamente de potência ativa. Portanto, é o caso em que as ondas de corrente e de tensão estão em fase, sem apresentar deslocamento angular, ou em contra-fase, com deslocamento angular de 180°.

Segundo Dugan (2014), a potência ativa representa a potência utilizada, pela carga, para realizar trabalho real, na conversão de energia. Já a potência reativa está geralmente associada a elementos reativos, que podem causar atraso ou adianto da corrente em relação à tensão. A potência reativa é aquela que flui pelo elemento reativo entre o mesmo e a fonte do sistema. O Fator de Potência seria, portanto, uma medida do grau de eficiência.

É desejável um fator de potência próximo da unidade, com um maior consumo ativo. Por isso, quando há um excesso de consumo reativo a recomendação é utilizar um método para correção do FP, sendo o mais comum a instalação de bancos de capacitores em paralelo.

A redução do fator de potência é geralmente interpretada como um excedente de reativos e possui regulamentação pela ANEEL, limitando o fator de potência nas cargas (para os consumidores) e na subestação (para as concessionárias de energia). Segundo o Módulo 8 do PRODIST, o FP deve estar entre 0,92 e 1,0 sob pena de multas para valores abaixo do regulamentado. O faturamento de energia reativa excedente pode ser feito de forma mensal ou por hora, dependendo do consumidor e do sistema de medição. O PRODIST define que o cálculo do Fator de Potência deve ser realizado conforme a Eq. (07) podendo utilizar potência ou energia.

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (07)$$

onde P é a potência ativa, Q a potência reativa, EA é a energia ativa e ER a energia reativa. Os medidores utilizam, geralmente, as formas de onda já filtradas para realizar os cálculos de FP. Desta forma, é calculado um valor de FP sem considerar a influência dos componentes harmônicos, com os valores de potência trifásica. O que seria um equivalente de um FD

trifásico, calculando o deslocamento entre as formas de onda sem considerar a distorção harmônica. Ressaltando que este FD trifásico não é o deslocamento exato de nenhuma das três fases, e sim um valor equivalente de FD trifásico.

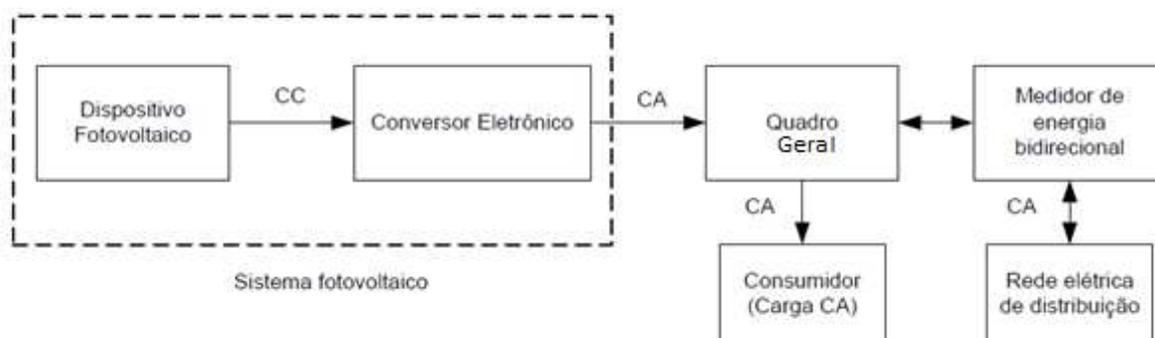
3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E CONEXÃO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Este capítulo aborda o funcionamento dos componentes de sistemas fotovoltaicos conectados em sistemas de distribuição e suas aplicações. Sistemas fotovoltaicos são compostos por diversos elementos e o arranjo destes elementos pode variar de acordo com a aplicação, visto que existem diversas topologias de instalação de geradores fotovoltaicos.

Sistemas fotovoltaicos podem ser instalados de forma isolada, apenas para alimentação de cargas locais, podendo possuir armazenamento através de banco de baterias, ou de forma conectada à rede, onde a energia que não é consumida pelas cargas locais é injetada na rede elétrica.

A Figura 03 mostra um diagrama esquemático geral da configuração de um sistema fotovoltaico conectado em uma rede de distribuição, que é o caso estudado neste trabalho. Pode ser visto que o painel fotovoltaico gera uma tensão contínua e, portanto, passa por etapa de conversão para ser conectado à rede. As próximas seções são destinadas a um estudo mais detalhado dos elementos destes sistemas.

Figura 03: Diagrama de um sistema fotovoltaico conectado em rede de distribuição



Fonte: Adaptado de PALUDO, 2014

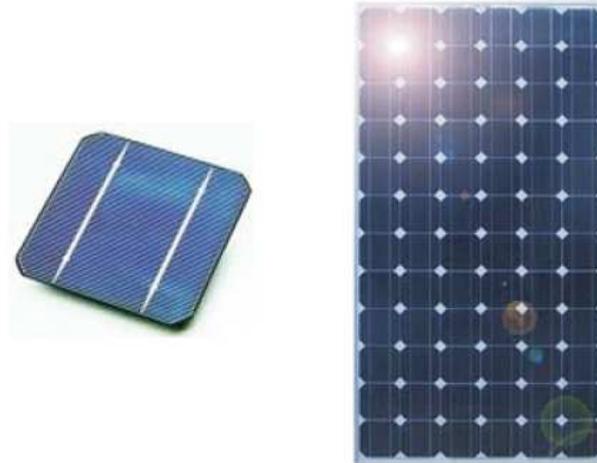
3.1 PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

O dispositivo elementar de um sistema fotovoltaico é a célula fotovoltaica. Sabe-se que se trata de um dispositivo constituído de um material semicondutor que, com a incidência luminosa, gera uma diferença de potencial entre seus terminais (Villalva, 2010), sendo o silício o semicondutor mais utilizado na fabricação das células (Aramizu, 2010).

Em aplicações práticas e comerciais são necessárias associações de células em série para fornecer tensões maiores e associações em paralelo para aumentar a capacidade de fornecimento de corrente. Painéis fotovoltaicos são compostos por dezenas de células

associadas em série e paralelo, conforme o nível de potência desejado (Villalva 2010). A Figura 04 mostra uma célula fotovoltaica elementar de silício e um painel fotovoltaico.

Figura 04: Célula fotovoltaica e painel fotovoltaico formado por diversas células



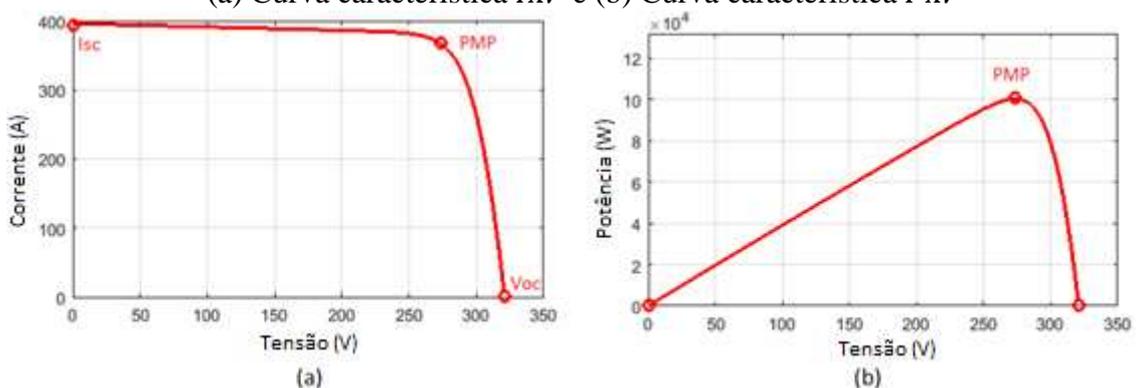
Fonte: VILLALVA, 2010

Painéis fotovoltaicos possuem, portanto, diversas características de materiais semicondutores, tais como uma curva característica I-V não linear e a dependência de fatores como temperatura e irradiação solar (Marangoni, 2012).

A curva característica I-V de uma célula, painel ou arranjo fotovoltaico tem o comportamento apresentado na Figura 05(a). Nesta curva há dois pontos interessantes de análise: o ponto da corrente de curto-circuito (I_{sc}) e o ponto da tensão de circuito aberto (V_{oc}).

A Figura 05(b) apresenta a variação da potência em função da tensão, onde é possível localizar o ponto de máxima potência (PMP) através da tensão no ponto de máxima potência (V_{mp}), além da corrente de máxima potência (I_{mp}).

Figura 05: Exemplos de curvas características de uma célula, painel ou arranjo fotovoltaico
(a) Curva característica $I \times V$ e (b) Curva característica $P \times V$

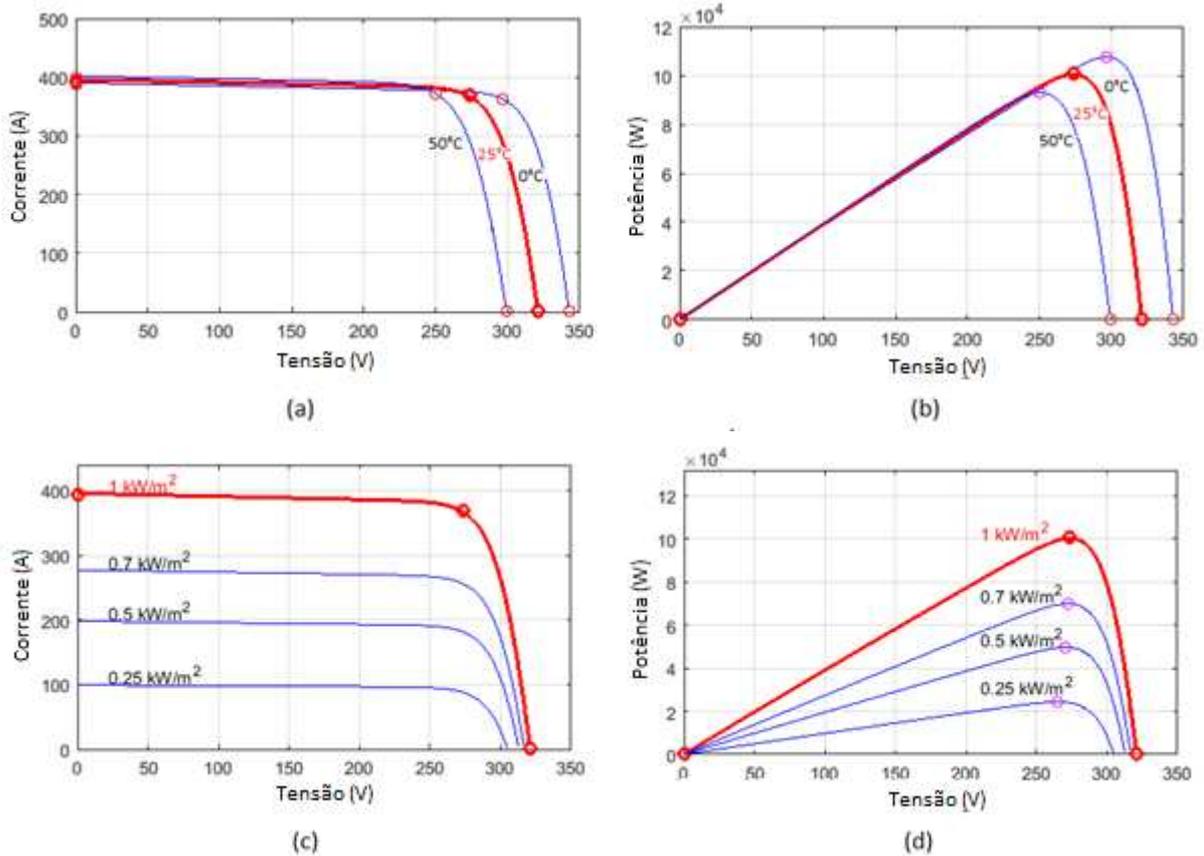


Fonte: Gráficos gerados pela autora no Matlab

Os parâmetros P_m (potência máxima), I_{sc} , I_{mp} , V_{oc} e V_{mp} são importantes na caracterização de painéis fotovoltaicos e são fornecidos pelo fabricante

A influência da temperatura ($^{\circ}\text{C}$) e da irradiação solar (kW/m^2) no desempenho do painel podem ser observadas na Figura 06.

Figura 06: (a) Curva $I \times V$ com $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ variando temperatura (b) Curva $P \times V$ com $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ variando temperatura (c) Curva $I \times V$ para 25°C variando a irradiação (d) Curva $P \times V$ para 25°C variando a irradiação



Fonte: Gráficos gerados pela autora no Matlab para o arranjo de 5 painéis série e 66 em paralelo

É possível notar que o aumento da temperatura gera uma redução no valor da tensão nos terminais do painel, Figura 06 (a), enquanto a diminuição da irradiação solar ocasiona uma redução de corrente na saída do painel, Figura 06 (c).

A dependência destes fatores climáticos na potência gerada pelo painel fotovoltaico exige um ajuste contínuo através de algoritmos e técnicas de controle para a operação no ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico. Existem diversos métodos de rastreamento do ponto de máxima potência (*MPPT - Maximum Power Point Tracking*), tais como o método da tensão constante, método da condutância incremental, método perturba e observa.

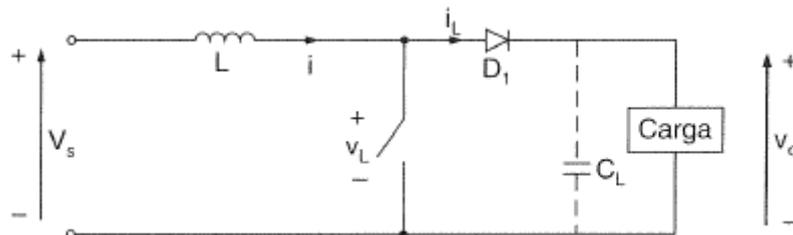
3.2 CONVERSORES

A etapa de conversão pode ser feita em um ou dois estágios, utilizando conversores eletrônicos. Geralmente é utilizado um conversor CC-CC elevador de tensão e na sequência um inversor (conversor CC-CA) ou é utilizado apenas um inversor. As próximas seções são destinadas a um breve estudo sobre os conversores citados.

3.2.1 Conversor CC-CC – *Boost*

O conversor *Boost* é uma configuração de conversor eletrônico elevador de tensão, com o diagrama esquemático mostrado na Figura 07. É utilizado para conversão de uma tensão contínua em outra e o ganho é controlado pelo elemento chaveado. No caso de sistemas fotovoltaicos, ele é utilizado para elevar a tensão da saída dos painéis até o valor adequado para a próxima etapa de conversão (CC-CA). Um algoritmo de MPPT é utilizado no controle do chaveamento do *Boost*, para que os painéis funcionem no melhor ponto de operação e eficiência, conforme suas curvas características.

Figura 07: Diagrama elétrico de um conversor *Boost*



Fonte: Adaptado de RASHID, 1999

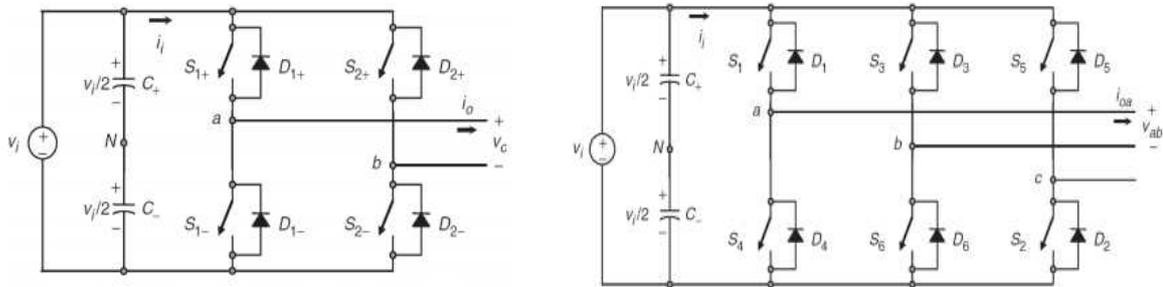
3.2.2 Conversor CC-CA - Inversor

Os inversores são conversores CC-CA, que têm a função de converter uma tensão de entrada contínua em uma tensão de saída alternada, simétrica e com as características de amplitude e frequência desejadas (Rashid, 1999). A forma de onda da tensão de saída de um inversor ideal é senoidal, porém é comum a tensão de saída apresentar conteúdo harmônico em inversores reais. Existem diversas técnicas de chaveamento dos transistores, envolvendo dispositivos semicondutores de potência capazes de operar em alta velocidade de chaveamento, que possibilitam minimizar significativamente componentes harmônicos (Rashid, 1999).

Inversores podem ser monofásicos ou trifásicos, sendo compostos por elementos chaveados, como pode ser visto na Figura 08. A principal característica que difere os tipos de inversores é o método utilizado de controle dos elementos chaveados, sendo o controle por

modulação por largura de pulso (*PWM - Pulse Width Modulation*) o mais utilizado (Rashid, 1999).

Figura 08: Topologia de inversores (a) monofásicos (b) trifásicos

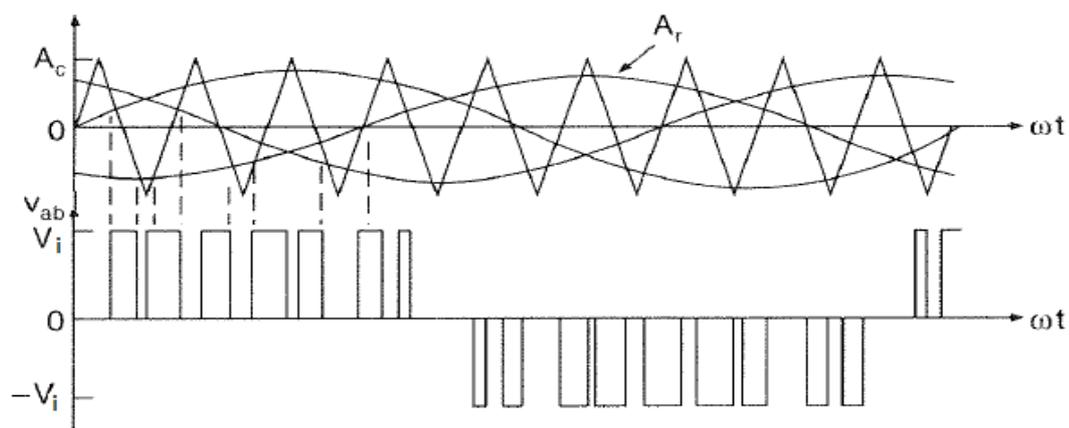


Fonte: SIMAS, slides de aula UFBA

Por se tratar de um equipamento de elementos chaveados e sendo a tensão contínua de entrada V_i , a tensão de linha na saída pode apresentar os valores de $+V_i$, $-V_i$ ou 0 e o chaveamento destes elementos deve fazer com que a saída apresente uma curva de tensão com característica senoidal. Para isso é muito utilizada a modulação SPWM (*Sinusoidal Pulse Width Modulation*), que utiliza uma senoide com a frequência desejada como referência.

A Figura 09 apresenta as formas de onda de uma portadora triangular e três ondas senoidais de referência defasadas em 120° , utilizadas para a modulação SPWM em um inversor trifásico. Este tipo de modulação apresenta na saída uma tensão que, se filtrado o conteúdo de alta frequência, apresenta uma forma muito próxima à senoide esperada.

Figura 09: Modulação SPMW para inversor trifásico (a) ondas de referência e portadora (b) tensão de saída do inversor



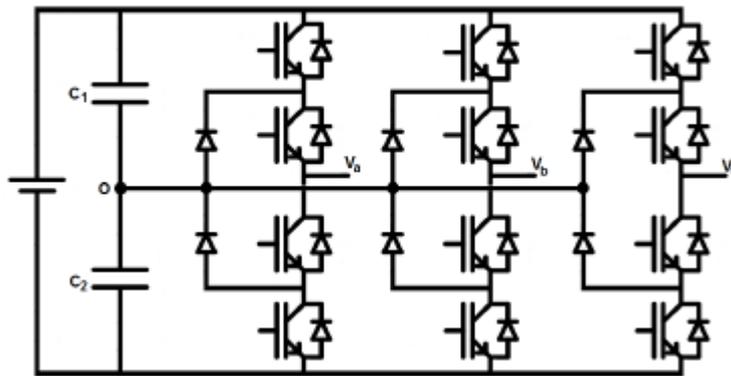
Fonte: RASHID, 1999

Existem diversas topologias de inversores e métodos de controle desenvolvidos e é uma linha de pesquisa que apresenta muitas variações. Uma estrutura interessante é a de inversores multiníveis que, apesar de exigirem uma modulação mais complexa, apresentam diversas vantagens em relação ao inversor convencional de dois níveis. Em especial a qualidade das

tensões sintetizadas, com baixo conteúdo harmônico. Seu uso vem aumentando principalmente para aplicações de média e alta potência (Gonçalves, 2011).

