

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

THAÍS PINA PINTO

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, PENETRAÇÃO HARMÔNICA E
ENDOGÊNESE: ESTUDO DE CASO**

VITÓRIA
2019

THAÍS PINA PINTO

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, PENETRAÇÃO HARMÔNICA E
ENDOGÊNESE: ESTUDO DE CASO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo - UFES, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Domingos Sávio Lyrio Simonetti

VITÓRIA
2019

Ficha catalográfica disponibilizada pelo Sistema Integrado de Bibliotecas - SIBI/UFES e elaborada pelo autor

P645g Pina Pinto, Thaís, 1992-
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, PENETRAÇÃO HARMÔNICA E ENDOGÊNESE: ESTUDO DE CASO / Thaís Pina Pinto. - 2019.
64 f. : il.

Orientador: Domingos Sávio Lyrio Simonetti.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) -
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Geração Distribuída. 2. Qualidade de Energia. 3. Harmônicos.
4. Energias Renováveis. I. Sávio Lyrio Simonetti, Domingos.
II. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico.
III. Título.

CDU: 621.3

THAÍS PINA PINTO

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, PENETRAÇÃO HARMÔNICA E
ENDOGÊNESE: ESTUDO DE CASO**

Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

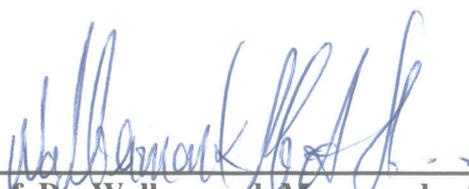
Aprovada em 21 de fevereiro de 2019.

BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Domingos Sávio Lyrio Simonetti - Orientador

Universidade Federal do Espírito Santo - UFES



Prof. Dr. Walbermark Marques dos Santos – Membro Interno

Universidade Federal do Espírito Santo - UFES



Profa. Dra. Tiara Rodrigues Smarssaro de Freitas – Membro

Externo PPGEE

Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

Lembre-se de olhar para as estrelas e não para baixo em seus pés. Tente identificar o sentido do que você vê e se pergunte sobre o que faz o Universo existir. Seja curioso. E, no entanto, por mais que a vida possa parecer difícil, há sempre algo que você pode fazer e ter sucesso.

É importante você não desistir simplesmente.”

(Stephen Hawking)

À minha família.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer primeiramente à minha família pelo apoio incondicional tanto neste como em todos os momentos de minha vida.

Aos amigos que conquistei e que tanto me ajudaram no Mestrado, Adan Lucio, Alessandra Comério, Mariana Altoé Mendes, Murillo Cobe e Vinícius Assad e a todos os meus amigos que me ajudaram nesta trajetória.

Ao meu professor orientador Domingos Sávio Lyrio Simonetti e ao professor Walbermark Marques dos Santos por todo o apoio, compreensão e conhecimento cedido durante a realização deste trabalho.

Ao meu supervisor Wagner Angelli Rampazzo, por todo apoio quando precisei me ausentar do trabalho nos períodos em que eu estava trabalhando e estudando, bem como a ajuda e conhecimento concedidos para a realização deste trabalho acadêmico.

Resumo

O constante aumento na demanda por energia elétrica, resultado do crescimento populacional e desenvolvimento tecnológico, resultou ao longo dos anos no crescimento ao uso de recursos não renováveis, bem como em elevada e às vezes irreversível degradação ambiental. Desta forma, a crescente preocupação do setor elétrico com a geração de energia a partir de fontes renováveis, aliado à degradação do modelo tradicional onde o fluxo de energia é unidirecional, tem como resultado um rápido aumento da geração distribuída, principalmente utilizando-se como fonte a energia solar fotovoltaica e eólica. Estas fontes de geração distribuída, que possuem característica intermitente, utilizam conversores baseados em eletrônica de potência para conectar-se com a rede. Tais conversores não inserem no sistema elétrico correntes puramente senoidais, possuindo algum conteúdo harmônico. Como os sistemas de distribuição foram inicialmente constituídos para um fluxo de potência unidirecional, faz-se necessário avaliar a perturbação na qualidade da energia em sistemas contendo este novo cenário. Neste contexto, o objetivo principal deste trabalho é o estudo da influência na qualidade da energia, no âmbito dos harmônicos, proveniente da geração distribuída. Para tal, foi utilizado o método de medição, para avaliar-se a qualidade da energia proveniente da microrrede instalada no prédio da Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES). A microrrede é composta por geração distribuída eólica e fotovoltaica. Com os resultados, pôde-se analisar qual o tipo de geração distribuída possui maior variação dos níveis de harmônicos gerados, quais os períodos do dia que mais influenciam na geração de harmônicos e qual a relação entre a potência e as taxas de distorção harmônicas geradas pelas gerações distribuídas.

Abstract

The constant growth in electricity demand, because of population growth and technological development, has resulted in the increase of the use of non-renewable resources over the years and irreversible environmental degradation. Thus, the growing concern of the electricity sector with the generation of energy from renewable sources, alongside with the degradation of the traditional model where the energy flow is unidirectional, results in a rapid increase in distributed generation, mainly as a source photovoltaic and wind energy. These distributed generation sources, which have an intermittent characteristic, use converters based on power electronics in which are connected to the network. Such converters do not insert purely sinusoidal currents into the electrical system, having some harmonic content. As the distribution systems are initially constituted for a unidirectional power flow, it is necessary to evaluate the perturbation in the energy quality in systems containing this new scenario. In this context, the main objective of this work is the study of the influence on the energy quality, within the scope of the harmonics, coming from the distributed generation. For this, the measurement method is used to evaluate the quality of the energy coming from the micro-grid installed in the building of the Post-Graduation in Electrical Engineering of the Federal University of Espírito Santo (UFES). The micro-grid is composed of distributed wind and photovoltaic generation. With the results, it is possible to analyze which type of distributed generation has greater variation of the generated harmonic levels, what periods of the day that most influence in the generation of harmonics and what is the relation between the power and the harmonic distortion rates generated by the distributed generations.

Sumário

| | |
|---|------|
| Sumário | viii |
| Lista de Figuras | x |
| Lista de Tabelas..... | xii |
| Capítulo 1: Introdução..... | 13 |
| 1.1 Geração Distribuída (GD) | 14 |
| 1.2 Regulamentação da Geração Distribuída no Brasil..... | 14 |
| 1.2.1 Cenário da geração distribuída | 16 |
| 1.3 Comentários gerais | 18 |
| 1.4 Objetivos do Trabalho | 18 |
| Capítulo 2: Qualidade da Energia e Geração Distribuída..... | 20 |
| 2.1 Normatização..... | 22 |
| 2.2 Análise de harmônicos..... | 24 |
| 2.2.1 Análise por medição | 25 |
| 2.2.2 Análise por simulação | 26 |
| 2.3 Conclusão | 28 |
| Capítulo 3: Estudo de Caso | 29 |
| 3.1 Microrrede | 29 |
| 3.1.1 Sistema Fotovoltaico | 29 |
| 3.1.2 Sistema Eólico | 32 |
| 3.1.3 Quadro de cargas | 35 |
| 3.2 Instalação do Analisador de Energia | 36 |
| 3.3 Resultados experimentais | 37 |
| 3.2.1 Análise dos resultados | 39 |
| 3.2.1.1 Análise durante todo o período de medição | 39 |
| 3.2.1.1.1 Medição de tensão | 39 |
| 3.2.1.1.2 Correntes Ia e Ic..... | 43 |
| 3.2.1.1.3 Medição da potência eólica e solar..... | 48 |
| 3.2.1.2 Análise dos períodos em que foram realizados os testes..... | 49 |
| 3.2.1.2.1 Correntes Ia e Ic..... | 49 |
| 3.2.1.2.2 Medição de tensão | 53 |
| Capítulo 4: Conclusões..... | 58 |
| 4.1 Conclusões..... | 58 |

| | |
|--|----|
| 4.2 Sugestões para trabalhos futuros | 59 |
| Produção Técnica | 60 |
| Referências Bibliográficas | 61 |
| Apêndice A:..... | 64 |

Lista de Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1 Funcionamento do <i>net metering</i> | 16 |
| Figura 2 Número de conexões por ano..... | 17 |
| Figura 3 Número de conexões por tipo de fonte | 17 |
| Figura 4 Forma de onda de tensão distorcida..... | 21 |
| Figura 5 Esquema genérico de um sistema de GD com análise por medição..... | 26 |
| Figura 6 Circuito equivalente genérico simplificado de um sistema com GD..... | 27 |
| Figura 7 Painel fotovoltaico instalado no prédio do CT VI | 30 |
| Figura 8 Unifilar da geração solar | 30 |
| Figura 9 Geração fotovoltaica (W) durante o dia 21/12/2018..... | 31 |
| Figura 10 Geração fotovoltaica mensal em kWh em 2018 | 32 |
| Figura 11 Turbina eólica instalada no prédio do CT VI..... | 32 |
| Figura 12 Diagrama unifilar da geração eólica | 33 |
| Figura 13 Geração eólica (W) durante o dia 21/12/2018..... | 34 |
| Figura 14 Geração eólica mensal em kWh em 2018..... | 35 |
| Figura 15 Quadro de cargas da Microrrede | 35 |
| Figura 16 Diagrama multifilar destacando as ligações do analisador..... | 37 |
| Figura 17 Tensão Van máxima durante todo o período de medição..... | 40 |
| Figura 18 THD de Va máxima durante todo o período de medição..... | 40 |
| Figura 19 Tensão Vbn máxima durante todo o período de medição..... | 41 |
| Figura 20 THD de Vb máxima durante todo o período de medição | 41 |
| Figura 21 Tensão Vcn máxima durante todo o período de medição..... | 42 |
| Figura 22 THD de Vc máxima durante todo o período de medição..... | 42 |
| Figura 23 Corrente Ia máxima durante todo o período de medição | 43 |
| Figura 24 THD de Ia máxima durante todo o período de medição | 44 |
| Figura 25 THD de Ia máximo e Ia máximo..... | 45 |
| Figura 26 Corrente Ic máxima durante todo o período de medição | 46 |
| Figura 27 THD de Ic máxima durante todo o período de medição | 46 |
| Figura 28 THD de Ic máximo e Ic máximo..... | 47 |
| Figura 29 Pa (Watt) médio durante todo o período de medição..... | 48 |
| Figura 30 Pc (Watt) médio durante todo o período de medição..... | 49 |
| Figura 31 THD Ia, THD Ic, Ia e Ic (De 08:05 às 8:46 horas)..... | 50 |
| Figura 32 THD Ia, THD Ic, Ia e Ic (De 09:50 às 10:30 horas) | 51 |
| Figura 33 THD Ia, THD Ic, Ia e Ic (De 12:00 às 12:40 horas) | 51 |

| | |
|--|----|
| Figura 34 THD Ia, THD Ic, Ia e Ic (De 14:00 às 14:40 horas) | 52 |
| Figura 35 THD Ia, THD Ic, Ia e Ic (De 16:00 às 16:40 horas) | 52 |
| Figura 36 THD Ia, THD Ic, Ia e Ic (De 11:37 às 12:00 horas) | 53 |
| Figura 37 THD Va, THD Vb, THD Vc, Van, Vbn e Vcn (De 08:05 às 9:46 horas) | 54 |
| Figura 38 THD Va, THD Vb, THD Vc, Van, Vbn e Vcn (De 09:50 às 10:30 horas) | 54 |
| Figura 39 THD Va, THD Vb, THD Vc, Van, Vbn e Vcn (De 12:00 às 12:40 horas) | 55 |
| Figura 40 THD Va, THD Vb, THD Vc, Van, Vbn e Vcn (De 14:00 às 14:40 horas) | 55 |
| Figura 41 THD Va, THD Vb, THD Vc, Van, Vbn e Vcn (De 16:00 às 16:40 horas) | 56 |
| Figura 42 THD Va, THD Vb, THD Vc, Van, Vbn e Vcn (De 11:37 às 12:00 horas) | 56 |

Lista de Tabelas

| | |
|---|----|
| Tabela 1 Distorção harmônica máxima em porcentagem da I_L | 22 |
| Tabela 2 Limites de harmônicos de tensão..... | 23 |
| Tabela 3 Limites das distorções harmônicas totais (em % de tensão fundamental)..... | 24 |
| Tabela 4 Limite de distorção harmônica de corrente | 24 |
| Tabela 5 Especificações dos módulos fotovoltaicos | 31 |
| Tabela 6 Características do inversor..... | 31 |
| Tabela 7 Especificações da turbina eólica | 33 |
| Tabela 8 Características do inversor..... | 34 |
| Tabela 9 Etapas dos procedimentos realizados no dia 17/01/2019 | 38 |
| Tabela 10 Procedimentos realizados no dia 22/01/2019 | 39 |

Capítulo 1: Introdução

O desenvolvimento tecnológico, nos torna cada vez mais dependentes da energia elétrica, tanto em meio residencial quanto comercial e industrial.

O crescimento do consumo nos últimos anos vem demandando um maior uso de recursos naturais não renováveis, que caminham para o esgotamento, o que resulta em degradações ambientais em larga escala. A crescente emissão de poluentes, resulta em mudanças climáticas em todo o mundo; tais mudanças podem afetar diretamente a qualidade de vida da população bem como a economia, tendo como exemplos, a crise mundial do petróleo na década de 70, o racionamento de energia em 2001 e a crise hídrica em 2014 que ocorreram no Brasil.

Para que não ocorra o esgotamento dos recursos e um maior avanço na degradação ambiental, têm sido adotadas em todo o mundo medidas que amenizam tais impactos, como o maior interesse pela eficiência energética e aumento do uso de energias renováveis.

Fontes alternativas de energia como eólica, fotovoltaica, células a combustível, biomassa e PCH's, vem ganhando cada vez mais espaço devido à sua limpeza e redução de emissões de CO₂ e outros gases nocivos. A matriz energética brasileira é composta por aproximadamente 60,8% de origem hídrica, 15% fóssil, 4,77% importada, e 19,37% de fontes como: biomassa, eólica, nuclear e solar (ANEEL, 2019).

Em função da utilização dessas fontes surgiu um novo modo de geração de energia elétrica. Oposto ao que era usual, onde com o fluxo unidirecional, grandes centrais geradoras são construídas distantes dos centros de carga, iniciou-se um processo de conexão de pequenas unidades de geração próximas das cargas, o que recebeu o nome de geração distribuída (GD) (CAMARGOS; SHAYANI, 2016).

A tecnologia disponível para geração distribuída é variada, e muitas delas utilizam recursos de energia renovável. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), os recursos energéticos renováveis são definidos como recursos que geralmente não estão sujeitos a esgotamento, como o calor e a luz do sol, a força do vento, matéria orgânica (biomassa), queda d'água, energia das marés e a geotérmica.

Os avanços tecnológicos e a redução nos custos tornaram as energias renováveis amplamente competitivas em relação às fontes de energia convencionais, tendo a GD a partir de fontes alternativas apresentado grande destaque.

1.1 Geração Distribuída (GD)

A geração de energia desde o desenvolvimento dos transformadores e do uso da corrente alternada foi sendo constituída para o fluxo unidirecional de energia, sendo assim, investimentos foram realizados ao longo dos anos na construção de grandes centrais geradoras distantes das cargas, bem como na infraestrutura de transmissão e distribuição da energia gerada (DIAS, 2005).

Com o crescimento populacional e contínuo desenvolvimento tecnológico, a demanda por energia torna-se cada vez maior. Quando o aumento da demanda ultrapassa a oferta do sistema, novos investimentos são necessários para suprir este déficit (DIAS, 2005).

Tal organização do sistema começou a ser questionado com o surgimento de novas alternativas de geração que reduzem o custo da energia gerada. Aliado à crescente dificuldade no financiamento de novas centrais geradoras está o grande impacto ambiental causado pela implementação das mesmas. Tais fatores contribuem para a valorização da Geração Distribuída (DIAS, 2005).

Estudos feitos na literatura (ACKERMANN et al, 2001), (ANEEL, 2014), (COELHO, 2013), mostram que não há um consenso na definição geral para o termo, tanto por órgãos nacionais quanto internacionais. De acordo com definição da ANEEL, a geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica (COELHO, 2013).

1.2 Regulamentação da Geração Distribuída no Brasil

A inserção do uso de fontes alternativas de energia começou a ganhar notoriedade no Brasil a partir dos anos de 2011 e 2012.

Em 2011, a Chamada de Projeto de P&D Estratégico nº 013/2011 da ANEEL, intitulada “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, teve como principais objetivos facilitar a inserção da Geração Solar Fotovoltaica (GSF) na matriz energética brasileira, o desenvolvimento profissional e infraestrutura laboratorial de instituições de pesquisa e de empresas, estimular a redução de custos e aumento da competitividade da GSF e aperfeiçoamentos normativos, regulatórios e/ou tributários.

Já em 2012 foram publicadas a Resolução Normativa (RN) 481/2012 e a RN 482/2012. A RN 481 veio a regulamentar descontos na TUSD (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de

Distribuição) e TUST (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão) para a geração solar de grande porte. A RN 482 possibilitou a inserção da GD utilizando-se diferentes fontes de energia alternativa. A Resolução “Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências”.

Porém, o aumento mais significativo veio a partir de 2015. Em abril de 2015 o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) através do convênio ICMS nº 16/2015 “autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL”. Desta forma os Estados que aderirem ao convênio estão autorizados a concederem isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora equivalente a energia injetada na rede pela unidade consumidora ou por outra unidade de mesma titularidade. A partir de então vários estados brasileiros aderiram ao convênio, tendo o Estado do Espírito Santo aderindo a partir de 05 de janeiro de 2018. Com a adesão do Amazonas, Paraná e Santa Catarina, todos os estados brasileiros passam a contar agora em 2018 com a isenção do imposto sobre a energia elétrica produzida a partir de fontes renováveis.

Após o convênio ICMS nº 16/2015 a Aneel aprovou em novembro de 2015 aprimoramentos na RN 482/2012: através da Resolução Normativa nº 687/2015, na qual foram adotadas as seguintes definições:

Art. 2º.....

I – microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalação de unidades consumidoras;

II – minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalação de unidades consumidoras;

III – sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa;

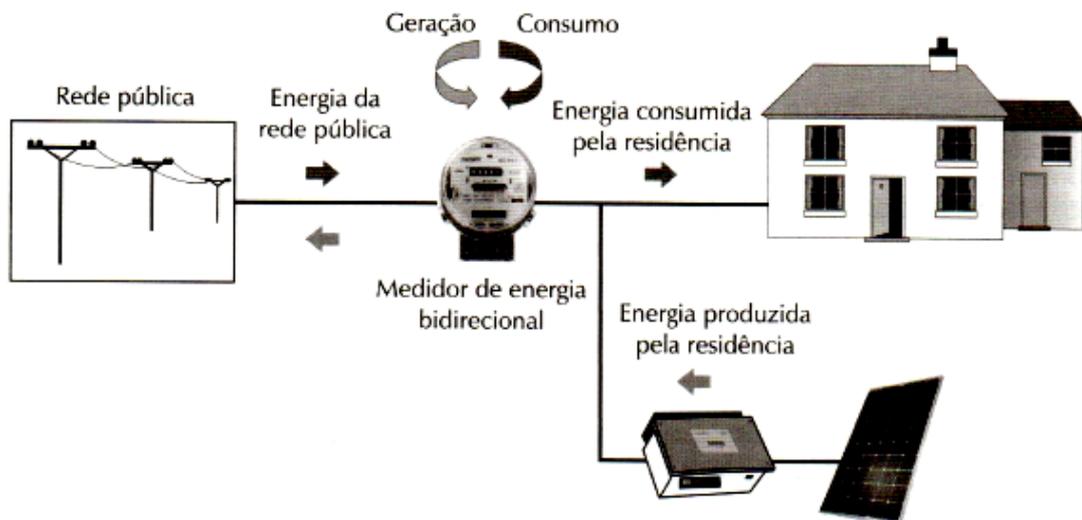
Com a RN 687/2015, o sistema de compensação que anteriormente poderia ser feita somente pela própria unidade consumidora que forneceu o excedente ou outro de mesma titularidade agora pode ser compensada, também, por meio de empreendimentos com múltiplas

unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto. O prazo para fins de compensação da energia cedida para a rede que antes era de 36 meses passou a ser de 60 meses (ANEEL, 2012a), (ANEEL, 2012b), (MELO et al, 2015).

Se a energia produzida for maior que a consumida, gera crédito ao acessante, também conhecido pelo termo em inglês *net metering*, definido pela alteração do inciso III do artigo 2º da REN 482/12, conforme consta na Resolução Normativa Nº 517/12 (ANEEL, 2012c).

A tarifação *net metering*, conforme Figura 1, regulado pela RN 482/2012, ocorre da seguinte forma, o medidor utilizado para este tipo de geração será eletrônico e bidirecional (medidores eletrônicos de quatro quadrantes), medindo tanto a energia entregue à rede quanto a energia que foi consumida (VILLALVA; GAZOLI, 2013, p.155).

Figura 1 Funcionamento do *net metering*

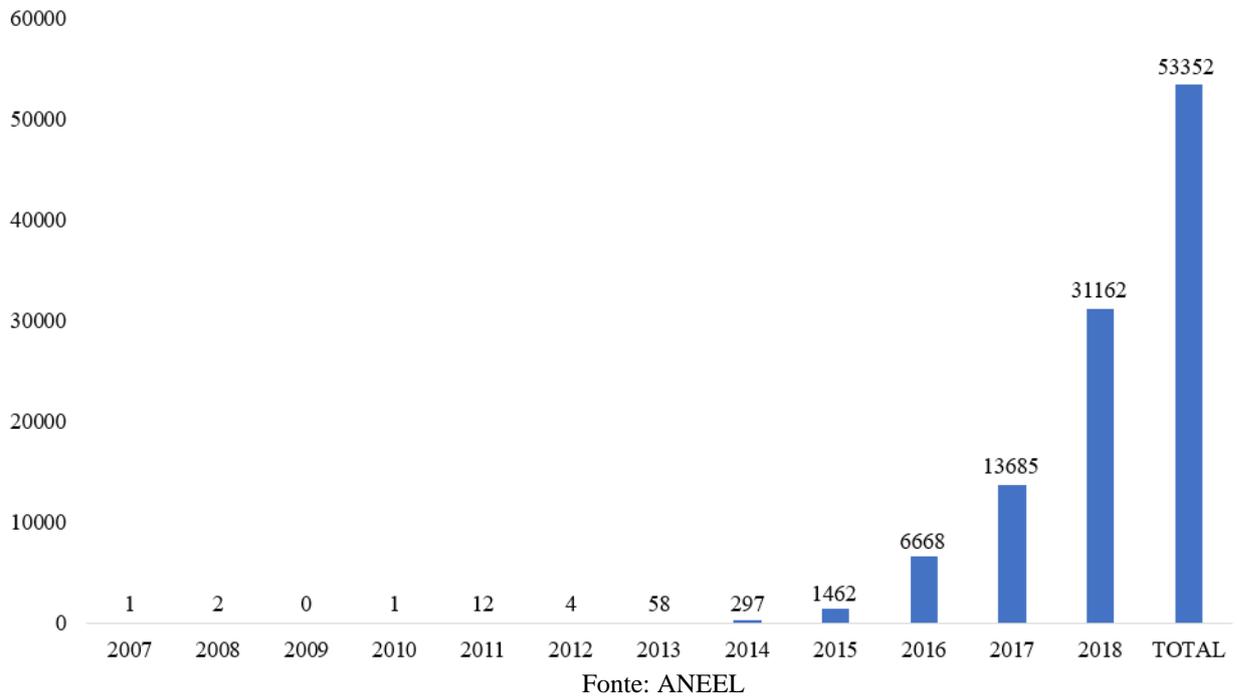


Fonte: VILLALVA; GAZOLI, 2013, p.157

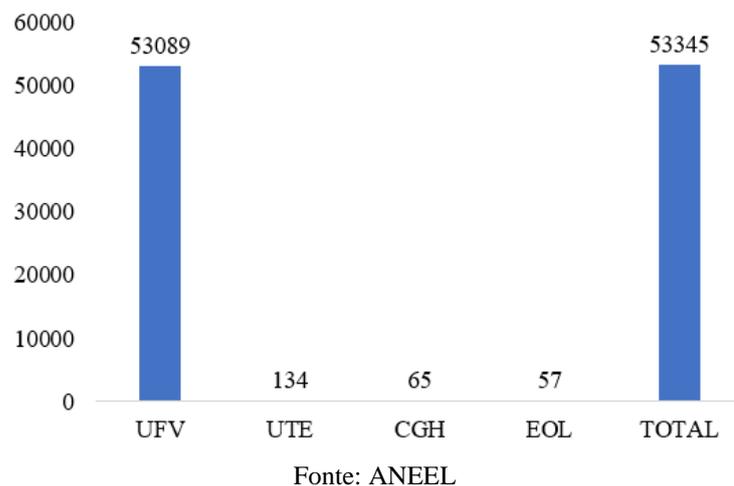
De acordo com esta tarifação, no final do mês, o consumidor só paga a diferença entre o que foi consumido e o que gerou. Caso a produção seja maior que o consumo, são gerados créditos de energia, que poderão ser abatidos nas contas dos meses seguintes, tendo um prazo de 60 meses para utilizar os créditos gerados. No final deste período, os créditos serão perdidos, sem direito a remuneração pela energia produzida.

1.2.1 Cenário da geração distribuída

De acordo com dados disponibilizados pela ANEEL, a Figura 2 apresenta o número de conexões por ano, entre 11 de junho de 2007 a 31 de dezembro de 2018 de geração distribuída conectada à rede. Como mencionado anteriormente o crescimento mais significativo veio a partir de 2015.

Figura 2 Número de conexões por ano

Na Figura 3, observa-se o número de conexões por fonte, entre 11 de junho de 2007 a 31 de dezembro de 2018.

Figura 3 Número de conexões por tipo de fonte

Onde:

UFV – Central Geradora Solar Fotovoltaica;

UTE – Central Geradora Termoelétrica;

CGH – Central Geradora Hidrelétrica;

EOL – Central Geradora Eólica.

1.3 Comentários gerais

Com base no exposto neste capítulo a expansão da GD no país deve-se principalmente a regulamentações favoráveis, além da diminuição nos preços tanto nos custos de produção quanto nos custos de de instalação dos sistemas, da abundância de incidência solar e considerável potencial eólico em algumas regiões do Brasil. A geração distribuída baseada em sistemas fotovoltaicos possui mais de 99% das conexões com a rede.

A preponderância dos sistemas fotovoltaicos é justificada pelo decaimento dos preços dos módulos fotovoltaicos e dos equipamentos periféricos, projeto menos complexo quando comparado à geração eólica, menor tempo de entrada de operação da planta quando comparado com outras fontes, o que resulta na redução do custo global deste tipo de geração.

Quanto à geração eólica, apesar de possuir altas taxas de crescimento devido à sua densidade de potência quando comparada à solar, sua utilização mais frequente esbarra no custo elevado do sistema quando comparada à geração fotovoltaica, e em sua disponibilidade regional e horária, ou seja, tem grande variabilidade de potência durante um curto período de tempo.

A utilização de energia solar fotovoltaica conectada à rede elétrica da concessionária é bastante difundida fora do país (REN21). O Brasil, por apresentar um grande potencial solarimétrico, está seguindo esta tendência, fato verificado pelo grande número de conexões à rede de usinas fotovoltaicas, e da potência gerada por estas. A geração eólica vem em seguida, apresentando um considerável índice de crescimento.

Por apresentarem geração em corrente contínua (caso de algumas turbinas eólicas e dos módulos fotovoltaicos) ou terem muita flutuação em seus níveis de tensão e corrente (particularmente as turbinas eólicas, devido à variabilidade dos ventos), as plantas de geração distribuída compostas por estas fontes, são interligadas à rede de energia através de inversores eletrônicos de tensão. Estes inversores, geralmente operam com modulação PWM (*Pulse Width Modulation*), que realizada em alta frequência, insere harmônicos na rede.

1.4 Objetivos do Trabalho

- Objetivo Geral
 - Analisar a influência dos harmônicos provenientes da Geração Distribuída no próprio local de conexão.
- Objetivos Específicos

- Identificar dentre as fontes analisadas, fotovoltaica e eólica, qual possui maior influência em relação aos harmônicos gerados.
- Discriminar quais as condições de operação onde se tem maior influência nos harmônicos provenientes da GD no PCC.
- Avaliar qual a relação entre a potência gerada e as taxas de distorção harmônicas geradas pela GD.

Capítulo 2: Qualidade da Energia e Geração Distribuída

No Brasil, como já visto, dentre as fontes em implantação referente a micro e mini geração distribuída de energia elétrica, principalmente em residências, a energia solar fotovoltaica apresenta grande destaque com o maior número de conexões e potência gerada. A energia proveniente dos ventos apesar de apresentar um número menor em quantidade de conexões apresenta uma alta taxa de crescimento.

Características básicas devem ser satisfeitas para um sistema de alimentação ser considerado adequado ao suprimento de energia elétrica. Em resumo, a qualidade no fornecimento de energia elétrica deve atender a duas principais características: continuidade do fornecimento e forma de onda da tensão de alimentação. Atualmente uma terceira adquire prioridade idêntica às anteriores: a relação com o cliente (MONTEIRO, et al, 2003).

Os aparelhos eletroeletrônicos, aplicados nos setores Industrial, Comercial e Residencial, geralmente são alimentados em corrente alternada, tais equipamentos são cada vez mais sensíveis à má qualidade da energia elétrica, apresentando mau funcionamento ou mesmo danificando-se caso não sejam corretamente alimentados.

A qualidade da energia elétrica permite ser avaliada pelos seguintes fenômenos em regime permanente ou transitório (PRODIST, Módulo 8):

a) Permanente

1. Tensão em regime permanente;
2. Fator de potência;
3. Harmônicos;
4. Desequilíbrio de tensão
5. Flutuação de tensão
6. Variação de frequência

b) Transitório

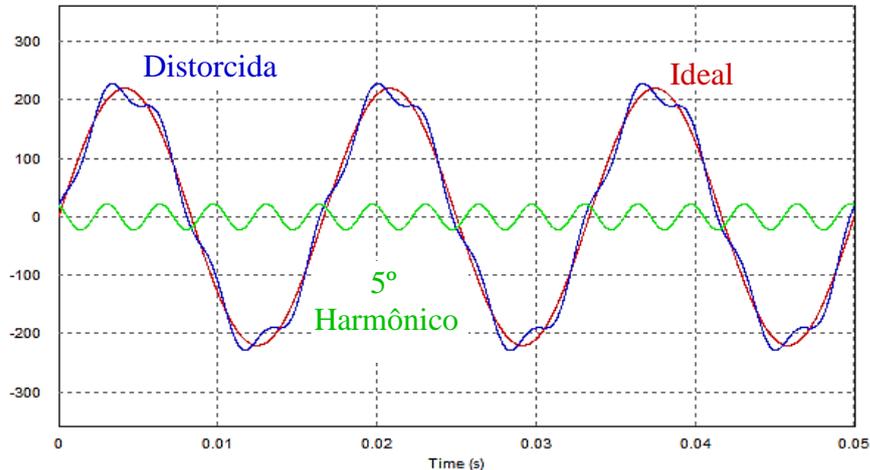
1. Variação de tensão de curta duração - VTCD

Fazendo alusão aos objetivos deste trabalho, a qualidade será avaliada considerando somente os harmônicos de tensão e corrente.

Em redes de distribuição, as distorções harmônicas são definidas como sendo os fenômenos associados à deformação nas formas de onda senoidais das tensões e correntes em relação à onda fundamental (PRODIST, Módulo 8). No sistema elétrico brasileiro, a frequência fundamental é 60 Hz, logo tem como 2º e 3º harmônico ondas senoidais de 120 e 180 Hz e respectivamente.

Como observado na Figura 4, tem-se o exemplo de uma forma de onda senoidal de tensão ideal (linha vermelha), que devido à presença de 10% do 5º harmônico (linha verde), resultou em uma forma de onda distorcida (linha azul).

Figura 4 Forma de onda de tensão distorcida



Fonte: Produção do próprio autor

A corrente fornecida por uma rede elétrica que contenha um alto teor harmônico, resultará na deterioração da qualidade da tensão de alimentação, além do aumento das perdas no sistema elétrico. Desta forma, é conveniente que a energia injetada pelo sistema de geração distribuída tenha baixos níveis de distorção harmônica, o que minimiza o impacto nos índices de qualidade considerados.

A influência da presença das componentes harmônicas é avaliada através das grandezas definidas como Distorção Harmônica Total (DHT, ou THD da sigla em inglês) e a Distorção Harmônica Individual (DHI, ou IHD da sigla em inglês), seja ela para corrente ou para tensão no ponto de acoplamento comum. Sendo assim, uma onda de tensão e corrente livre de harmônicos possui o $THD = 0\%$ (senoidal pura). A definição de THD é apresentada em:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^k f_h^2}}{f_1} \times 100\% \quad (3.1)$$

Onde:

f_1 – módulo da grandeza na frequência fundamental

h – ordem harmônica

k – último harmônico considerado

f_n – módulo da grandeza na frequência harmônica

2.1 Normatização

Existem diversas normas e procedimentos a serem cumpridos para a conexão de geração distribuída na rede elétrica a fim de manter o padrão de qualidade de energia. A análise de qualidade baseia-se em regulamentos específicos tanto por normas nacionais quanto internacionais, principalmente:

A) Normas Nacionais

- Módulo 8 do PRODIST – Qualidade da Energia Elétrica
- NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.

B) Normas Internacionais

- IEEE Std 519-2014 – Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control Electric Power Systems;
- IEC 61000-3-2 – Harmonic limits for equipment with input currents < 16A per phase;
- IEC 61000-3-4 – Limitation of emission of harmonic currents in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A per phase;
- IEC 61000-3-6 – Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems;
- IEC 61000-3-12 – Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current >16 A and ≤ 75 A per phase.

A IEEE Std 519-2014 estabelece limites de distorção harmônica de corrente para cargas não lineares. A Tabela 1, mostra os limites distorção de corrente individual para sistemas entre 120 V e 69 kV:

Tabela 1 Distorção harmônica máxima em porcentagem da I_L

| Distorção harmônica máxima em porcentagem da I_L | | | | | | |
|--|-----------------|------------------|------------------|------------------|---------------------|------|
| Ordens harmônicas individuais | | | | | | |
| I_{sc}/I_L | $3 \leq h < 11$ | $11 \leq h < 17$ | $17 \leq h < 23$ | $23 \leq h < 35$ | $35 \leq h \leq 50$ | DTT |
| <20* | 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 | 115,0 | 7,0 | 6,0 | 2,5 | 1,4 | 20,0 |

(*) Todos os equipamentos de geração estão limitados a estes valores.

Fonte: IEEE Std 519-2014

Os harmônicos pares são limitados a 25% dos harmônicos ímpares de corrente, e:

- I_{sc} = Corrente de curto circuito no PCC (Ponto de conexão comum).
- I_L = Corrente de carga de demanda máxima no PCC, sob operações normais de operação de carga.

Os limites de harmônicos de tensão previstos na norma são apresentados na Tabela 2:

Tabela 2 Limites de harmônicos de tensão

| Tensão no PCC | Distorção Individual da tensão (%) | Distorção total da tensão (%) |
|--|------------------------------------|-------------------------------|
| $V \leq 1.0 \text{ kV}$ | 5,0 | 8,0 |
| $1.0 \text{ kV} \geq V \geq 69 \text{ kV}$ | 3,0 | 5,0 |
| $69.001 \text{ kV} \geq V \geq 161 \text{ kV}$ | 1,5 | 2,5 |
| $V \geq 161.001 \text{ kV}$ | 1,0 | 1,5 |

Fonte: IEEE Std 519-2014

No Brasil deve-se atender os requisitos de tensão do Módulo 8 do PRODIST que estabelece os valores limites para distorções harmônicas individuais e totais da tensão. A distorção total de tensão (DTT ou THD) descritas pela equação (3.2).

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^k V_h^2}}{V_1} \times 100\% \quad (3.2)$$

Além da DTT, o PRODIST estabelece o conteúdo harmônico agrupado dos valores individuais (DIT), onde o DIT é dado por:

$$DIT\% = \frac{V_n}{V_1} \times 100\% \quad (3.3)$$

Onde,

DTT% – Distorção harmônica total de tensão;

DIT_h % – Distorção harmônica individual;

h – Ordem harmônica;

k – Último harmônico considerado;

V_n – Tensão harmônica de ordem n;

V_1 – Tensão fundamental medida.

Os valores individuais são agrupados nos múltiplos de três (DTT₃), pares não múltiplos de três (DTT_p) e ímpares (DTT_i). A Tabela 3, apresenta os valores máximos, considerando-se os percentis 95, para os indicadores citados, obtidos a partir das 1008 leituras efetuadas a cada dez minutos. Em cada leitura é calculado o valor equivalente em período de 200ms.

Tabela 3 Limites das distorções harmônicas totais (em % de tensão fundamental)

| Indicador | Tensão Nominal | | |
|----------------------|---------------------------|--|--|
| | $V_n \leq 1,0 \text{ kV}$ | $1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$ | $69 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$ |
| DTT95% | 10,0% | 8,0% | 5,0% |
| DTTP95% | 2,5% | 2,0 % | 1,0% |
| DTTI95% | 7,5% | 6,0 % | 4,0% |
| DTT ₃ 95% | 6,5% | 5,0 % | 3,0 % |

Fonte: PRODIST, Módulo 8

Onde:

- DTT95% - Valor do indicador de distorção harmônica total da tensão que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas;
- DTTP95% - Valor do indicador de distorção harmônica total da tensão para as componentes pares não múltiplas de 3 que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas;
- DTTI95% - Valor do indicador de distorção harmônica total da tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas;
- DTT₃95% - Valor do indicador de distorção harmônica total da tensão para componentes múltiplas de 3 que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas;

Para os harmônicos de corrente, conforme a ABNT NBR 16149:2013, a distorção harmônica total deve ser inferior a 5% na potência nominal do inversor. Os limites de distorção harmônica individual são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 Limite de distorção harmônica de corrente

| Harmônicos ímpares | Limite de Distorção |
|--------------------|---------------------|
| 3° a 9° | < 4.0 % |
| 11° a 15° | < 2.0 % |
| 17° a 21° | < 1.5 % |
| 23° a 33° | < 0.6 % |
| Harmônicos pares | Limite de Distorção |
| 2° a 8° | < 1.0 % |
| 10° a 32° | < 0.5 % |

2.2 Análise de harmônicos

Diversas pesquisas são realizadas atualmente, de forma majoritaria sobre a geração solar fotovoltaica, focando os impactos na qualidade do fornecimento de energia da rede de distribuição devido ao aumento da geração distribuída, e não considerando a distorção harmônica produzida na própria instalação.

Embora existam outras normas que versam sobre qualidade de energia, a maioria dos trabalhos neste assunto são baseados principalmente nas normas IEEE-519 (IEEE, 2014) e Módulo 8 do PRODIST, e avaliam a qualidade de energia utilizando alguns dos métodos abaixo.

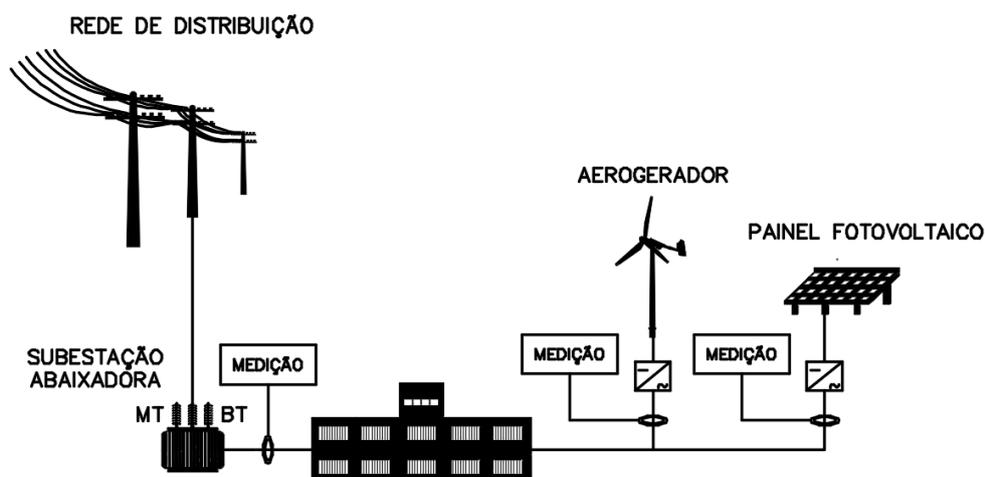
2.2.1 Análise por medição

A análise por medição consiste na leitura dos fenômenos da qualidade da energia elétrica, realizadas através da conexão de instrumentos de medição em pontos específicos do sistema, como descrito a seguir.

- As medições do acessante (sistema de GD conectado à rede elétrica) devem ser efetuadas no ponto de conexão comum, salvo condições descritas no item 9.1.16 do Módulo 8 do Prodist.
- Os instrumentos de medição devem atender aos seguintes requisitos mínimos:
 - a) Protocolos estabelecidos pelas normas vigentes da *International Electrotechnical Commission* (IEC) 61000 série 4 ou segundo normas técnicas brasileiras;
 - b) Método de medição Classe A ou S, conforme norma vigente da IEC 61000-4-30.
- O espectro harmônico a ser considerado deve ser até pelo menos a 40^a ordem harmônica.

Os limites normativos de distorção harmônica de tensão e corrente são empregados para medições realizadas no PCC. No caso de microrredes com mais de uma fonte geradora, pode-se realizar medições na saída do inversor de cada uma delas. Uma configuração genérica de um sistema de GD apresentando tanto medições realizadas no PCC como na saída dos inversores é apresentada na Figura 5.

Figura 5 Esquema genérico de um sistema de GD com análise por medição.



Fonte: Produção do próprio autor.

Em Leite (2018), o sistema analisado, instalado no telhado de um escritório comercial., possui um arranjo de 13 módulos conectados em série, que possuem uma potência nominal instalada de 3,38 kWp e um inversor de dois estágios CC/CA de 3 kW de potência nominal. Um analisador de harmônico, modelo 3P4W Power Analyzer Test, foi conectado no quadro geral de baixa tensão (QGBT) do sistema de geração fotovoltaico. Os resultados mostram uma melhoria na qualidade da energia de até 30% quando a potência da geração fotovoltaica era de 2800 W. Nota-se que durante a geração de até 10% da potência nominal do inversor, os harmônicos de corrente ultrapassam os valores limites determinados pela norma IEEE-519. Quando o inversor está operando com aproximadamente 40% de sua potência nominal os harmônicos de tensão e corrente já se encontram dentro dos limites estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST e IEEE-519.