A Figura 10 mostra o diagrama elétrico de um inversor de neutro grampeado de três níveis, onde os capacitores C_1 e C_2 formam um divisor capacitivo. Cada braço do inversor é constituído de quatro elementos chaveados, com seus respectivos diodos em antiparalelo e os dois diodos de grampeamento que são responsáveis por manter a tensão nas chaves iguais à tensão nos capacitores (Gonçalves, 2011).

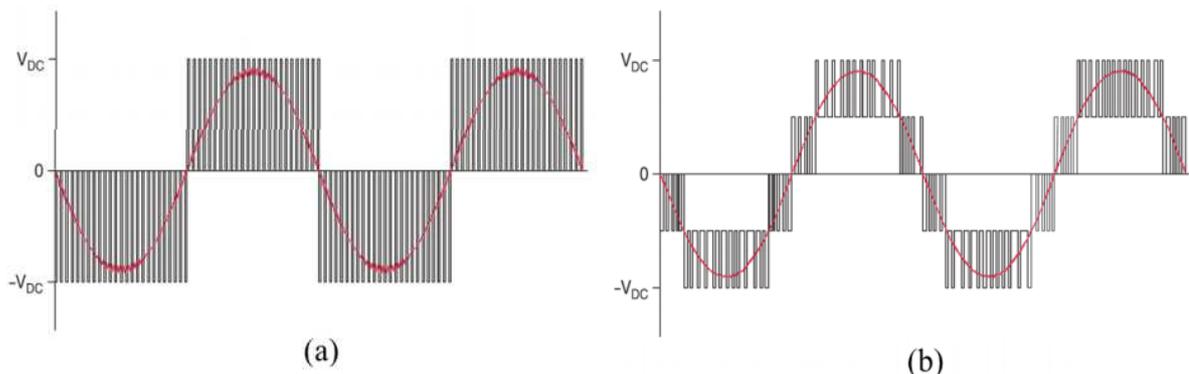
Figura 10: Diagrama elétrico de inversor de três níveis



Fonte: GONÇALVES, 2011

Neste inversor de três níveis, a tensão de fase na saída varia entre $+V_i/2$, $-V_i/2$ e 0 , portanto varia entre três níveis. Contudo, a tensão de linha apresenta cinco níveis, variando entre $+V_i$, $+V_i/2$, $-V_i$, $-V_i/2$ e 0 , como pode ser visto na Figura 11(b).

Figura 11: Comparação da tensão de linha na saída de um inversor (a) de dois níveis (b) de três níveis



Fonte: MOTTA & FAÚNDES, 2016

3.3 TOPOLOGIA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Sistemas fotovoltaicos podem apresentar diversas topologias, visto que são constituídos de diversos elementos e podem ter aplicações variadas devido à possibilidade de instalação

em uma ampla faixa de potência. Esta seção é destinada a uma breve apresentação de algumas topologias utilizadas na instalação de geração fotovoltaica.

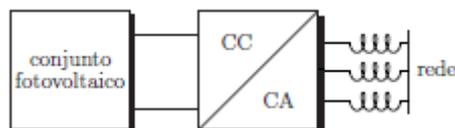
Os sistemas podem ser divididos em monofásicos e trifásicos, que são utilizados de acordo com a aplicação desejada ou pela faixa de potência. Dentro dessa classificação podem ser encontrados sistemas com conversores de um ou dois estágios.

Sistema com conversor de um estágio

Os painéis são instalados em arranjos, sendo conectados em série para elevar a tensão fornecida e diversos arranjos série são conectados em paralelo para proporcionar a potência desejada. A tensão, contínua, de entrada de inversores conectados à rede geralmente apresenta valores nominais entre 180V e 500V (Villalva 2010).

Se a tensão de saída do arranjo fotovoltaico for suficientemente elevada para permitir o funcionamento de um conversor CC-CA, apenas um estágio de conversão pode ser empregado, como é o caso na Figura 12. Conversores de um estágio têm a vantagem de reduzir o número de componentes e a complexidade do sistema, porém dificultam a isolação entre os painéis e a rede quando o painel é aterrado. Isto pode ser solucionado com a utilização de um transformador de acoplamento (Villalva, 2010).

Figura 12: Sistema fotovoltaico conectado à rede com conversor de um estágio



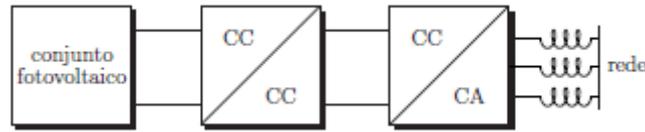
Fonte: Adaptado de VILLALVA, 2010

Sistema com conversor de dois estágios

Os sistemas com dois estágios permitem, como mostra a Figura 13, o desacoplamento entre os painéis e a rede, além de tornar a faixa de tensão do arranjo fotovoltaico independente da tensão da rede. O primeiro estágio fica responsável por alimentar um barramento de tensão contínua, constituído por um capacitor de desacoplamento de potência, enquanto o segundo estágio fica responsável por realizar a conexão na rede (Villalva, 2010).

Nestes casos a tensão do barramento comum entre os dois conversores depende da tensão da rede e o primeiro estágio fornece um ganho para a tensão de saída dos painéis. Assim, o algoritmo de MPPT dos painéis está no controle de ganho do primeiro estágio.

Figura 13: Sistema fotovoltaico conectado à rede com conversor de dois estágios



Fonte: Adaptado de VILLALVA, 2010

Transformador de acoplamento

Sistemas fotovoltaicos podem possuir, ou não, um transformador para conexão à rede. Este transformador pode realizar a elevação da tensão para ajustá-la ao valor de tensão do sistema de distribuição no qual é conectado, mas também pode ser utilizado apenas para garantir a isolação galvânica entre a rede e o sistema fotovoltaico (Marangoni, 2012).

A presença de um transformador torna o sistema mais seguro, pois possibilita a isolação completa entre o lado de tensão contínua e o lado de tensão alternada, evita a circulação de corrente de fuga, facilita o aterramento dos painéis, e também assegura que não será inserida corrente contínua na rede (Villalva, 2010).

A necessidade de utilizar, ou não, um transformador para conexão na rede de distribuição é definida pelo módulo 3 do PRODIST, que normatiza o acesso à rede de distribuição e define que centrais geradoras com potência instalada acima de 75kW necessitam transformador de acoplamento.

3.4 NORMAS TÉCNICAS PARA CONEXÃO NA REDE

Para orientar a conexão de geradores distribuídos no sistema de distribuição, concessionárias e órgãos regulamentadores estabelecem alguns critérios mínimos e condições de acesso relacionados à qualidade da energia elétrica, operação e proteção do sistema elétrico.

No Brasil tem-se o Módulo 3 do PRODIST, que estabelece as condições de acesso ao sistema de distribuição, o Módulo 8, que define limites para os aspectos da qualidade da energia na rede de distribuição, e a Norma Brasileira definida pela ABNT NBR 16149:2013, que define recomendações e requisitos da interface de conexão de sistemas fotovoltaicos com a rede, dentre outras normas que estabelecem procedimentos de ensaio. Além das normas das concessionárias.

Esta seção é destinada a apresentação dos principais requisitos técnicos de conexão de geradores fotovoltaicos em redes de distribuição.

Regulação de tensão e frequência

Para minimizar impactos no funcionamento de dispositivos reguladores de tensão instalados no sistema, as normas definem que a tensão no ponto de conexão do gerador fotovoltaico deve ser compatível com os valores nominais da rede, dentro dos limites estabelecidos de tensão adequada pelo PRODIST, conforme Tabela 01, que apresenta os valores de tensão adequados, precários e críticos para tensões nominais entre 1kV e 69kV.

Tabela 01: Níveis de tensão para pontos de conexão com tensão nominal entre 1kV e 69kV

Tensão de Atendimento (T_A)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (T_L) em relação à Tensão de Referência (T_R)
Adequada	$0,93 T_R \leq T_L \leq 1,05 T_R$
Precária	$0,90 T_R \leq T_L \leq 0,93 T_R$
Crítica	$T_L < 0,9 T_R$ ou $T_L > 1,05 T_R$

Fonte: Módulo 8 do PRODIST

Pela NBR 16149, os sistemas fotovoltaicos devem ser capazes de detectar níveis de tensão abaixo de 0,8 PU ou acima de 1,1 PU e, nestes casos, desconectar-se da rede dentro do tempo máximo estipulado na Tabela 02.

Tabela 02: Tempo máximo de desconexão para condições críticas de tensão

Tensão no ponto de conexão (p.u.)	Tempo máximo de desconexão (s)
<0,8	0,4
>1,1	0,2

Fonte: NBR 16149

Quanto ao valor da frequência na rede, é tolerada uma variação entre 59,9Hz e 60,1Hz (Módulo 8 do PRODIST). Nos casos em que a frequência da rede assumir valores abaixo de 57,7Hz ou acima de 62Hz no ponto de conexão dos geradores, o sistema fotovoltaico deve cessar o fornecimento de energia em no máximo 0,2s, segundo a NBR 16149.

Fator de Potência

Para as cargas, o Módulo 8 do PRODIST exige um fator de potência mínimo de 0,92. Quando são mensurados valores abaixo do definido, a unidade consumidora responsável é tarifada por excesso de reativos.

Para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, a NBR 16149 define que os inversores devem estar ajustados para manter um FP unitário. Há, porém, uma tolerância de variação do FP na saída do sistema, que segue a Tabela 03, para situações nas quais a potência ativa fornecida pelo gerador à rede for superior a 20% da potência nominal do próprio gerador.

Tabela 03: Tolerância para variação do fator de potência

Potência nominal da geração distribuída	Faixa do fator de potência
$P_n \leq 3kW$	0,98 indutivo até 0,98 capacitivo
$3kW < P_n < 6kW$	0,95 indutivo até 0,95 capacitivo
$P_n \geq 6kW$	0,9 indutivo até 0,9 capacitivo

Fonte: NBR 16149

Injeção de corrente contínua

Segundo Villalva 2010, a injeção de corrente contínua na rede pode ocorrer devido à assimetria entre os semiciclos positivo e negativo da tensão produzida pelo inversor. Esta assimetria causada por diferenças nas larguras dos pulsos da tensão chaveada na saída do inversor deve ser monitorada para que a saída seja mantida dentro do limite. Pela NBR 16149, o sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede, em 1s, se a injeção de componente contínua for superior a 0,5% da corrente nominal do inversor.

Aterramento do sistema

O sistema conectado à rede deve permitir a conexão à terra do painel ou do conjunto fotovoltaico. A fuga de corrente para a terra deve ser monitorada por um medidor de corrente residual, sobretudo nos conversores sem transformador de acoplamento. Alguns conversores comercialmente disponíveis trazem um sistema de proteção que impede o funcionamento do equipamento, desconectando-o da rede se alguma fuga de corrente for detectada (NBR 16149 e Villalva, 2010).

Detecção de ilhamento

Os sistemas fotovoltaicos devem ser capazes de detectar ilhamento e desconectar o sistema em até 2s, caso ocorra a perda da conexão com a subestação da concessionária, segundo a NBR 16149.

Segundo Paludo (2014), este requisito é justificado pelos seguintes fatores: A segurança do pessoal responsável pela manutenção da concessionária, assim como dos consumidores em geral, pode ser colocada em risco devido a áreas que continuam energizadas sem o conhecimento da concessionária.

A qualidade da energia fornecida aos consumidores, na rede ilhada, estaria fora do controle da concessionária, embora a mesma ainda seja a responsável legal por este item. O sistema ilhado pode não apresentar aterramento adequado. Podem ocorrer atrasos nos procedimentos de restabelecimento de energia elétrica devido ao fato do gerador distribuído permanecer energizado.

Distorção harmônica

Para não afetar a qualidade da energia no ponto de conexão, o sistema fotovoltaico deve manter a distorção harmônica dentro dos limites permitidos. O PRODIST limita a distorção harmônica de tensão, calculada em relação à tensão na frequência fundamental conforme o valor de tensão do sistema de distribuição, como é visto na Tabela 04.

Tabela 04: Valores de referência de distorção harmônica total de tensão

Tensão nominal do barramento (V_n)	THD_V
$V_n \leq 1kV$	10%
$1kV < V_n \leq 13,8kV$	8%
$13,8kV < V_n \leq 69kV$	6%
$69kV < V_n < 230kV$	3%

Fonte: Módulo 8 do PRODIST

A NBR 16149 limita a distorção harmônica da corrente injetada na rede pelo sistema fotovoltaico. A distorção harmônica total deve ser inferior a 5% em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor, ou seja, deve apresentar um TDD inferior a 5% e as harmônicas individuais de corrente devem ter valores abaixo daqueles apresentados na Tabela 05.

Tabela 05: Limites individuais de distorção harmônica de corrente na saída do sistema fotovoltaico

Harmônicas ímpares	Limite de distorção
3 ^a a 9 ^a	4,0%
11 ^a a 15 ^a	2,0%
17 ^a a 21 ^a	1,5%
23 a 33 ^a	0,6%
Harmônicas pares	Limite de distorção
2 ^a a 8 ^a	1,0%
10 ^a a 32 ^a	0,5%

Fonte: NBR 16149

As recomendações IEEE Std. 519 definem limites recomendados de distorção de corrente (TDD e componentes individuais) utilizando a razão de curto circuito. Esta razão utiliza o valor da corrente de curto circuito do ponto de conexão considerado (I_{sc}) e a corrente máxima de demanda (IL). Por ter limites mais especificados esta recomendação foi

utilizada como referência para comparação com o limite de distorção de corrente estabelecido pela norma brasileira.

Tabela 06: Limites de distorção harmônica de corrente do IEEE 519 para tensões entre 120V e 69kV

I_{sc}/I_L	3 ≤ h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h ≤ 50	TDD
< 20_c	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 < 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 < 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 < 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Fonte: Recomendações IEEE Std. 519

4. IMPACTOS DA CONEXÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NA QUALIDADE DA ENERGIA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Sobre a conexão de geração distribuída em sistemas de distribuição, os principais tópicos abordados na literatura técnica em relação à influência dessa mudança no perfil de geração são: variações de tensão em regime permanente na rede; elevação das correntes de falta; influência na qualidade da energia elétrica; influência na proteção do sistema e variações nas potências ativas e reativas (Paludo, 2014).

Neste contexto, serão descritos na sequência alguns dos possíveis impactos na rede elétrica decorrentes da inserção de geradores fotovoltaicos distribuídos, dentro do conteúdo compreendido neste trabalho.

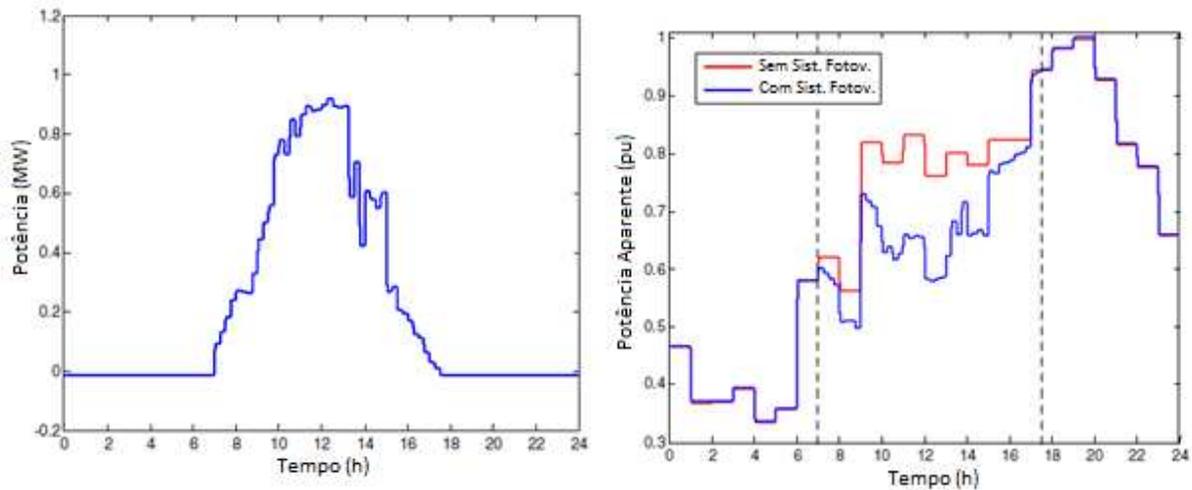
4.1 FLUXO DE POTÊNCIA

Com relação ao fluxo de potência existem diversos estudos sobre como os sistemas fotovoltaicos auxiliam no suprimento de cargas locais, reduzindo a demanda de energia da subestação. Há também discussões relativas ao impacto de um fluxo de potência bidirecional nos alimentadores e em relação à utilização de sistemas fotovoltaicos para auxiliar no controle de potência reativa (Paludo, 2014).

A respeito da redução de demanda na subestação, sabe-se que, usualmente, os sistemas fotovoltaicos fornecem potência ativa às cargas locais, reduzindo a demanda na subestação e alterando a curva de carga do sistema de distribuição local. Também é possível que, em alguns momentos do dia, a geração fotovoltaica supere o consumo da carga local. Nestas situações, há um fluxo de potência reverso a partir do ponto de conexão do sistema fotovoltaico com a rede.

Um estudo de variação na curva de carga da rede após a inserção de sistemas fotovoltaicos é feito em Oliveira, J.H de. *et al.* (2016). É apresentada na Figura 14 (a) a curva de potência gerada pelo sistema fotovoltaico e na Figura 14 (b) as curvas diárias de carga observada na subestação, referentes a tal estudo. Nota-se a redução de demanda de potência vinda da subestação nos momentos de maior geração fotovoltaica, alterando a curva de demanda e dando mais complexidade à previsão de carga.

Figura 14: Exemplo de (a) curva de potência gerada por sistema fotovoltaico em um dia e (b) curva de carga na subestação antes e após inserção de sistema fotovoltaico

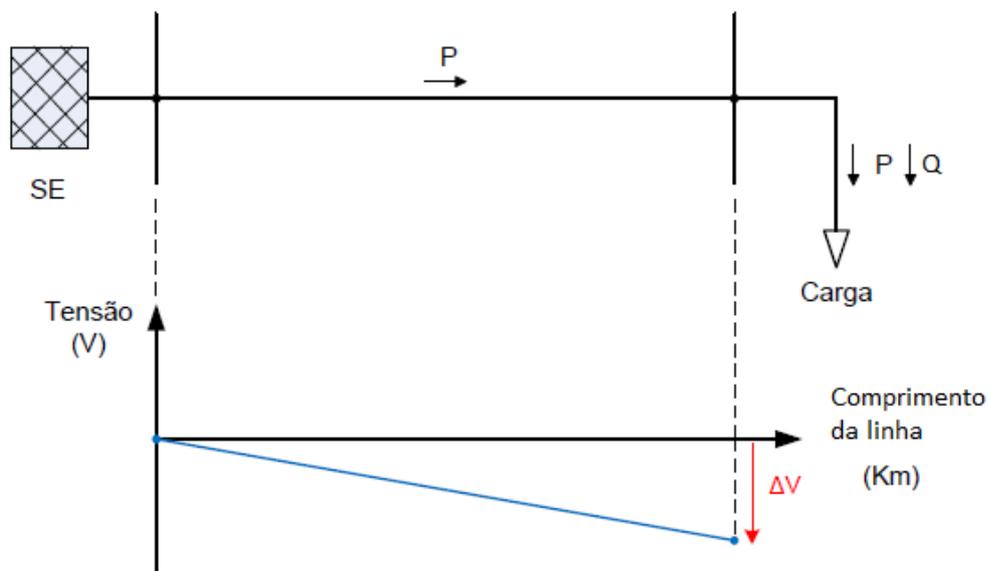


Fonte: OLIVEIRA. *et al.*, 2016

O fato de que a máxima geração fotovoltaica não coincide com os horários de ponta, com maior consumo, aumenta a possibilidade de haver fluxo reverso nesses períodos.

O cenário convencional de um sistema de distribuição possui o fluxo de potência ativa e reativa unicamente em um sentido, da subestação para as cargas, o que gera uma queda de tensão ao longo das linhas devido a perdas, como mostra a Figura 15.