Na análise feita por Macêdo e Zilles (2015), em um sistema fotovoltaico conectado à rede composto por 80 módulos divididos em quatro arranjos iguais, cada um com inversor CC/CA de 1kW de potência nominal cada. As medições realizadas no ponto de conexão dos arranjos com a rede elétrica, mostram que a tensão de saída dos inversores apresenta distorções harmônicas menores que os limites estabelecidos por normas. Todavia, a taxa de distorção harmônica da corrente fica abaixo dos limites normativos somente quando a potência injetada é superior a 50% da nominal do sistema.

2.2.2 Análise por simulação

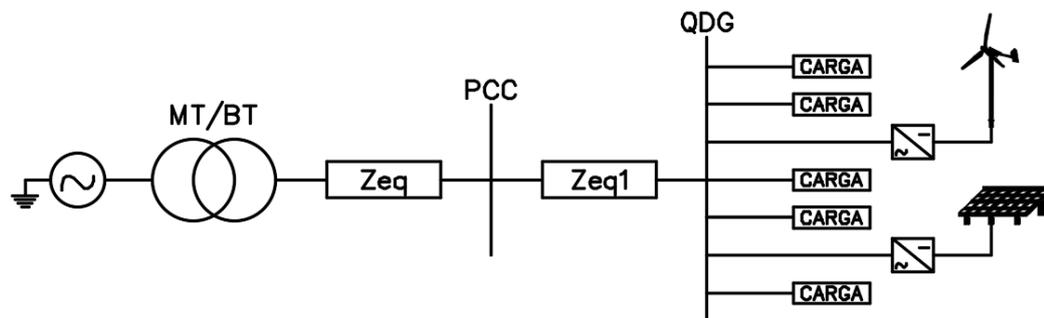
Outra forma de analisar os harmônicos gerados pela conexão da GD à rede de energia é por simulação computacional. Neste método, todo o sistema é modelado em um software

específico, por exemplo Simulink®, PSIM, ATP e PSCAD ou através de equações diferenciais em linhas de códigos.

Apesar de ser trabalhoso a modelagem para sistemas de grande porte, uma grande vantagem deste método reside no fato de que futuras expansões ou estudos do sistema em diversos cenários de geração (regime permanente e transitórios), podem ser avaliadas de forma rápida.

Na Figura 6 mostra-se um exemplo de um circuito equivalente de uma GD no qual as linhas de distribuição interligadas ao PCC são modeladas por sua impedância equivalente.

Figura 6 Circuito equivalente genérico simplificado de um sistema com GD.



Fonte: Produção do próprio autor.

No estudo desenvolvido por Rocha et al. (2017), um arranjo fotovoltaico, baseado no modelo Kyocera™ Módulo KB255-6BPA, foi conectado à rede elétrica de distribuição através de um inversor trifásico. O sistema, além de injetar potência ativa na rede, agregou a função de filtro ativo, oferecendo um serviço ancilar (AS, do inglês Ancillary Service) de filtragem dos harmônicos de corrente. Os resultados da simulação mostraram que a injeção de potência ativa do sistema fotovoltaico, aumento de 25,5% para 28,6% a THD da corrente. Quando ativada a operação da filtragem ativa, a THD foi reduzida para 4.1%.

Em Anurangui et al. (2017), foi feita a modelagem na plataforma PSCAD / EMTDC de seis inversores fotovoltaicos (três trifásicos e três monofásicos), conectados a pontos diferentes de um alimentador típico de distribuição de baixa tensão interligado à rede de alta tensão através de um transformador. Observou-se que a distorção harmônica total da tensão aumenta à medida que o ponto de conexão da GD se afasta do transformador. Foi constatado que independente do ponto de conexão, a THD de tensão na saída dos inversores trifásicos era menor quando comparada aos inversores monofásicos. Foi também percebido que baixas irradiâncias solar produzia alta THD de corrente e tensão.

2.3 Conclusão

A utilização do método de medição para análise harmônica, apesar de ser mais trabalhoso e demorado de ser realizado quando comparado ao método de simulação, apresentará como resultados dados mais realísticos e as vezes não encontrados na simulação, visto que por mais detalhado que seja o modelo, é impossível representar todas as características intrínsecas dos elementos que compõem o sistema real. Por sua própria natureza, um aspecto negativo deste método é que ele só pode ser realizado em um sistema existente.

Quanto ao método por simulação, este é mais rápido de ser realizado, oferecendo uma vasta gama de possibilidades de análise em diversos cenários da GD. Pode ser utilizado para estudar futuras expansões e novas conexões do sistema. A particularidade deste método é que os resultados simulados serão mais confiáveis quanto maior a precisão do modelo inserido na simulação.

Uma análise mais completa é realizada quando é possível aplicar as duas técnicas em colaboração. Após levantar as características do sistema, realiza-se a simulação do mesmo. Os resultados obtidos são então comparados com valores medidos *in loco*, e o sistema simulado pode ser re-ajustado para representar com maior precisão o sistema real e permitir análises mais realistas e melhor tomada de decisões.

Capítulo 3: Estudo de Caso

Neste trabalho será analisada a qualidade da energia elétrica, particularmente os harmônicos de corrente e tensão, utilizando o método de medição em uma Microrrede instalada no prédio da Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (CT VI) da Universidade Federal do Espírito Santo

O CT VI é alimentado por um transformador abaixador trifásico de 300 kVA, que está conectado ao barramento geral, que por sua vez alimenta outros três barramentos, citados abaixo.

- Barramento do Elevador;
- Barramento do Pavimento Superior;
- Barramento do Pavimento Térreo.

3.1 Microrrede

A Microrrede é formada por um arranjo fotovoltaico de 1,5 kWp e por uma turbina eólica de 1kW nominal. O inversor do arranjo fotovoltaico e o da turbina eólica, estão conectados à duas fases do PCC (que é o Barramento do Pavimento Superior) e possuem potencias nominais de 1,5 kW e 1 kW respectivamente. O diagrama unifilar do sistema pode ser visto no ANEXO 1.

3.1.1 Sistema Fotovoltaico

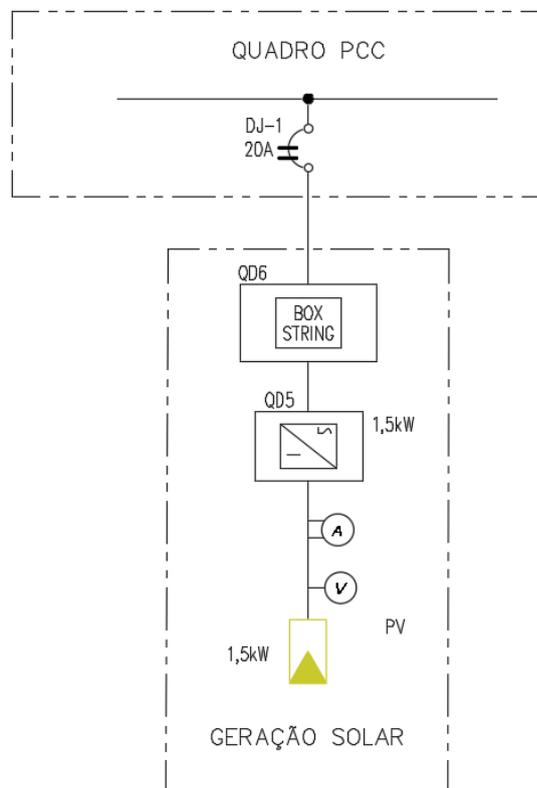
O arranjo fotovoltaico, conforme ilustra a Figura 7, é constituído por 6x250Wp módulos fotovoltaicos da AXITEC. O inversor que conecta o arranjo ao PCC, possui potência nominal de 1,5 kW e é fabricado pela Fronius. Na Figura 8, mostra-se o diagrama unifilar do sistema fotovoltaico, e nas Tabelas 5 e 6 exibe-se as especificações elétricas do módulo e do inversor respectivamente.

Figura 7 Painel fotovoltaico instalado no prédio do CT VI



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 8 Unifilar da geração solar



Fonte: Diagrama Unifilar Microrrede UFES

Tabela 5 Especificações dos módulos fotovoltaicos

| <i>Módulo Fotovoltaico AXITEC</i> |
|--|
| Tensão MPP, $V_{mpp} = 30,70$ V |
| Corrente MPP, $I_{mpp} = 8,18$ A |
| Tensão de Circuito Aberto, $V_{oc} = 37,80$ V |
| Corrente de Curto-Circuito, $I_{sc} = 8,71$ A |
| Coefficiente de Temperatura de Tensão, $V_{oc} = -0,30$ %/K |
| Coefficiente de Temperatura da Corrente de Curto-Circuito, $I_{sc} = 0,04$ %/K |
| Coefficiente de Temperatura de Potência, $P_{mpp} = -0,42$ %/K |
| Eficiência do Módulo, $\eta = 15,37$ % |

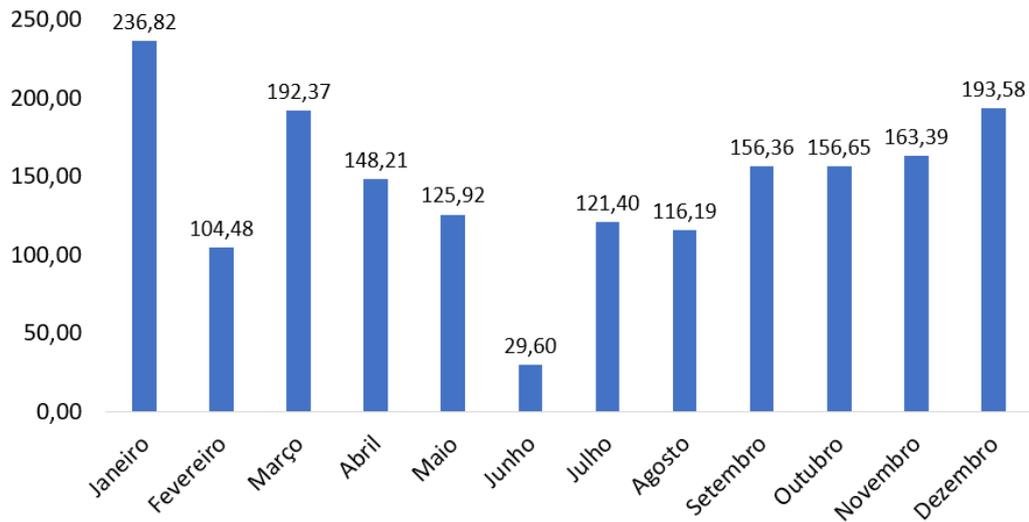
Tabela 6 Características do inversor

| <i>Inversor 1,5 kW</i> |
|--|
| Potência CC máxima para $\cos \varphi = 1 = 1600$ W |
| Tensão cc máxima, $V_{cc \max} = 120 - 345$ V |
| Faixa de Operação do MPPT, $V_{MPPT} = 120$ V |
| Corrente máxima de entrada cc, $I_{máx \text{ cc}} = 13,3$ A |
| Potência nominal de saída, $P_{nom \text{ ca}} = 1500$ W |
| Fator de Potência, FP = 0,85 – 1 ind. / cap. |
| Faixa de frequência = 45 – 65 Hz |

O monitoramento da geração fotovoltaica, pode ser realizado pelo próprio site do fabricante do inversor utilizado. Na Figura 9 tem-se, um gráfico extraído durante um dia de geração e na Figura 10 mostra-se a geração mensal em kWh durante o ano de 2018, sendo de 1.715,25 kWh o montante de energia solar gerada deste ano específico.

Figura 9 Geração fotovoltaica (W) durante o dia 21/12/2018.

Fonte: <https://www.solarweb.com/>

Figura 10 Geração fotovoltaica mensal em kWh em 2018

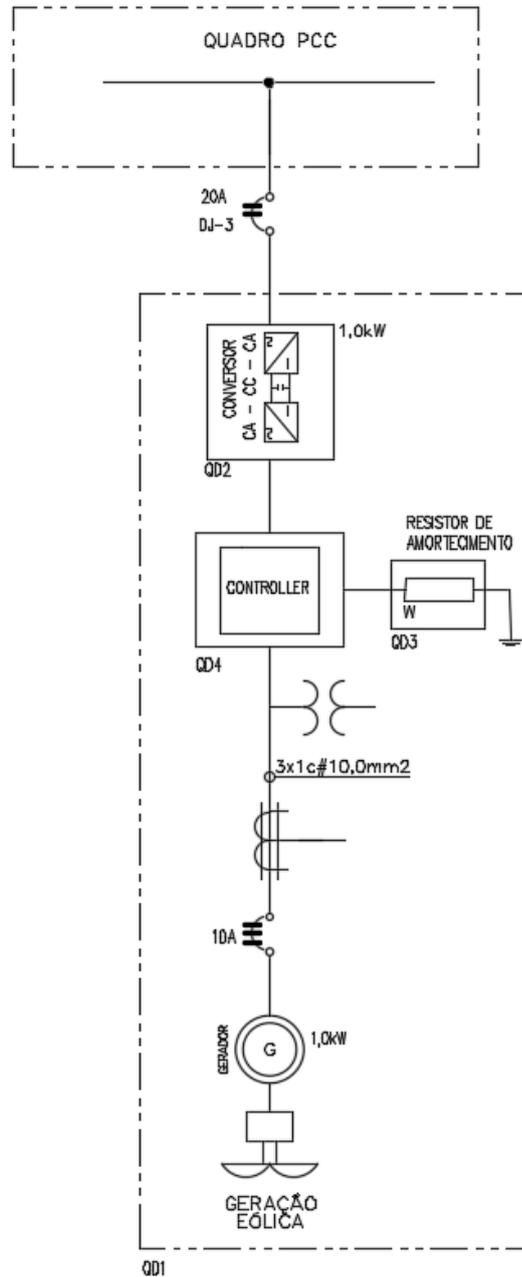
Fonte: <https://www.solarweb.com/>

3.1.2 Sistema Eólico

A turbina eólica GERAR246, conforme ilustra Figura 12, possui potência nominal de 1000 W. O inversor que conecta a geração eólica ao PCC, tem potência nominal 1 kW e é fabricado pela Ginlong. Na Figura 12, mostra-se o diagrama unifilar do sistema eólico, e nas Tabelas 7 e 8 exibe-se as especificações elétricas da turbina e do inversor respectivamente.

Figura 11 Turbina eólica instalada no prédio do CT VI

Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 12 Diagrama unifilar da geração eólica

Fonte: Diagrama Unifilar Microrrede UFES

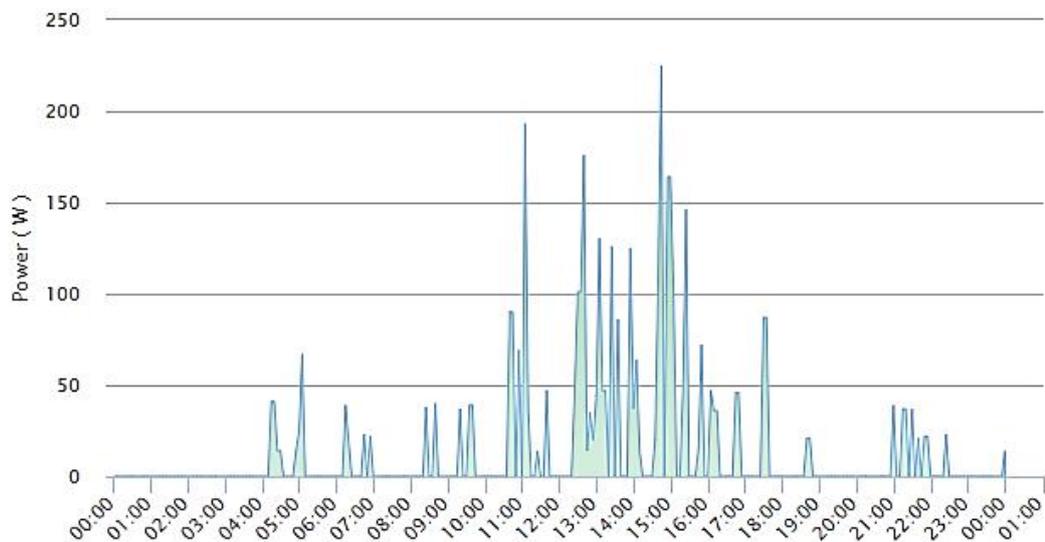
Tabela 7 Especificações da turbina eólica

| |
|--|
| <i>Gerador Eólico GERAR246</i> |
| Diâmetro da hélice = 2,6 m |
| Potência a 12,5 m/s = 1000 W |
| Número de pás = 3 |
| Tipo de pás = torcida, (5 aerofólios) |
| Velocidade de partida = 2,0 m/s |
| Torque de partida = 0,3 Nm |
| Proteção contra altas velocidades = Controle de passo sincronizado |
| Topologia = Fluxo Axial |
| Peso total (alternador + hélice + cab. Rot) = 35 kg |
| Material Anti Corrosão = Alumínio / Inox / Galvanizado |

Tabela 8 Características do inversor

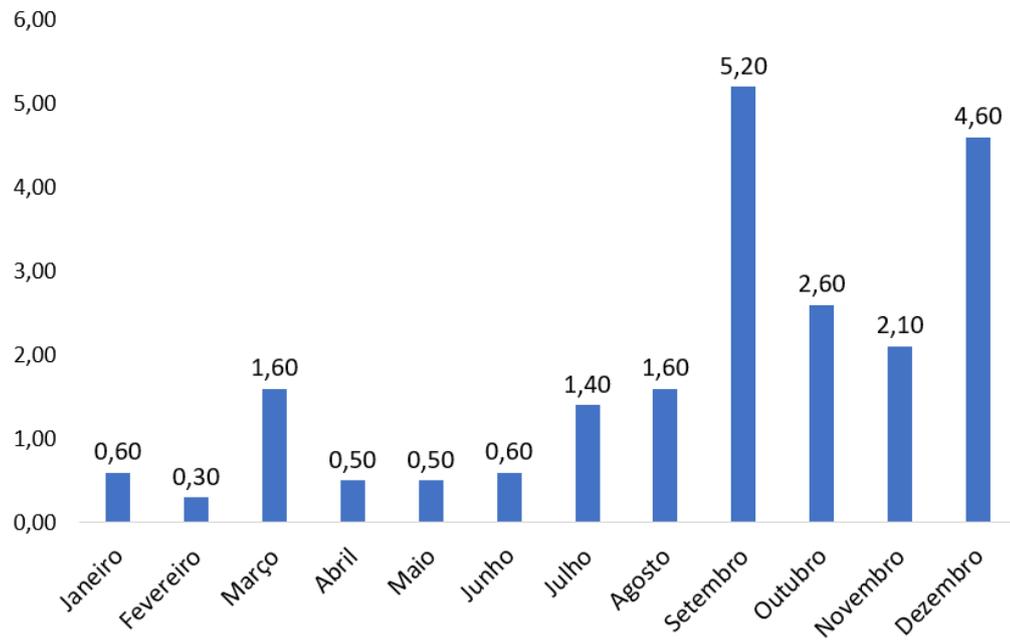
| <i>Inversor 1 kW</i> |
|--|
| Potência Nominal cc, $P_{nom\ cc} = 1200\ W$ |
| Tensão cc máxima, $V_{cc\ max} = 500\ V$ |
| Faixa de Operação do MPPT, $V_{MPPT} = 30-400\ V$ |
| Corrente máxima de entrada cc, $I_{máx\ cc} = 10\ A$ |
| Potência nominal de saída, $P_{nom\ ca} = 1100\ W$ |
| Fator de Potência, $FP = 0,99$ |
| Faixa de Frequência = 59,3 – 60,5 Hz |

O monitoramento da geração eólica, também pode ser realizado pelo próprio site do fabricante do inversor utilizado. Na Figura 13 Geração eólica (W) durante o dia 21/12/2018. Na Figura 13 tem-se o gráfico extraído durante um dia de geração e na Figura 14, mostra-se a geração mensal em kWh durante o ano de 2018, com um total de 21,6 kWh de energia eólica gerada.

Figura 13 Geração eólica (W) durante o dia 21/12/2018.

Fonte: <https://www.ginlongmonitoring.com/>

Figura 14 Geração eólica mensal em kWh em 2018

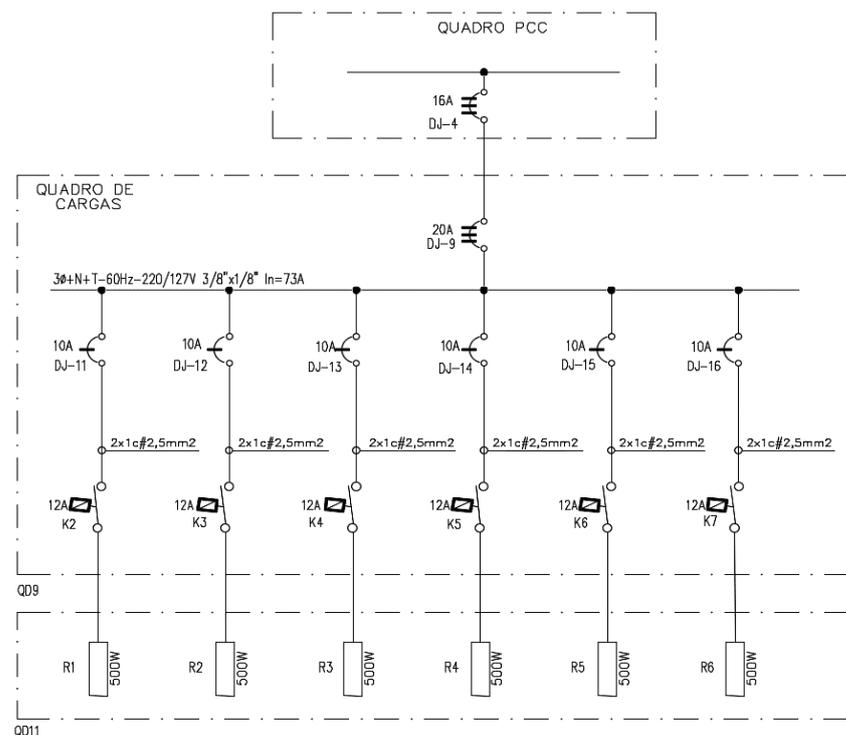


Fonte: <https://www.ginlongmonitoring.com/>

3.1.3 Quadro de cargas

O quadro de cargas é formado por 6 cargas resistivas de 500 W cada. O diagrama unifilar pode ser observado na Figura 15.

Figura 15 Quadro de cargas da Microrrede



Fonte: Diagrama Unifilar Microrrede UFES

3.2 Instalação do Analisador de Energia

Para serem efetuadas as medições necessárias à avaliação da qualidade da energia gerada pela microrrede, foi utilizado o Analisador de Qualidade de Energia PowerNET PQ700 G4 fabricado pela IMS.

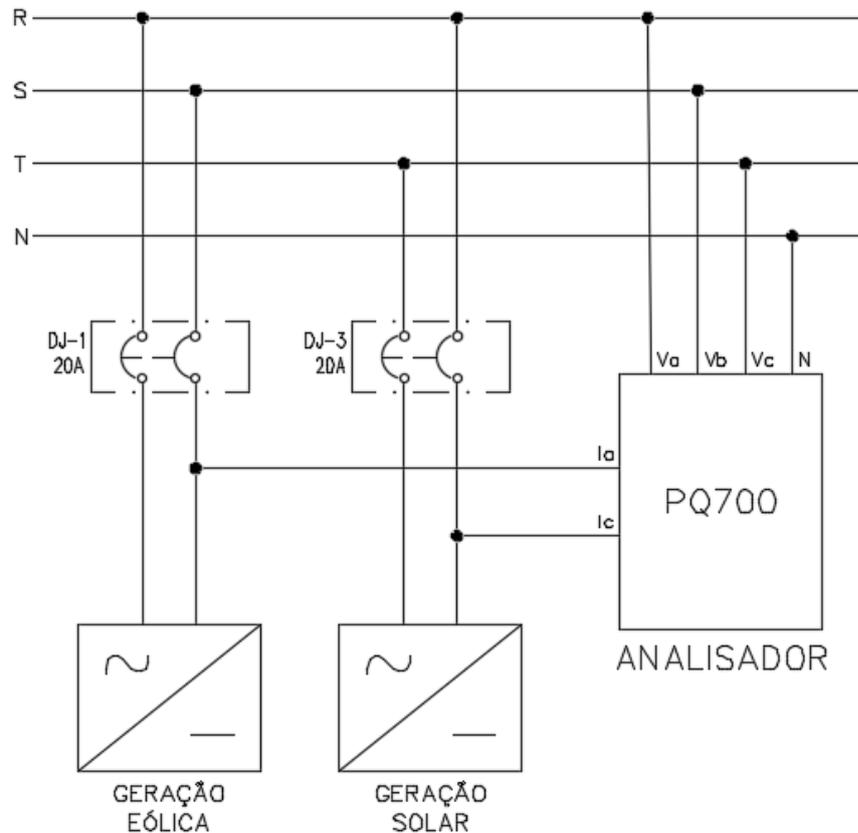
Todas as grandezas medidas pelo PowerNET PQ-700 G4 podem ser gravadas na memória de massa, sendo possível selecionar quais grupos de dados deseja-se gravar. Além disso, é possível ajustar o intervalo de registro de dados do PowerNET PQ-700 G4, podendo ser inicializado e finalizado por funções pré-programados, tais como data e hora, ou quantidade de registros válidos, por exemplo.

As grandezas de interesse medidas/registradas neste trabalho, foram:

- Tensão de fase e linha (valores eficazes, máximos e mínimos);
- Correntes de fase (valores eficazes, máximos e mínimos);
- Potência ativa, reativa e aparente;
- THD e Harmônicas de tensão e corrente (até 50^o ordem) (médias e máximos)

O Analisador PQ700G4, realiza medições de harmônicos conforme IEC 61000-4-7. O mesmo foi instalado no PCC da microrrede do CT VI com a rede elétrica, as medições realizadas foram armazenadas na memória de massa entre às 10:05:35 do dia 15 de janeiro de 2019 até às 12:03:00 do dia 22 de janeiro de 2019, com um total de 61,81MB de dados armazenados. As medições foram realizadas em intervalos de um minuto. O diagrama trifilar das ligações utilizando o instrumento de medição podem ser vistos na Figura 16.

Figura 16 Diagrama multifilar destacando as ligações do analisador.



Fonte: Produção do próprio autor

Os dados medidos foram extraídos por meio do software PowerMANAGER desktop PRO, disponibilizado pelo fabricante do PQ700, com o qual é possível plotar gráficos e realizar a análise dos dados.

Para melhor entendimento do leitor, a partir deste ponto do trabalho as correntes de saída do sistema eólico e do sistema solar serão amostradas como Ia e Ic respectivamente, conforme visto na Figura 16.

3.3 Resultados experimentais

Durante o período em que o analisador estava instalado, no dia 17 e 22 de janeiro de 2019, foram realizados alguns procedimentos. A geração eólica, solar e as cargas foram desligadas em determinados horários e posteriormente ligadas, para que se fosse feita uma melhor análise da influência dos harmônicos gerados por cada fonte. Nas Tabela 9 e Tabela 10, mostra-se os horários e quais elementos foram ligados ou desligados.

Tabela 9 Etapas dos procedimentos realizados no dia 17/01/2019

| | |
|-----------|--|
| Ligado | |
| Desligado | |

| | Rede | Cargas | Solar | Eólica |
|----------|------|--------|-------|--------|
| 08:05:00 | | | | |
| 08:11:00 | | | | |
| 08:16:00 | | | | |
| 08:21:00 | | | | |
| 08:26:00 | | | | |
| 08:31:00 | | | | |
| 08:36:00 | | | | |
| 08:41:00 | | | | |
| 09:50:00 | | | | |
| 09:55:00 | | | | |
| 10:00:00 | | | | |
| 10:05:00 | | | | |
| 10:10:00 | | | | |
| 10:15:00 | | | | |
| 10:20:00 | | | | |
| 10:25:00 | | | | |
| 12:00:00 | | | | |
| 12:05:00 | | | | |
| 12:10:00 | | | | |
| 12:15:00 | | | | |
| 12:20:00 | | | | |
| 12:25:00 | | | | |
| 12:30:00 | | | | |
| 12:35:00 | | | | |
| 14:00:00 | | | | |
| 14:05:00 | | | | |
| 14:10:00 | | | | |
| 14:15:00 | | | | |
| 14:20:00 | | | | |
| 14:25:00 | | | | |
| 14:30:00 | | | | |
| 14:35:00 | | | | |
| 16:00:00 | | | | |
| 16:05:00 | | | | |
| 16:10:00 | | | | |
| 16:15:00 | | | | |
| 16:20:00 | | | | |
| 16:25:00 | | | | |
| 16:30:00 | | | | |
| 16:35:00 | | | | |

Tabela 10 Procedimentos realizados no dia 22/01/2019

| | | | | |
|----------|-----------|--------|-------|--------|
| | Ligado | | | |
| | Desligado | | | |
| | Rede | Cargas | Solar | Eólica |
| 11:37:00 | | | | |
| 11:39:00 | | | | |
| 11:43:00 | | | | |
| 11:50:00 | | | | |
| 11:55:00 | | | | |

3.2.1 Análise dos resultados

No período em que o analisador estava medindo/armazenado os dados, ocorreram 3 (três) interrupções no fornecimento de energia no prédio do CT VI. Foram eles:

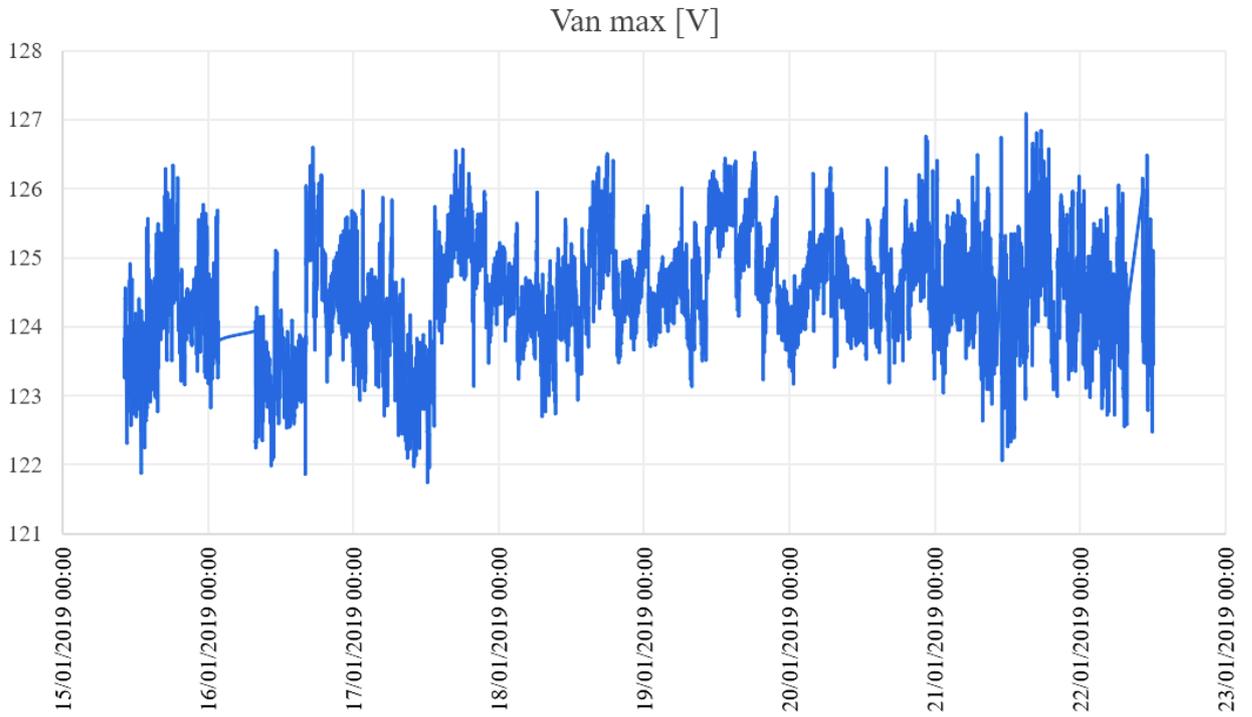
- Dia 16 de janeiro de 2019, às 01:43:00;
- Dia 21 de janeiro de 2019, às 01:10:14;
- Dia 22 de janeiro de 2019, às 07:55:00.

Desta forma, durante a ausência de energia os dados não foram medidos, voltando a serem medidos após a normalização da rede. Alguns valores foram extirpados da tabela nos momentos (os três valores medidos anteriores às interrupções) que antecedem as ocorrências, por esses resultados estarem muito fora da realidade.

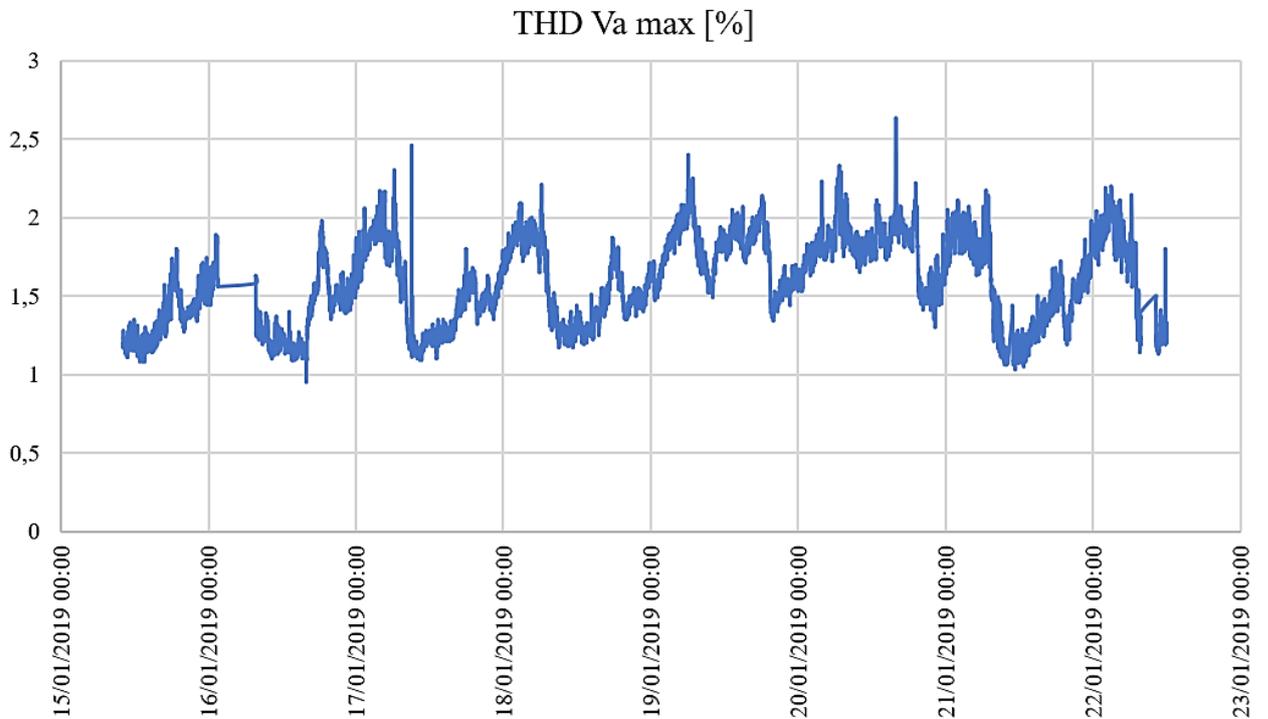
3.2.1.1 Análise durante todo o período de medição

3.2.1.1.1 Medição de tensão

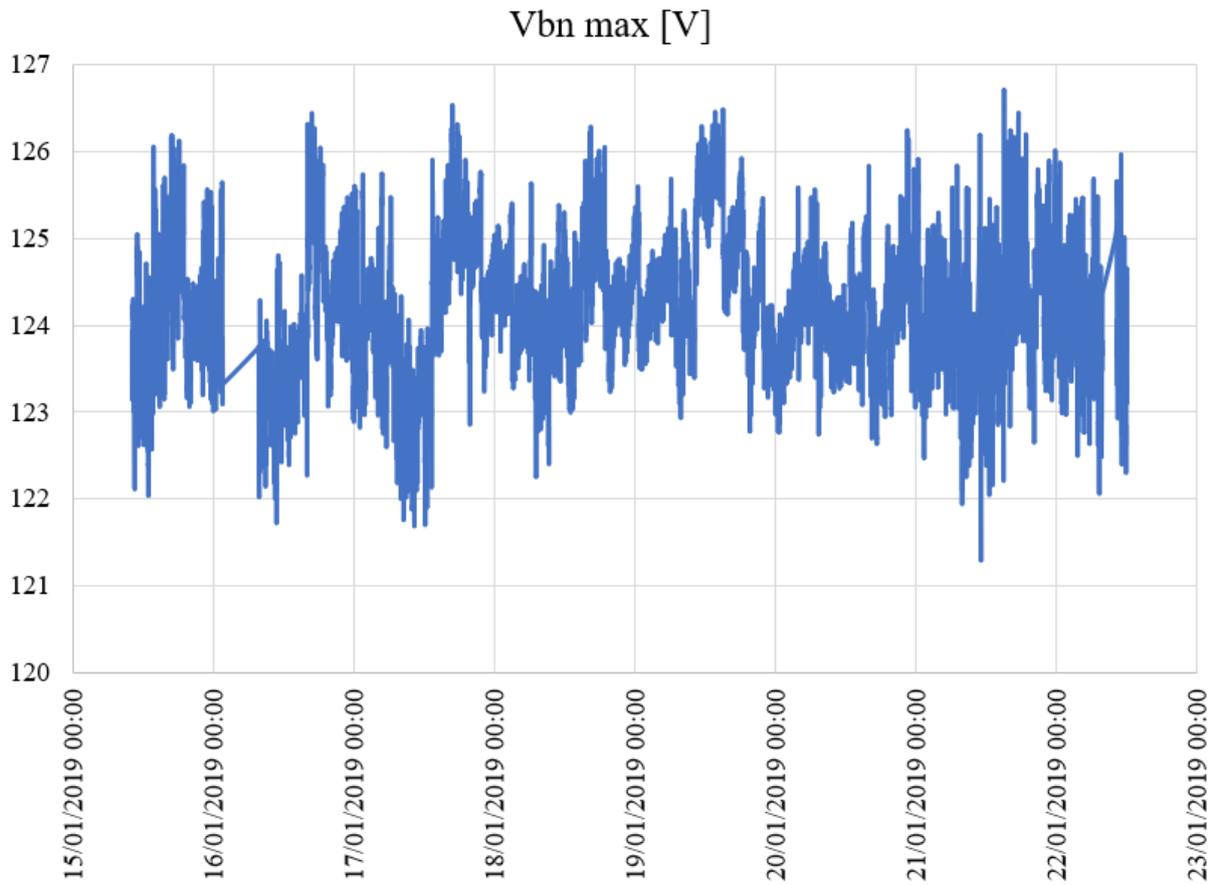
Nas Figuras 17, 19 e 21 são apresentados os valores eficazes máximo das tensões de fase, e nas Figuras 18, 20 e 22 mostra-se a THD máximo das respectivas tensões durante todo o intervalo de medição. Foi considerado os valores máximos pois caracterizam o pior caso.