Figura 15: Cenário convencional de linha com queda de tensão e fluxo unidirecional



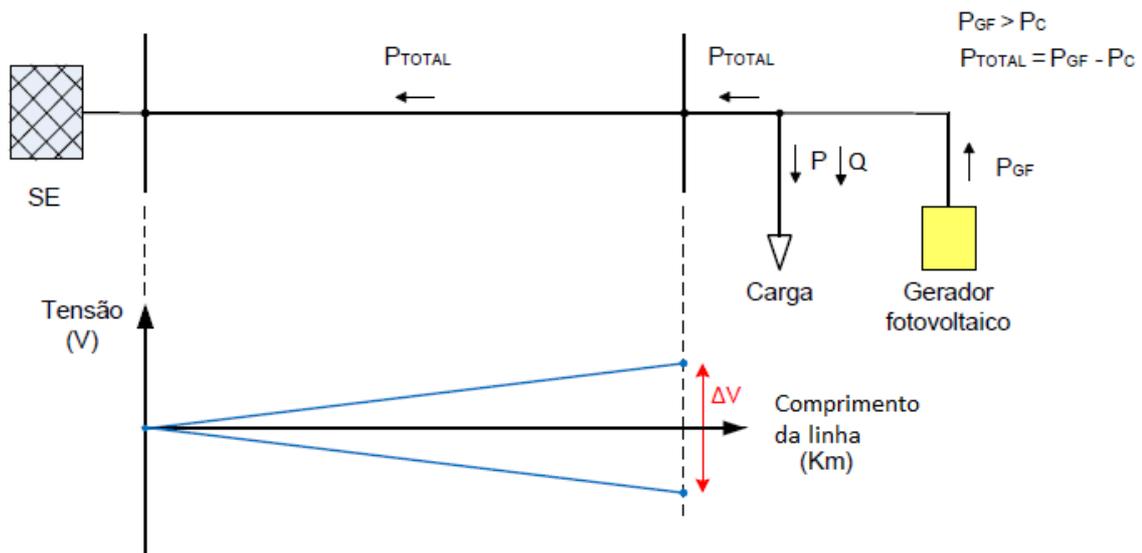
Fonte: PALUDO, 2014

A inversão no sentido do fluxo de potência ocorre, como já foi dito, nos momentos em que a geração é superior à demanda local e é uma situação que tende a tornar-se mais frequente com o aumento da geração distribuída. Este fluxo bidirecional nos alimentadores pode acarretar algumas consequências, como o aumento da tensão no ponto de conexão do

sistema fotovoltaico. A Figura 16 traz um exemplo de linha com inversão do fluxo de potência. Nota-se que a faixa de variação de tensão é maior, pois pode apresentar um aumento quando o gerador fotovoltaico estiver fornecendo máxima potência, mas também pode apresentar queda de tensão quando não houver geração fotovoltaica.

Um aumento no valor de tensão na rede pode trazer consequências negativas, visto que os equipamentos do sistema possuem limites nominais de funcionamento que não podem ser excedidos.

Figura 16: Cenário de sistema distribuído com geração fotovoltaica no final de linha



Fonte: Adaptado de PALUDO, 2014

Existem diversas pesquisas que discutem a utilização de sistemas fotovoltaicos para o controle de injeção de potência reativa. Seria um artifício para controlar alguns parâmetros de qualidade da energia elétrica como variações na tensão e FP. Sendo que este último é o principal impacto da inserção de geração fotovoltaica distribuída.

4.2 FATOR DE POTÊNCIA

Usualmente, os sistemas fotovoltaicos são projetados para operar com fator de potência unitário, ou seja, fornecendo apenas potência ativa para suprir, total ou parcialmente, a demanda da carga local. No entanto, a potência reativa demandada continua a ser fornecida pela subestação que alimenta a rede, o que pode acarretar uma redução do fator de potência na barra de conexão dos geradores com a rede e na barra da subestação do sistema.

A redução do fator de potência, como foi revisada no capítulo 2, pode ser interpretada como um excedente de reativos e resultar em tarifas para as unidades consumidoras locais.

Neste contexto, as linhas de pesquisa que estudam a utilização dos sistemas fotovoltaicos para o controle de potência reativa injetada no sistema elétrico auxiliariam a mitigar esse efeito. Nesses casos, o sistema fotovoltaico (através do conversor) seria utilizado para injeção tanto de potência ativa como de potência reativa, podendo auxiliar a manter o fator de potência acima dos limites.

Estudo feito por PINTO, ZILLES & BET, 2012, avalia a redução do fator de potência no inversor e compara casos com ajuste indutivo e capacitivo. O resultado indica que sistemas fotovoltaicos com fator de potência indutivo auxiliam a evitar aumento de tensão no ponto de conexão causada pelo fluxo reverso, mas reduzem os valores de fator de potência. Já sistemas fotovoltaicos com ajuste de fator de potência capacitivo não ajudam a evitar sobretensões, mas ajudam a compensar os reativos e mantêm o fator de potência dentro dos limites.

Dessa forma, um ajuste de fator de potência com característica capacitiva no inversor do sistema fotovoltaico seria o caso que agregaria mais benefícios às distribuidoras pois diminui o problema da redução de fator de potência. Porém não seria vantajoso ao ingressante que reduz o fornecimento de potência ativa.

4.3 TENSÃO DE REGIME PERMANENTE

Variações na tensão são distúrbios que já existem no sistema elétrico de distribuição e afetam a qualidade da energia fornecida aos consumidores. O aumento de geração distribuída tende a trazer mais variações na tensão de RP, como foi visto na seção 4.1. Segundo Paludo (2014), além de prejudicar os consumidores, as variações nos valores de tensão também podem influenciar na atuação de dispositivos automáticos de regulação de tensão, como banco de capacitores e reguladores automáticos de tensão, ocasionando a redução da vida útil de tais equipamentos.

Por outro lado, a elevação de tensão pode apresentar um aspecto positivo, caso ocorra em pontos distantes da subestação, onde geralmente encontra-se uma tensão baixa devido à queda de tensão ao longo do alimentador. Nestes casos, quando houver um regulador automático, ele poderá ajustar a posição de tap e reduzir a utilização de banco de capacitores para suavizar a variação de tensão (Paludo, 2014).

Todavia, é necessário um monitoramento das tensões para que os limites permitidos não sejam ultrapassados, principalmente nos casos em que há bancos de capacitores que permanecem atuando e quando há uma grande potência instalada se comparada à potência consumida pelas cargas da rede.

4.4 DISTORÇÃO HARMÔNICA

Pelo fato de sistemas fotovoltaicos possuírem ao menos um equipamento com elementos chaveados em suas configurações, estão propensos a injetar componentes harmônicas pela operação dos conversores.

Inversores multiníveis são uma tecnologia que apresenta crescimento e tem sido muito bem aceita para aplicações em sistemas elétricos de potência, devido à capacidade de fornecer energia com melhores aspectos de qualidade, se comparado com conversores convencionais. O número de níveis da tensão de saída deste tipo de inversor é definido pelo número de magnitudes de tensão entre o ponto da saída e um ponto de referência do inversor (Almeida, Mantillae Petit, 2016).

Um inversor multinível pode ser aplicado tanto em sistemas monofásicos como em sistemas trifásicos e uma das suas principais vantagens é que apresenta baixa distorção harmônica. O perfil de componentes harmônicos gerados depende da configuração do inversor e da técnica de controle utilizada, sendo que inversores multiníveis apresentam harmônicos de frequência mais elevadas. As componentes espectrais, para estes inversores, aparecem a partir dos valores de $2n \pm 1$ e múltiplos destes valores, onde n é o número de níveis da saída do inversor. Um fato interessante é que as componentes harmônicas apresentam amplitude relativamente pequena (Pomilio e Deckmann, 2009).

5. MODELAGEM E SIMULAÇÕES

5.1 MATLAB/SIMULINK

O software utilizado para as simulações foi o MATLAB®, desenvolvido pela Mathworks. É um software voltado para cálculo numérico e possui uma grande variedade de aplicações, desde o desenvolvimento de algoritmos, processamento de sinais, construção de gráficos, análise de dados e computação numérica.

Dentro do MATLAB encontra-se o Simulink, que é uma ferramenta muito utilizada para modelagem e simulação gráfica de diversos tipos de sistemas, pois funciona na forma de blocos. Cada bloco atua de acordo com o algoritmo que lhe foi programado e isso simplifica o trabalho de modelagem e simulação.

O SimPowerSystems é uma biblioteca do Simulink que possui diversos elementos da área de sistemas de potência modelados através equações numéricas e apresentados na forma de blocos, que são utilizados para modelar o sistema de interesse de forma descomplicada, com a possibilidade de ajustar parâmetros dos blocos e de criar novos blocos conforme o interesse e objetivo do usuário.

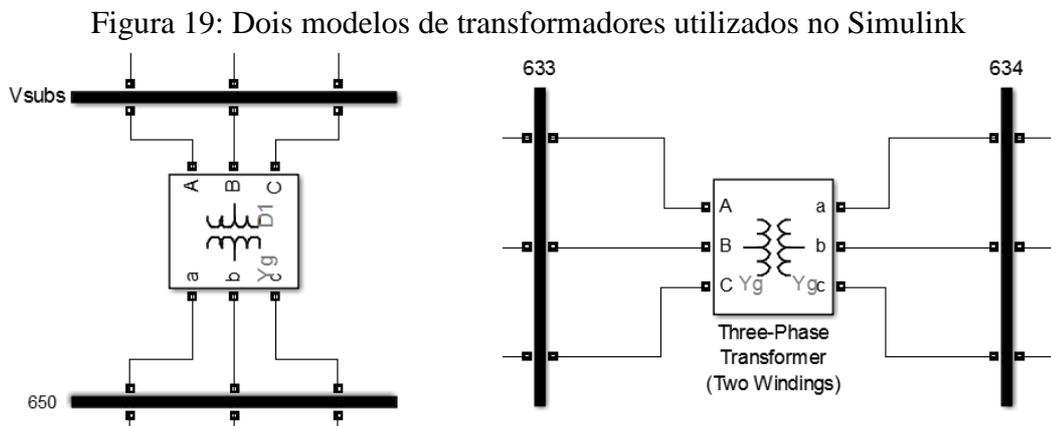
5.2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Redes de distribuição são compostas, geralmente, por uma subestação, transformadores, alimentadores, cargas e bancos de capacitores. Neste trabalho optou-se por utilizar como referência uma rede de testes padrão do IEEE de 13 barras (*IEEE 13 Node Test Feeder*). Trata-se de uma rede com característica desequilibrada, com trechos de linhas trifásicos, bifásicos e monofásicos. Apresenta, também, segmentos de linha subterrâneos e cargas trifásicas e monofásicas. A Figura 17 apresenta um diagrama unifilar do sistema de distribuição IEEE 13 barras e a descrição completa do sistema encontra-se no Anexo A.

Como o objetivo principal do trabalho é um estudo de harmônicos e, portanto, as simulações são feitas em um curto período de tempo, a rede foi modelada com alterações em alguns elementos que ficariam fora de contexto neste tipo de simulação. O regulador de tensão, por exemplo, que tem como objetivo regular a tensão na saída da subestação não atuaria na janela de tempo considerada nas simulações, menor de 1s, e não faria sentido incluí-lo na modelagem. Por isso não foi utilizado regulador de tensão na modelagem do sistema.

Transformadores

Os dois transformadores presentes no sistema considerado foram ajustados com os parâmetros de potência, tensão, conexão e perdas indicados pelo Modelo. O primeiro é o transformador da subestação com conexão em Δ/Y aterrado, que rebaixa a tensão da transmissão para a tensão de distribuição local, que é de 4160V. O segundo transformador é na rede de distribuição e rebaixa a tensão para um valor secundário de 480V e esta conexão é feita em Y/Y com ambos os lados aterrados. Os dois transformadores utilizados podem ser vistos na Figura 19.

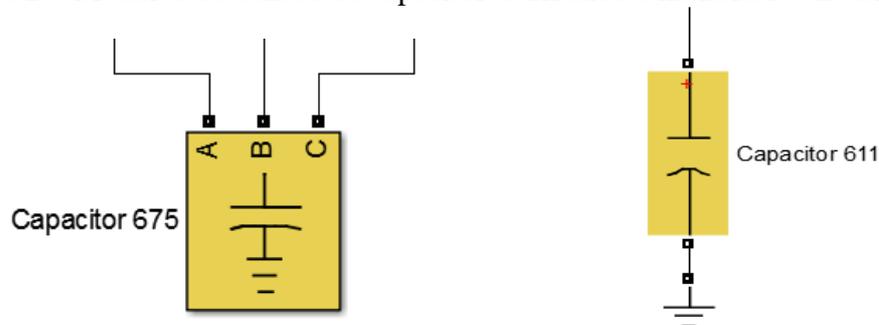


Fonte: Autora

Banco de capacitores

Há dois bancos de capacitores neste sistema. Um banco trifásico na Barra 675 e um banco monofásico na Barra 611. Nota-se que ambos estão conectados no final da rede, em pontos distantes da subestação, com o objetivo de ajustar o FP e auxiliar a regular o valor da tensão nesses barramentos, que tendem a apresentar uma maior queda de tensão em horário de ponta. Os capacitores foram ajustados a partir do valor de potência e tensão nominais, Figura 20.

Figura 20: Modelos de bancos de capacitores trifásico e monofásico no Simulink



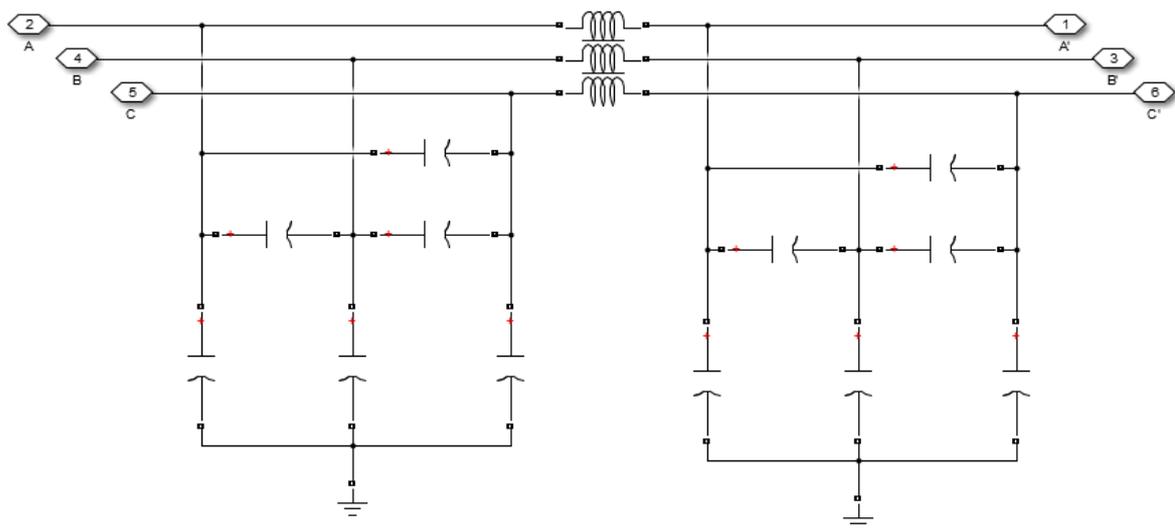
Fonte: Autora

Linhas

Os trechos das linhas podem ser modelados utilizando-se diferentes configurações. Os dados fornecidos pelo Modelo da rede são de indutância própria de cada linha e mútua entre as fases, resistência que seria o que representa as perdas nas linhas e as capacitâncias que decorrem do efeito do ar como dielétrico entre as linhas e terra.

O efeito capacitivo costuma ser pouco significativo em linhas curtas e, portanto, é desconsiderado em diversos estudos de redes de distribuição. Contudo, neste sistema há dois segmentos de linhas subterrâneos e nestas situações o efeito capacitivo deve ser levado em conta. Portanto os segmentos de rede foram modelados com capacitores, representando o efeito capacitivo de cada fase à terra e entre fases, além da indutância própria e mútua das linhas e das resistências que representam as perdas ao longo da linha, como na Figura 21.

Figura 21: Modelo criado para simular linhas no Simulink



Fonte: Autora

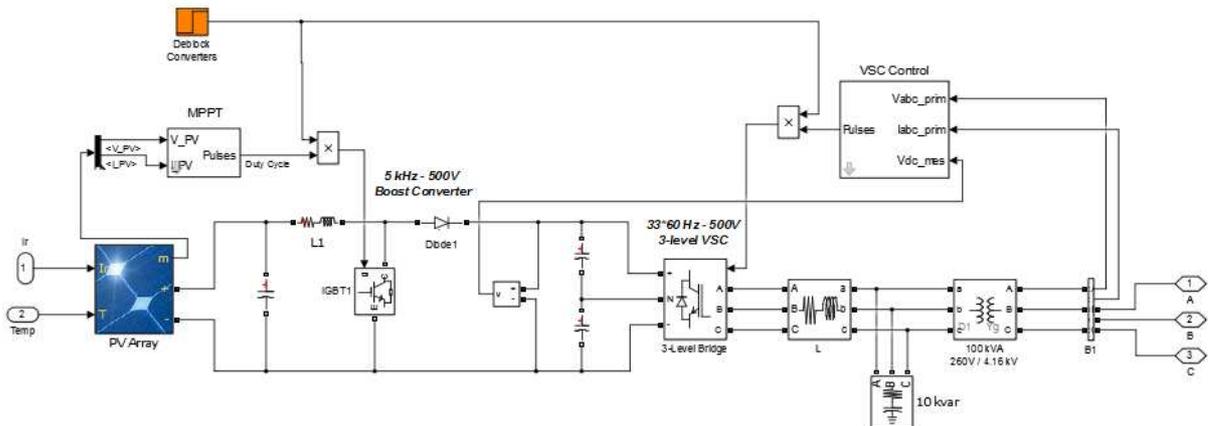
Cargas

No modelo original do sistema IEEE 13 barras existem 3 tipos de cargas: cargas de potência constante (PQ), de corrente constante (I) e de impedância constante (Z). Mas, como já foi citado anteriormente, foram feitas algumas alterações devido à proposta do trabalho e foram utilizadas todas as cargas como impedância constante (Z cte). As cargas foram modeladas a partir da potência consumida por cada fase, tanto trifásicas como as monofásicas, e conectadas conforme a configuração indicada no modelo para cada barra do sistema, Y ou Δ , Figura 22. A carga distribuída presente na parte central da rede foi modelada de forma dividida. A potência foi decomposta duas partes iguais, metade da carga foi inserida no início do trecho de linha e a outra metade inserida no final.

5.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO

Os sistemas fotovoltaicos utilizados nas simulações são trifásicos, compostos por conversores de dois estágios e conectados na rede através de um transformador de acoplamento, como mostra a Figura 24.

Figura 24: Sistema Fotovoltaico trifásico com conversor de dois estágios, filtro e transformador de acoplamento



Fonte: Autora

Painel fotovoltaico

A modelagem dos painéis fotovoltaicos é feita através de uma modelagem matemática com uma equação capaz de reproduzir o comportamento correspondente às curvas características dos painéis, considerando a influência da temperatura e da irradiação solar.

Conversor *boost*

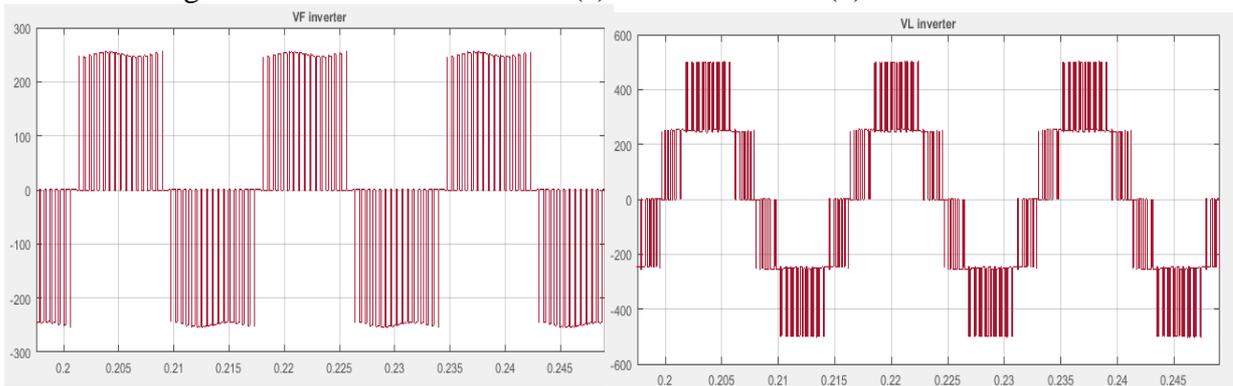
O conversor *boost* eleva a tensão contínua de 250V até 500V, quando os painéis estão gerando sua potência nominal, e o chaveamento é controlado utilizando o algoritmo de MPPT do painel fotovoltaico. Neste caso é utilizado o método de condutância incremental para localizar o ponto de máxima potência do painel. Este controle varia o ganho do conversor para manter a saída em 500V, valor nominal para funcionamento do inversor.