Figura 17 Tensão Van máxima durante todo o período de medição

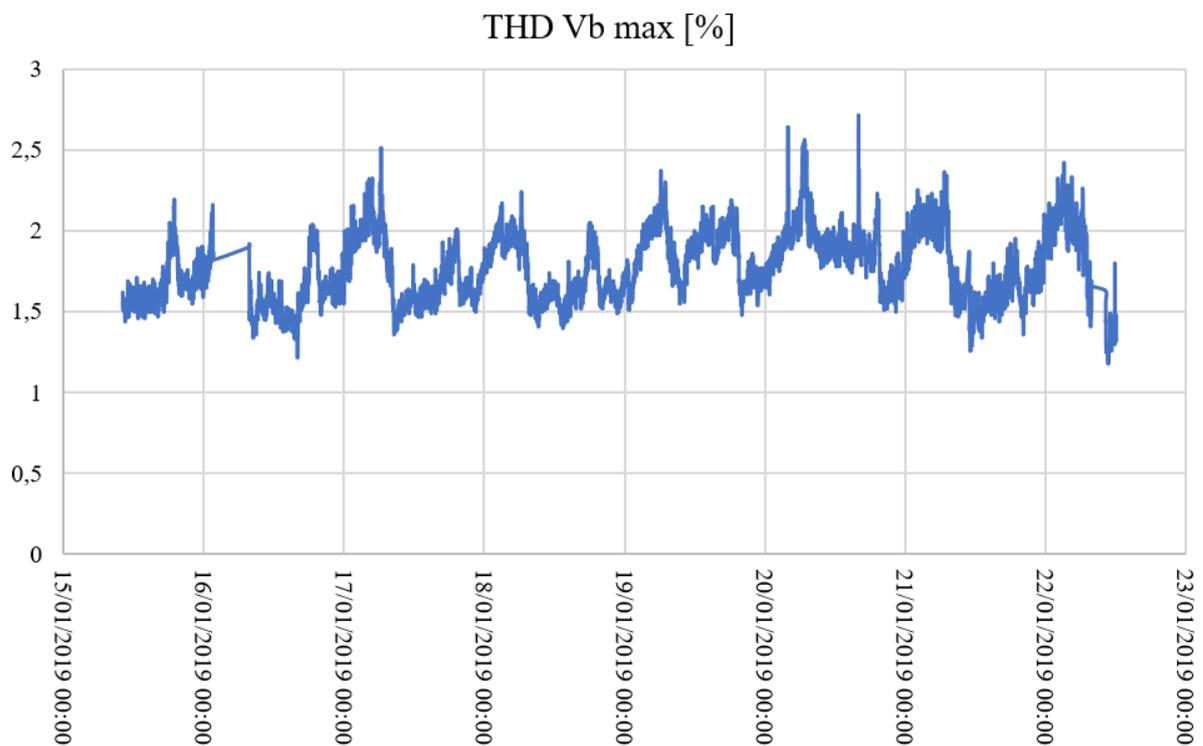
Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 18 THD de Va máxima durante todo o período de medição

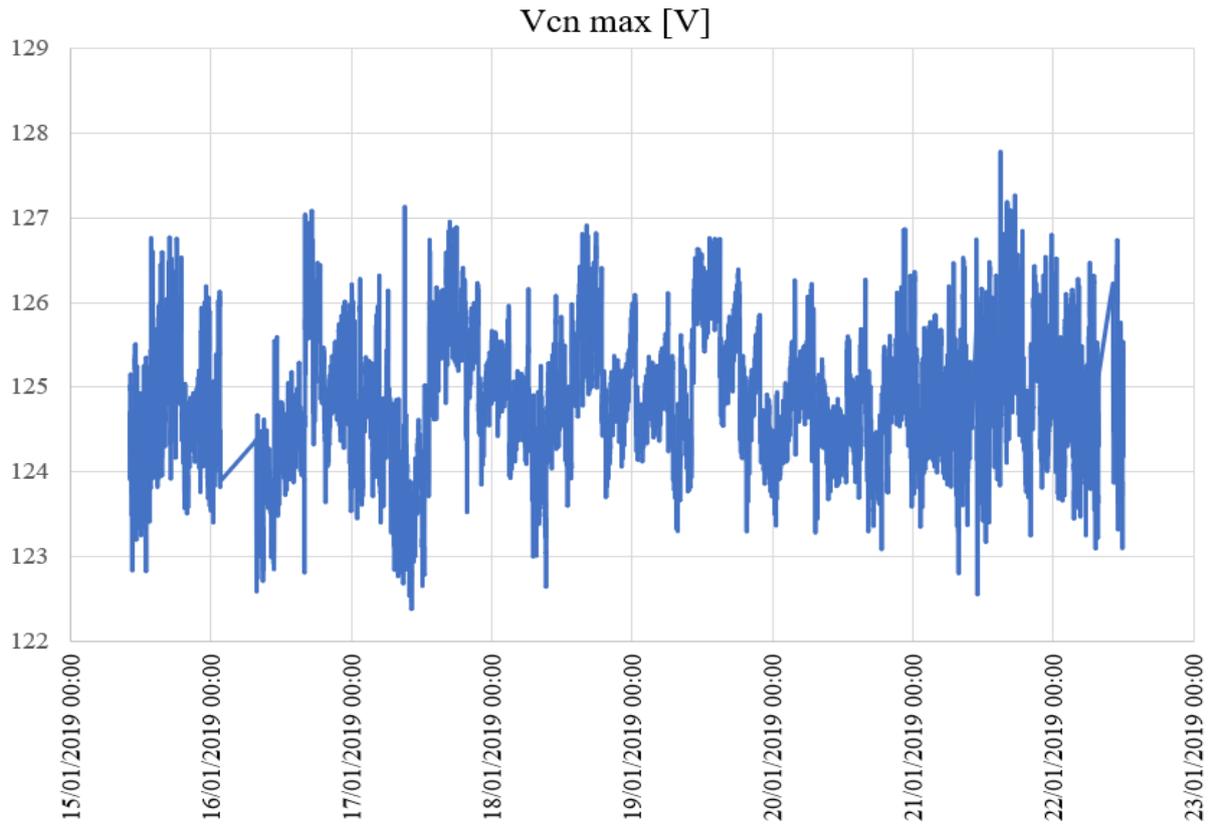
Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 19 Tensão Vbn máxima durante todo o período de medição

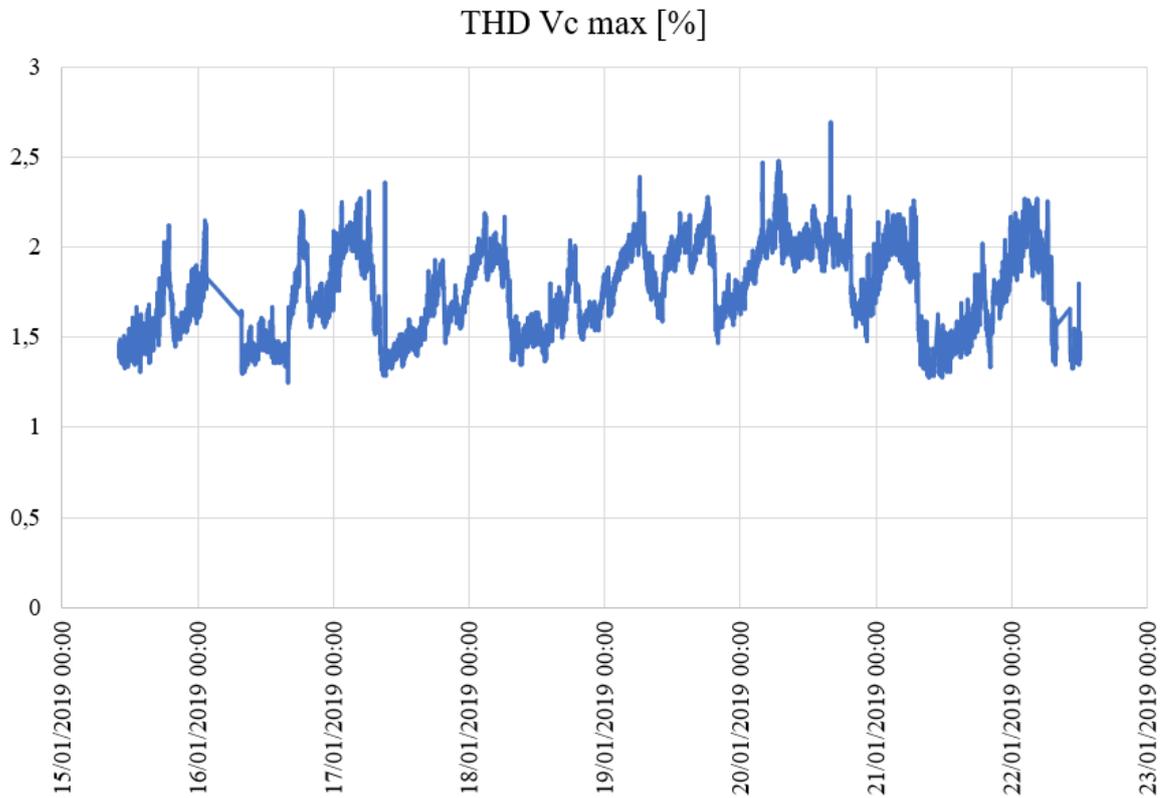
Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 20 THD de Vb máxima durante todo o período de medição

Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 21 Tensão Vcn máxima durante todo o período de medição

Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 22 THD de Vc máxima durante todo o período de medição

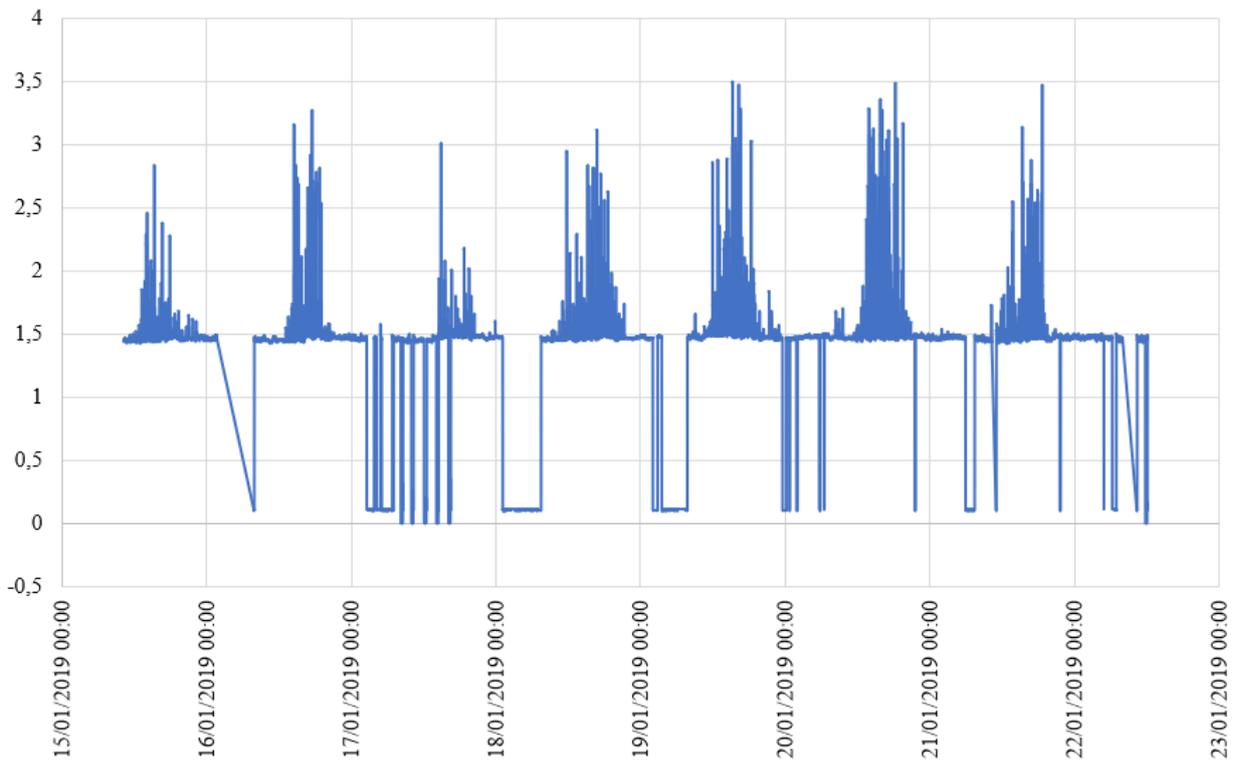
Fonte: Produção do próprio autor.

Percebe-se que as tensões não possuem variações bruscas, apresentando valores eficazes quase que em sua totalidade compreendidos entre 122V e 127V, estando assim dentro da classificação “adequada” pelo PRODIST. Da mesma forma, os níveis de THD das tensões apresentam valor máximo em torno de 2,5%, abaixo do limite da norma que é 10%.

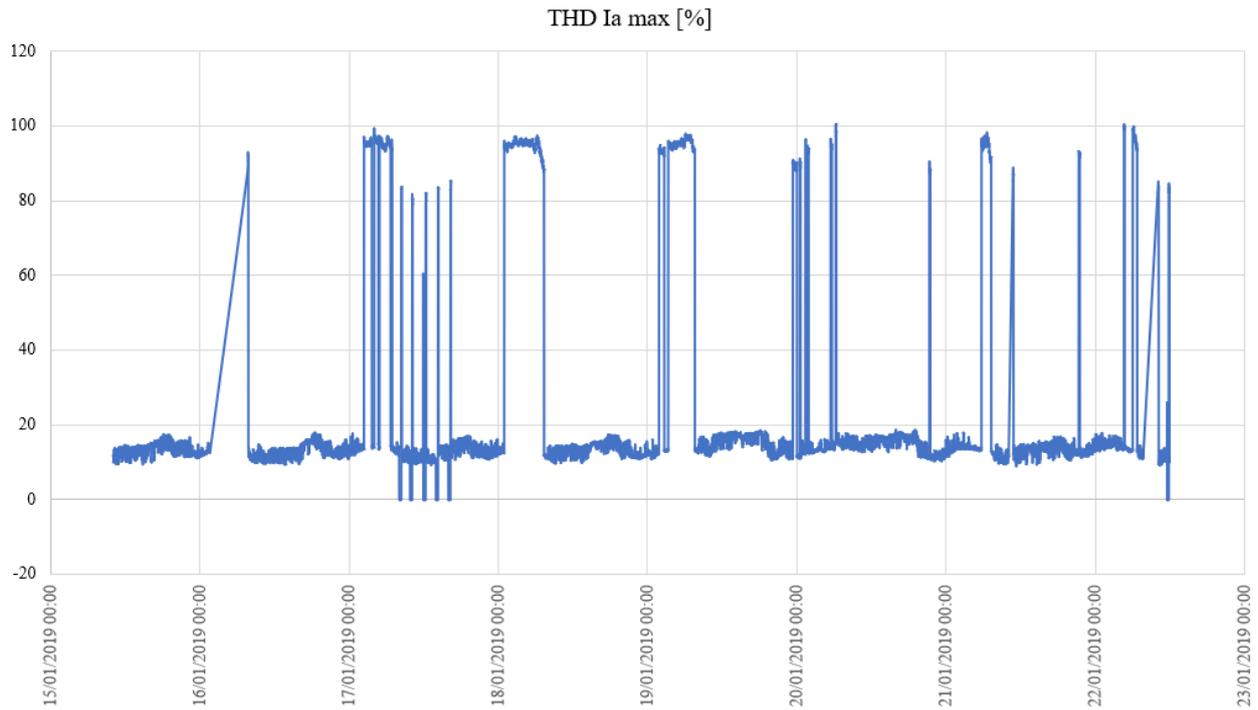
3.2.1.1.2 Correntes Ia e Ic

Como visto no diagrama multifilar da Figura 16, a corrente Ia do analisador está medindo os valores da geração eólica, e Ic os valores da corrente da geração solar. Nas Figuras 23 e 26 são apresentados os valores eficazes máximos das correntes Ia e Ic, e nas Figura 24 Figura 27 mostra-se a TDH máximo das respectivas correntes durante todo o intervalo de medição:

Figura 23 Corrente Ia máxima durante todo o período de medição
Ia max [A]



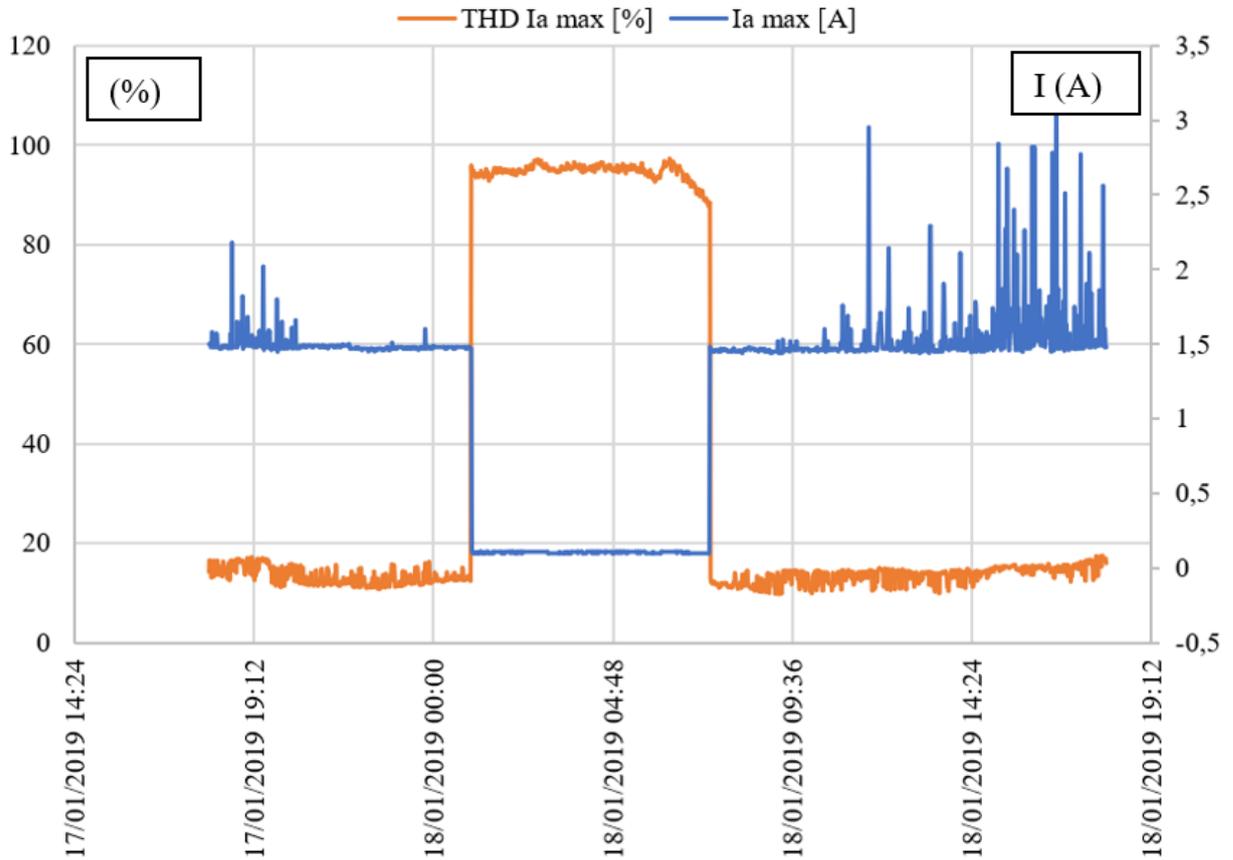
Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 24 THD de I_a máxima durante todo o período de medição

Fonte: Produção do próprio autor.

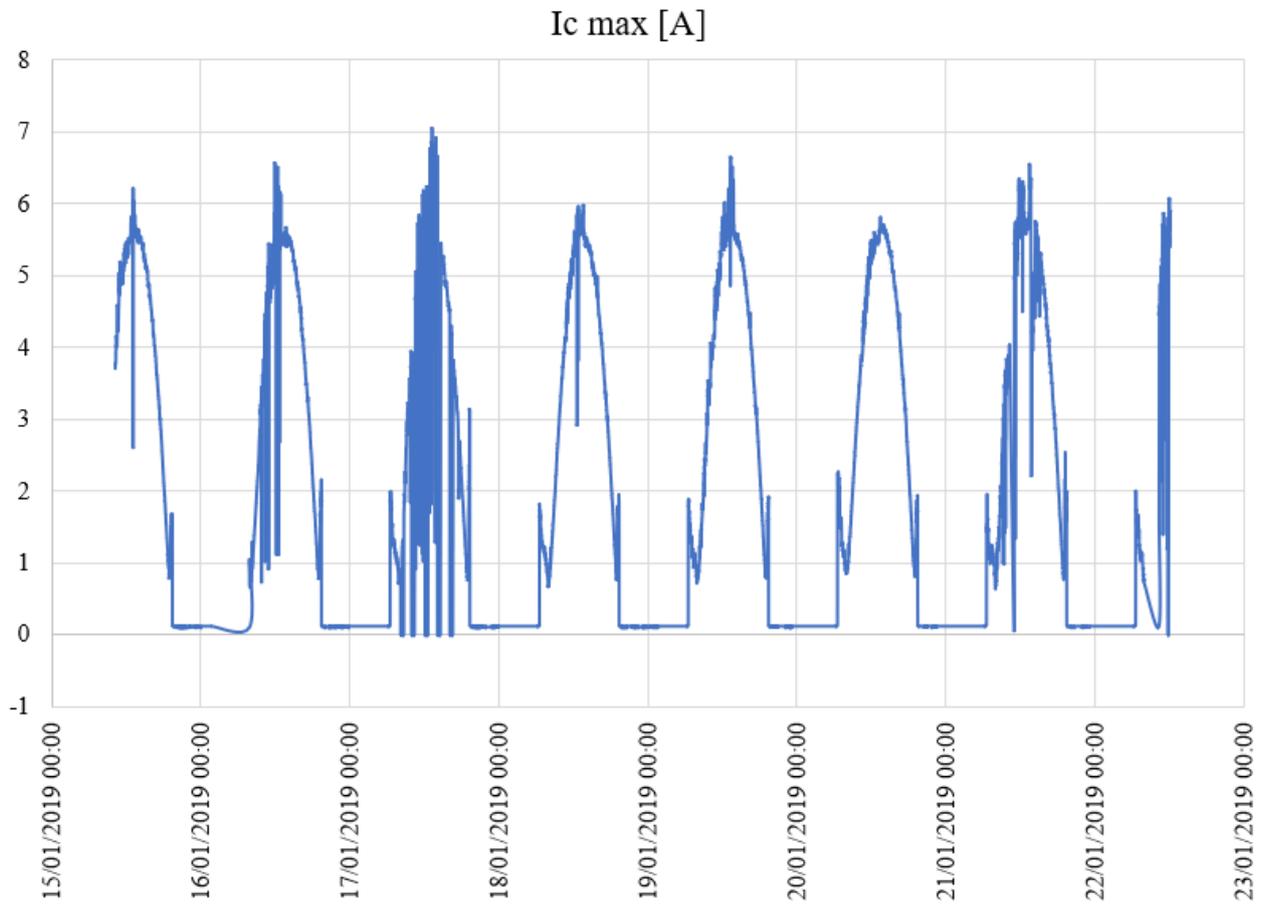
O gráfico da corrente I_a máxima, representando os valores de corrente da geração eólica, apresenta muitas oscilações devido à característica intermitente deste tipo de geração, dependendo da velocidade do vento. Os valores de THD da corrente I_a são elevados, contudo a mesma possui valores eficazes pequenos em relação ao da geração solar, fato que pode amenizar seu impacto na rede. As maiores distorções de corrente ocorrem nos momentos em que o inversor eólico está operando, porém, a turbina não está gerando. Pode-se corroborar este fato visualizando a Figura 25, em que é apresentado no mesmo gráfico os valores máximos da corrente I_a e sua distorção harmônica, das 16:00 horas do dia 17 de janeiro 2019 até as 16:00 horas do dia 18 de janeiro de 2019. Quando a geração está mais próxima de sua capacidade nominal as taxas de distorção harmônicas de corrente são bem menores do que quando ele não está gerando ou está gerando muito pouco.