Inversor

O Inversor trifásico de 3 níveis apresenta na saída formas de onda que se assemelham à ondas senoidais, como pode ser visto na Figura 25 (a), a tensão de fase, e na Figura 25 (b), a tensão de linha. São visíveis as variações de alta frequência devido ao chaveamento entre os valores de $0V$, V_{dc} e $V_{dc}/2$. Onde V_{dc} é a tensão contínua, de 500V, de entrada do inversor.

É interessante definir que o inversor está configurado para converter a tensão contínua em alternada com Fator de Potência unitário. Isto significa que será injetada na rede apenas potência ativa pelo sistema fotovoltaico.

Figura 25: Na saída do inversor (a) tensão de fase e (b) tensão de linha



Fonte: Autora

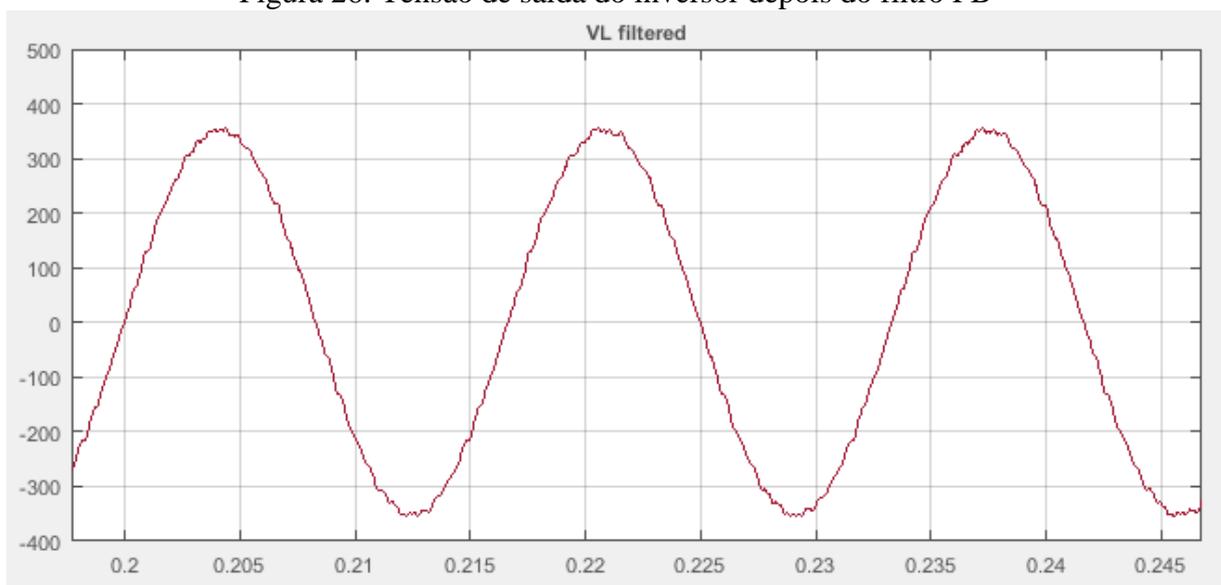
Sobre o método de controle dos conversores, para o MPPT é utilizado o método de condutância incremental e para o inversor um método de SPWM. Estes sistemas de controle forma simplificados e ajustados a partir da biblioteca de exemplos do MatLab para conexão possibilitar a conexão na rede modelada.

Filtro

O filtro passivo na saída do inversor tem a função de receber o conteúdo de alta frequência, devido ao chaveamento, e assim dar a característica senoidal para a tensão que, na sequência, passa pelo transformador de acoplamento.

Para uma instalação de 100kW, a tensão de saída do inversor após o filtro passivo LC é mostrada na Figura 26 e apresenta uma componente fundamental de tensão com amplitude 351,4V e THD_I de 1,68%.

Figura 26: Tensão de saída do inversor depois do filtro PB

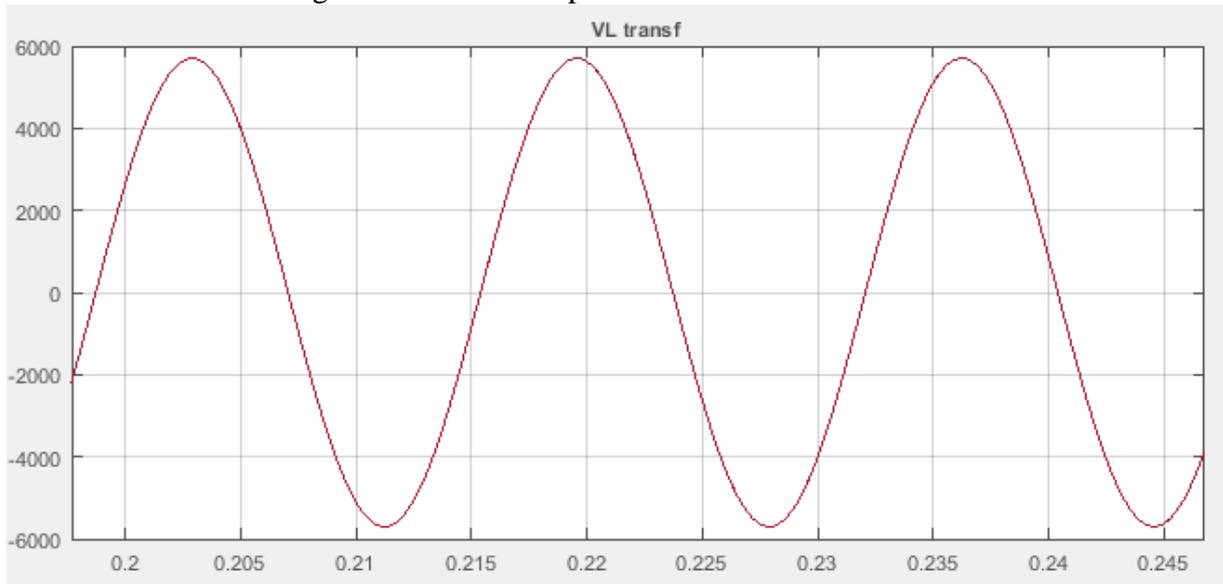


Fonte: Autora

Transformador

O transformador de acoplamento, como já foi comentado, é benéfico para o desempenho do sistema por diversos motivos, principalmente o de isolamento, e também é utilizado para elevar a tensão já filtrada. Como mostra a Figura 27, a tensão após o transformador possui 5700V de amplitude fundamental e apresenta THD_I de 0,02%.

Figura 27: Tensão no ponto de conexão com a rede



Fonte: Autora

Nota-se que, após o transformador os níveis de distorção caíram bastante, de forma que o conteúdo harmônico injetado na rede apresenta índices muito baixos.

5.4 ESTUDOS DE CASO

Foram obtidos os valores de tensão em p.u. de todas as barras do sistema para fins de comparação com os dados fornecidos pelo *IEEE 13 Node Test Feeder* e, então, validar a rede modelada. Como era esperado, devido à modelagem das cargas ter sido feita utilizando apenas impedância constante, há uma diferença nas tensões verificadas. Nas barras onde a carga era diferente da modelada, a maior diferença encontrada foi de 4%. Mas, maior parte da rede apresentou comportamento semelhante ao modelo, com diferença abaixo de 2% e de acordo com o esperado de uma rede de distribuição. A comparação destes dados, juntamente com os dados de simulação da rede sem geração fotovoltaica, encontra-se no Apêndice A.

Analisando o comportamento da rede sem geração fotovoltaica, como Caso Base, não há medida de distorção harmônica em nenhuma das barras do sistema. A Tabela 07 apresenta os valores de tensão, corrente e fator de deslocamento em cada fase na barra 650, que é o

primeiro barramento após a subestação. O fator de potência, medido através dos valores filtrados de potência ativa, P , e potência aparente, S , (ambas trifásicas) é de 0,94.

Tabela 07: Valores de tensão, corrente e FD da barra 650 no Caso Base

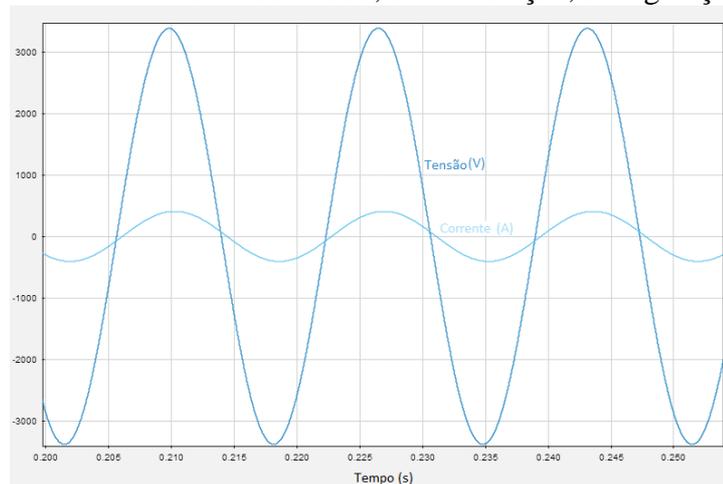
	Fase A	Fase B	Fase C
Amplitude da Tensão	3372 V	3384 V	3370 V
Amplitude da Corrente	447,5 A	407,1 A	542,1 A
FD	0,90	0,98	0,93

Fonte: Autor

Nota-se que há um desequilíbrio entre as fases, como já era previsto devido às características da rede e também que o FD da Fase A, sem a geração fotovoltaica, já implica um valor de FP abaixo do valor mínimo normatizado, de 0,92. Porém o FP trifásico de 0,94 está dentro dos limites, o que enquadraria o sistema dentro dos limites da norma, pois as medidas de FP, geralmente, são feitas através de medidores de potência trifásicos.

A Figura 28 ilustra as formas de onda de tensão e de corrente da Fase B da barra 650, no Caso Base, sem geração fotovoltaica, onde é possível notar a pequena defasagem no caso da fase B, com FD de 0,98.

Figura 28: Tensão e corrente na barra 650, da subestação, sem geração fotovoltaica



Fonte: Autora

Com a rede modelada, testada e apresentando funcionamento de acordo com o esperado, considerando as adaptações feitas ao comparar os dados com os especificados no modelo original, é possível então realizar simulações com sistemas fotovoltaicos conectados nesta rede.

Foram simulados 3 casos, sendo cada caso correspondente à conexão de sistema fotovoltaico em pontos distintos da rede de distribuição. Em cada caso ainda foi variada a

potência instalada do sistema fotovoltaico, aumentando o número de painéis. Os casos simulados estão ilustrados na Figura 29 e foram divididos da seguinte forma:

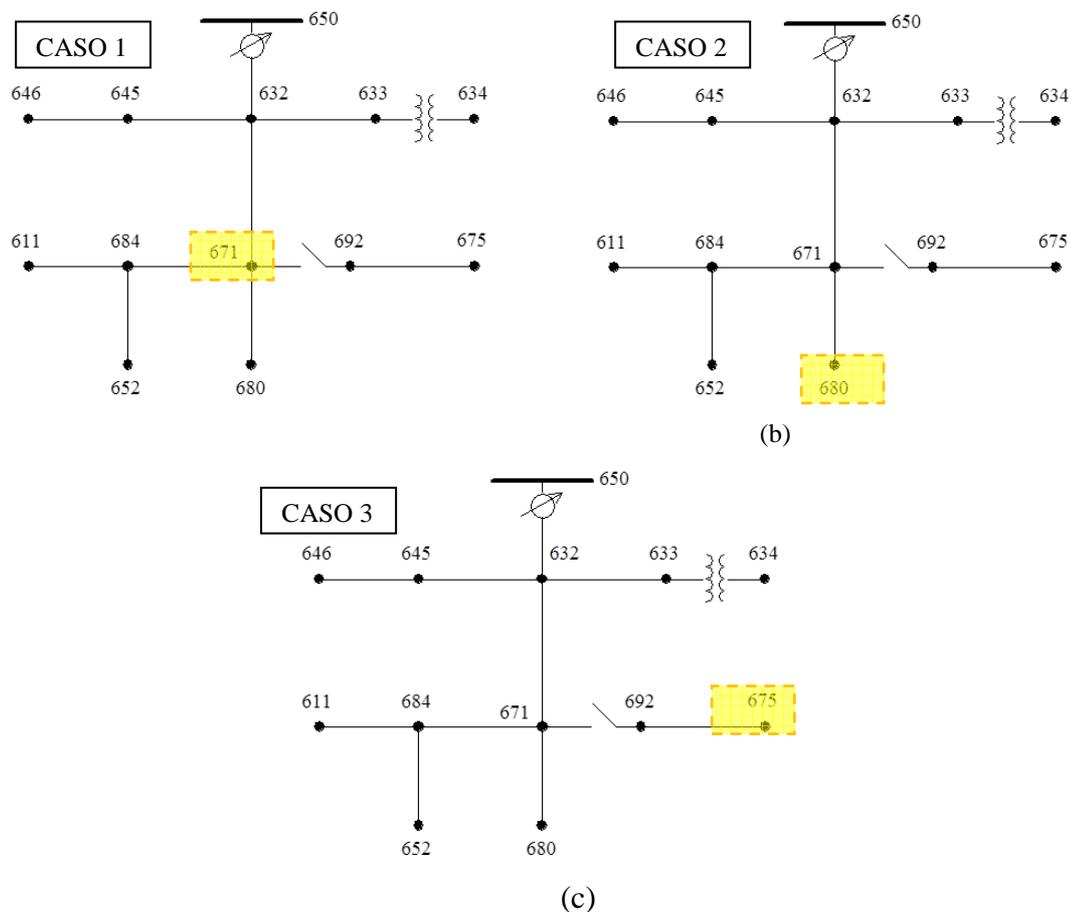
Caso Base: Rede de distribuição sem geração fotovoltaica

Caso 1: Inserção de sistema fotovoltaico na barra 671

Caso 2: Inserção de sistema fotovoltaico na barra 680

Caso 3: Inserção de sistema fotovoltaico na barra 675

Figura 29: Casos simulados com inserção na barra (a) 671, (b) 680 e (c) 675



Fonte: Adaptado de IEEE 13 Node Test Feeder

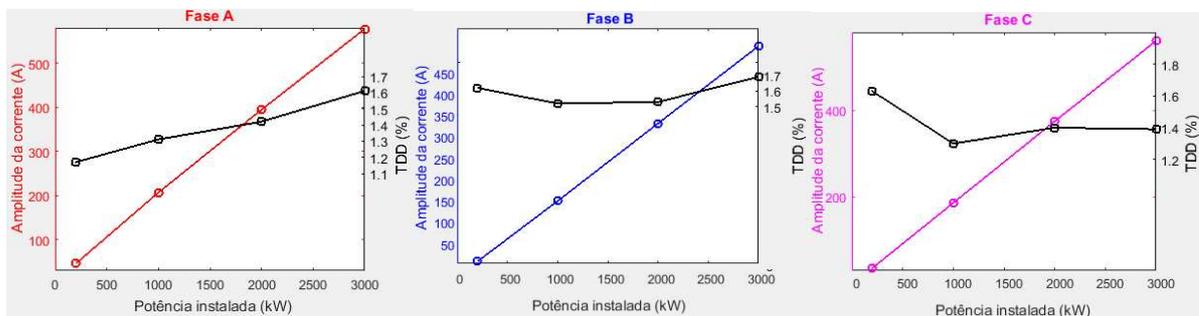
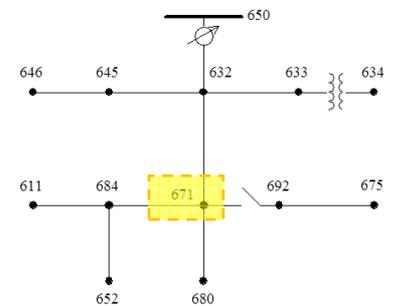
A potência do sistema fotovoltaico foi variada, em cada caso, entre os valores de 200kW, 1MW, 2MW e 3MW, enquadrando-se em casos de minigeração distribuída. É interessante destacar que, quando a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é de 3MW, estes geradores fotovoltaicos são capazes de suprir toda a potência ativa demandada pelas cargas do sistema e pode haver a condição de fluxo reverso na subestação.

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Analisando a corrente de saída do sistema fotovoltaico, que é injetada na rede, é possível perceber um comportamento semelhante nos 3 Casos. Com o aumento da potência gerada, o valor da corrente consequentemente aumenta proporcionalmente, mas também é visível o aumento do índice de distorção. A Tabela 08 apresenta os valores de amplitude da corrente de saída do sistema fotovoltaico e TDD em cada fase, variando a potência instalada, no Caso 1 (inserção de sistema fotovoltaico na barra 671).

Tabela 08: Corrente na saída do sistema fotovoltaico - Caso 1

CASO 1: INSERÇÃO NA BARRA 671						
ANÁLISE NA SAÍDA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO						
	Fase A		Fase B		Fase C	
Potência	Ip (A)	TDD	Ip (A)	TDD	Ip (A)	TDD
0kW	-	-	-	-	-	-
200kW	45,78	1,17%	34,49	1,62%	35,61	1,63%
1MW	206,9	1,31%	176,1	1,52%	186,3	1,30%
2MW	394,5	1,42%	357,4	1,53%	374,7	1,40%
3MW	577,5	1,61%	538,1	1,69%	560,5	1,39%

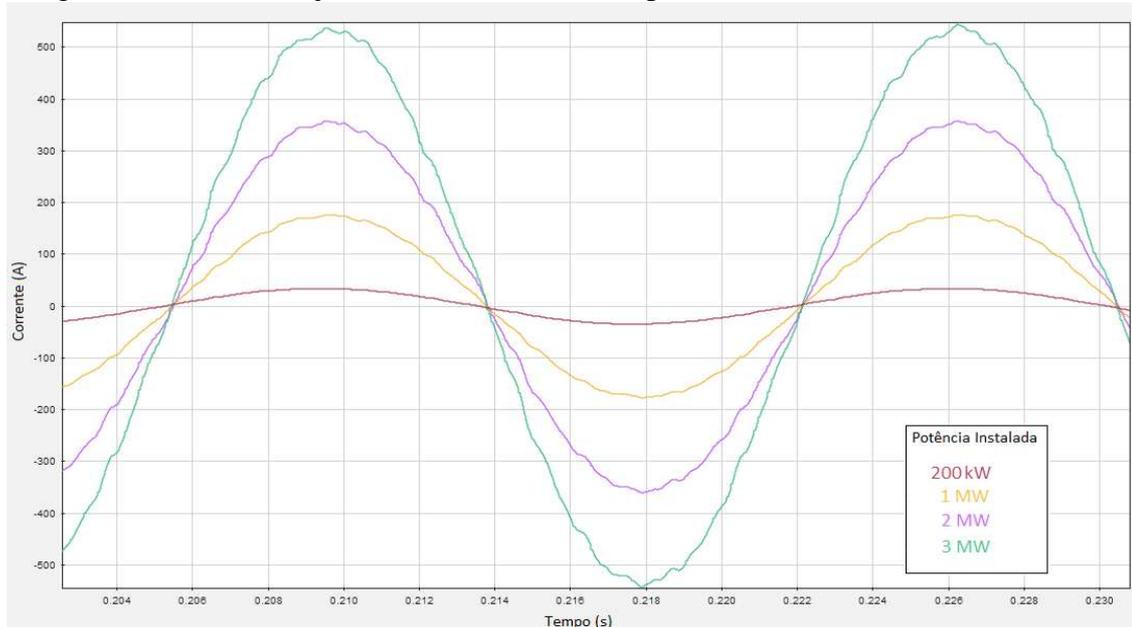


Visto que a corrente máxima aumenta conforme aumenta a potência nominal, é importante notar que o TDD é calculado em relação à corrente máxima de saída do painel. Portanto há de se considerar que um TDD de 1,62% sobre a corrente de 34,49A, quando o sistema é de 200kW, apresenta componentes harmônicos com amplitudes muito menores do que o sistema de 3MW, quando o TDD é de 1,69% sobre uma corrente máxima de 538,1A.

A Figura 30 mostra as formas de onda da corrente injetada, variando a potência instalada, onde podem ser visualizadas distorções nas formas senoidais. Embora o aumento da potência instalada apresente aumento da amplitude dos harmônicos injetados, a NBR 16149 limita a distorção harmônica da corrente injetada na rede pelo sistema fotovoltaico a um TDD de 5% e este valor não foi alcançado em nenhuma das simulações. Dessa forma, a corrente injetada pelo sistema na rede está de acordo com as normas. É interessante, então, avaliar

como outros pontos da rede comportam-se com a presença dos harmônicos que foram injetados pelo sistema fotovoltaico de acordo com os limites da norma.

Figura 30: Corrente injetada na rede variando a potência instalada – Caso 1 - Fase B

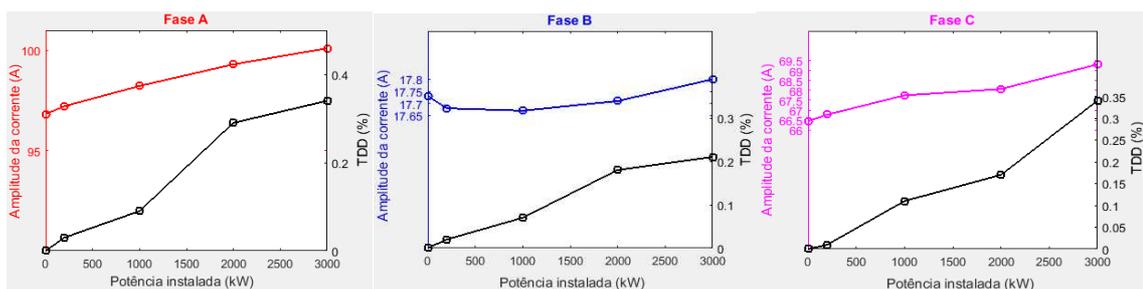
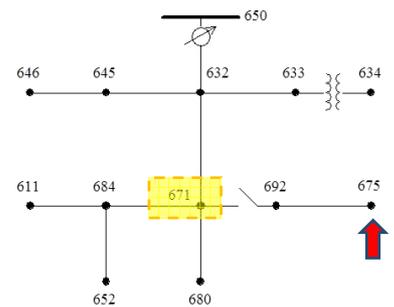


Fonte: Autora

Um ponto interessante de ser analisado é a barra 675, pois é uma barra com carga trifásica no final do alimentador e possui um banco de capacitores instalado. A Tabela 09 contém os valores da corrente na carga da barra 675 e índice de distorção para cada fase.

Tabela 09: Corrente na carga da Barra 675 variando potência instalada – Caso 1

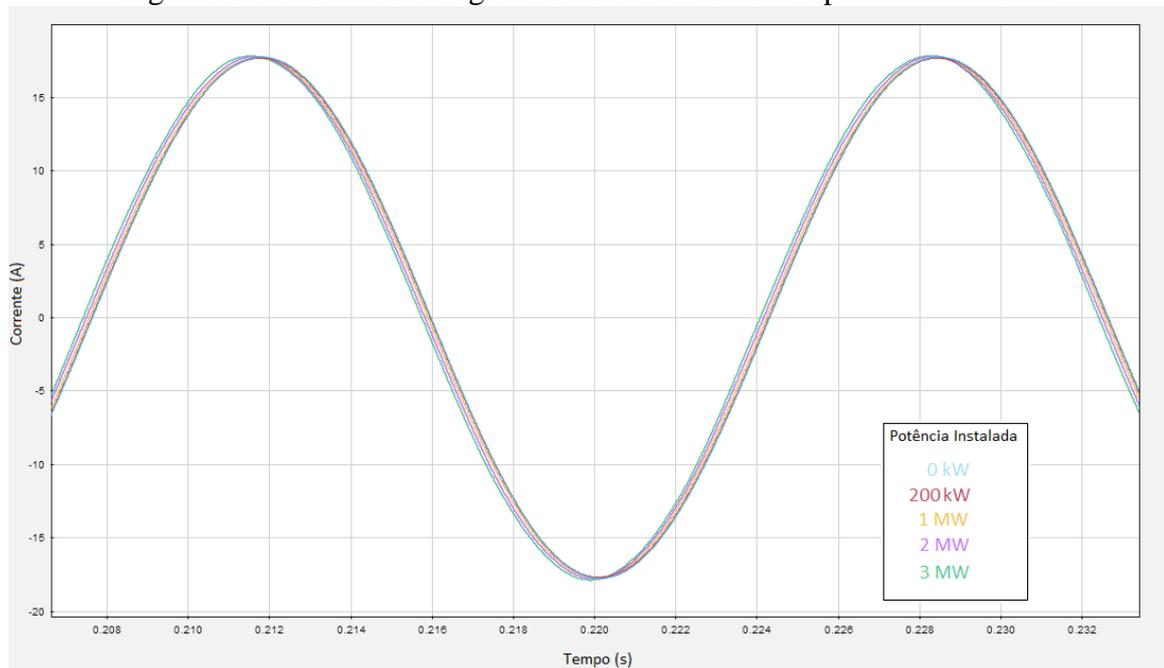
CASO 1:	INSERÇÃO NA BARRA 671					
	ANÁLISE NA CARGA DA BARRA 675					
		Fase A		Fase B		Fase C
Potência	Ip (A)	TDD	Ip (A)	TDD	Ip (A)	TDD
0kW	96,82	0,00%	17,73	0,00%	66,45	0,00%
200kW	97,21	0,03%	17,68	0,02%	66,78	0,01%
1MW	98,22	0,09%	17,67	0,07%	67,75	0,11%
2MW	99,3	0,29%	17,71	0,18%	68,07	0,17%
3MW	100,1	0,34%	17,8	0,21%	69,31	0,34%



Nota-se que a diferença é muito pequena. Não há grande variação na amplitude da corrente e a distorção é muito baixa na carga. A carga apresentou um leve aumento na corrente consumida e no TDD; apesar de ter aumentado junto com a potência, se manteve muito baixa.

A Figura 31 mostra as formas de onda da corrente que passa pela carga da barra 675, para o Caso 1, na Fase B. Nota-se que a diferença é muito pequena; não há grande variação na amplitude da corrente e a distorção não é visível.

Figura 31: Corrente na Carga da Barra 675 variando a potência instalada



Fonte: Autora

A análise da corrente no banco de capacitores da barra 675 revela que a maior parte do conteúdo harmônico encontrou caminho de baixa impedância nos capacitores, como já é previsto teoricamente, e este é o motivo da carga desta mesma barra apresentar índices de distorção tão baixos. Mas é interessante notar que além do TDD chegar a 8,36% há um aumento no valor na corrente e isto pode ser danoso ao equipamento, no sentido de reduzir a sua vida útil. A Tabela 10 apresenta os valores de amplitude da corrente no banco de capacitores e TDD em cada fase variando a potência instalada, no Caso 1.

A Figura 32 mostra a corrente no banco de capacitores variando a potência instalada, onde é possível verificar um aumento visível na distorção das formas de onda com o aumento da potência gerada pelo sistema fotovoltaico.

Tabela 10: Corrente no Capacitor da Barra 675 variando a potência instalada - Caso 1

CASO 1:	INSERÇÃO NA BARRA 671					
	ANÁLISE NO BANCO DE CAPACITORES DA BARRA 675					
	Fase A		Fase B		Fase C	
Potência	Ip (A)	TDD	Ip (A)	TDD	Ip (A)	TDD
0kW	111	0,00%	117,3	0,00%	111,5	0,00%
200kW	111,6	0,37%	117	0,65%	112	0,55%
1MW	113,2	2,22%	116,9	3,02%	113,1	2,62%
2MW	114,6	4,26%	117,2	6,94%	114,4	6,79%
3MW	115,8	6,73%	117,8	8,19%	115,4	8,36%

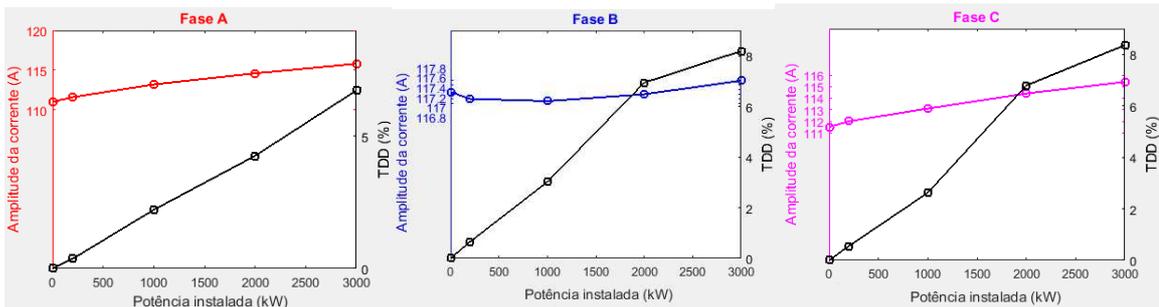
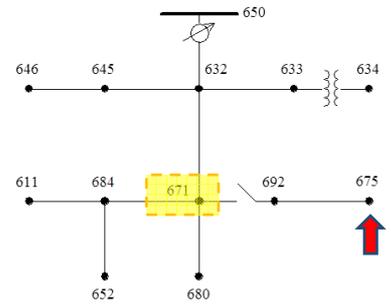
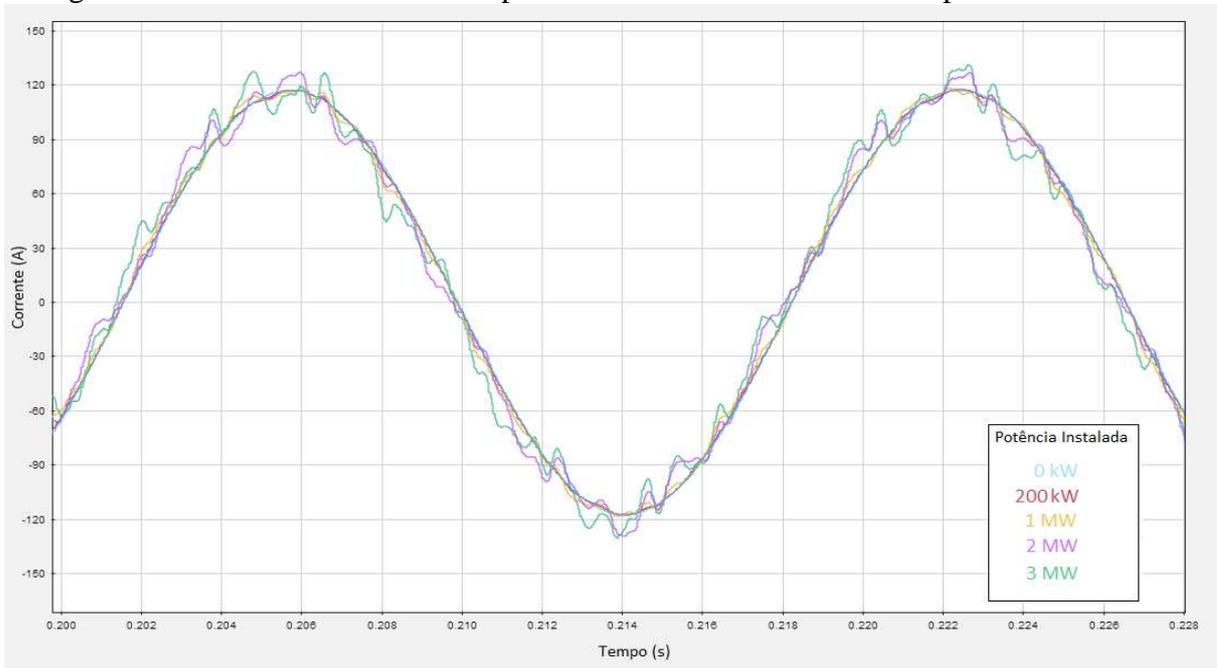


Figura 32: Corrente no Banco de capacitores da Barra 675 variando a potência instalada

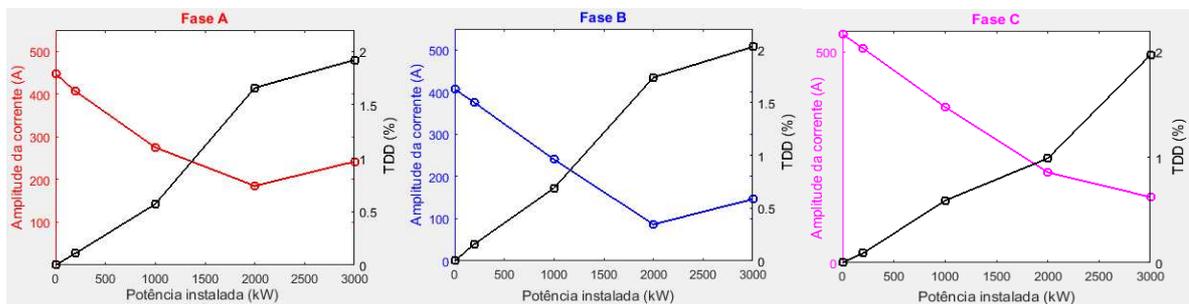
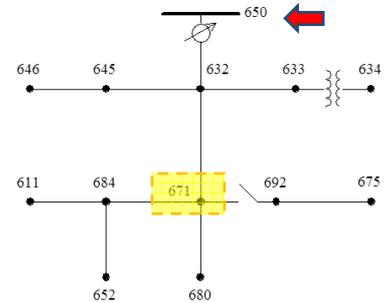


Fonte: Autora

Outro ponto interessante que requer uma análise detalhada é a barra 650, que é o primeiro barramento após o transformador da subestação. A Tabela 11 apresenta os valores de amplitude da corrente na barra 650 e TDD em cada fase variando a potência instalada, no Caso 1.

Tabela 11: Corrente na Barra 650 variando a potência instalada – Caso 1

CASO 1:	INSERÇÃO NA BARRA 671					
	ANÁLISE NA BARRA 650 - SUBESTAÇÃO					
	Fase A		Fase B		Fase C	
Potência	Ip (A)	TDD	Ip (A)	TDD	Ip (A)	TDD
0kW	447,5	0,00%	407,1	0,00%	542,1	0,00%
200kW	406,7	0,11%	375	0,16%	508,4	0,09%
1MW	275,3	0,57%	240,3	0,69%	369,2	0,59%
2MW	185,1	1,66%	86,5	1,74%	214,3	0,99%
3MW	-242,1	1,92%	-146,3	2,03%	155,6	1,97%

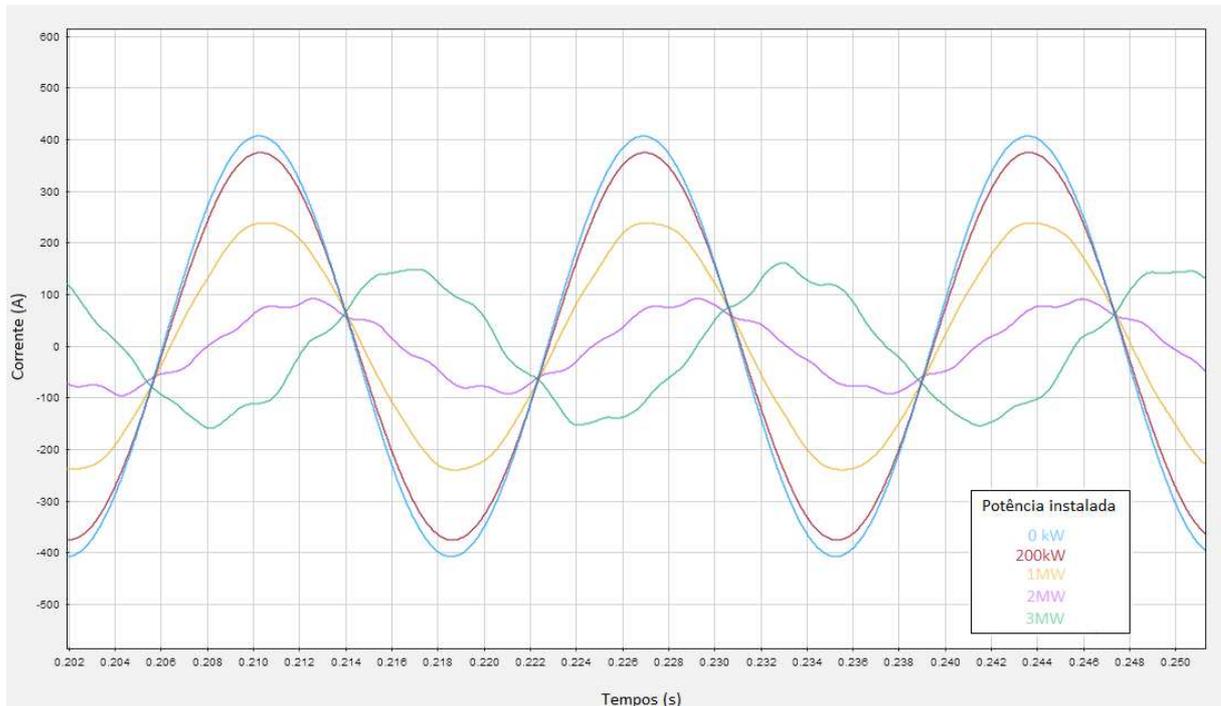


É possível verificar a redução no valor da corrente, que é explicada pela redução da demanda de potência ativa vinda da subestação, visto que os geradores fotovoltaicos conseguem suprir parte da demanda nesse momento e isto acontece até os 2MW.

Quando a geração é de 3MW, o sistema fotovoltaico é capaz de suprir toda a potência ativa demandada pelas cargas do sistema e apenas potência reativa é fornecida pela subestação. Nesse momento há um fluxo reverso na subestação, que recebe parte da potência ativa gerada pelos painéis, e acarreta um aumento no valor da corrente, que flui no sentido contrário. Observa-se que a distorção harmônica apresenta TDD maior quando há o fluxo reverso de potência ativa na subestação.

Na Figura 32 é possível visualizar a corrente na barra 650, fase B no Caso 1, variando a potência instalada. É visível que, quando a geração é de 2MW, a corrente apresenta um valor eficaz menor e a onda exibe maior distorção, mas não necessariamente significa que a amplitude dos harmônicos seja maior. É interessante lembrar que o TDD é calculado utilizando a corrente máxima de demanda, justamente para quantificar a influência das componentes harmônicas levando em consideração a corrente máxima de consumo. A condição com maiores componentes harmônicas nesta barra é, portanto, a situação com os 3MW como indicam os valores de TDD, embora não ultrapasse o limite normatizado de 5%.

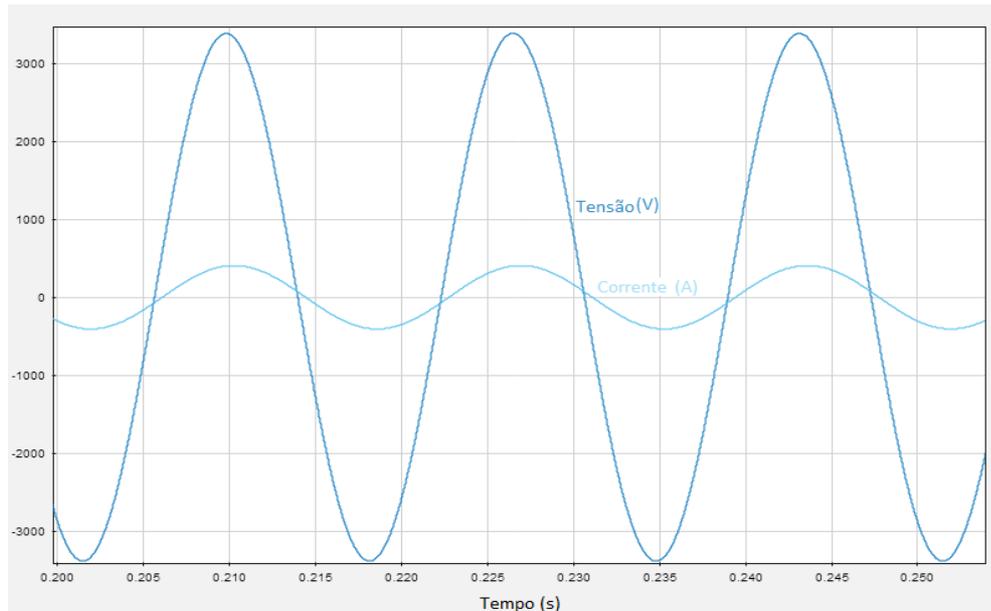
Figura 32: Corrente na barra 650 (subestação) variando a potência da geração fotovoltaica – Caso 1 – Fase B



Fonte: Autora

A Figura 33 apresenta as formas de onda de tensão e corrente da Fase B na barra 650, sem geração fotovoltaica na rede para fins de comparação do deslocamento da corrente em relação a tensão, que neste Caso Base apresenta FD de 0,98.