Figura 25 THD de I_a máximo e I_a máximo

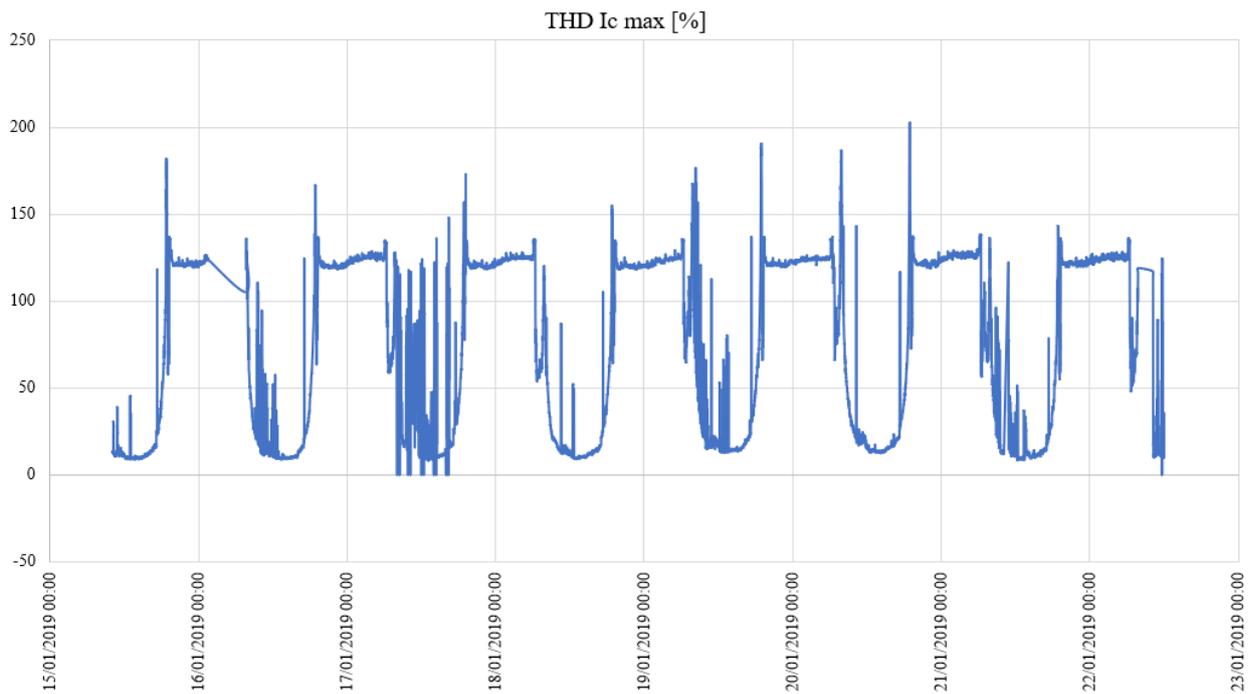


Fonte: Produção do próprio autor

Já o gráfico da corrente I_c , Figura 26, apresenta uma maior constância na geração, como pode ser observado. Durante o dia a geração segue a variação da irradiação solar. As THDs da corrente I_c (Figura 27) são bem menores quando a geração está mais próxima de sua capacidade nominal. Esta constatação pode ser confirmada observando a Figura 28, em que a corrente I_c e sua THD são mostradas no mesmo intervalo selecionado para a corrente I_a .

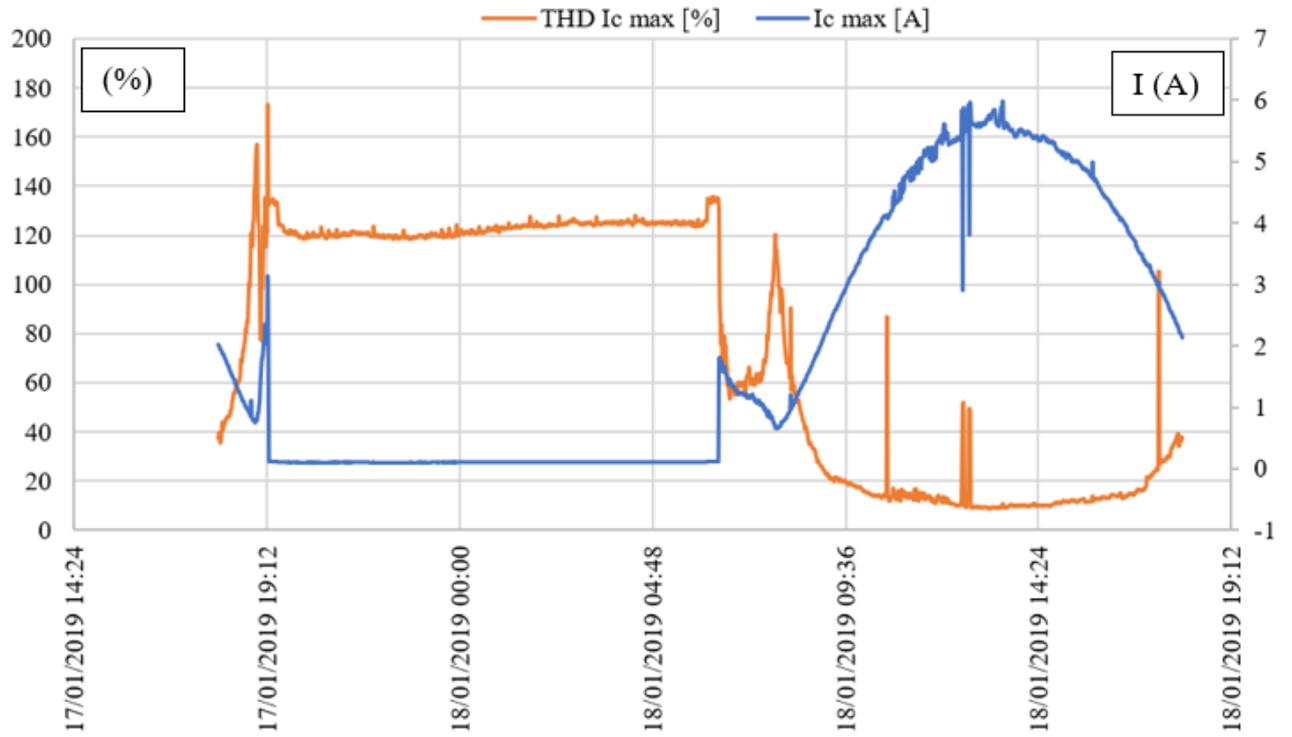
Figura 26 Corrente I_c máxima durante todo o período de medição

Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 27 THD de I_c máxima durante todo o período de medição

Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 28 THD de I_c máximo e I_c máximo

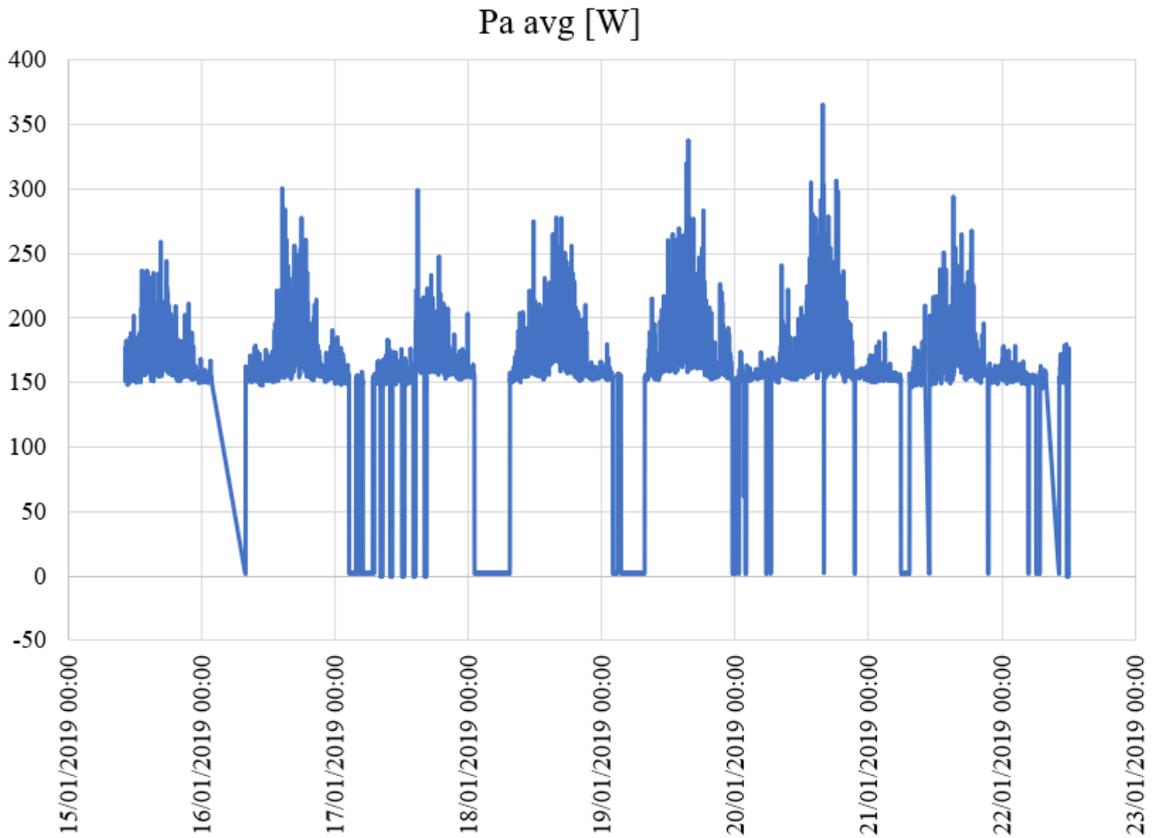


Fonte: Produção do próprio autor

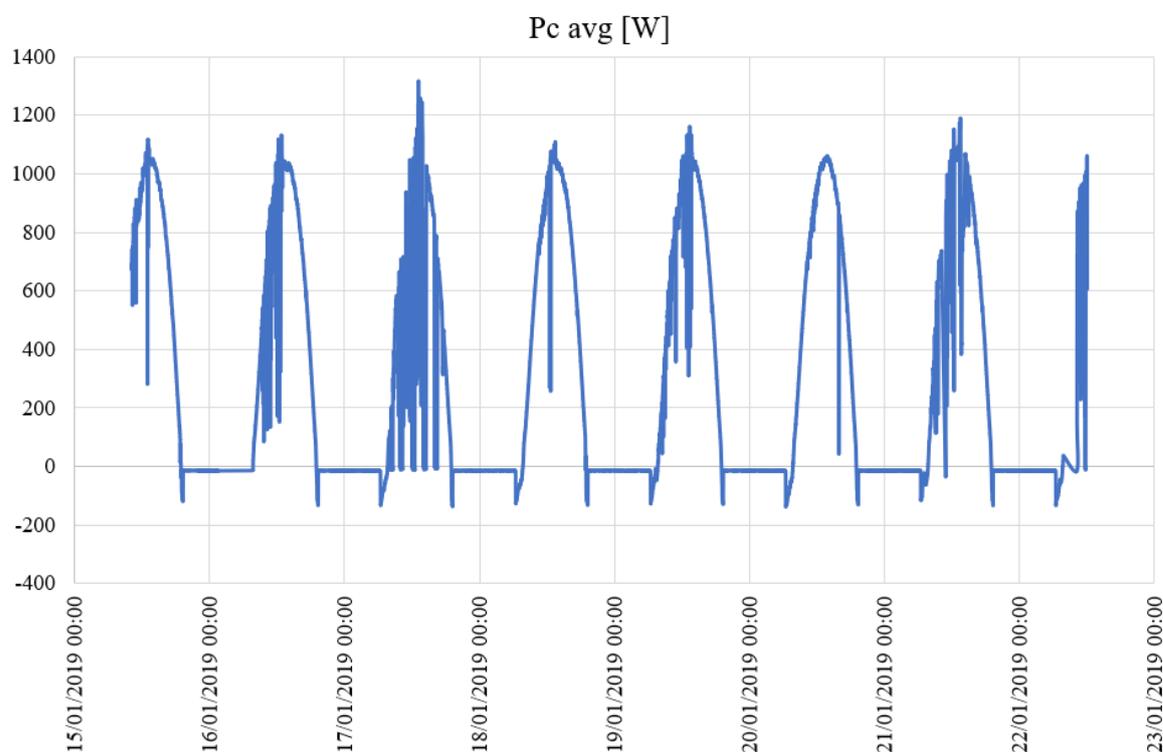
3.2.1.1.3 Medição da potência eólica e solar

Nos gráficos das Figura 29 e Figura 30 mostra-se a Potência média da geração eólica ($P_{a \text{ avg}}$), e da geração solar ($P_{c \text{ avg}}$), durante todo o período de medição.

Figura 29 $P_{a \text{ médio}}$ durante todo o período de medição



Fonte: Produção do próprio autor

Figura 30 P_c (Watt) médio durante todo o período de medição

Fonte: Produção do próprio autor

Observa-se que no período da medição a geração eólica foi de baixa ocorrência e, quando houve, em geral de baixa intensidade. Apresentou valor máximo em uma medição de 370W, e poucas vezes ultrapassou 300W. Por outro lado, a geração fotovoltaica foi mais intensa, chegou a apresentar um valor máximo de 1300W no dia 17/01/2019, e observa-se sua forma acompanhando a irradiância solar diária.

Como mencionado anteriormente na quinta-feira do dia 17 de janeiro de 2019 foram feitos alguns testes para um melhor estudo, o que resultou em maiores oscilações no trecho que mostra os valores medidos no do dia 17 de janeiro de 2019.

3.2.1.2 Análise dos períodos em que foram realizados os testes

De acordo com os testes realizados, foram gerados gráficos para análises mais específicas.

3.2.1.2.1 Correntes I_a e I_c

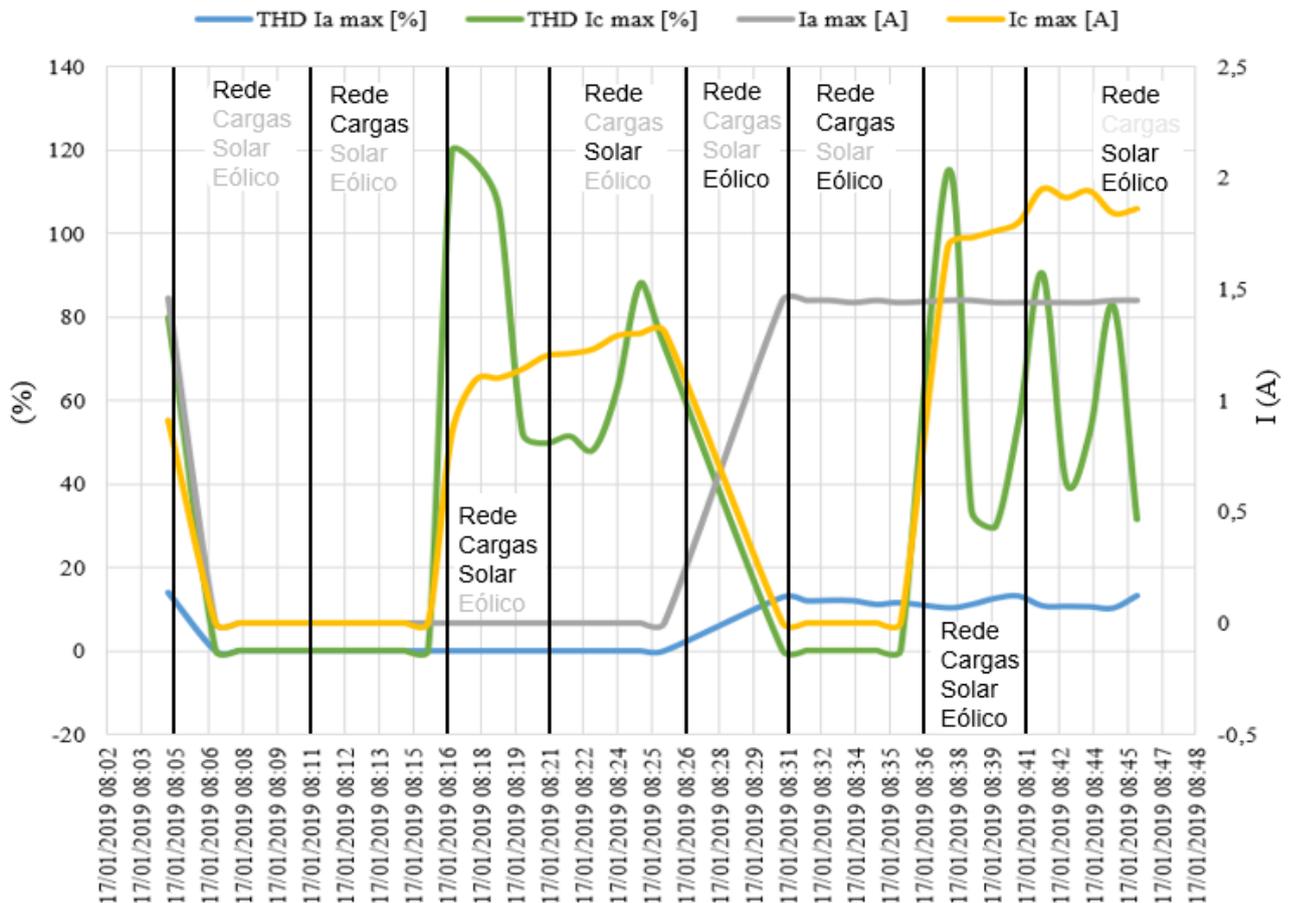
Como visto na Tabela 9, no dia 17 de janeiro de 2019 foram realizados alguns procedimentos para uma análise mais específica da influência de cada geração no ponto de

conexão. Para cada etapa será mostrado os gráficos dos valores máximos de tensão, corrente e THD de ambas. Os valores de tensão e corrente são valores eficazes máximos.

A Figura 31 mostra as correntes I_a e I_c , e sua THD, no período de 08:05 às 9:46 horas. As Figuras 32 a 35 mostram as mesmas medidas para os períodos subsequentes, indicados nas legendas.

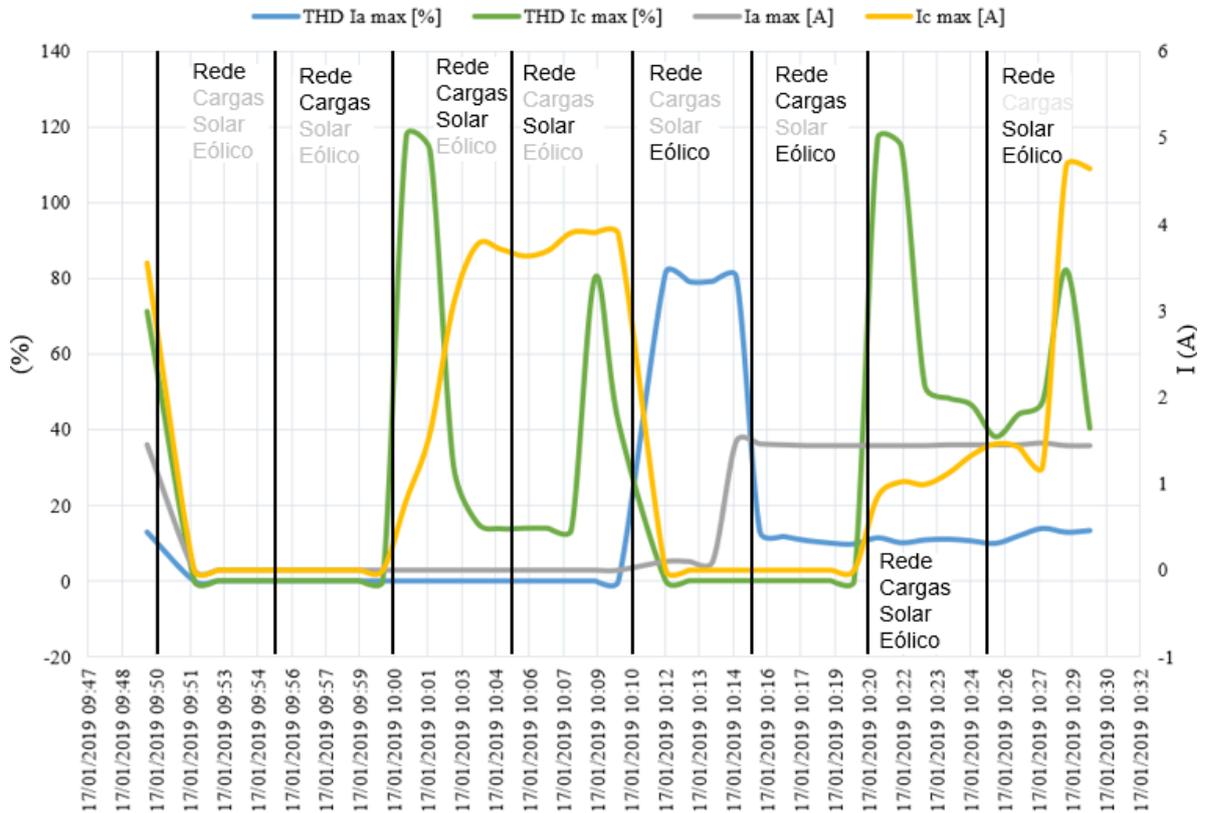
Pode ser observado que nos momentos que a geração distribuída não está conectada, a corrente dos inversores e respectivas THDs são mínimas. Também se observa que nas transições de corrente em busca do MPP, a distorção de corrente do inversor do sistema solar é alta, tornando-se pequena quando o sistema se encontra em condição estável. Nota-se ainda que a distorção é mensurável para baixas correntes (menor que 2A), mas bem menor para maiores correntes. Já a corrente do inversor do sistema eólico apresenta baixa distorção para correntes acima de 1,5A, tanto menor quanto maior a corrente.