Figura 33: Corrente e tensão na barra 650 bem sistema fotovoltaico - Caso Base - Fase B

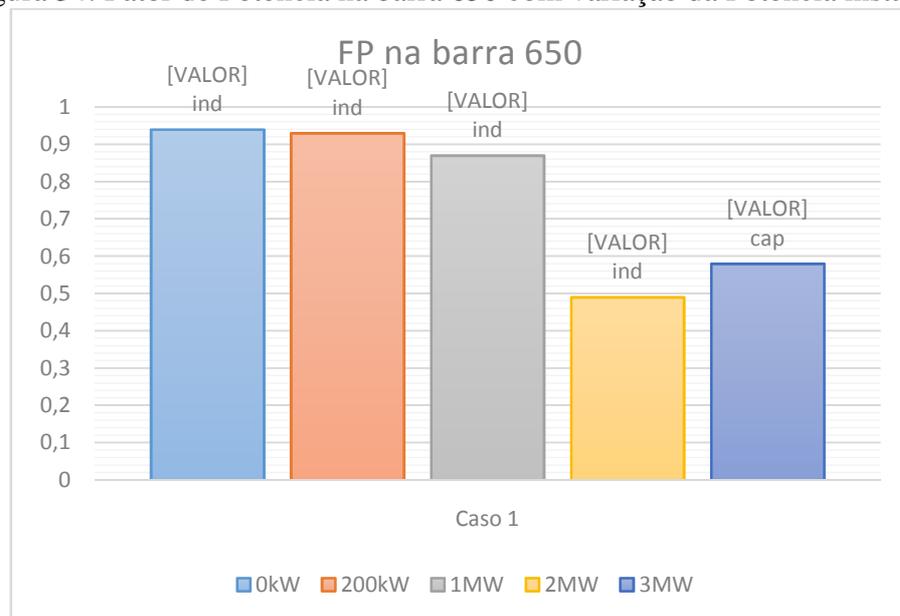


Fonte: Autora

O deslocamento da corrente devido ao aumento da geração visto na Figura 32, acontece devido à redução de demanda de potência ativa vinda da subestação. Na situação onde a

geração é de 3MW, o ângulo de deslocamento ultrapassa 90° indicando a inversão de sentido da potência ativa. Nesse momento, a subestação fornece toda a potência reativa demandada pelo sistema e recebe o excesso de potência ativa gerado, que não foi consumido pelas cargas do sistema. Isto resulta em um baixo valor de potência ativa em relação ao consumo de potência reativa e pode ser interpretado como um excesso de reativos. A Figura 34 apresenta um gráfico com os valores de fator de potência com a variação da potência instalada da geração distribuída.

Figura 34: Fator de Potência na barra 650 com variação da Potência instalada



Fonte: Autora

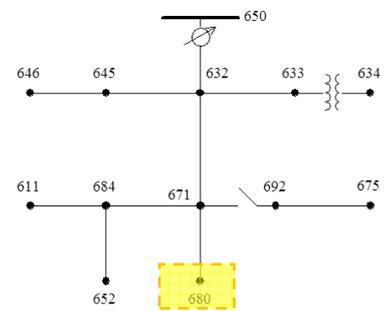
As medidas de potência foram realizadas utilizando apenas a componente de sequência positiva, desconsiderando, portanto, as componentes em frequências harmônicas. Visto que a medida de fator de potência de uma barra dá-se, geralmente, pelas medidas de potência trifásica, como foi feito nas simulações, a concessionária seria prejudicada neste caso, pois a barra da subestação apresentou valores de FP abaixo do limite normatizado e seria tarifada por isso. Contudo, neste caso o baixo FP é resultante da inversão no sentido do fluxo de potência e não de um excesso de consumo reativo de fato.

Nos Casos 2 e 3 simulados foram encontrados resultados semelhantes ao Caso 1, mantendo o mesmo padrão das principais características acima analisadas relacionadas à distorção harmônica maior no banco de capacitores, inversão no fluxo de potência da barra 650 e à distorção da saída dos sistemas fotovoltaicos, com sutis variações nos valores mensurados.

No Caso 2 (inserção de sistema fotovoltaico na barra 680), por exemplo, foram verificados valores de TDD um pouco mais elevados. Isso acontece porque a barra 680 está ao fim do alimentador e possui capacidade de curto circuito menor, isto é, apresenta maior impedância até a fonte, o que resulta em uma sensibilidade maior aos harmônicos injetados. Isso pode ser verificado na Tabela 12, que apresenta os valores de amplitude da corrente e TDD inseridos na rede, no Caso 2.

Tabela 12: Dados da corrente na saída do sistema fotovoltaico - Caso 2

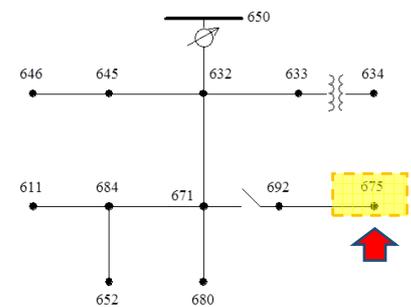
CASO 2:	INSERÇÃO NA BARRA 680					
	ANÁLISE NA SAÍDA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO					
	Fase A		Fase B		Fase C	
Potência	Ip (A)	TDD	Ip (A)	TDD	Ip (A)	TDD
0kW	-	-	-	-	-	-
200kW	45,32	1,22%	34,52	1,59%	35,81	1,63%
1MW	203,9	1,36%	177,3	1,40%	186,8	1,40%
2MW	389,7	1,34%	359,1	1,47%	374,1	1,47%
3MW	571,1	2,63%	539,2	2,03%	558,9	1,45%



No Caso 3 (inserção de sistema fotovoltaico na barra 675), foram observados maiores índices de distorção na corrente do banco de capacitores da barra 675. Isto se explica pela proximidade do ponto de inserção da corrente harmônica com o próprio banco de capacitores. Isto ocorre porque as correntes com frequência mais alta tendem a circular nos equipamentos mais próximos, sem se propagar tanto ao longo dos alimentadores. Como pode ser visto na Tabela 13 o TDD na corrente dos capacitores chega a apresentar um valor de 16,45%.

Tabela 13: Dados da corrente na saída do sistema fotovoltaico - Caso 3

CASO 3:	INSERÇÃO NA BARRA 675					
	ANÁLISE NO BANCO DE CAPACITORES DA BARRA 675					
	Fase A		Fase B		Fase C	
Potência	Ip (A)	TDD	Ip (A)	TDD	Ip (A)	TDD
0kW	111	0,00%	117,3	0,00%	111,5	0,00%
200kW	111,6	0,51%	117	0,71%	112,1	0,61%
1MW	113,5	2,97%	117,1	3,04%	113,6	2,82%
2MW	115,2	6,73%	117,7	8,66%	115	9,35%
3MW	116,7	12,24%	118,4	12,14%	116,4	16,45%

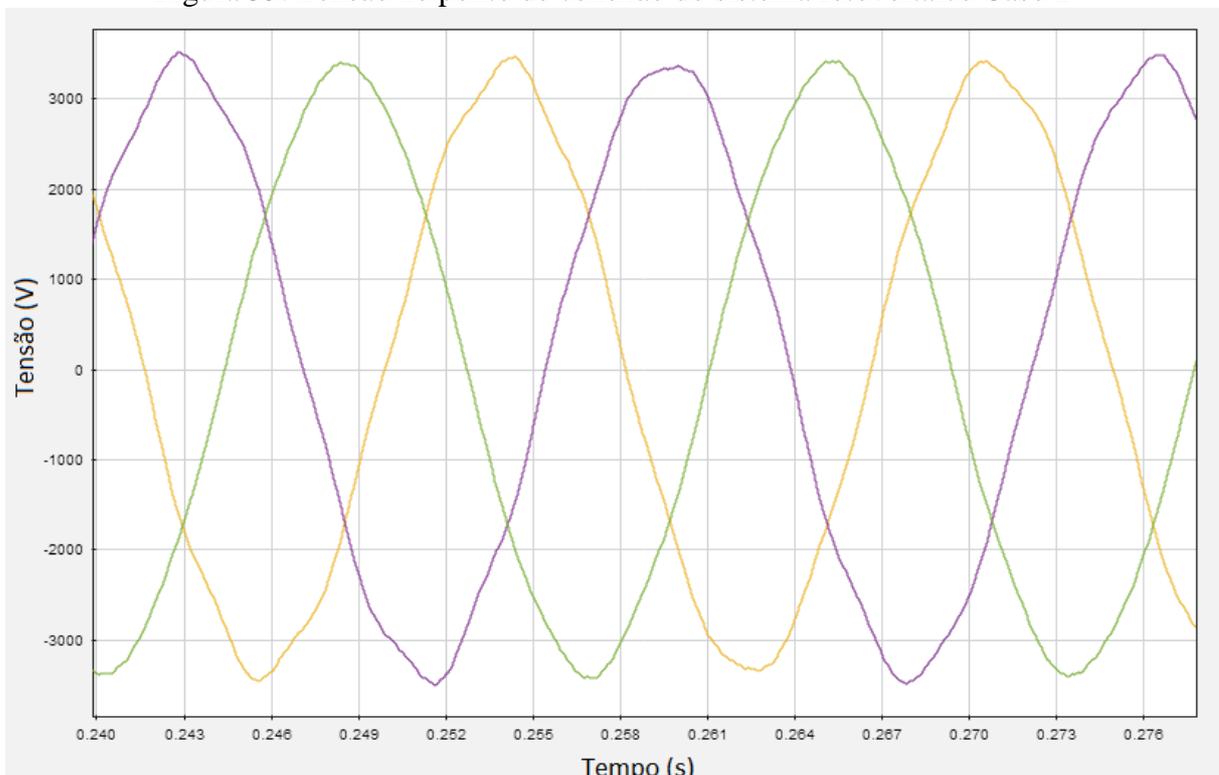


Foi apresentada uma análise utilizando os valores das simulações de alguns dos pontos verificados em cada caso simulado, os dados completos com os valores de corrente, tensão e distorção harmônica para os 3 casos encontram-se nos Apêndices B, C e D.

Fazendo uma análise da distorção harmônica de tensão, o caso em que foi verificado maior distorção foi o Caso 2 (inserção de sistema fotovoltaico na barra 680). Já foi mencionado que este caso é o que apresenta maior impedância entre o ponto de conexão do sistema fotovoltaico e as outras cargas da rede, e isto leva a uma maior sensibilidade a distorção harmônica injetada.

A Figura 35 apresenta as formas de onda de tensão das três fases no ponto de conexão do sistema fotovoltaico quando a potência nominal do sistema é de 3MW.

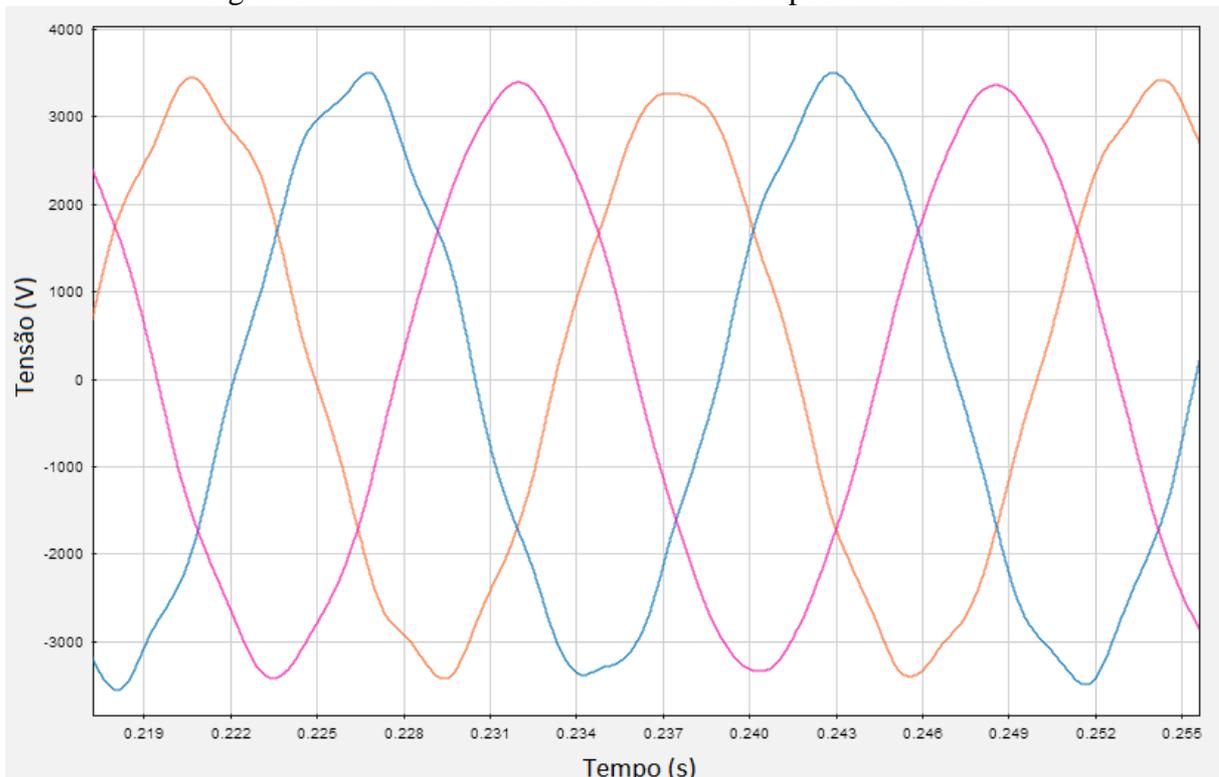
Figura 35: Tensão no ponto de conexão do sistema fotovoltaico Caso 2



Fonte: Autora

Nesta situação verificou-se maior índice de distorção de tensão. Outra barra que apresentou índices semelhante de distorção de tensão é a barra 675, como mostra a Figura 36.

Figura 36: Tensão na barra 675 – banco de capacitores – Caso 2



Fonte: Autora

A barra 675 possui um banco de capacitores, e por isso apresenta altos índices de distorção de corrente, que levam a distorção da tensão. Os índices THD_v medidos para cada fase destas duas barras em questão no Caso 2 encontram-se na Tabela 14.

Tabela 14: Distorção de tensão na barra 675 e barra de conexão do sistema fotovoltaico

Barra	THD_v		
	Fase A	Fase B	Fase C
675	2,54%	2,93%	1,77%
680	2,77%	2,86%	1,70%

É importante relembrar que o limite de THD_v segundo o PRODIST, para este nível de tensão, é de 8%. Deste modo verifica-se que a distorção harmônica de tensão, mesmo nos piores casos, não é um fator limitante para a instalação de Sistemas Fotovoltaicos que utilizam inversores multiníveis nesta rede.

7. CONCLUSÕES

A geração fotovoltaica apresenta-se como uma alternativa promissora da área de geração distribuída, como fonte de energia renovável. Os inversores que apresentam menores impactos na qualidade da energia e mais confiabilidade também vêm ganhando bastante espaço. Dentre eles está o inversor multiníveis, que apresenta baixos níveis de distorção harmônica, é uma tecnologia nova e muito bem aceita, sendo utilizada em diversas aplicações.

O principal objetivo deste trabalho foi de avaliar impactos do aumento de geração distribuída utilizando apenas a tecnologia de inversores multiníveis para conexão na rede e verificar as consequências que poderiam atingir diversos pontos, cargas e equipamentos do sistema de distribuição.

Foi verificado que, realmente, os inversores multiníveis apresentam baixos níveis de distorção harmônica na saída de sistemas fotovoltaicos. Mas quando há um aumento da potência gerada, consequentemente a corrente injetada na rede apresenta um valor mais elevado e assim, uma baixa distorção relativa pode levar a distorção em pontos onde a corrente consumida é muito baixa. Fazendo uma avaliação geral da corrente consumida pelas cargas do sistema de distribuição simulado, não foram verificados índices de distorção acima dos limites normatizados. Nos pontos de maior distorção da corrente, os índices de distorção de tensão também não excederam os limites, fazendo com que a distorção harmônica não seja um fator limitante na instalação de sistemas fotovoltaicos com este tipo de tecnologia.

O ponto onde foi encontrado maior índice de distorção foi nos bancos de capacitores, como já é esperado teoricamente, devido à característica de apresentar baixa impedância para altas frequências. Também foi verificado um leve aumento no valor da amplitude da corrente nestes capacitores, o que pode gerar desgaste do equipamento e pode reduzir a vida útil do mesmo.

O efeito verificado no barramento 650, primeira barra após o transformador da subestação, traz maiores problemas para a concessionária. Isto ocorre pois há uma redução na demanda de potência ativa vinda da subestação enquanto o consumo de potência reativa permanece o mesmo, o que gera uma redução do fator de potência. A redução do fator de potência acarreta penalidades para a concessionária, pois é interpretado como um excesso de reativos. No entanto, neste caso, a redução do fator de potência é consequência da alteração no fluxo de potência ativa devido ao aumento de geração distribuída.

Dentre os efeitos analisados, a redução do fator de potência provavelmente é o que traria mais consequências, pois a concessionária arcaria com as tarifas de excesso de reativos.

Sugestões para trabalhos futuros

Neste trabalho foram analisados efeitos da distorção harmônica injetada e da variação no fator de potência em uma rede de distribuição utilizando inversores trifásicos multiníveis para conexão de sistemas fotovoltaicos. Os resultados obtidos direcionam ideias de outros estudos e pesquisa nessa área e levam a algumas sugestões para trabalhos futuros.

Uma sugestão seria de analisar outros aspectos da qualidade da energia através das mesmas simulações realizadas neste trabalho, com foco no regime transitório, que não foi estudado.

Outra sugestão seria realizar simulações utilizando diferentes topologias de inversores, incluindo a simulação com inversores monofásicos. Ou ainda simular uma rede que, como Caso Base, já possui um consumo com alta distorção harmônica e verificar os efeitos da conexão de conversores.

Também seria interessante realizar medições em uma instalação de um sistema fotovoltaico e poder comparar os dados de simulações com a saída de um inversor real.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. PRODIST. Módulo 3** – Acesso ao Sistema de Distribuição. 91p. Revisão 6, Mar 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. PRODIST. Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica.** Revisão 7, Jan 2016. 76p.

ALMEIDA, D. F. MANTILLA, M. A. e PETIT, J. F. Harmonic Characterization of the output voltage in multilevels converters. Universidad Industrial de Santander. **In: XVII International Conference on Harmonics and quality of power**, Belo Horizonte, out. 2016.

ARAMIZU, J. **Modelagem e análise de desempenho de um sistema fotovoltaico em operação isolada e em paralelo com uma rede de distribuição de energia elétrica.** 2010. 112 f. Trabalho de conclusão de curso. USP. Escola de engenharia de São Carlos, Departamento de Engenharia Elétrica, São Carlos, 2010

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR16149: Sistemas Fotovoltaicos (SF) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.** Rio de Janeiro, Mar 2014. 12p.

DUGAN, R. C. *et al.* **Electrical Power Systems Quality.** 2 ed. Editora McGraw-Hill, 2004.

GONÇALVES, L. G. O. Projeto de um inversor multiníveis híbrido para média tensão industrial. 2011. 122f. Dissertação de mestrado. UFMG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Belo Horizonte, 2011.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std. 519: Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.** New York, 2014. 17p.

MARANGONI, F. **Inversores monofásicos para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede.** 2012. 103 f. Dissertação de mestrado. UTFPR. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Pato Branco, 2012.

MOTTA, L e FAUNDES, N. Active/Passive Harmonic Filters: applications, Challenges & Trends. Aluminum & Film Capacitors Business Group EPCOS AG (A TDK Group Company). Munich, Germany. **In: XVII International Conference on Harmonics and quality of power**, Belo Horizonte, out. 2016.

NUNES, R. V. **Análise da penetração harmônica em redes de distribuição desequilibradas devido às cargas residenciais e comerciais com a utilização do ATP.**

2007. 162f. Dissertação de mestrado. UFMG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Belo Horizonte, 2007.

OLIVEIRA, J.H de. *et al.* Impact of Integrating a Photovoltaic Power Plant in a Distribution Feeder. **In: XVII International Conference on Harmonics and quality of power**, Belo Horizonte, out. 2016.

PALUDO, J. A. **Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração de geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente.** 2014. 188f. Dissertação de mestrado. USP. Escola de engenharia de São Carlos. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. São Carlos, 2014.

PINTO, A. ZILLES, R. BET, I. Excedente de reativos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. **In: IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V conferência Latino Americana da ISES.** São Paulo, set. 2012.

POMILIO, J. A. e DECKMANN, S. M. **Condicionamento de Energia Elétrica e Dispositivos FACTS.** Apostila. UNICAMP. Capítulo 3: Técnicas de Modulação de Potência., Campinas, 2009.

RASHID, Muhammad. H. **Eletrônica de Potência: Circuitos, Dispositivos e Aplicações.** 2 ed. São Paulo: Makron Books, 1999.

SIMAS, Eduardo. **Conversores de corrente contínua para corrente alternada.** 54p. UFBA. Notas de aula.

VILLALVA, M. G. **Conversor eletrônico de potência trifásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.** 2010. 292f. Tese de doutorado. UNICAMP. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Campinas, 2010.

TENSÃO:

Tensão	Fase A			Fase B			Fase C		
	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD
650	3372	2384	0,00%	3384	2393	0,00%	3370	2383	0,00%
632	3292	2328	0,00%	3369	2383	0,00%	3273	2314	0,00%
633	3292	2328	0,00%	3369	2383	0,00%	3273	2314	0,00%
634	379,8	268,6	0,00%	388,7	274,9	0,00%	377,5	267	0,00%
671	3221	2277	0,00%	3379	2389	0,00%	3200	2263	0,00%
645	-	-	-	3353	2371	0,00%	3263	2307	0,00%
646	-	-	-	3347	2367	0,00%	3257	2303	0,00%
675	3217	2275	0,00%	3384	2393	0,00%	3201	2264	0,00%
684	3214	2273	0,00%	-	-	-	3194	2258	0,00%
611	-	-	-	-	-	-	3188	2254	0,00%
652	3196	2260	0,00%	-	-	-	-	-	-
680	3221	2277	0,00%	3379	2389	0,00%	3200	2263	0,00%
P1	3221	2277	0,00%	3379	2389	0,00%	3200	2263	0,00%

APÊNDICE B: Dados de simulação CASO 1 – Inserção na barra 671

CORRENTE:

Caso 1: Inserção de geração fotovoltaica na barra 671

Potência nominal do sistema fotovoltaico: 200kW

Corrente	Fase A			Fase B			Fase C		
	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD
650	406,7	287,6	0,12%	375	265,2	0,17%	508,4	359,5	0,10%
632	406,7	287,6	0,12%	375	265,2	0,17%	508,4	359,5	0,10%
633	0,497	0,3514	0,01%	0,3926	0,2776	0,01%	0,3828	0,2707	0,01%
634	4,27	3,02	0,01%	3,365	2,379	0,01%	3,281	2,32	0,01%
671	433,2	306,3	0,13%	236,3	167,1	0,31%	440,2	311,3	0,12%
645	-	-	-	123,1	87,08	0,01%	87,74	62,04	0,01%
646	-	-	-	87,74	62,04	0,01%	87,74	62,04	0,01%
L675	97,21	68,74	0,03%	17,68	12,5	0,02%	66,78	47,22	0,01%
C675	111,6	78,88	0,37%	117	82,73	0,65%	112	79,18	0,55%
T675	118,5	83,82	0,51%	106,1	75,05	0,72%	90,08	63,7	0,46%
684	85,76	60,64	0,02%	-	-	-	95,07	67,23	0,21%
611	-	-	-	-	-	-	104,3	73,78	0,02%
652	85,78	60,66	0,02%	-	-	-	-	-	-
680	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	45,78	32,37	1,17%	34,49	24,38	1,62%	35,61	25,18	1,63%

Caso 1: Inserção de geração fotovoltaica na barra 671

Potência nominal do sistema fotovoltaico: 1MW

Corrente	Fase A			Fase B			Fase C		
	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD
650	275,3	194,7	0,93%	240,3	169,9	1,17%	369,2	261	0,87%
632	275,3	194,7	0,93%	240,3	169,9	1,17%	369,2	261	0,87%
633	0,4998	0,3534	0,04%	0,3926	0,2776	0,04%	0,3859	0,2729	0,06%
634	4,295	3,037	0,04%	3,364	2,379	0,04%	3,307	2,338	0,06%
671	437	309	0,63%	237,8	168,1	1,42%	445,5	315	0,71%
645	-	-	-	123,4	87,29	0,05%	88,09	62,29	0,06%
646	-	-	-	88,09	62,29	0,06%	88,09	62,29	0,06%
L675	98,22	69,45	0,09%	17,67	12,49	0,07%	67,75	47,9	0,11%
C675	113,2	80,02	2,22%	116,9	82,66	3,02%	113,1	80	2,62%
T675	119,8	84,69	2,43%	106	74,98	3,32%	91,38	64,62	2,69%
684	86,65	61,27	0,06%	-	-	-	96,45	68,2	1,18%
611	-	-	-	-	-	-	105,8	74,85	0,15%
652	86,67	61,29	0,06%	-	-	-	-	-	-
680	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	206,9	146,3	1,31%	176,1	124,5	1,52%	186,3	131,8	1,30%

Caso 1: Inserção de geração fotovoltaica na barra 671**Potência nominal do sistema fotovoltaico: 2MW**

Corrente	Fase A			Fase B			Fase C		
	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD
650	185,1	130,9	4,02%	86,5	61,16	8,18%	214,3	151,5	2,50%
632	185,1	130,9	4,02%	86,5	61,16	8,18%	214,3	151,5	2,50%
633	0,5026	0,3554	0,11%	0,3932	0,278	0,11%	0,388	0,2748	0,09%
634	4,32	3,05	0,11%	3,37	2,383	0,11%	3,316	2,345	0,09%
671	441,5	312,3	1,58%	239,3	169,2	3,23%	450,6	318,7	1,42%
645	-	-	-	123,6	87,39	0,11%	88,21	62,37	0,11%
646	-	-	-	88,21	62,37	0,11%	88,21	62,37	0,11%
L675	99,3	70,21	0,29%	17,71	12,52	0,18%	68,07	48,13	0,17%
C675	114,6	81,04	4,26%	117,2	82,86	6,94%	114,4	80,88	6,79%
T675	121,1	85,61	6,23%	106,3	75,16	7,62%	92,54	65,44	5,19%
684	87,6	61,95	0,19%	-	-	-	97,68	69,07	2,54%
611	-	-	-	-	-	-	107,2	75,8	0,23%
652	87,6	61,95	0,19%	-	-	-	-	-	-
680	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	394,5	279	1,42%	357,4	252,7	1,53%	374,7	265	1,40%

Caso 1: Inserção de geração fotovoltaica na barra 671**Potência nominal do sistema fotovoltaico: 3MW**

Corrente	Fase A			Fase B			Fase C		
	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD
650	242,1	171,2	3,55%	146,3	103,4	5,66%	155,6	110	7,06%
632	242,1	171,2	3,55%	146,3	103,4	5,66%	155,6	110	7,06%
633	0,5049	0,357	0,13%	0,3943	0,278	0,13%	0,3907	0,2762	0,19%
634	4,338	3,07	0,13%	3,379	2,389	0,13%	3,348	2,368	0,19%
671	445,6	315,1	2,02%	240,5	170,1	3,86%	455,1	321,8	2,15%
645	-	-	-	124,2	87,82	0,18%	88,76	62,76	0,19%
646	-	-	-	88,76	62,76	0,19%	88,76	62,76	0,19%
L675	100,1	70,8	0,34%	17,8	12,59	0,21%	69,31	49,01	0,34%
C675	115,8	81,87	6,73%	117,8	83,29	8,19%	115,4	81,58	8,36%
T675	122,1	86,35	7,74%	106,9	75,56	9,01%	93,49	66,11	8,14%
684	88,34	62,46	0,22%	-	-	-	98,69	69,78	3,80%
611	-	-	-	-	-	-	108,3	76,58	0,46%
652	88,36	62,48	0,22%	-	-	-	-	-	-
680	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	577,5	408,4	1,61%	538,1	380,5	1,69%	560,5	396,3	1,39%

TENSÃO:**Caso 1: Inserção de geração fotovoltaica na barra 671****Potência nominal do sistema fotovoltaico: 200kW**

Tensão	Fase A			Fase B			Fase C		
	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD
650	3373	2385	0,01%	3384	2393	0,01%	3371	2384	0,01%
632	3300	2333	0,03%	3365	2379	0,04%	3282	2320	0,02%
633	3300	2333	0,03%	3365	2379	0,04%	3282	2320	0,02%
634	380,7	269,2	0,03%	388,2	274,5	0,04%	378,6	267,7	0,02%
671	3234	2287	0,06%	3369	2383	0,08%	3217	2274	0,03%
645	-	-	-	3348	2368	0,04%	3272	2314	0,02%
646	-	-	-	3343	2364	0,04%	3265	2309	0,02%
675	3230	2284	0,06%	3375	2386	0,08%	3218	2275	0,04%
684	3227	2282	0,06%	-	-	-	3210	2270	0,04%
611	-	-	-	-	-	-	3204	2265	0,04%
652	3209	2269	0,06%	-	-	-	-	-	-
680	3234	2287	0,0006	3369	2383	0,0008	3217	2274	0,0003
P1	3234	2287	0,06%	3369	2383	0,08%	3217	2274	0,03%

Caso 1: Inserção de geração fotovoltaica na barra 671**Potência nominal do sistema fotovoltaico: 1MW**

Tensão	Fase A			Fase B			Fase C		
	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD
650	3376	2387	0,05%	3386	2394	0,05%	3376	2387	0,05%
632	3319	2347	0,13%	3365	2379	0,18%	3308	2339	0,18%
633	3318	2347	0,13%	3365	2379	0,18%	3308	2339	0,18%
634	382,8	270,7	0,13%	388,2	274,5	0,18%	381,6	269,8	0,18%
671	3267	2310	0,22%	3366	2380	0,30%	3263	2307	0,32%
645	-	-	-	3348	2368	0,18%	3298	2332	0,18%
646	-	-	-	3343	2364	0,18%	3291	2327	0,18%
675	3263	2307	0,25%	3372	2384	0,33%	3264	2308	0,34%
684	3261	2306	0,22%	-	-	-	3257	2303	0,33%
611	-	-	-	-	-	-	3250	2298	0,35%
652	3242	2293	0,22%	-	-	-	-	-	-
680	3267	2310	0,0022	3366	2380	0,003	3263	2307	0,0032
P1	3267	2310	0,22%	3366	2380	0,30%	3263	2307	0,32%

Caso 1: Inserção de geração fotovoltaica na barra 671**Potência nominal do sistema fotovoltaico: 2MW**

Tensão	Fase A			Fase B			Fase C		
	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD
650	3378	2388	0,15%	3389	2396	0,14%	3379	2390	0,08%
632	3337	2359	0,43%	3372	2385	0,44%	3331	2355	0,30%
633	3337	2359	0,43%	3372	2385	0,44%	3331	2355	0,30%
634	384,9	272,2	0,43%	389	275,1	0,44%	384,2	271,7	0,30%
671	3301	2334	0,72%	3378	2389	0,75%	3305	2337	0,52%
645	-	-	-	3356	2373	0,44%	3321	2348	0,30%
646	-	-	-	3350	2369	0,44%	3314	2344	0,30%
675	3297	2331	0,79%	3383	2392	0,81%	3306	2337	0,55%
684	3293	2339	0,72%	-	-	-	3298	2332	0,55%
611	-	-	-	-	-	-	3292	2327	0,59%
652	3276	2316	0,72%	-	-	-	-	-	-
680	3303	2334	0,0072	3378	2389	0,0075	3305	2337	0,0052
P1	3301	2334	0,72%	3378	2389	0,75%	3305	2337	0,52%

Caso 1: Inserção de geração fotovoltaica na barra 671**Potência nominal do sistema fotovoltaico: 3MW**

Tensão	Fase A			Fase B			Fase C		
	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD
650	3379	2389	0,15%	3391	2398	0,14%	3382	2391	0,16%
632	3352	2370	0,44%	3380	2390	0,44%	3349	2368	0,57%
633	3352	2370	0,44%	3380	2390	0,44%	3349	2368	0,57%
634	386,7	273,4	0,44%	388,9	275,7	0,44%	386,3	273,2	0,57%
671	3331	2355	0,74%	3391	2398	0,76%	3339	2361	0,99%
645	-	-	-	3363	2378	0,44%	3339	2361	0,57%
646	-	-	-	3357	2374	0,44%	3332	2356	0,57%
675	3327	2353	0,83%	3397	2402	0,84%	3339	2361	1,04%
684	3297	2331	0,72%	-	-	-	3269	2311	0,58%
611	-	-	-	-	-	-	3325	2351	1,09%
652	3306	2337	0,73%	-	-	-	-	-	-
680	3331	2355	0,0074	3391	2398	0,0076	3339	2361	0,0099
P1	3331	2355	0,74%	3391	2398	0,76%	3339	2361	0,99%

APÊNDICE C: Dados de simulação CASO 2 – Inserção na barra 680

CORRENTE:

Caso 2: Inserção de geração fotovoltaica na barra 680

Potência nominal do sistema fotovoltaico: 200kW

Corrente	Fase A			Fase B			Fase C		
	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD
650	407,1	287,9	0,12%	374,9	265,1	0,16%	508,3	359,4	0,10%
632	407,1	287,9	0,12%	374,9	265,1	0,16%	508,3	359,4	0,10%
633	0,497	0,3514	0,01%	0,3926	0,2776	0,01%	0,3828	0,2707	0,01%
634	4,27	3,02	0,01%	3,365	2,379	0,01%	3,281	2,32	0,01%
671	391,6	276,9	0,13%	203,4	143,8	0,30%	404,4	286	0,12%
645	-	-	-	123,1	87,08	0,01%	87,74	62,04	0,01%
646	-	-	-	87,74	62,04	0,01%	87,74	62,04	0,01%
675	97,2	68,73	0,03%	17,68	12,5	0,02%	66,78	47,22	0,01%
675	111,5	78,87	0,38%	117	82,75	0,63%	112	79,17	0,56%
T675	118,5	83,82	0,52%	106,1	75,05	0,70%	90,07	63,69	0,46%
684	85,75	60,63	0,02%	-	-	-	95,07	67,22	0,22%
611	-	-	-	-	-	-	104,3	73,77	0,02%
652	85,77	60,65	0,02%	-	-	-	-	-	-
680	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	45,32	32,05	1,22%	34,52	24,41	1,59%	35,81	25,32	1,63%

Caso 2: Inserção de geração fotovoltaica na barra 680

Potência nominal do sistema fotovoltaico: 1MW

Corrente	Fase A			Fase B			Fase C		
	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD
650	278,5	196,9	1,16%	238,6	168,7	1,55%	369,7	261,4	0,73%
632	278,5	196,9	1,16%	238,6	168,7	1,55%	369,7	261,4	0,73%
633	0,4996	0,3533	0,05%	0,3928	0,2778	0,06%	0,3856	0,2727	0,05%
634	4,293	3,036	0,05%	3,366	2,38	0,06%	3,305	2,337	0,05%
671	262,4	185,6	1,24%	69,91	49,44	5,45%	258,8	183	1,07%
645	-	-	-	123,5	87,3	0,06%	88,08	62,28	0,06%
646	-	-	-	88,08	62,28	0,06%	88,08	62,28	0,06%
675	98,15	69,4	0,12%	17,69	12,51	0,10%	67,67	47,85	0,09%
675	113	79,93	2,17%	117	82,75	3,73%	113,1	79,95	3,18%
T675	119,7	84,63	2,93%	106,2	75,07	4,10%	91,28	64,54	2,64%
684	86,59	61,23	0,08%	-	-	-	96,34	68,12	1,29%
611	-	-	-	-	-	-	105,7	74,76	0,13%
652	86,61	61,24	0,08%	-	-	-	-	-	-
680	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	203,9	144,1	1,36%	177,3	125,4	1,40%	186,8	132,1	1,40%

Caso 2: Inserção de geração fotovoltaica na barra 680**Potência nominal do sistema fotovoltaico: 2MW**

Corrente	Fase A			Fase B			Fase C		
	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD
650	190,4	134,6	3,43%	86,13	60,91	6,58%	220,2	155,7	2,57%
632	190,4	134,6	3,43%	86,13	60,91	6,58%	220,2	155,7	2,57%
633	0,5022	0,3551	0,11%	0,3937	0,278	0,08%	0,388	0,274	0,10%
634	4,32	3,05	0,11%	3,37	2,383	0,08%	3,316	2,345	0,10%
671	178,5	126,2	3,67%	126,9	89,74	4,60%	85,05	60,14	6,81%
645	-	-	-	123,8	87,57	0,10%	88,42	62,52	0,10%
646	-	-	-	88,42	62,51	0,10%	88,42	62,52	0,10%
675	99,1	70,07	0,29%	17,75	12,55	0,13%	68,45	48,4	0,19%
675	114,3	80,04	4,58%	117,5	83,05	5,61%	114,2	80,72	6,77%
T675	120,9	85,45	6,20%	106,5	75,34	6,16%	92,32	65,28	5,57%
684	87,4	6182	0,19%	-	-	-	97,45	68,91	2,78%
611	-	-	-	-	-	-	106,9	75,62	0,26%
652	87,45	61,84	0,19%	-	-	-	-	-	-
680	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	389,7	275,5	1,34%	359,1	253,9	1,47%	374,1	264,5	1,47%

Caso 2: Inserção de geração fotovoltaica na barra 680**Potência nominal do sistema fotovoltaico: 3MW**

Corrente	Fase A			Fase B			Fase C		
	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD
650	146,1	174	11,38%	150,8	106,6	18,12%	170,7	120,7	10,01%
632	146,1	174	11,38%	150,8	106,6	18,12%	170,7	120,7	10,01%
633	0,5043	0,3566	0,40%	0,3943	0,278	0,43%	0,3899	0,2757	0,30%
634	4,333	3,064	0,40%	3,38	2,39	0,43%	3,341	2,363	0,30%
671	245,7	173,7	11,44%	303	214,3	9,23%	120,2	84,98	14,48%
645	-	-	-	124,1	87,77	0,38%	88,66	62,69	0,36%
646	-	-	-	88,66	62,69	0,36%	88,66	62,69	0,36%
675	99,92	70,66	1,02%	17,81	12,59	0,70%	69,06	48,83	0,56%
675	115,4	81,59	10,01%	117,8	83,27	18,99%	115,1	81,63	16,63%
T675	121,8	86,15	14,95%	106,8	75,52	20,83%	93,15	65,87	12,03%
684	88,15	62,33	0,66%	-	-	-	98,3	69,51	5,35%
611	-	-	-	-	-	-	107,9	76,29	0,76%
652	88,17	62,35	0,66%	-	-	-	-	-	-
680	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	571,1	403,8	2,63%	539,2	381,3	2,03%	558,9	395,2	1,45%

TENSÃO:**Caso 2:** Inserção de geração fotovoltaica na barra 680**Potência nominal do sistema fotovoltaico:** 200kW

Tensão	Fase A			Fase B			Fase C		
	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD
650	3373	2385	0,01%	3384	2393	0,01%	3371	2384	0,01%
632	3300	2333	0,03%	3365	2379	0,04%	3281	2320	0,02%
633	3299	2333	0,03%	3365	2380	0,04%	3281	2320	0,02%
634	380,6	269,1	0,03%	388,3	274,5	0,04%	378,6	267,7	0,02%
671	3233	2286	0,06%	3370	2383	0,07%	3216	2274	0,04%
645	-	-	-	3349	2368	0,04%	3272	2314	0,02%
646	-	-	-	3343	2364	0,04%	3265	2309	0,02%
675	3229	2284	0,06%	3375	2387	0,08%	3217	2275	0,04%
684	3227	2282	0,06%	-	-	-	3210	2270	0,04%
611	-	-	-	-	-	-	3203	2265	0,04%
652	3209	2269	0,06%	-	-	-	-	-	-
680	3236	2288	0,0006	3368	2381	0,0008	3220	2277	0,0005
P1	3236	2288	0,06%	3368	2381	0,08%	3220	2277	0,05%

Caso 2: Inserção de geração fotovoltaica na barra 680**Potência nominal do sistema fotovoltaico:** 1MW

Tensão	Fase A			Fase B			Fase C		
	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD
650	3375	2387	0,06%	3386	2395	0,08%	3375	2387	0,04%
632	3317	2346	0,19%	3367	2367	0,25%	3306	2337	0,16%
633	3317	2346	0,19%	3367	2381	0,25%	3306	2337	0,16%
634	382,7	270,6	0,19%	388,4	274,7	0,25%	381,4	269,7	0,16%
671	3265	2309	0,31%	3370	2383	0,43%	3259	2305	0,28%
645	-	-	-	3350	2369	0,25%	3296	2331	0,16%
646	-	-	-	3345	2365	0,25%	3289	2326	0,16%
675	3261	2306	0,35%	3375	2387	0,46%	3260	2305	0,30%
684	3259	2304	0,31%	-	-	-	3253	2300	0,30%
611	-	-	-	-	-	-	3246	2296	0,32%
652	3240	2291	0,31%	-	-	-	-	-	-
680	3275	2316	0,0035	3367	2381	0,0044	3272	2314	0,0032
P1	3275	2316	0,35%	3367	2381	0,44%	3272	2314	0,32%

Caso 2: Inserção de geração fotovoltaica na barra 680**Potência nominal do sistema fotovoltaico: 2MW**

Tensão	Fase A			Fase B			Fase C		
	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD
650	3377	2388	0,13%	3389	2396	0,11%	3378	2389	0,09%
632	3334	2358	0,43%	3374	2386	0,32%	3326	2352	0,34%
633	3334	2358	0,43%	3374	2386	0,32%	3326	2352	0,34%
634	384,6	272	0,43%	389,3	275,3	0,32%	383,7	271,3	0,34%
671	3297	2331	0,73%	3382	2392	0,54%	3297	2331	0,60%
645	-	-	-	3358	2374	0,32%	3317	2345	0,34%
646	-	-	-	3352	2370	0,32%	3310	2341	0,34%
675	3293	2328	0,80%	3388	2395	0,60%	3298	2332	0,63%
684	3290	2326	0,73%	-	-	-	3290	2326	0,64%
611	-	-	-	-	-	-	3284	2322	0,68%
652	3272	2313	0,73%	-	-	-	-	-	-
680	3314	2343	0,0075	3382	2391	0,0062	3318	2346	0,0063
P1	3314	2343	0,75%	3382	2391	0,62%	3318	2346	0,63%

Caso 2: Inserção de geração fotovoltaica na barra 680**Potência nominal do sistema fotovoltaico: 3MW**

Tensão	Fase A			Fase B			Fase C		
	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD
650	3378	2389	0,52%	3390	2397	0,50%	3380	2390	0,26%
632	3348	2367	1,46%	3380	2390	1,64%	3342	2363	0,97%
633	3348	2367	1,46%	3380	2390	1,64%	3342	2363	0,97%
634	386,2	273,1	1,46%	389,9	275,7	1,64%	385,5	272,6	0,97%
671	3324	2350	2,40%	3393	2399	2,79%	3326	2352	1,70%
645	-	-	-	3363	2378	1,64%	3332	2356	0,97%
646	-	-	-	3357	2374	1,64%	3326	2352	0,98%
675	3320	2348	2,54%	3398	2403	2,93%	3327	2353	1,77%
684	3317	2346	2,38%	-	-	-	3320	2347	1,77%
611	-	-	-	-	-	-	3313	2343	1,84%
652	3299	2333	2,39%	-	-	-	-	-	-
680	3349	2368	0,0277	3395	2401	0,0286	3355	2373	0,017
P1	3349	2368	2,77%	3395	2401	2,86%	3355	2373	1,70%

APÊNDICE D: Dados de simulação CASO 3 – Inserção na barra 675

CORRENTE:

Caso 3: Inserção de geração fotovoltaica na barra 675

Potência nominal do sistema fotovoltaico: 200kW

Corrente	Fase A			Fase B			Fase C		
	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD
650	406,3	287,3	0,14%	375	265,1	0,19%	508,8	359,8	0,10%
632	406,3	287,3	0,14%	375	265,1	0,19%	508,8	359,8	0,10%
633	0,497	0,3514	0,01%	0,392	0,2776	0,01%	0,382	0,2707	0,01%
634	4,27	3,02	0,01%	3,365	2,379	0,01%	3,281	2,32	0,01%
671	390,8	276,3	0,14%	203,4	143,8	0,36%	405,2	286	0,13%
645	-	-	-	123,1	87,08	0,01%	87,74	62,04	0,01%
646	-	-	-	87,74	62,04	0,01%	87,74	62,04	0,01%
675	97,2	68,73	0,03%	17,68	12,5	0,02%	66,78	47,22	0,01%
675	111,6	78,92	0,51%	117	82,75	0,71%	112,1	79,27	0,61%
T675	118,7	83,92	0,56%	106,1	75,05	0,78%	90,12	63,72	0,63%
684	85,78	60,66	0,02%	-	-	-	95,07	67,22	35,00%
611	-	-	-	-	-	-	104,3	73,77	0,02%
652	85,77	60,65	0,02%	-	-	-	-	-	-
680	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	46,07	32,58	1,17%	34,64	24,49	1,63%	35,21	24,9	1,69%

Caso 3: Inserção de geração fotovoltaica na barra 675

Potência nominal do sistema fotovoltaico: 1MW

Corrente	Fase A			Fase B			Fase C		
	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD
650	275,1	194,5	0,96%	241	170,4	1,13%	370,1	261,7	0,94%
632	275,1	194,5	0,96%	241	170,4	1,13%	370,1	261,7	0,94%
633	0,499	0,353	0,04%	0,392	0,277	0,04%	0,385	0,272	0,06%
634	4,293	3,036	0,04%	3,366	2,38	0,04%	3,305	2,337	0,06%
671	259,1	183,2	1,02%	72,47	51,25	3,88%	260,5	184,2	1,36%
645	-	-	-	123,4	87,3	0,06%	88,09	62,28	0,06%
646	-	-	-	88,08	62,28	0,06%	88,08	62,28	0,06%
675	98,59	69,72	0,10%	17,69	12,51	0,07%	67,93	48,03	0,12%
675	113,5	80,23	2,97%	117,1	82,78	3,04%	113,6	80,31	2,82%
T675	120,2	85,01	2,61%	106,2	75,1	3,35%	91,61	64,79	3,62%
684	86,67	61,29	0,06%	-	-	-	96,34	68,12	1,84%
611	-	-	-	-	-	-	105,7	74,76	0,16%
652	86,7	61,3	0,06%	-	-	-	-	-	-
692	92,34	65,3	0,0313	185,2	130,9	1,64	95,74	67,7	3,49
680	0	0	0,00%	0	0	0,00%	0	0	0,00%
P1	206,7	146,2	1,35%	175,3	124	1,61%	185,2	130,9	1,37%

Caso 3: Inserção de geração fotovoltaica na barra 675**Potência nominal do sistema fotovoltaico: 2MW**

Corrente	Fase A			Fase B			Fase C		
	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD
650	185	130,8	3,98%	88,65	62,68	7,78%	216,5	153,1	3,22%
632	185	130,8	3,98%	88,65	62,68	7,78%	216,5	153,1	3,22%
633	0,502	0,3551	0,11%	0,393	0,278	0,11%	0,388	0,274	0,12%
634	4,32	3,05	0,11%	3,37	2,383	0,11%	3,316	2,345	0,12%
671	173,2	122,4	4,27%	123,2	87,14	5,76%	83,91	59,33	8,49%
645	-	-	-	123,8	87,57	0,12%	88,42	62,52	0,13%
646	-	-	-	88,42	62,51	0,13%	88,42	62,52	0,13%
675	99,86	70,61	0,29%	17,79	12,58	0,18%	68,96	48,76	0,23%
675	115,2	81,45	6,73%	117,7	83,25	8,66%	115	81,35	9,35%
T675	121,8	86,11	8,69%	106,8	75,52	9,52%	93,01	65,77	8,23%
684	87,55	61,91	0,18%	-	-	-	97,65	69,05	4,62%
611	-	-	-	-	-	-	107,2	75,78	0,31%
652	87,58	61,93	0,18%	-	-	-	-	-	-
680	0	0	0,00%	0	0	0,00%	0	0	0,00%
P1	392,3	277,4	2,10%	354,9	250,9	2,11%	371,7	262,9	1,53%

Caso 3: Inserção de geração fotovoltaica na barra 675**Potência nominal do sistema fotovoltaico: 3MW**

Corrente	Fase A			Fase B			Fase C		
	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD	Ifund (pico)	Irms	THD
650	239,8	169,6	6,29%	144,8	102,4	9,87%	156,2	110,5	9,39%
632	239,8	169,6	6,29%	144,8	102,4	9,87%	156,2	110,5	9,39%
633	0,504	0,3566	0,23%	0,393	0,278	0,22%	0,389	0,2757	0,25%
634	4,333	3,064	0,23%	3,38	2,39	0,22%	3,341	2,363	0,25%
671	239,9	169,6	6,31%	297,8	210,8	4,95%	110,9	78,38	13,55%
645	-	-	-	124,1	87,77	0,26%	88,66	62,69	0,27%
646	-	-	-	88,66	62,69	0,27%	88,66	62,69	0,27%
675	101	71,43	0,61%	17,9	12,66	0,37%	69,82	49,37	0,46%
675	116,7	82,49	12,24%	118,4	83,75	12,14%	116,4	82,34	16,45%
T675	123,2	87,14	15,23%	107,5	75,98	13,33%	94,17	66,59	14,95%
684	88,34	62,47	0,38%	-	-	-	98,6	69,72	8,68%
611	-	-	-	-	-	-	108,2	76,54	0,63%
652	88,36	62,48	0,39%	-	-	-	-	-	-
692	456,5	322,8	0,0363	528,8	373,9	0,03	432,9	306,1	0,0338
680	0	0	0,00%	0	0	0,00%	0	0	0,00%
P1	573,6	405,6	2,67%	534,2	377,7	2,05%	556	393,1	1,78%

TENSÃO:**Caso 3: Inserção de geração fotovoltaica na barra 675****Potência nominal do sistema fotovoltaico: 200kW**

Tensão	Fase A			Fase B			Fase C		
	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD
650	3373	2385	0,01%	3384	2393	0,01%	3371	2384	0,01%
632	3300	2333	0,04%	3365	2379	0,05%	3281	2320	0,02%
633	3330	2334	0,04%	3365	2380	0,05%	3281	2320	0,02%
634	380,7	269,2	0,04%	388,2	274,5	0,05%	378,6	267,7	0,02%
671	3235	2287	0,07%	3369	2382	0,09%	3216	2274	0,04%
645	-	-	-	3348	2368	0,05%	3272	2314	0,02%
646	-	-	-	3343	2364	0,05%	3265	2309	0,02%
675	3234	2286	0,07%	3375	2386	0,09%	3219	2276	0,04%
684	3228	2283	0,07%	-	-	-	3210	2270	0,04%
611	-	-	-	-	-	-	3204	2265	0,05%
652	3210	2270	0,07%	-	-	-	-	-	-
680	3235	2287	0,07%	3369	2382	0,09%	3216	2274	0,04%
P1	3234	2286	0,07%	3375	2386	0,09%	3219	2276	0,04%

Caso 3: Inserção de geração fotovoltaica na barra 675**Potência nominal do sistema fotovoltaico: 1MW**

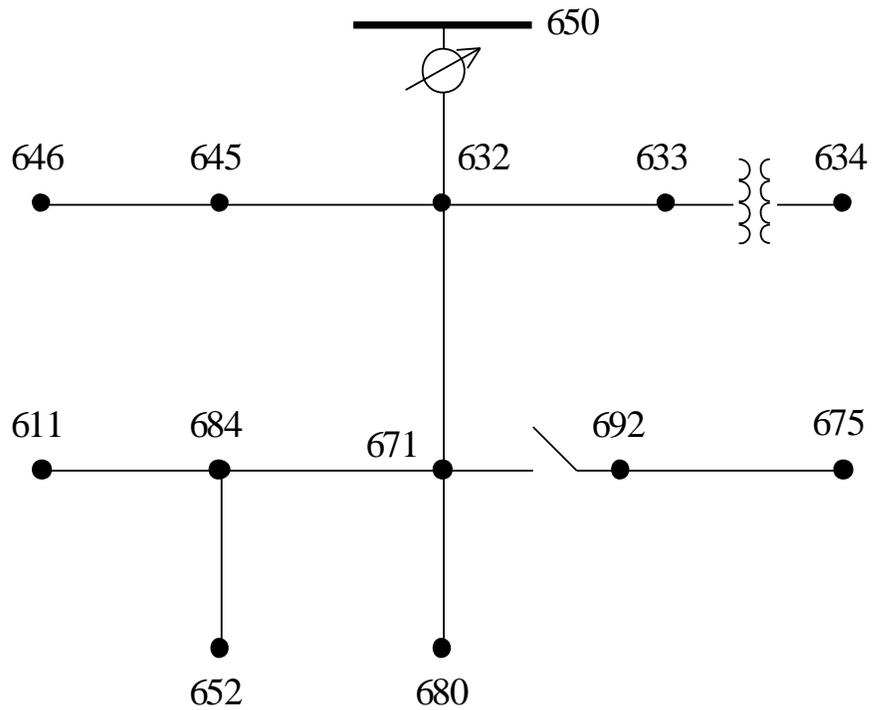
Tensão	Fase A			Fase B			Fase C		
	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD
650	3376	2387	0,05%	3386	2395	0,05%	3376	2387	0,05%
632	3319	2347	0,15%	3365	2379	0,17%	3308	2339	0,20%
633	3319	2347	0,15%	3364	2379	0,17%	3308	2339	0,20%
634	382,7	270,6	0,15%	388,1	274,5	0,17%	381,6	269,8	0,20%
671	3268	2311	0,25%	3365	2380	0,29%	3263	2307	0,35%
645	-	-	-	3348	2367	0,17%	3298	2332	0,20%
646	-	-	-	3342	2363	0,17%	3291	2327	0,20%
675	3276	2316	0,27%	3377	2388	0,31%	3273	2314	0,37%
684	3262	2306	0,25%	-	-	-	3256	2303	0,36%
611	-	-	-	-	-	-	3250	2298	0,39%
652	3243	2293	0,25%	-	-	-	-	-	-
692	3268	2311	0,0025	3365	2380	0,0029	3263	2307	0,0035
680	3268	2311	0,25%	3365	2380	0,29%	3263	2307	0,35%
P1	3276	2316	0,27%	3377	2388	0,31%	3273	2314	0,37%

Caso 3: Inserção de geração fotovoltaica na barra 675**Potência nominal do sistema fotovoltaico: 2MW**

Tensão	Fase A			Fase B			Fase C		
	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD
650	3378	2388	0,16%	3389	2396	0,15%	3379	2389	0,11%
632	3337	2360	0,47%	3372	2384	0,46%	3330	2355	0,40%
633	3337	2360	0,47%	3372	2384	0,46%	3330	2355	0,40%
634	384,9	272,1	0,47%	389	275	0,46%	384,2	271,7	0,40%
671	3301	2334	0,78%	3377	2388	0,79%	3304	2336	0,70%
645	-	-	-	3355	2372	0,46%	3321	2348	0,40%
646	-	-	-	3349	2368	0,46%	3314	2343	0,40%
675	3318	2346	0,85%	3396	2401	0,84%	3322	2349	0,74%
684	3295	2330	0,77%	-	-	-	3297	2331	0,74%
611	-	-	-	-	-	-	3291	2327	0,82%
652	3276	2317	0,77%	-	-	-	-	-	-
680	3301	2334	0,78%	3377	2388	0,79%	3304	2336	0,70%
P1	3318	2346	0,85%	3396	2401	0,84%	3322	2349	0,74%

Caso 3: Inserção de geração fotovoltaica na barra 675**Potência nominal do sistema fotovoltaico: 3MW**

Tensão	Fase A			Fase B			Fase C		
	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD	Vfund (pico)	Vrms	THD
650	3379	2389	0,30%	3390	2397	0,26%	3380	2390	0,23%
632	3352	2370	0,90%	3378	2389	0,82%	3348	2367	0,80%
633	3352	2370	0,90%	3378	2389	0,82%	3348	2367	0,80%
634	386,2	273,1	0,90%	389,7	275,7	0,82%	386,2	273,1	0,80%
671	3331	2355	1,51%	3389	2397	1,40%	3337	2359	1,39%
645	-	-	-	3362	2377	0,82%	3338	2360	0,80%
646	-	-	-	3338	2360	0,80%	3338	2360	0,80%
675	3356	2373	1,63%	3416	2415	1,48%	3364	2379	1,49%
684	3325	2351	1,48%	-	-	-	3330	2355	1,47%
611	-	-	-	-	-	-	3323	2350	1,62%
652	3306	2338	1,48%	-	-	-	-	-	-
680	3331	2355	1,51%	3389	2397	1,40%	3337	2359	1,39%
P1	3356	2373	1,63%	3416	2415	1,48%	3364	2379	1,49%

ANEXO A: Alimentador de testes de 13 Barras IEEE - *IEEE 13 Node Test Feeder***Distribution System Analysis Subcommittee
IEEE 13 Node Test Feeder**

Overhead Line Configuration Data:

Config.	Phasing	Phase	Neutral	Spacing
		ACSR	ACSR	ID
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Underground Line Configuration Data:

Config.	Phasing	Cable	Neutral	Space ID
606	A B C N	250,000 AA, CN	None	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Line Segment Data:

Node A	Node B	Length(ft.)	Config.
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Switch
684	611	300	605
692	675	500	606

Transformer Data:

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	5,000	115 - D	4.16 Gr. Y	1	8
XFM -1	500	4.16 - Gr.W	0.48 - Gr.W	1.1	2

Capacitor Data:

Node	Ph-A	Ph-B	Ph-C
	kVAr	kVAr	kVAr
675	200	200	200
611			100
Total	200	200	300

Regulator Data:

Regulator ID:	1		
Line Segment:	650 - 632		
Location:	50		
Phases:	A - B - C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	20		
Primary CT Rating:	700		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	3	3	3
X - Setting:	9	9	9
Voltage Level:	122	122	122

Spot Load Data:

Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
	Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
	TOTAL	1158	606	973	627	1135	753

Distributed Load Data:

Node A	Node B	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
		Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

IEEE 13 NODE TEST FEEDER*Impedances***Configuration 601:**

Z (R +jX) in ohms per mile

0.3465	1.0179	0.1560	0.5017	0.1580	0.4236
		0.3375	1.0478	0.1535	0.3849
				0.3414	1.0348

B in micro Siemens per mile

6.2998	-1.9958	-1.2595			
	5.9597	-0.7417			
		5.6386			

Configuration 602:

Z (R +jX) in ohms per mile

0.7526	1.1814	0.1580	0.4236	0.1560	0.5017
		0.7475	1.1983	0.1535	0.3849
				0.7436	1.2112

B in micro Siemens per mile

5.6990	-1.0817	-1.6905			
	5.1795	-0.6588			
		5.4246			

Configuration 603:

Z (R +jX) in ohms per mile

0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		1.3294	1.3471	0.2066	0.4591
				1.3238	1.3569

B in micro Siemens per mile

0.0000	0.0000	0.0000			
	4.7097	-0.8999			
		4.6658			

Configuration 604:

Z (R +jX) in ohms per mile

1.3238	1.3569	0.0000	0.0000	0.2066	0.4591
		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				1.3294	1.3471

B in micro Siemens per mile

4.6658	0.0000	-0.8999			
	0.0000	0.0000			
		4.7097			

Configuration 605:

Z (R +jX) in ohms per mile
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 1.3292 1.3475

B in micro Siemens per mile
 0.0000 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000
 4.5193

Configuration 606:

Z (R +jX) in ohms per mile
 0.7982 0.4463 0.3192 0.0328 0.2849 -0.0143
 0.7891 0.4041 0.3192 0.0328
 0.7982 0.4463

B in micro Siemens per mile
 96.8897 0.0000 0.0000
 96.8897 0.0000
 96.8897

Configuration 607:

Z (R +jX) in ohms per mile
 1.3425 0.5124 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000

B in micro Siemens per mile
 88.9912 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000
 0.0000

p 1

--- **V O L T A G E P R O F I L E** ---- DATE: 6-24-2004 AT 15:33:12 HOURS ----
 SUBSTATION: IEEE 13; FEEDER: IEEE 13

NODE	MAG	ANGLE	MAG	ANGLE	MAG	ANGLE	mi.to SR
	A-N		B-N		C-N		
650	1.0000	at .00	1.0000	at -120.00	1.0000	at 120.00	.000
RG60	1.0625	at .00	1.0500	at -120.00	1.0687	at 120.00	.000
632	1.0210	at -2.49	1.0420	at -121.72	1.0174	at 117.83	.379
633	1.0180	at -2.56	1.0401	at -121.77	1.0148	at 117.82	.474
XFXFM1	.9941	at -3.23	1.0218	at -122.22	.9960	at 117.35	.474
634	.9940	at -3.23	1.0218	at -122.22	.9960	at 117.34	.474
645			1.0329	at -121.90	1.0155	at 117.86	.474
646			1.0311	at -121.98	1.0134	at 117.90	.530
671	.9900	at -5.30	1.0529	at -122.34	.9778	at 116.02	.758
680	.9900	at -5.30	1.0529	at -122.34	.9778	at 116.02	.947
684	.9881	at -5.32			.9758	at 115.92	.815
611					.9738	at 115.78	.871
652	.9825	at -5.25					.966
692	.9900	at -5.31	1.0529	at -122.34	.9777	at 116.02	.852
675	.9835	at -5.56	1.0553	at -122.52	.9758	at 116.03	.947

p 1

----- **V O L T A G E R E G U L A T O R D A T A** ---- DATE: 6-24-2004 AT 15:33:16 HOURS --
 SUBSTATION: IEEE 13; FEEDER: IEEE 13

[NODE]	--[VREG]	-----[SEG]	-----[NODE]	MODEL	OPT	BNDW		
650	RG60	632	632	Phase A & B & C, Wye	RX	2.00		
	PHASE	LDCTR	VOLT HOLD	R-VOLT	X-VOLT	PT RATIO	CT RATE	TAP
	1		122.000	3.000	9.000	20.00	700.00	10
	2		122.000	3.000	9.000	20.00	700.00	8
	3		122.000	3.000	9.000	20.00	700.00	11