Figura 31 THD I_a , THD I_c , I_a e I_c (De 08:05 às 8:46 horas)



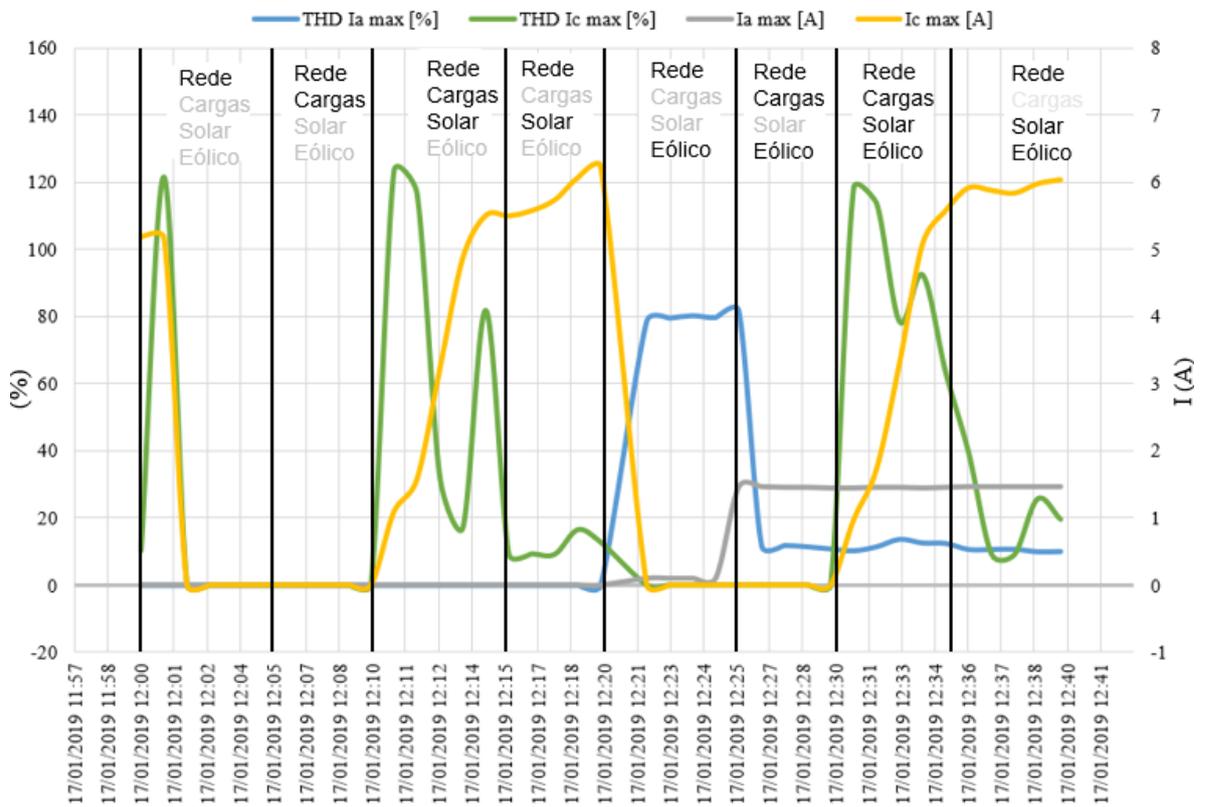
Fonte: Produção do próprio autor

Figura 32 THD Ia, THD Ic, Ia e Ic (De 09:50 às 10:30 horas)



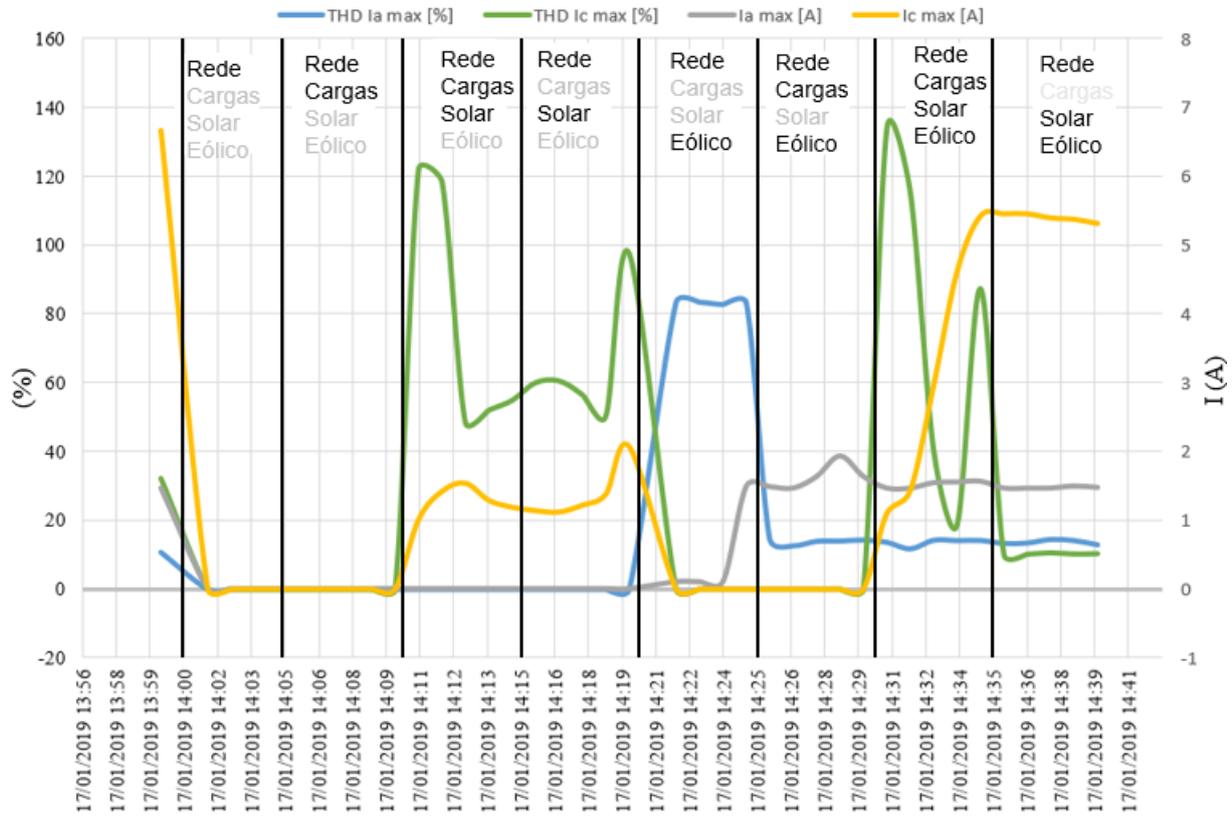
Fonte: Produção do próprio autor

Figura 33 THD Ia, THD Ic, Ia e Ic (De 12:00 às 12:40 horas)



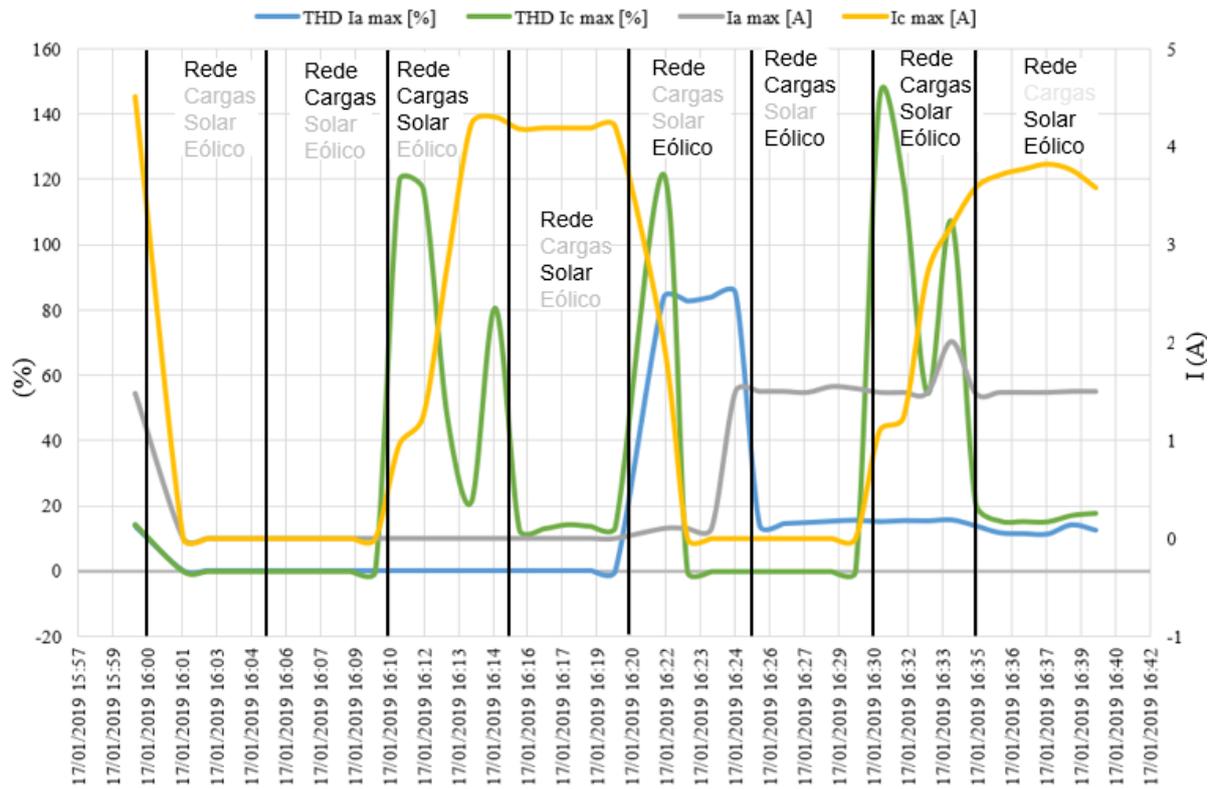
Fonte: Produção do próprio autor

Figura 34 THD Ia, THD Ic, Ia e Ic (De 14:00 às 14:40 horas)



Fonte: Produção do próprio autor

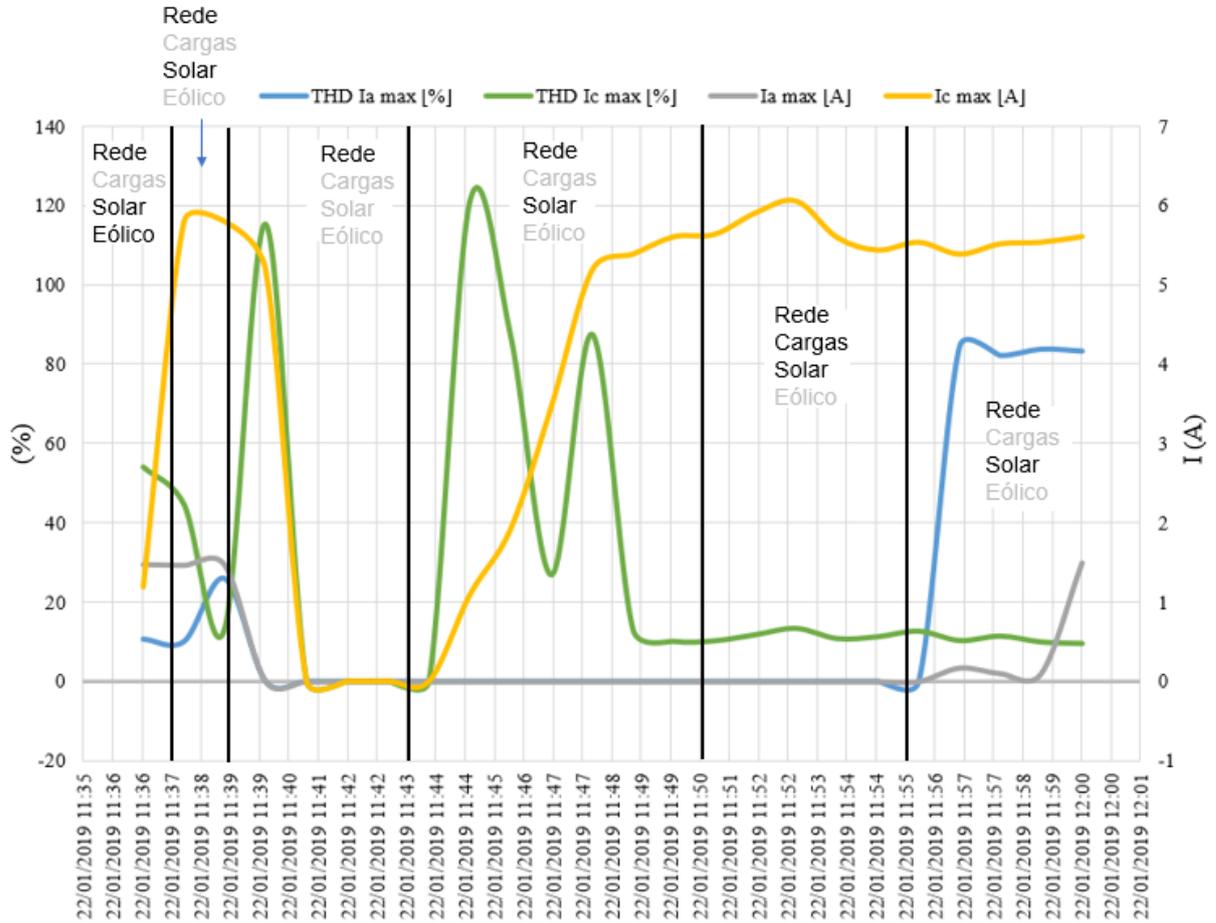
Figura 35 THD Ia, THD Ic, Ia e Ic (De 16:00 às 16:40 horas)



Fonte: Produção do próprio autor

No dia 22 de janeiro de 2019 também foram realizados procedimentos conforme Tabela 10. Na Figura 36 a seguir, mostra-se os resultados obtidos.

Figura 36 THD Ia, THD Ic, Ia e Ic (De 11:37 às 12:00 horas)

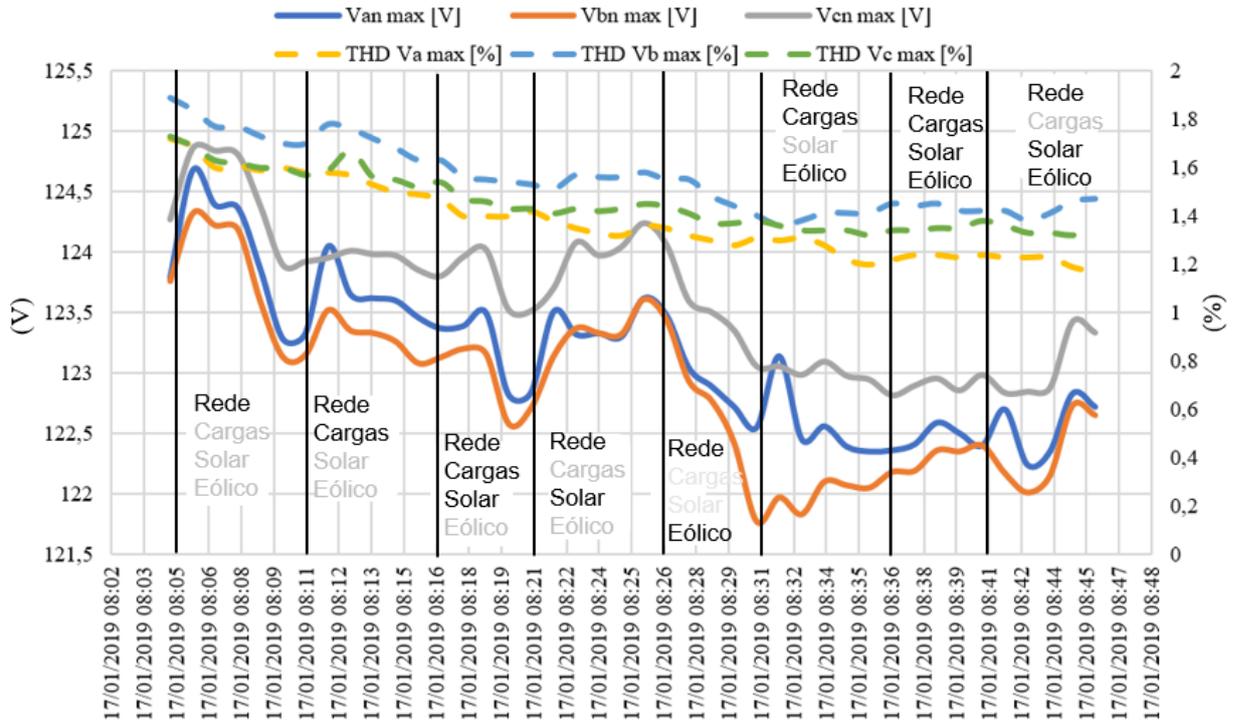


Fonte: Produção do próprio autor.

3.2.1.2.2 Medição de tensão

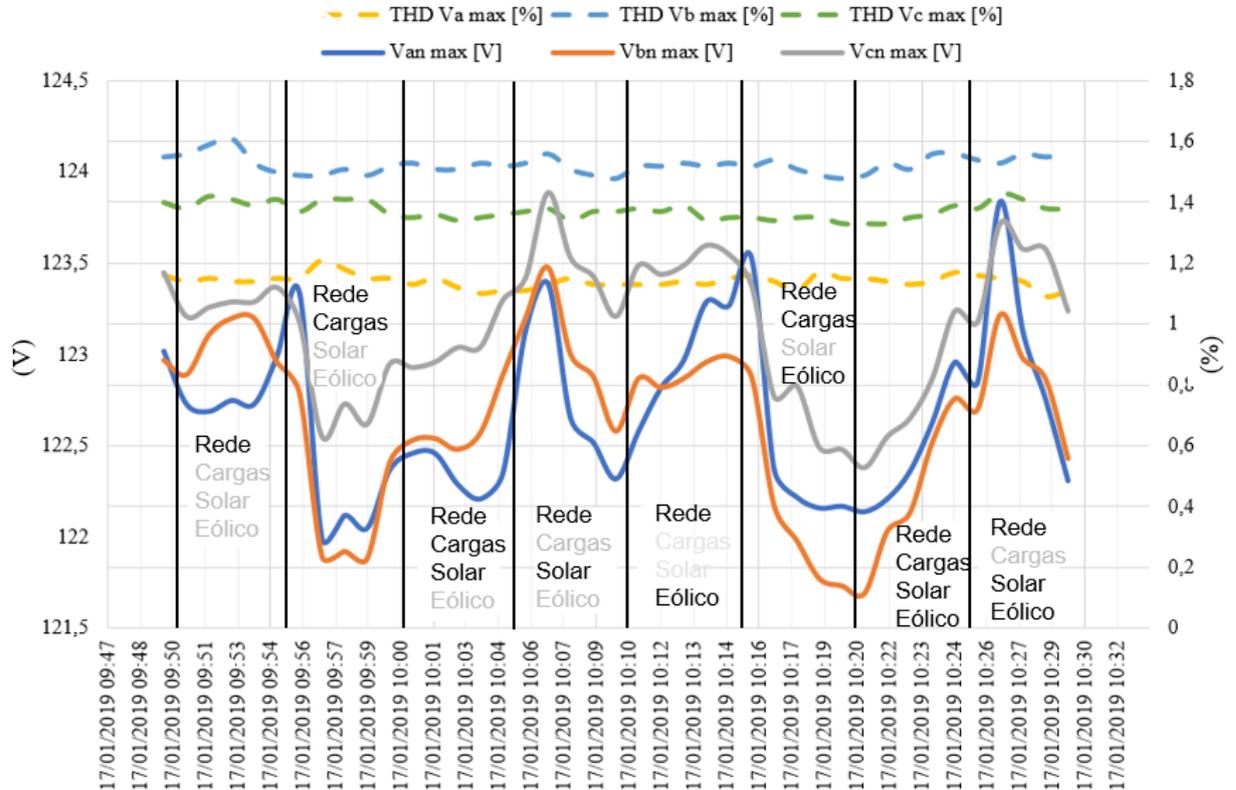
Os mesmos gráficos foram feitos agora com os valores máximos de tensão Van, Vbn e Vcn, conforme Figuras 37 a 42.

Figura 37 THD Va, THD Vb, THD Vc, Van, Vbn e Vcn (De 08:05 às 9:46 horas)



Fonte: Produção do próprio autor

Figura 38 THD Va, THD Vb, THD Vc, Van, Vbn e Vcn (De 09:50 às 10:30 horas)



Fonte: Produção do próprio autor

Figura 39 THD Va, THD Vb, THD Vc, Van, Vbn e Vcn (De 12:00 às 12:40 horas)

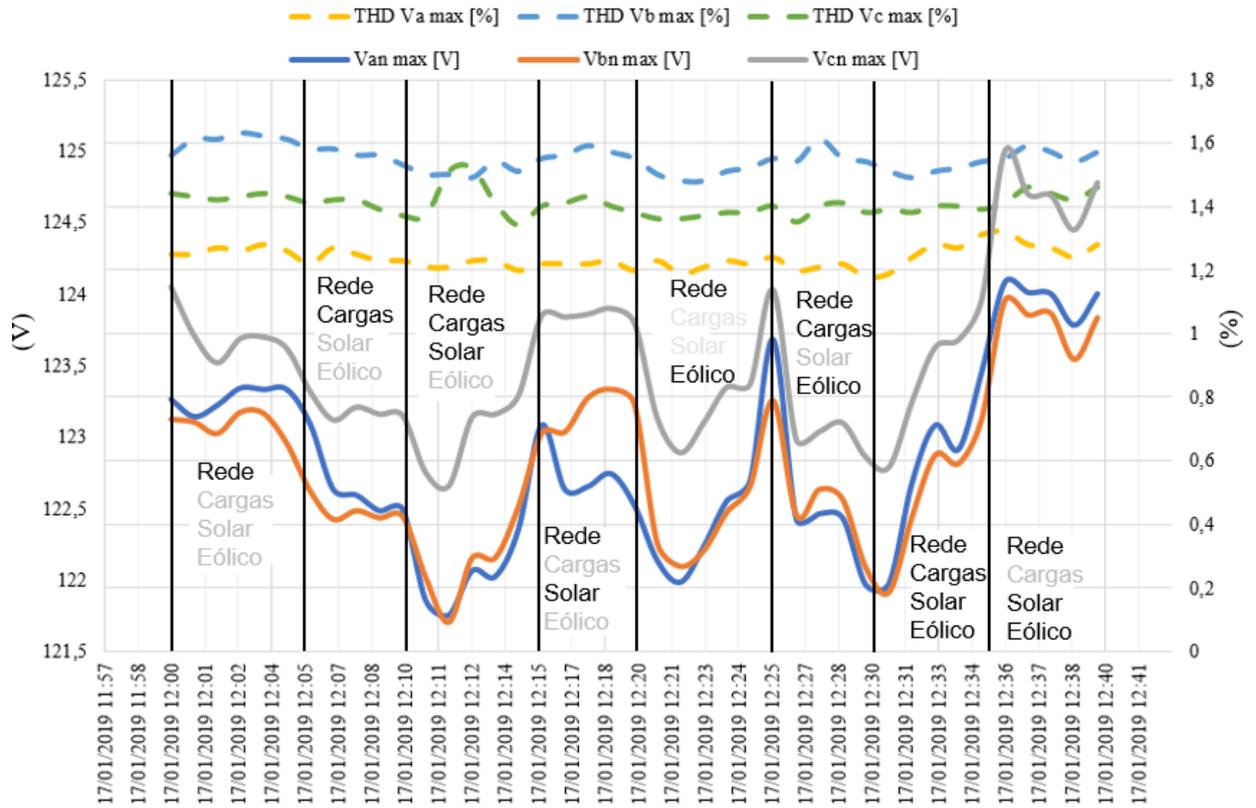


Figura 40 THD Va, THD Vb, THD Vc, Van, Vbn e Vcn (De 14:00 às 14:40 horas)

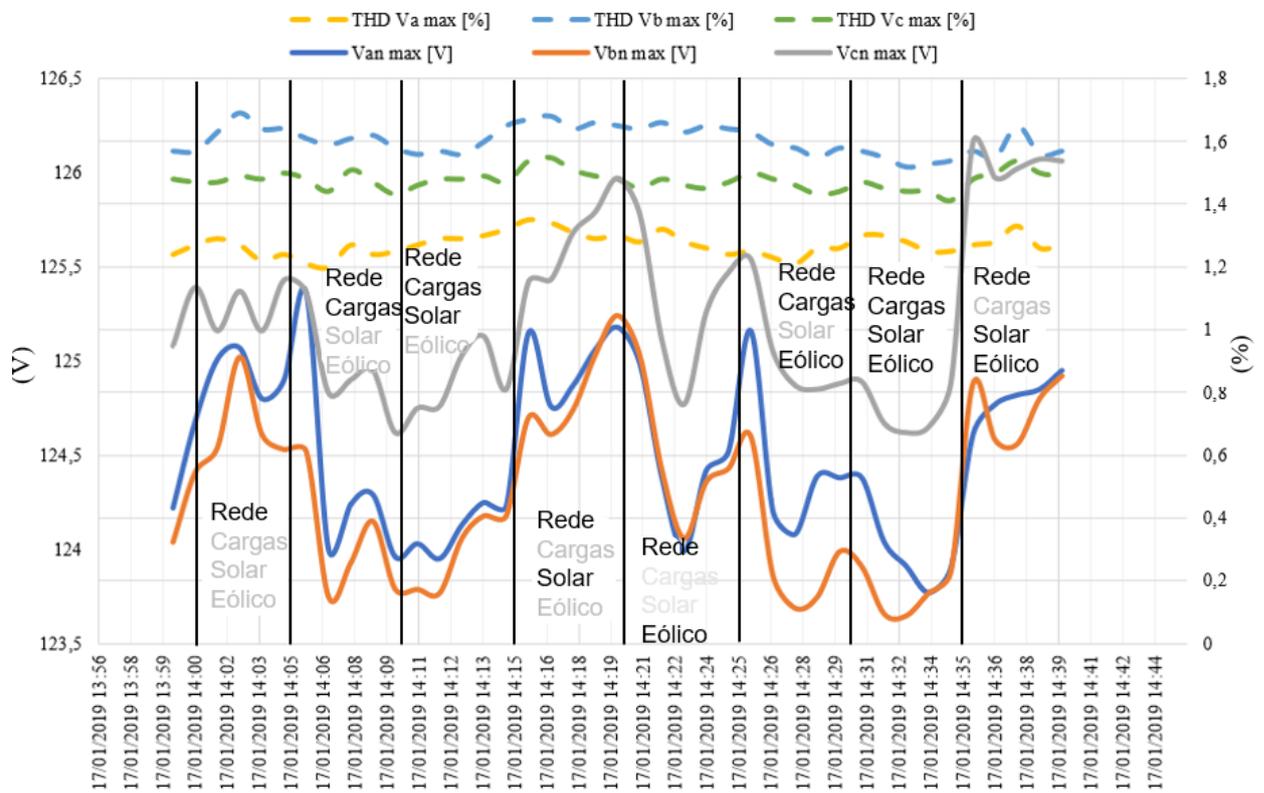


Figura 41 THD Va, THD Vb, THD Vc, Van, Vbn e Vcn (De 16:00 às 16:40 horas)

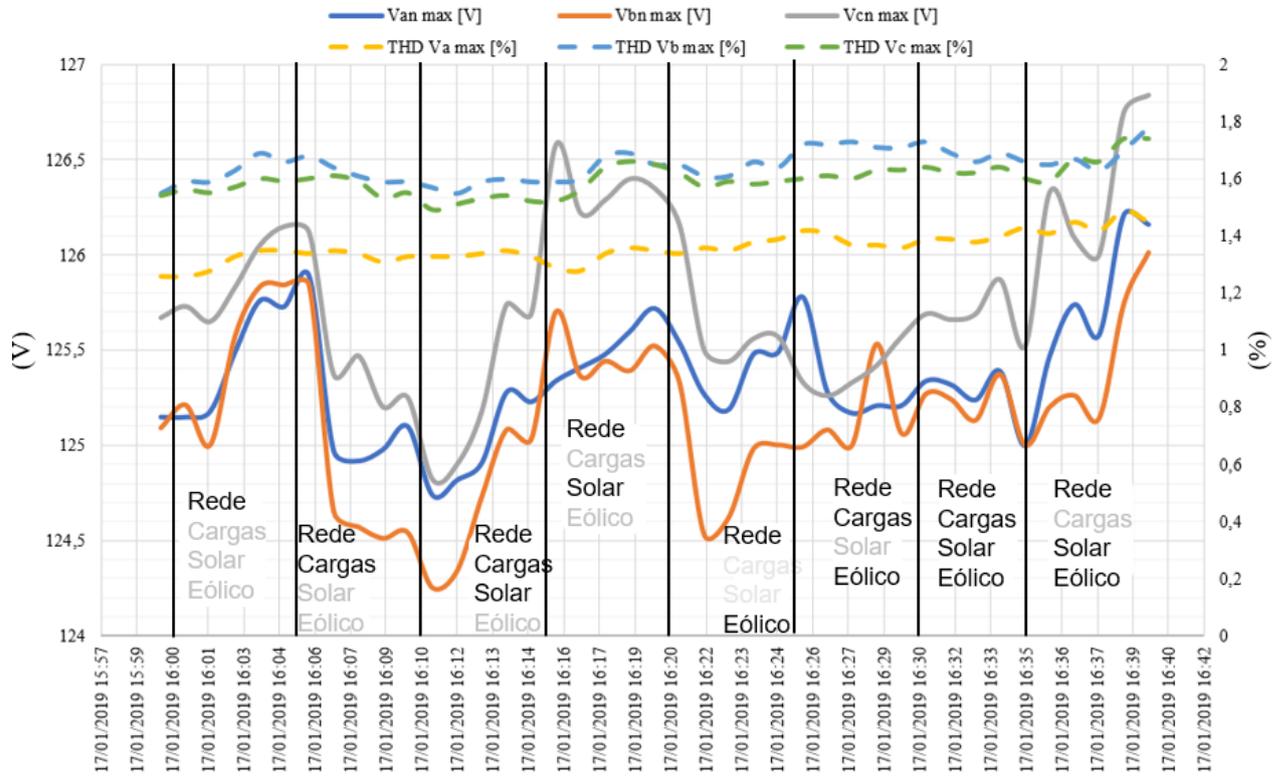
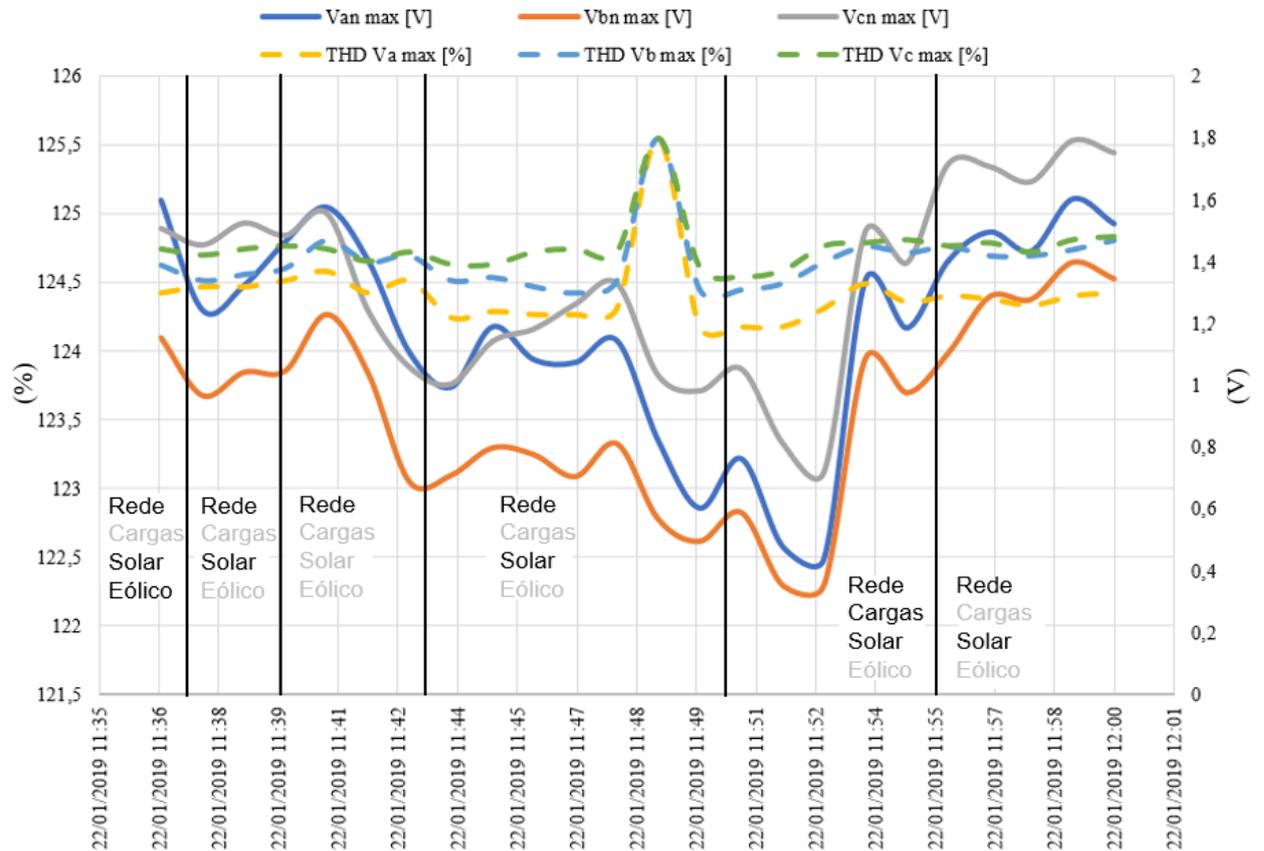


Figura 42 THD Va, THD Vb, THD Vc, Van, Vbn e Vcn (De 11:37 às 12:00 horas)



Verifica-se que a existência ou não da conexão da geração distribuída é praticamente imperceptível do ponto de vista da distorção harmônica da tensão. Com isso conclui-se que, para o nível de potência da GD da microrrede UFES atual, tem um alimentador forte.

Capítulo 4: Conclusões

4.1 Conclusões

Este trabalho realizou um estudo sobre penetração harmônica devido à inserção de geração distribuída na rede elétrica. O foco foi a interferência que pode produzir no próprio local em que está conectado.

Dos dados disponibilizados do crescimento da inserção da geração fotovoltaica no Brasil, verifica-se que foi consequência da regulamentação mais favorável que foi emitida, associada à diminuição dos custos dos componentes.

Da pesquisa bibliográfica, verificou-se que a análise de penetração harmônica com GD é efetuada por medições, por simulações, ou ambos. Se o circuito elétrico é disponível com valores de impedância dos alimentadores, é possível efetuar, por simulação, análise de perturbações inadmissíveis que podem ocorrer em caso de expansão do sistema. Da leitura obtém-se a informação que a inserção de correntes harmônicas com alta distorção ocorre para baixos níveis de geração comparados com a potência dos inversores.

O estudo de caso efetuado permitiu observar diversas situações que merecem destaque. A principal conclusão é que, para a microrrede instalada, tem-se disponível um alimentador forte. Isto é verificado pelas tensões disponibilizadas e respectivas taxas de distorção, praticamente insensíveis à presença ou não de potência da GD.

Também foi constatado que os inversores, tanto solar como eólico, ao operar com baixas potências em relação ao valor nominal, injetam correntes com alta taxa de distorção harmônica. Isto coincide com os estudos apresentados na revisão bibliográfica. Entretanto, em tais situações a corrente injetada é de baixo valor.

A geração fotovoltaica, na semana de medição, alcançou um máximo de 1,3 kW, próximo de seu valor nominal, de 1,5 kW. Já a geração eólica apresentou um máximo próximo de 350W, muito aquém do valor nominal do gerador, que é de 1 kW.

A disponibilidade de geração eólica no período avaliado, foi escassa, e sua contribuição total de geração à microrrede foi mínima. Observou-se que, para injetar na rede a potência gerada, e sendo esta de baixo valor, o inversor do sistema eólico opera com baixo fator de

potência, majoritariamente consumindo da rede um valor de potência reativa maior que de o injetado de potência ativa. Apesar da potência reativa consumida pelo inversor não ser de grande intensidade, representa um valor de corrente circulando no sistema que produz perdas desnecessárias. A geração solar, por operar por mais tempo com potências maiores, apresenta pouca influência a este respeito.

Por fim, sabendo que conversores eletrônicos apresentam melhor rendimento operando próximo à sua potência nominal, aliado ao fato constatado que em baixas potências a geração de distorção harmônica de corrente aumenta, ter-se-á menor produção de harmônicos e maior eficiência energética utilizando inversores de menor potência que são conectados/desconectados conforme o nível de potência gerada.

4.2 Sugestões para trabalhos futuros

Pode-se sugerir para continuidade do trabalho:

- Levantar as características de impedância do circuito, de forma a avaliar por simulação a interferência harmônica que poderá ocorrer em caso de ampliação do sistema;
- Verificar a utilidade de fazer uma compensação local dos reativos que são consumidos quando há baixa geração de energia;
- Estudar o custo x benefício de implementar vários inversores de menor potência que vão sendo ativados à medida que a potência gerada assim o exige, de forma a diminuir os efeitos harmônicos de inversores operando com baixa potência.
- Para o inversor solar, aplicar um temporizador que o desconecte no período noturno, em que sabidamente não haverá produção energética.

Produção Técnica

Durante o estudo de dissertação, foi produzido o seguinte trabalho técnico:

- PINTO, T. P. ; SIMONETTI, D. S. L. . Importance of studying the quality of energy from distributed generation using renewable energy sources. In: 14ª Jornada Urbanere e 2ª Jornada Cires, 2018, Vila Velha. Anais da 14ª Jornada Urbanere e 2ª Jornada Cires, 2018. v. 3. p. 2257-2266.

Referências Bibliográficas

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 3.** rev. 7. Brasília: ANEEL, 2017. Disponível em:
< <http://www.aneel.gov.br/modulo-3>>. Acesso em: 13 fev. 2019

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8.** rev. 10. Brasília: ANEEL, 2018. Disponível em:
< <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 13 fev. 2019

_____. **Matriz de Energia Elétrica.** Brasília, 2019. Disponível em:
<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>.
Acesso em: 13 fev. 2019

_____. **Resolução Normativa nº 481 de 17 de abril de 2012.** 2012a. Disponível em:
< <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>>. Acesso em: 13 fev. 2019

_____. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012.** 2012b. Disponível em:
< <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 13 fev. 2019

_____. **Resolução Normativa nº 517 de 11 de dezembro de 2012.** 2012c. Disponível em:
< <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em: 13 fev. 2019

_____. **Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015.** 2015. 2015b. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 13 fev. 2019

ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran; SÖDER, Lennart. Distributed generation: a definition1. **Electric power systems research**, v. 57, n. 3, p. 195-204, 2001.

ANEEL, Cadernos Temáticos. Micro e Minigeração Distribuída. **Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc, 2014.**

ANURANGI, R. O.; RODRIGO, Asanka S.; JAYATUNGA, Upuli. Effects of high levels of harmonic penetration in distribution networks with photovoltaic inverters. In: **Industrial and Information Systems (ICIIS), 2017 IEEE International Conference on**. IEEE, 2017. p. 1-6.

BITTENCOURT, Cezinando; BASSACO, Rafael Lopes Trida. **Estudo do desempenho do sistema fotovoltaico conectado à rede: estudo de caso: escritório verde da Universidade Tecnológica Federal do Paraná-Campus Curitiba**. 2013. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

CAMARGOS, Ronaldo Sérgio Chacon; SHAYANI, Rafael Amaral; DE OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves. Método para análise comparativa dos impactos técnicos da geração distribuída fotovoltaica concentrada e pulverizada. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 7, n. 2, p. 115-122, 2016.

COELHO, F. C. Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída para o atendimento a comunidades isoladas da Amazônia. **Tese de Doutorado** – Programa de Pós-Graduação da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

DIAS, M. V. X. Geração Distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. **Dissertação de Mestrado** – Programa de Pós-Graduação da Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2005.

FORTES, M. Z. et al. Harmonic analysis of distributed generation in Smart City Búzios project. In: **Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA), 2015 IEEE Workshop on**. IEEE, 2015. p. 1-5.

IEEE std 519-2014. **IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems**. 2014.

KONZEN, Gabriel. Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de BASS. **Master Degree at University of Sao Paulo-USP. Sao Paulo, SP**, 2014.

LEITE, Marcelo Cunha Clark et al. Harmonic Analysis of a Photovoltaic Systems Connected to Low Voltage Grid. **IEEE Latin America Transactions**, v. 16, n. 1, p. 112-117, 2018.

MACÊDO, Wilson Negrão; ZILLES, Roberto. Qualidade de energia da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede na USP: Avaliação dos parâmetros de suprimento. In: **VI CLAGTEE-Congresso Latinoamericano de Generación y Transmisión de Energia Eléctrica. São Pedro-SP. 2005.**

MELO, Fernando Cardoso et al. Harmonic distortion analysis in a low voltage grid-connected photovoltaic system. **IEEE Latin America Transactions**, v. 13, n. 1, p. 136-142, 2015.

MONTEIRO, Maxwell E. et al. An internet-based power quality monitoring system. In: **Industrial Electronics, 2003. ISIE'03. 2003 IEEE International Symposium on. IEEE, 2003.** p. 333-336.

OLIVEIRA, T. E. C. D. Estudo da Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de um Campus Universitário. **Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015.**

ROCHA, Jéssica PM; SALVADORI, Fabiano; GEHRKE, Camila S. Harmonic compensation as ancillary service of a grid-connected photovoltaic power system. In: **Power Electronics Conference (COBEP), 2017 Brazilian. IEEE, 2017.** p. 1-6.

SOUZA A. C. Análise dos impactos da geração distribuída por fonte solar fotovoltaica na qualidade da energia elétrica. **Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2016.**

SOUZA, Ronilson di. Os sistemas de energia solar fotovoltaica. **Livro Digital de Introdução aos Sistemas Solares. Ribeirão Preto: Bluesol, 2012.**

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica Conceitos e Aplicações.** 1. ed. São Paulo: Érica, 2012.

Apêndice A:

