

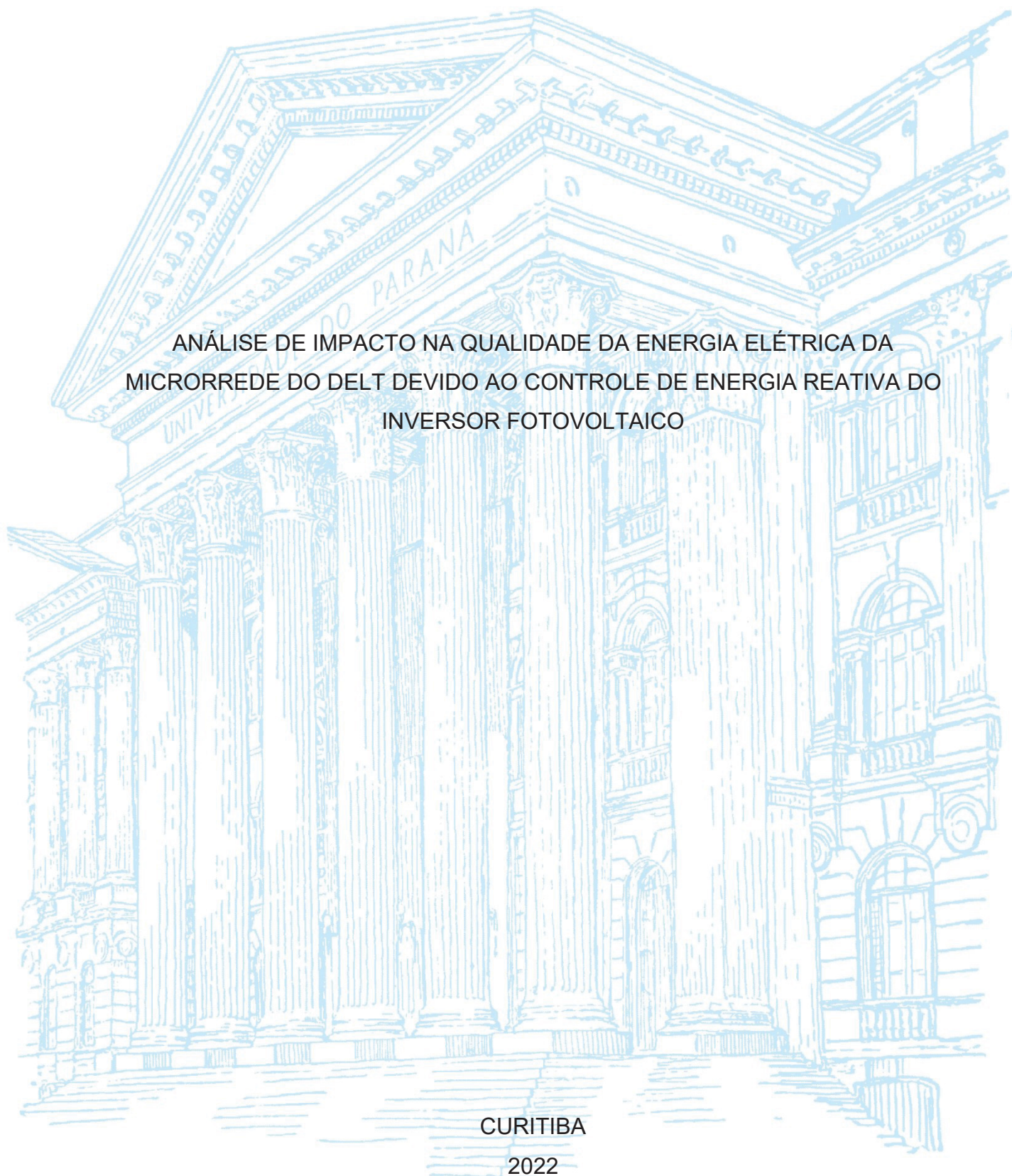
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

VINÍCIUS MOREIRA YAMAGUTI

ANÁLISE DE IMPACTO NA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA DA
MICRORREDE DO DELT DEVIDO AO CONTROLE DE ENERGIA REATIVA DO
INVERSOR FOTOVOLTAICO

CURITIBA

2022



VINÍCIUS MOREIRA YAMAGUTI

ANÁLISE DE IMPACTO NA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA DA
MICRORREDE DO DELT DEVIDO AO CONTROLE DE ENERGIA REATIVA DO
INVERSOR FOTOVOLTAICO

Monografia apresentada como requisito parcial à obtenção do título de Especialista, Curso de Especialização em Eficiência Energética e Geração Distribuída, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Rogers Demonti

Coorientador: Prof. Dr. Alexandre R. Aoki

CURITIBA

2022



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO

SETOR DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA -
40001016317E1

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Monografia de Especialização de VINICIUS MOREIRA YAMAGUTI intitulada: ANÁLISE DE IMPACTO NA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA DA MICRORREDE DO DELTA DEVIDO AO CONTROLE DE ENERGIA REATIVA DO INVERSOR FOTOVOLTAICO, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de especialista está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 19 de fevereiro de 2022.

Rogers Demonti

Prof. Dr Rogers Demonti
Servidor Docente do Depto. de Engenharia Elétrica
Matrícula: UFPR 201875

Presidente da Banca Examinadora

Mateus Duarte Teixeira

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

MATEUS DUARTE TEIXEIRA
Prof. Dr. Departamento de Eng. Elétrica
Docente do DTA
Matrícula UFPR 203334

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos professores Rogers Demonti e Alexandre Aoki pelos conhecimentos compartilhados, pelo tempo disponibilizado, pela paciência, pela motivação e pelo companheirismo durante a realização dos ensaios.

À minha amada noiva Larissa, obrigado pelo incentivo e apoio de sempre.

RESUMO

O aumento da geração fotovoltaica pode resultar em fluxo reverso de energia e em violação dos limites de tensão nas redes de distribuição. Durante os períodos de baixa demanda por parte da Unidade Consumidora, a alta potência ativa injetada pelo inversor fotovoltaico pode causar sobrecarga no transformador ou aumentar a tensão da rede para um nível crítico. Os inversores fotovoltaicos podem diminuir a energia ativa ou consumir energia reativa para reduzir essas tensões excessivas. Este trabalho apresenta quatro métodos de controle de reativos e analisa os impactos desses controles na microrrede do Departamento de Engenharia Elétrica (DELT) da Universidade Federal do Paraná, no que tange à qualidade de energia, utilizando como recurso um Analisador Portátil Comparador de Grandezas Elétricas que atende aos requisitos dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 (classe S). A análise é feita do ponto de vista da Unidade Consumidora. Para isso foi elaborado um procedimento para realização dos ensaios em laboratório e os resultados foram confrontados com parâmetros de qualidade de energia do PRODIST – Módulo 8. Foi possível comprovar que para os indicadores de variação de tensão, distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão e variação de frequência, em todos os ensaios as medições registradas estão dentro dos limites do PRODIST – Módulo 8. Para o indicador de fator de potência, existiriam alguns ensaios em que a instalação estaria fora do limite de 0,92, se a instalação fosse do grupo A.

Palavras-chave: Qualidade da energia elétrica. Controle de energia reativa. Medição de qualidade de energia elétrica. Microrrede do DELT. Análise de impacto. Procedimentos de distribuição. Regulação de tensão.

ABSTRACT

The increase in photovoltaic generation can result in reverse flow of energy and violation of voltage limits in distribution networks. During periods of low demand from the Consumer Unit, the high active power injected by the PV inverter can cause transformer overload or increase the grid voltage to a critical level. Photovoltaic inverters can decrease active power or consume reactive power to reduce these excessive voltages. This work presents four methods of reactive power control and analyzes the impacts of these controls in the microgrid of the Department of Electrical Engineering (DELT) of the Federal University of Paraná, with regard to energy quality, using as a resource a Portable Analyzer Comparator of Electrical Quantities that meets the requirements of the Electricity Distribution Procedures in the National Electric System – PRODIST – Module 8 (class S). The analysis is made from the point of view of the Consumer Unit. For this, a procedure for carrying out the tests in the laboratory was elaborated and the results were confronted with parameters of power quality of PRODIST - Module 8. It was possible to prove that for the indicators of voltage variation, harmonic distortions, voltage unbalance and frequency variation, in all tests the measurements recorded are within the limits of PRODIST - Module 8. For the power factor indicator, there would be some tests in which the installation would be outside the limit of 0.92, if the installation was in group A.

Keywords: Electric power quality. Reactive power control. Measurement. DELT microgrid. Impact analysis. Distribution procedures. Voltage regulation.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - ORGANIZAÇÃO E COMPONENTES DE UM SFCR.....	24
FIGURA 3 - TENSÃO (U), CORRENTE (I) E POTÊNCIA (P) NA SAÍDA DE UM INVERSOR FOTOVOLTAICO.	28
FIGURA 4 - TENSÃO (U), CORRENTE (I) E POTÊNCIA (P) NA SAÍDA DE UM INVERSOR FOTOVOLTAICO COM INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA.....	28
FIGURA 6 - REPRESENTAÇÃO SIMPLIFICADA DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM GERADOR DISTRIBUÍDO	31
FIGURA 4 - POTÊNCIAS DA UNIDADE CONSUMIDORA ANTES E DEPOIS DA INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.	34
FIGURA 5 - LIMITES OPERACIONAIS DE INJEÇÃO/DEMANDA DE POTÊNCIA REATIVA PARA SISTEMAS COM POTÊNCIA NOMINAL SUPERIOR A 6 kW	35
FIGURA 5 - EXEMPLO DE FLUTUAÇÕES DE TENSÃO CAUSADAS PELA OPERAÇÃO DO FORNO A ARCO.....	39
FIGURA 10 - CURVA DO FP EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA ATIVA DE SAÍDA DO INVERSOR	43
FIGURA 11 - CURVA CARACTERÍSTICA COM MÉTODO FP(P).....	46
FIGURA 12 - CURVA GENÉRICA DE CONTROLE VOLT/VAR	48
FIGURA 13 - ESQUEMÁTICO DA METODOLOGIA DE ENSAIO	51
FIGURA 14 – DIAGRAMA UNIFILAR DO LABORATÓRIO DE MICRORREDES DO DELT	52
FIGURA 15 – TELA DO INVERSOR FV APRESENTANDO DADOS DE SAÍDA	55
FIGURA 16 – TELA DO INVERSOR APRESENTANDO GERAÇÃO DE 12 KVAR DE POTÊNCIA REATIVA CAPACITIVA	60
FIGURA 17 – CONFIGURAÇÕES NO INVERSOR CONFORME QUADRO 16.....	61
FIGURA 18 - GRÁFICO DE POTÊNCIA REATIVA E TENSÃO PARA O MÉTODO Q(V)	63
FIGURA 19 – VALORES INSERIDOS NO INVERSOR CONFORME GRÁFICO DA FIGURA 18.....	64
FIGURA 20 – VALORES NOS TERMINAIS DO INVERSOR COM ACTIVE POWER CURTAILMENT = 0 kW E MOTORES LIGADOS	66

FIGURA 21 – VALORES NOS TERMINAIS DO INVERSOR COM FV=20 kW E CAPACITORES LIGADOS	67
FIGURA 22 – ANÁLISE DA DHT DE CORRENTE PARA O ENSAIO 2.1	70
FIGURA 23 – GRÁFICO APRESENTANDO P, Q E FP COM MOTORES DESLIGADOS E LIGADOS, COM FV IGUAL A 10 kW COM FP=0,92	74

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 - PONTOS DE CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL IGUAL OU INFERIOR A 1 KV (220/127).....	30
QUADRO 2 - CLASSIFICAÇÃO DAS VTDCS	30
QUADRO 5 - COMPORTAMENTO DO MÓDULO DE TENSÃO NA BARRA DE CARGA PARA DIFERENTES FATORES DE POTÊNCIA DO GERADOR DISTRIBUÍDO	33
QUADRO 3 - LIMITES DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS TOTAIS (EM % DA TENSÃO FUNDAMENTAL).	36
QUADRO 4 – TERMINOLOGIA REFERENTE À DISTORÇÕES HARMÔNICAS	37
QUADRO 6 – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE COM INVERSOR FV DESLIGADO	53
QUADRO 7 – DADOS DE POTÊNCIAS COM INVERSOR FV DESLIGADO	53
QUADRO 8 – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE COM INVERSOR FV LIMITADO EM 0 kW	54
QUADRO 9 – DADOS DE POTÊNCIA COM INVERSOR FOTOVOLTAICO LIMITADO EM 0 kW.....	55
QUADRO 10 – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE PARA O ENSAIO 3.....	57
QUADRO 11 – DADOS DE POTÊNCIA PARA O ENSAIO 3.....	57
QUADRO 12 – COMPARATIVO DE DADOS ENTRE ENSAIO 1.1, 2.1 E 3.1 (PARTE 1).....	57
QUADRO 13 - COMPARATIVO DE DADOS ENTRE ENSAIO 1.1, 2.1 E 3.1 (PARTE 2).....	57
QUADRO 14 – MEDIDAS COM INVERSOR FV LIGADO E CONTROLE DE REATIVO: COSPHI SET (FP FIXO) (PARTE 1)	58
QUADRO 15 – MEDIDAS COM INVERSOR FV LIGADO E CONTROLE DE REATIVO: COSPHI SET (FP FIXO) (PARTE 2)	59
QUADRO 16 – VALORES DE POTÊNCIA ATIVA E FATOR DE POTÊNCIA PARA O MÉTODO “COSPHI(P)”	61
QUADRO 17 – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE PARA O ENSAIO 6.....	62
QUADRO 18 – DADOS DE POTÊNCIA PARA O ENSAIO 6.....	62
QUADRO 19 – REGISTROS DE TENSÃO E CORRENTE PARA OS ENSAIOS 7.1 A 7.8.....	68

QUADRO 20 – REGISTROS DE POTÊNCIAS PARA OS ENSAIOS 7.1 A 7.8.....	68
QUADRO 21 – COMPARATIVO DE POTÊNCIAS REATIVAS ENTRE OS ENSAIOS 1, 2 E 3.....	70
QUADRO 22 – TENSÕES DE FASE PARA OS DIFERENTES ENSAIOS APRESENTADOS NO CAPÍTULO 4	72
QUADRO 23 – FATOR DE POTÊNCIA PARA OS DIFERENTES ENSAIOS APRESENTADOS NO CAPÍTULO 4	75
QUADRO 24 – DISTORÇÕES HARMÔNICAS TOTAIS PARA OS DIFERENTES ENSAIOS APRESENTADOS NO CAPÍTULO 4.....	77
QUADRO 25 – DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO REGISTRADO PELO EQUIPAMENTO DA PRIMATA PARA OS DIFERENTES ENSAIOS APRESENTADOS NO CAPÍTULO 4	78
QUADRO 26 – REGISTROS DE FREQUÊNCIAS REGISTRADOS PELO ANALISADOR P54 PARA OS DIFERENTES ENSAIOS APRESENTADOS NO CAPÍTULO 4	79

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 JUSTIFICATIVA	16
1.2 OBJETIVOS	17
1.2.1 Objetivo geral	17
1.2.2 Objetivos específicos.....	17
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	17
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO DA LITERATURA.....	19
2.1 ENERGIA SOLAR	20
2.1.1 Radiação Solar	20
2.1.2 Irradiância.....	20
2.1.3 Irradiação	21
2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	21
2.2.1 Classificação de sistemas fotovoltaicos	23
2.2.2 Componentes de um SFVCR	23
2.2.2.1 Módulos fotovoltaicos	24
2.2.2.2 Inversores	24
2.3 SISTEMAS DE TARIFAÇÃO.....	26
2.3.1 Venda de energia no mercado livre.....	26
2.3.2 Tarifação net metering.....	26
2.3.3 Tarifação <i>feed in</i>	27
2.4 CONTROLE DA POTÊNCIA REATIVA ATRAVÉS DOS INVERSORES	27
2.5 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	29
2.5.1 Variações de tensão.....	29
2.5.2 Fator de potência	33
2.5.3 Distorções harmônicas	35
2.5.4 Desequilíbrio de tensão.....	37
2.5.5 Flutuação de tensão	38
2.5.6 Variação de frequência.....	40
2.6 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE ENERGIA REATIVA EM PLANTAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	41
2.6.1 Método de potência reativa fixa – Q Fixo	44
2.6.2 Método de Fator de potência fixo – FP fixo	44

2.6.3 Método de Fator de potência variável com a potência ativa – FP (P)	45
2.6.4 Método de Controle volt/var – Q(V)	46
2.6.5 Comparativo das estratégias de controle	48
3 MATERIAL E MÉTODOS	49
3.1 MATERIAL	49
3.2 MÉTODOS	49
4 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS	53
4.1 DADOS COM INVERSOR FV DESLIGADO	53
4.2 DADOS COM INVERSOR FV LIMITADO EM 0 KW	54
4.3 DADOS COM INVERSOR FV LIGADO (LIMITADO EM 50 KW) E SEM CONTROLE DE REATIVOS	56
4.4 DADOS COM INVERSOR FV LIGADO E CONTROLE DE REATIVO: COSPHI SET (FP FIXO)	58
4.5 DADOS COM INVERSOR FV LIGADO E CONTROLE DE REATIVO: Q SET ...	60
4.6 DADOS COM INVERSOR FV LIGADO E CONTROLE DE REATIVO: FP(P)	61
4.7 DADOS COM INVERSOR FV LIGADO E CONTROLE DE REATIVO: VOLT/VAR SETTINGS - Q(V)	63
4.8 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS DO CAPÍTULO	69
5 ANÁLISE COMPARATIVA COM INDICADORES DOS PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO	71
5.1 VARIAÇÕES DE TENSÃO	71
5.2 FATOR DE POTÊNCIA	73
5.3 DISTORÇÕES HARMÔNICAS	76
5.4 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO	78
5.5 VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA	79
5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	80
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	81
6.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	82
REFERÊNCIAS	83

1 INTRODUÇÃO

A geração distribuída (GD) é caracterizada pelo uso de geradores descentralizados instalados próximos ao local de consumo, o que se opõe ao tradicional sistema de geração de energia elétrica baseado em grandes usinas geradoras construídas em locais distantes dos consumidores (VILLALVA, 2015) .

O aumento da GD traz potenciais benefícios ao sistema elétrico, como adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição e redução do carregamento desses sistemas, baixo impacto ambiental, minimização das perdas e diversificação da matriz energética (ANEEL, 2015a).

Porém, o aumento da utilização desses sistemas também traz alguns possíveis problemas conforme constatado por Vieira et al. (2018), como redução do fator de potência, variação dos níveis de tensão, fluxo de potência reverso e alterações no carregamento dos alimentadores.

O aumento expressivo da potência instalada fotovoltaica em GD, aliado aos questionamentos e possíveis problemas ainda pouco explorados no Brasil trazidos por essa crescente penetração são as principais motivações para a realização deste trabalho.

Além disso, a qualidade da energia pode ser um grande problema para se colocar em operação sistemas de geração FV. Conforme apontado por Urbanetz Junior (2010), um sistema FV instalado em São Bernardo do Campo - SP só pôde entrar em operação após a alteração do ponto de conexão, pois o previsto estava com alta distorção harmônica.

1.1 JUSTIFICATIVA

Face às normativas na ANEEL (Resoluções Normativas 482/2012 e 687/2015) o consumidor pode gerar a própria energia a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e fornecer o excedente para a rede de distribuição. Isso contribuiu para que o Brasil chegasse, em 2019, à marca de 1 gigawatt de potência instalada em micro e mini geração distribuída, sendo a solar fotovoltaica a mais utilizada (ANEEL, 2019).

Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) o Brasil possuía até o ano de 2012, 7 MW de potência instalada proveniente da fonte

fotovoltaica. Em junho de 2020, esse número é de 5.918 MW, sendo 2.987 MW referentes à GD (ANEEL, 2020).

1.2 OBJETIVOS

Os objetivos deste trabalho se dividem em um objetivo geral e cinco objetivos específicos, conforme apresentados em tópicos a seguir.

1.2.1 Objetivo geral

Analisar o impacto do controle de energia reativa sobre qualidade de energia da microrrede do DELT.

1.2.2 Objetivos específicos

- a) Definir os parâmetros de qualidade de energia que serão utilizados para avaliação do inversor;
- b) Avaliar as estratégias de controle de energia reativa em plantas de geração fotovoltaica;
- c) Elaborar os procedimentos de ensaios na microrrede do DELT;
- d) Mensurar o impacto do controle de energia reativa para a qualidade de energia elétrica da microrrede do DELT;
- e) Validar os resultados medidos frente aos procedimentos de distribuição;

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em seis capítulos, sendo este primeiro um capítulo introdutório, que visa contextualizar e definir os temas abordados neste estudo, bem como descrever os objetivos gerais e específicos do trabalho.

O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica e revisão da literatura, abordando o funcionamento da geração fotovoltaica, seus principais componentes, impactos e estratégias para mitigar estes impactos, além de apresentar parâmetros de qualidade de energia com os quais os resultados do trabalho serão confrontados.

O Capítulo 3 exhibe os materiais utilizados para desenvolvimento do estudo, e apresenta sucintamente as etapas dos ensaios a serem realizados.

O Capítulo 4 mostra detalhadamente a metodologia e parâmetros dos ensaios, assim como os resultados obtidos em cada um deles. No Capítulo 5 estes resultados são confrontados com os parâmetros de qualidade de energia levantados no Capítulo 2.

O Capítulo 6 exhibe as considerações finais, reforçando os resultados obtidos com o estudo, além de recomendações para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO DA LITERATURA

A etapa da revisão bibliográfica esclarece os conceitos de geração distribuída, sobre os problemas causados pelo aumento da penetração dessas fontes no sistema elétrico de potência e possíveis soluções para a diminuição do impacto desses problemas. Para essa etapa são utilizados os *softwares Mendeley Desktop, Publish or Perish* e o portal de periódicos da CAPES.

Para o processo de seleção de artigos foi utilizada parcialmente a metodologia apresentada por Ensslin et al. (2010), seguindo as seguintes etapas: definição dos eixos de pesquisa e das palavras-chave; busca de artigos em base dados com a combinação das palavras-chave para montar o banco de artigos bruto; leitura do título dos artigos presente no banco de artigos bruto excluindo os trabalhos que não são alinhados aos temas abordados; filtragem quanto ao reconhecimento científico e leitura do resumo dos artigos excluindo os trabalhos que não apresentam aderência aos temas abordados; utilização dos artigos restantes como portfólio bibliográfico deste trabalho.

Como apoio foram utilizados os *softwares Mendeley Desktop, Publish or Perish, Google Acadêmico* e o portal de periódicos da CAPES para elaboração da parte teórica do trabalho.

Segundo Villalva (2015b) o efeito fotovoltaico é o fenômeno físico que permite a conversão direta da luz em eletricidade por meio de uma célula composta de materiais semicondutores com propriedades específicas. O agrupamento dessas células conectadas eletricamente forma os módulos fotovoltaicos, também chamados de placas fotovoltaicas ou painéis fotovoltaicos. O agrupamento de módulos conectados em série ou paralelo para produção de energia elétrica é denominado arranjo, conjunto fotovoltaico ou *array*.

De acordo com Lopes et al., (2007) pode-se citar como vantagens da utilização da geração distribuída provenientes de fontes renováveis a diminuição de emissão de gases que causam o efeito estufa, a dispensabilidade de construção de linhas de distribuição e instalação de novos transformadores e grandes plantas de geração, e diversificação da matriz energética. Porém, também apresenta alguns desafios tais como a variação de tensão e distorção harmônica da tensão da rede de distribuição. Dependendo das circunstâncias, a planta da geração distribuída pode

diminuir ou aumentar a qualidade da tensão recebida por outros usuários da rede de distribuição.

2.1 ENERGIA SOLAR

A energia do Sol pode ser utilizada para produzir eletricidade por meio do efeito fotovoltaico, que consiste na conversão direta da luz solar em energia elétrica. Essa energia é transmitida pelo espaço na forma de radiação eletromagnética, que por sua vez é constituída de ondas eletromagnéticas que possuem frequência e comprimento de onda distintos. Quanto maior a frequência de uma onda, maior a energia transmitida. O efeito fotovoltaico, que é a base dos sistemas de energia solar fotovoltaica para a produção de energia elétrica, consiste na conversão da radiação eletromagnética do Sol em energia elétrica através da criação de uma diferença de potencial sobre uma célula formada por um sanduíche de materiais semicondutores. Se a célula for conectada a dois eletrodos, existirá tensão elétrica sobre eles. Se houver um caminho elétrico entre os dois eletrodos, surgirá corrente elétrica (VILLALVA, 2015).

2.1.1 Radiação Solar

A radiação solar sofre diversas interferências antes de chegar ao solo e poder ser captada por células e módulos fotovoltaicos. Essa radiação que atinge o solo é a soma da radiação direta e da radiação difusa. A primeira corresponde aos raios solares que incidem em linha reta e incidem sobre o plano horizontal com inclinação dependente do ângulo zenital do Sol. A segunda corresponde aos raios solares que incidem indiretamente ao planto e é resultado da difração na atmosfera e da reflexão da luz na poeira, nuvens, árvores e outros objetos (VILLALVA, 2015).

2.1.2 Irradiância

Uma das grandezas utilizadas para mensurar a radiação solar é a irradiância, expressa em W/m^2 (watt por metro quadrado). Trata-se de uma unidade de potência por área. Potência essa que expressa a energia transportada durante um certo intervalo de tempo, ou a taxa de variação da energia com o tempo. Quanto maior a

potência da radiação solar, mais energia ela transporta em um determinado intervalo de tempo. A irradiância de 1000 W/m^2 é padronizada na indústria fotovoltaica para a especificação e avaliação de células e módulos fotovoltaicos (VILLALVA, 2015).

2.1.3 Irradiação

A insolação é a grandeza utilizada para expressar a energia solar que incide sobre uma determinada área de superfície plana ao longo de um determinado intervalo de tempo, e é expressa em Wh/m^2 (watt-hora por metro quadrado). Na prática encontra-se em literatura para aplicação valores diários expressos em $\text{Wh/m}^2/\text{dia}$ (watt-hora por metro quadrado por dia) (VILLALVA, 2015).

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos podem ser isolados (SFI) ou conectados à rede elétrica (SFCR). Estes utilizam a tensão elétrica da rede como referência para gerar a sua forma de onda (senoidal, com mesma amplitude, frequência e fase). Visto que a energia disponibilizada pela rede elétrica serve de referência para o funcionamento dos inversores de frequência, padrões mínimos de qualidade de energia são requeridos pelo sistema de geração fotovoltaico para permitir a sua conexão em paralelo ao sistema principal. A falta de tensão de referência pode provocar o desligamento do inversor do sistema fotovoltaico, impedindo a geração de energia (URBANETZ JUNIOR, 2010).

Sistemas fotovoltaicos isolados, também conhecidos como sistemas autônomos, são empregados geralmente em locais onde não há serviço de rede elétrica ou esse serviço é precário. Tem como característica a capacidade de geração e atendimento de uma demanda energética sem supervisão e controle da concessionária de energia local, respeitando requisitos de proteção e segurança (VILLALVA, 2015). Geralmente, esses sistemas requerem algum tipo de sistema de armazenamento para permitir o fornecimento de energia sem a disponibilidade dos recursos renováveis (PINHO *et al.*, 2008) e são compostos pelo gerador fotovoltaico, módulo de controle/condicionamento de potência e bloco de armazenamento (PINHO; GALDINO, 2014).

2.2.1 Classificação de sistemas fotovoltaicos

Segundo a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), através da NBR 11704:2008, os sistemas fotovoltaicos são classificados em sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) e sistema fotovoltaico isolado (SFVI).

Os SFVIs são utilizados principalmente em locais não atendidos pela rede elétrica da concessionária, como residências em zonas rurais, ilhas, comunidades afastadas, iluminação pública e sinalização de estradas. Como a geração de energia elétrica nas células fotovoltaicas depende da exposição à luz do Sol, esses sistemas normalmente necessitam de baterias para armazenamento da energia produzida. Dessa forma, há eletricidade disponível em períodos noturnos ou de baixa irradiação solar (VILLALVA, 2015).

Já SFVCRs são utilizados principalmente em zonas urbanas auxiliando na operação da rede elétrica pública como geradores adicionais, aliviando a pressão de sobrecarga muito comum em regiões com alta densidade populacional. Os SFVCRs serão o foco dessa monografia.

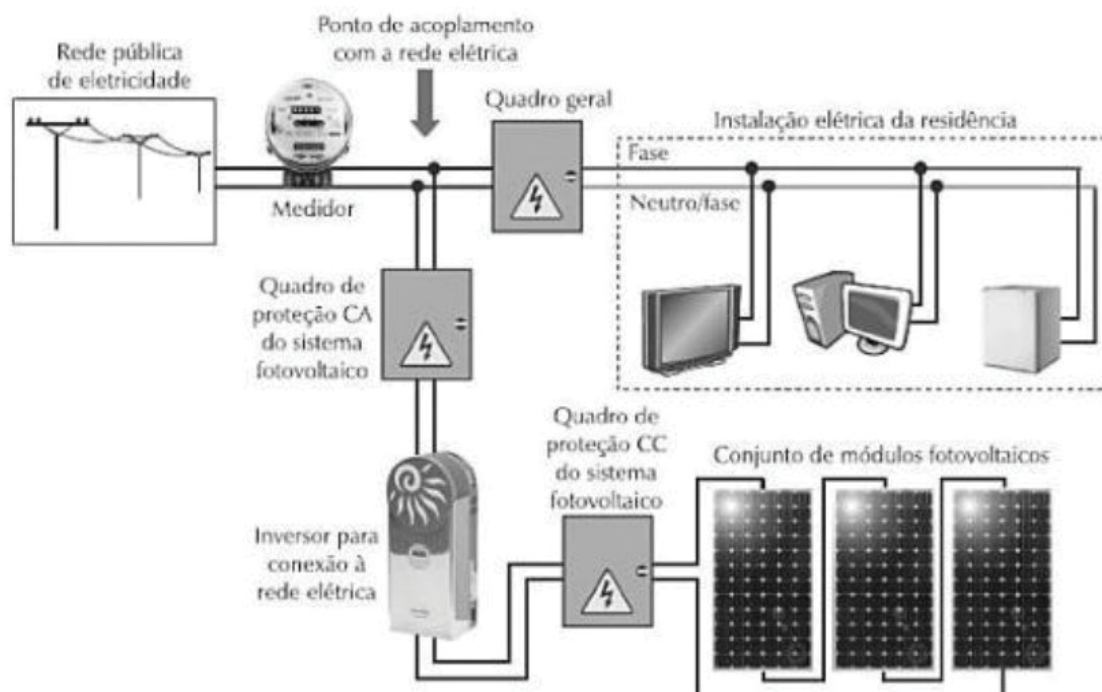
De acordo com a definição utilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser divididos em duas categorias de acordo com seu porte: microgeração distribuída - sistemas com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada; minigeração distribuída: sistemas com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada (ANEEL, 2012). Cogeração qualificada é um termo usado pela ANEEL para determinar os requisitos mínimos de eficiência para a geração de energia elétrica e térmica de uma mesma fonte primária, conforme Resolução Normativa nº 235.

2.2.2 Componentes de um SFVCR

Segundo Villalva (2015), os principais componentes de um SFVCR são os módulos fotovoltaicos, o inversor específico para conexão com a rede elétrica, os quadros elétricos de proteção e o medidor bidirecional de energia (a ser fornecido pela concessionária). A eletricidade gerada no sistema fotovoltaico é consumida no próprio local e o excedente, se houver, é injetado na rede elétrica da concessionária, gerando

créditos ao consumidor. A FIGURA 1 apresenta um sistema típico de microgeração fotovoltaica residencial conectado à rede.

FIGURA 1 - ORGANIZAÇÃO E COMPONENTES DE UM SFCR



FONTE: Villalva (2015)

2.2.2.1 Módulos fotovoltaicos

O agrupamento de células fotovoltaicas é chamado de módulo, placa ou painel fotovoltaico. Esse agrupamento é constituído de conjuntos de células montadas sobre uma estrutura rígida e conectadas eletricamente, geralmente em série para produzir tensões maiores (VILLALVA, 2015).

2.2.2.2 Inversores

O inversor é o equipamento eletrônico que converte a energia elétrica em corrente contínua em energia elétrica em corrente alternada. O inversor é necessário nos sistemas fotovoltaicos para alimentar consumidores em corrente alternada a partir de energia elétrica de corrente contínua produzida pelo painel fotovoltaico ou armazenada na bateria.

Os inversores para sistemas FV podem ser divididos em dois grupos: os comutados pela rede e os auto comutados. Os primeiros são normalmente usados

para altas potências, enquanto os últimos são normalmente usados em potências menores, geram o formato da corrente de saída baseado em uma tabela programada em um processador interno, e a sincronização com a rede elétrica é obtida com o auxílio de um circuito PLL (*phase locked loop*). Alguns inversores combinam sincronização e referência a partir da tensão da rede. Porém, se a tensão da rede é poluída, a referência também o é, prejudicando a corrente gerada (HESKES; ENSLIN, 2003).

Segundo Kjaer, Pedersen e Blaabjerg (2005), os inversores podem ser categorizados com base no número de estágios de processamento de energia; localização dos capacitores de desacoplamento; presença ou não de transformadores; e tipo de interface com a rede elétrica. Os estágios de processamento de energia podem ser do tipo único ou múltiplos e são responsáveis por adaptar o nível de tensão contínua do painel fotovoltaico e fazer a busca ponto de máxima potência (MPP), onde a potência gerada pelo gerador fotovoltaico, que é o produto tensão x corrente, apresenta seu máximo valor. Os capacitores de desacoplamento são colocados em paralelo com os módulos fotovoltaicos no caso do inversor de estágio único e no caso de um inversor de vários estágios o capacitor é colocado ou em paralelo com os módulos fotovoltaicos ou no *link* CC. Os transformadores são responsáveis pela adaptação do nível de tensão fornecida à rede e pela isolamento galvânica entre o arranjo FV e a rede elétrica, além de facilitar o aterramento do painel FV quando necessário. Quanto à interface com a rede elétrica, está relacionada ao modo de operação do inversor: se operando no modo fonte de corrente (CSI – *current source inverter*) – no qual a corrente de entrada já está modulada para seguir uma forma de onda senoidal retificada e a tarefa do circuito é simplesmente recriar a onda senoidal e injetá-la na rede - ou no modo fonte de tensão (VSI – *voltage source inverter*) – no qual o circuito aplica tensões em CC positivas ou negativas.

Quando o inversor FV não é projetado corretamente, ou ocorrem defeitos, podem haver injeção de corrente contínua na rede de distribuição, o que pode aumentar as perdas no núcleo do transformador e também aumentar a temperatura nos enrolamentos, assim como elevar as correntes magnetizantes e os ruídos do transformador (PATIL; GIRGAONKAR; MUSUNURI, 2014).

2.3 SISTEMAS DE TARIFAÇÃO

2.3.1 Venda de energia no mercado livre

Os SF podem ser usados na construção de usinas de geração de energia ligadas ao sistema elétrico, e nesses casos a venda de energia ocorre no mercado de comercialização e aplicam-se as tarifas e os requisitos técnicos padronizados para esse tipo de conexão. A conexão é feita por meio de grandes inversores que se conectam a transformadores elevadores, permitindo a conexão com linhas de transmissão de alta tensão para distribuição da energia elétrica produzida para o Sistema Interligado Nacional (VILLALVA, 2015).

2.3.2 Tarifação net metering

Na tarifa *net metering*, ou medida da energia líquida, existe um medidor eletrônico que registra a energia consumida da rede elétrica pública e a energia que a residência produz e eventualmente exporta para a rede elétrica. De acordo com esse sistema de tarifação, no final do mês o consumidor paga somente a diferença entre o que consumiu e o que gerou.

No conceito do *net metering* empregado nos sistemas fotovoltaicos de microgeração e minigeração, a rede elétrica funciona como uma bateria que armazena a energia gerada. A energia é enviada para a bateria quando existe excedente de geração e posteriormente é recuperada.

Sem a existência de um sistema de tarifação com *net metering*, caso a energia gerada pelo sistema fotovoltaico seja maior do que o consumo, o excedente exportado para a rede elétrica não é contabilizado e a energia é perdida, e o proprietário do sistema fotovoltaico não recebe nada por isso.

De acordo com a resolução da Aneel nº 482/2012, o microprodutor de energia tem o prazo de 36 meses para utilizar os créditos gerados. Ao final desse período os créditos serão perdidos, sem remuneração pela energia produzida.

Os medidores usados no sistema de *net metering* são eletrônicos, com a capacidade de medir o fluxo de energia consumida e a energia gerada. São os chamados medidores eletrônicos de quatro quadrantes (VILLALVA, 2015).

2.3.3 Tarifação *feed in*

Nesse sistema, que foi criado na Europa para incentivar o uso de energias renováveis, o consumidor recebe um pagamento pela energia que o seu sistema fotovoltaico exporta para a rede elétrica. O pagamento da energia exportada é maior do que o preço da energia consumida da rede pública, portanto a instalação de um sistema fotovoltaico com a tarifação *feed in* é muito vantajosa e rentável. Nesse sistema existem três tipos de tarifa: tarifa de consumo, de geração e de exportação (VILLALVA, 2015).

2.4 CONTROLE DA POTÊNCIA REATIVA ATRAVÉS DOS INVERSORES

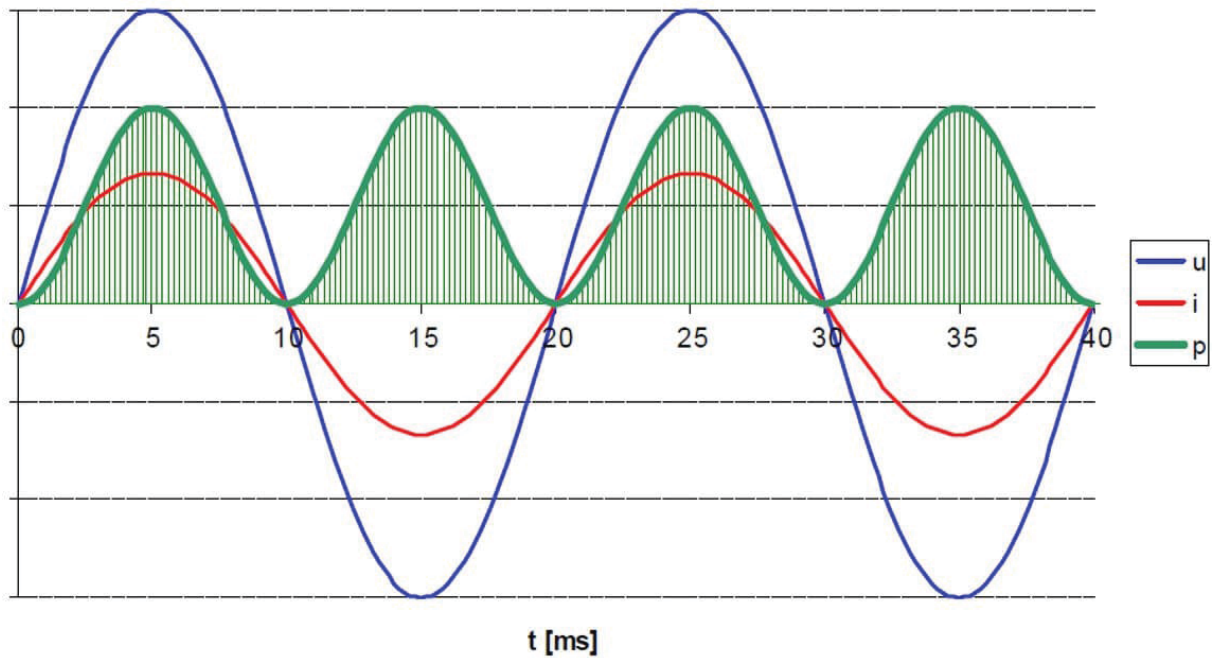
Inversores fotovoltaicos conectados à rede elétrica tem a capacidade de injetar energia reativa. Desta forma, eles atuam como capacitores ou indutores eletrônicos. Ao controlar a mudança de fase da corrente, o inversor pode gerar corrente indutiva ou capacitiva. A chave para controlar a potência reativa é o sistema de controle de corrente de saída do inversor. Este sistema permite que o inversor atue como uma fonte de corrente controlada. Pode-se solicitar ao inversor a geração de qualquer tipo de corrente, de qualquer magnitude, frequência ou fase. A corrente de saída do inversor fotovoltaico é sempre senoidal e a frequência é sincronizada com a tensão de alimentação. Dependendo da quantidade de potência ativa ou reativa desejada a ser emitida pelo inversor, a amplitude ou fase da corrente pode ser alterada pelo software de controle do inversor. Se o inversor estiver programado para produzir somente potência ativa, a corrente de saída estará sempre em fase com a tensão. Para a geração de potência reativa, a fase entre corrente e tensão mudará dependendo do tipo de injeção e do algoritmo pré-programado no inversor (VILLALVA, 2020).

A

FIGURA 2 apresenta as formas de onda de tensão, corrente e potência na saída de um inversor fotovoltaico que está gerando apenas potência ativa. A energia (área em verde) fornecida pelos painéis fotovoltaicos é injetada na rede elétrica e a corrente (em vermelho) está sincronizada em fase com a tensão (azul). Já na FIGURA 3, alguma potência reativa é injetada, além da potência ativa fornecida pelos painéis. A área verde negativa (abaixo do zero) indica que o inversor recebe energia da rede,

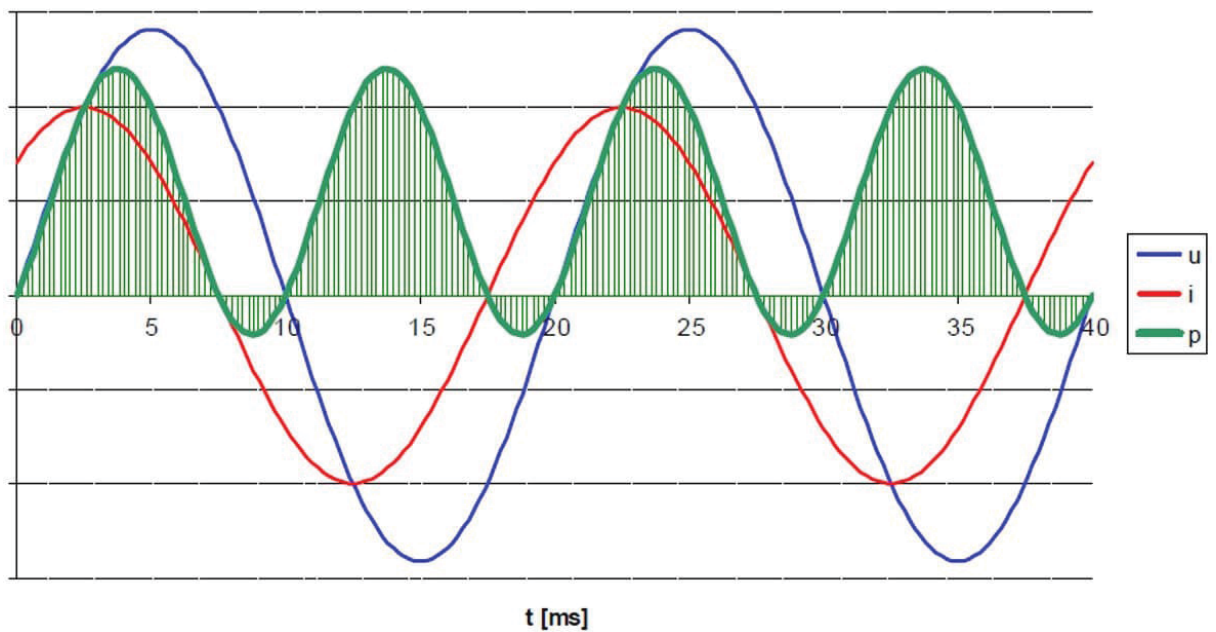
comportando-se como um elemento reativo (capacitor). A fase da corrente (em vermelho) está adiantada em relação à tensão (azul).

FIGURA 2 - TENSÃO (U), CORRENTE (I) E POTÊNCIA (P) NA SAÍDA DE UM INVERSOR FOTOVOLTAICO.



Fonte: Villalva (2020a)

FIGURA 3 - TENSÃO (U), CORRENTE (I) E POTÊNCIA (P) NA SAÍDA DE UM INVERSOR FOTOVOLTAICO COM INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA



Fonte: Villalva (2020a)

2.5 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Segundo Dugan et al., (2002) a definição de problema com qualidade de energia é qualquer problema de energia manifestado em desvios de tensão, corrente ou frequência que resulte em falha ou operação incorreta do equipamento do cliente.

O módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (ANEEL, 2018) apresenta procedimentos relativos à qualidade de energia elétrica além de definir terminologias, indicadores e valores de referência para qualidade do produto e metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades.

A recomendação IEE Standard 1159 (2009) define os fenômenos de qualidade de energia, discute dispositivos de monitoramento de qualidade de energia, técnicas de aplicação e a interpretação dos resultados de monitoramento.

“Distúrbios” podem ser definidos como uma série de fenômenos que afetam a qualidade da energia elétrica, tais como problemas na continuidade do fornecimento; níveis de tensão; oscilações na tensão e na frequência; distorções harmônicas na tensão e na corrente; interferência eletromagnética irradiada e conduzida; entre outros (URBANETZ JUNIOR, 2010).

2.5.1 Variações de tensão

Os limites de tensão disponibilizados aos consumidores são regulados pelo PRODIST Módulo 8, a depender da tensão nominal no qual o usuário é atendido, e são classificados em adequados, precários e críticos. O QUADRO 1 apresenta valores conforme essa classificação, para tensão nominal igual ou inferior a 1kV (220/127V). Valores de tensão que estejam acima ou abaixo da faixa estabelecida, são chamados de sobretensões (*swell*) ou sub tensões (*sag*), e podem ser de curta duração (Variações de Tensão de Curta Duração – VTCDs) (menores que 3 minutos) ou de longa duração (maiores que 3 minutos) (ANEEL, 2018). O PRODIST Módulo 8 classifica as VTCDs conforme QUADRO 2. Para o sistema de distribuição de baixa tensão não são estabelecidos valores de referência para VTCDs.

QUADRO 1 - PONTOS DE CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL IGUAL OU INFERIOR A 1 KV
(220/127)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233) /$ $(110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

FONTE: ANEEL (2018)

QUADRO 2 - CLASSIFICAÇÃO DAS VTDCS

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

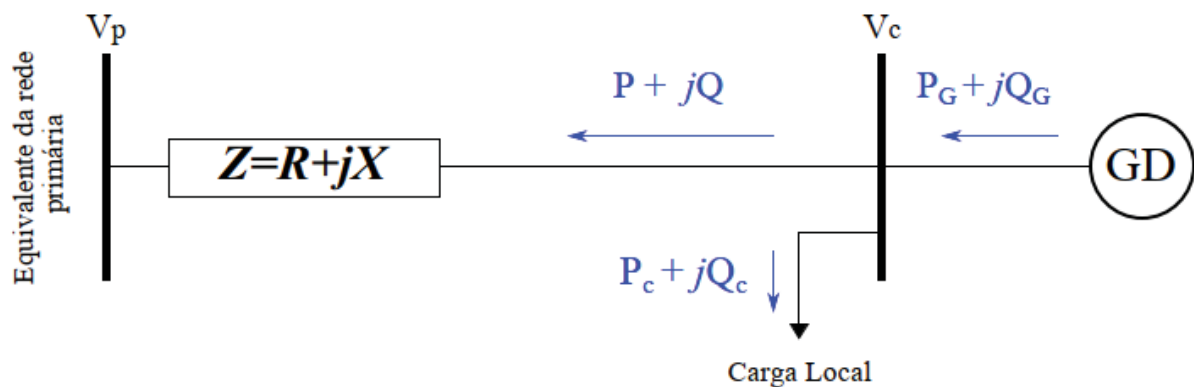
FONTE: ANEEL (2018)

Quando a produção de energia fotovoltaica é maior do que a carga instantânea da instalação surge o problema do aumento dos níveis de tensão e reversão do fluxo de potência. Conforme a potência fotovoltaica excede a carga, a tensão no Ponto de Acoplamento Comum do inversor e da rede aumentará. Consequentemente, a queda de tensão ao longo do alimentador diminuirá e acarretará em fluxo de energia reverso (da carga para a rede de distribuição). As redes de distribuição existentes não foram projetadas para essa condição de fluxo reverso, o que pode acarretar em problemas de segurança para as pessoas que trabalham na linha, além de causar impactos nos componentes do sistema elétrico de potência, como exemplo os transformadores (PATIL; GIRGAONKAR; MUSUNURI, 2014).

Com base na FIGURA 4 - que representa um sistema de distribuição com gerador distribuído, Borges (2014) fez algumas conclusões quanto a variação de tensão em uma barra provocada pela conexão de um gerador distribuído:

- f) A potência ativa (P_G) fornecida pelo gerador distribuído possui maior impacto que a potência reativa (Q_G) sobre a variação de tensão na barra devido ao fato de que em redes de tensão secundária o valor de R é frequentemente maior que X – baixo valor da relação reatância/resistência (X/R) – e devido ao fato de que usualmente os geradores são controlados de forma a manter a injeção de potência reativa (Q_G) próximo a zero;
- g) Quanto menor a potência demandada pela carga, maior a variação de tensão na barra;
- h) Quanto menor o nível de curto-circuito da barra (ou seja, quanto maiores os parâmetros R e X), maior a variação de tensão na barra;
- i) Quanto menor a magnitude da tensão na barra, maior a variação dela.

FIGURA 4 - REPRESENTAÇÃO SIMPLIFICADA DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM GERADOR DISTRIBUÍDO



FONTE: Borges (2014)

A partir da FIGURA 4 em que V_c é a tensão na barra de carga, P , Q e I são, respectivamente, potência ativa, potência reativa e corrente exportadas da barra de carga em direção à barra da subestação, tem-se as equações:

$$S = P + jQ = \overline{V_C} \bar{I}^* \quad (1)$$

Dessa forma, a corrente fluindo da barra de carga em direção à barra da subestação é dada por:

$$\bar{I} = \frac{P - jQ}{\bar{V}_c^*} \quad (2)$$

Para uma corrente injetada I , a tensão na barra de carga é:

$$\bar{V}_c = \bar{V}_p + (R + jX) \bar{I} \quad (3)$$

Substituindo (2) em (3) tem-se que o aumento de tensão na barra de carga devido à conexão de um gerador distribuído é dado por:

$$\Delta V = \bar{V}_c - \bar{V}_p = (R + jX) \frac{P - jQ}{\bar{V}_c^*} = \frac{(RP + XQ) + j(XP - RQ)}{\bar{V}_c^*} \quad (4)$$

Como em sistemas de distribuição a abertura angular entre as barras é aproximadamente zero, pode-se assumir a tensão na barra de carga como sendo puramente real, e desprezar-se a parte imaginária do numerador de (4). Assim a variação de tensão torna-se um número real, dado por:

$$\Delta V \approx \frac{RP + XQ}{V_c} \quad (5)$$

As potências ativa e reativa líquidas injetadas no sistema pela barra de carga são dadas pela diferença entre a potência gerada ($P_G + j Q_G$) e a potência consumida localmente ($P_c + j Q_c$), originando a expressão (6).

$$\Delta V = \bar{V}_c - \bar{V}_p \approx \frac{R(P_G - P_c) + X(Q_G - Q_c)}{V_c} \quad (6)$$

Sendo que a tensão na subestação (V_p) é constante e $P_G > 0$ por se tratar de um gerador, pode-se concluir que um gerador com fator de potência unitário ou capacitivo ($Q_G \geq 0$) eleva a magnitude de tensão na barra de conexão. Um gerador

com fator de potência indutivo ($Q_G < 0$) também provoca elevação de tensão na barra, pois $(R P_G + X Q_G) > 0$. Porém, caso o fator de potência do gerador seja tal que $(R P_G + X Q_G) < 0$, ocorre redução de tensão na barra de conexão e nas barras vizinhas, podendo, em casos extremos, atingir níveis baixos no sistema da concessionária. Esse cenário, embora raro, pode surgir para geradores de indução sem suporte local de potência reativa, visto que eles drenam potência reativa da rede. O QUADRO 3 apresenta um resumo:

QUADRO 3 - COMPORTAMENTO DO MÓDULO DE TENSÃO NA BARRA DE CARGA PARA DIFERENTES FATORES DE POTÊNCIA DO GERADOR DISTRIBUÍDO

	Potência reativa intercambiada pelo GD (Q_G)	Fator de potência	$RP_G + XQ_G$	Resultado observado na tensão do ponto de conexão (V_c)
Caso 1	$Q_G > 0$	Capacitivo	> 0	Elevação
Caso 2	$Q_G = 0$	Unitário	> 0	Elevação
Caso 3	$Q_G < 0$	Indutivo	> 0	Elevação
Caso 4	$Q_G < 0$	Indutivo	< 0	Redução

FONTE: Borges (2014)

2.5.2 Fator de potência

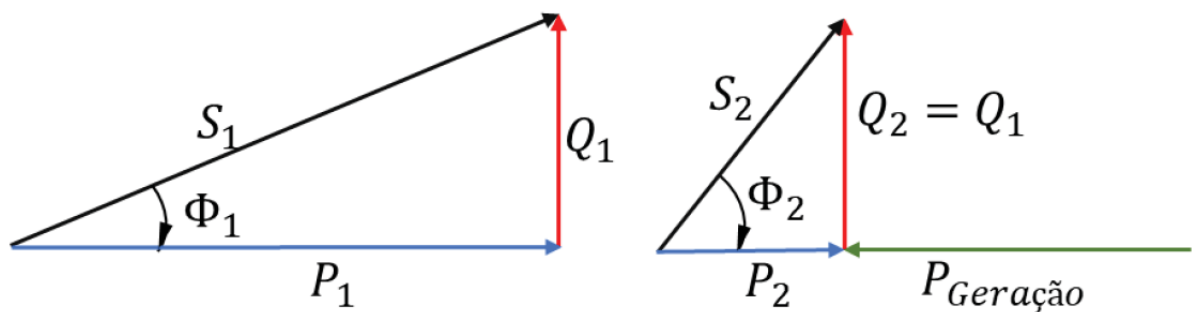
Segundo Villalva (2020) o fator de potência (FP) da instalação diminui devido a injeção de potência ativa dos painéis solares. A correção o FP pode ser realizada por banco de capacitores ou até mesmo pelo próprio inversor, além de ser possível o controle de potência ativa ou reativa dos inversores com o objetivo de dar suporte ao controle de tensão das redes de distribuição.

O fator de potência pode ser definido como a razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa consumidas, num mesmo período especificado. O fator de potência de referência, indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido, para as unidades consumidoras do grupo A (fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição), o valor de 0,92 (ANEEL, 2010).

Como a potência ativa consumida da rede diminui (pois é suprida pela geração fotovoltaica), a relação entre a potência ativa e a potência reativa da instalação diminui, resultando numa redução do fator de potência da instalação (PATIL; GIRGAONKAR; MUSUNURI, 2014).

Ainda que um sistema de Geração Distribuída não altere a energia reativa fornecida pela concessionária/rede de distribuição, é possível que haja tributação por baixo fator de potência devido ao fato do sistema gerador diminuir a potência ativa consumida da rede (KIM; TOWN, 1996). Como exemplo, a FIGURA 5 apresenta o Sistema 1 sem geração distribuída, com Potência Ativa P_1 (W), Potência Reativa Q_1 (Var), Potência Aparente S_1 (VA) e fator de potência Φ_1 . O sistema 2 apresenta dados da instalação após a instalação do gerador distribuído, com Potência Ativa P_2 (W), Potência Reativa Q_2 (Var), Potência Aparente S_2 (VA), fator de potência Φ_2 e Potência de Geração do sistema de GD ($P_{\text{Geração}}$). Nota-se que o fator de potência da instalação diminui, pois $\cos \Phi_2 = P_2 / S_2 < \cos \Phi_1 = P_1 / S_1$ devido a $P_2 < P_1$ pois P_1 é compensado pela $P_{\text{Geração}}$ (ALBUQUERQUE; TRISTÃO, 2020).

FIGURA 5 - POTÊNCIAS DA UNIDADE CONSUMIDORA ANTES E DEPOIS DA INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.



FONTE: Albuquerque e Tristão (2020)

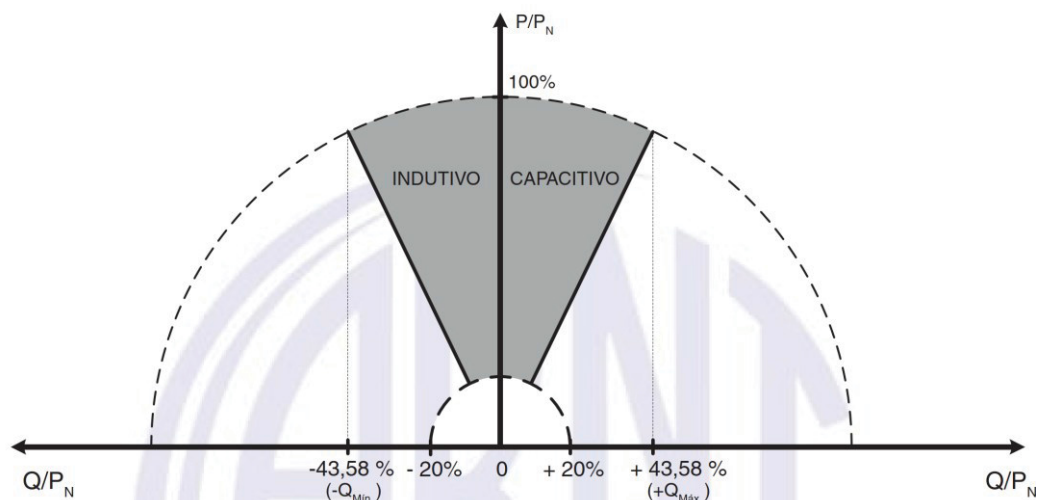
O FP de 0,92 é o mínimo exigido para cargas segundo o procedimento de rede PRODIST/ANEEL. Unidades consumidoras que tenham FP menor que 0,92 devem ser tarifadas por esses reativos excedentes, no caso de Minigeração Distribuída (potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW). O artigo 65 da resolução da ANEEL 456/2000 define o faturamento de energia reativa.

Como o objetivo de se colocar um sistema fotovoltaico conectado à rede é a diminuição dos gastos com energia elétrica, essa cobrança de excedente de reativos pode ser um empecilho para a promoção desta tecnologia, pois, apesar de haver a

redução do consumo de energia ativa, também haverá uma redução do fator de potência da unidade consumidora (UC) que gerará um faturamento do excedente de reativos, mesmo com a demanda de reativos sendo a mesma, diminuindo a atratividade deste tipo de sistema de geração de energia (PINTO; ZILLES; BET, 2012).

Segundo a norma ABNT NBR 16149 (2013) os inversores devem ter controle de fator de potência de acordo com a potência nominal: inversores até 3 kW devem operar com fator de potência unitário; inversores com potência entre 3 kW e 6 kW devem ter capacidade de operar com fator de potência de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo; inversores com potência superior a 6 kW devem ter a capacidade de operar com fator de potência de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo ou com controle da potência reativa (var), conforme FIGURA 6.

FIGURA 6 - LIMITES OPERACIONAIS DE INJEÇÃO/DEMANDA DE POTÊNCIA REATIVA PARA SISTEMAS COM POTÊNCIA NOMINAL SUPERIOR A 6 kW



FONTE: ABNT (2013)

2.5.3 Distorções harmônicas

De acordo com Aiello et al. (2006) e Chicco et al. (2009) conforme citado por Urbanetz Junior (2010), as distorções harmônicas na tensão e na corrente são devidas ao surgimento de frequências harmônicas junto à onda fundamental. Os harmônicos de ordem ímpar são os mais relevantes e, quando aplicados às ondas de tensão e/ou de corrente fundamentais, provocam distorção. Estas frequências, múltiplas ímpares

da fundamental em 60 Hz (180 Hz; 300 Hz; 420 Hz; 540 Hz; etc.), surgem devido ao acionamento de cargas não lineares, como retificadores com filtro capacitivo, no qual a corrente não evolui linearmente com a forma de onda da tensão. Ao se medir a amplitude das frequências múltiplas da fundamental e estabelecer uma relação percentual destas amplitudes em relação à fundamental, tem-se a influência individual de cada harmônico, e o conjunto dessas influências representa a distorção harmônica total (THD). A distorção harmônica total é vista em relação à corrente (THDi) ou em relação à tensão (THDv).

Os inversores fotovoltaicos podem injetar harmônicas de corrente na rede de distribuição. Se essas harmônicas de alta frequência não forem filtradas, as perdas por correntes parasitas no transformador podem aumentar, aumentando também os pontos quentes nos enrolamentos que podem reduzir a vida útil do transformador (PATIL; GIRGAONKAR; MUSUNURI, 2014).

Sidrach-de-Cardona e Carretero (2005) concluíram que a dependência dos valores de THDi na saída do inversor diminui com relação à potência gerada pelo inversor, e é mínima quando o inversor trabalha com potência nominal. Chegaram também à conclusão de que em dias claros, 90 % da energia gerada é injetada na rede com valores de THDi abaixo de 5 %. Por outro lado, para dias parcialmente nublados os valores obtidos apontam que uma alta porcentagem desta energia é injetada na rede com valores de THDI acima de 5 %, sendo esta porcentagem a limite admitida por norma (IEEE-929, 2000). O QUADRO 4 apresenta os limites de distorções harmônicas totais e o

QUADRO 5 apresenta as terminologias, ambos segundo o PRODIST.

QUADRO 4 - LIMITES DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS TOTAIS (EM % DA TENSÃO FUNDAMENTAL).

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
DTT _{95%}	10,0%	8,0%	5,0%
DTT _{P95%}	2,5%	2,0%	1,0%
DTT _{I95%}	7,5%	6,0%	4,0%
DTT _{395%}	6,5%	5,0%	3,0%

FONTE: ANEEL (2018)

QUADRO 5 – TERMINOLOGIA REFERENTE À DISTORÇÕES HARMÔNICAS

Identificação da Grandeza	Símbolo
Distorção harmônica individual de tensão de ordem h	$DT_h\%$
Distorção harmônica total de tensão	$DTT\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3	$DTT_p\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3	$DTT_i\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3	$DTT_3\%$
Tensão harmônica de ordem h	V_h
Ordem harmônica	h
Ordem harmônica máxima	h _{máx}
Ordem harmônica mínima	h _{mín}
Tensão fundamental medida	V_1
Valor do indicador $DTT\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{95\%}$
Valor do indicador $DTT_p\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{p,95\%}$
Valor do indicador $DTT_i\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{i,95\%}$
Valor do indicador $DTT_3\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{3,95\%}$

FONTE: ANEEL (2018)

2.5.4 Desequilíbrio de tensão

As tensões geradas nos sistemas trifásicos são senoidais, de mesma magnitude e com deslocamento de fase de 120 graus. No entanto, as tensões existentes no sistema de distribuição e em sistemas de baixa tensão podem estar em desequilíbrio por vários motivos. A natureza do desequilíbrio pode incluir uma desigualdade na magnitude das tensões e desvios nos ângulos de fase. Os consumidores são responsáveis pelo balanceamento de carga para que o equilíbrio da tensão permaneça suficiente para as várias condições de operação da rede. Normas internacionais como EM-50160 ou a série IEC 61000-3-x estabelecem o limite de 2 % para baixa e média tensão e 1 % para alta tensão. No Brasil, no PRODIST, módulo 8, o valor de referência nos barramentos do sistema de distribuição deve ser menor ou igual a 2 % para tensões entre 2,3 kV a 230kV, e menor ou igual a 3 % para tensões nominais menores ou iguais a 2,3 kV.

O método recomendado pelo PRODIST, Módulo 8, para caracterizar desequilíbrios de tensão, é o método dos componentes simétricos, no qual o grau de assimetria é definido pela razão entre o módulo da tensão de sequência negativa e a tensão de sequência positiva.

A principal fonte de desequilíbrio de tensão é a distribuição desigual de cargas monofásicas, que são projetadas igualmente distribuídas, mas são ligadas e desligadas conforme necessidade. Outra fonte de desequilíbrio é diferença de capacitâncias das linhas de transmissão aéreas. A distribuição geométrica dos condutores das fases causa diferenças de parâmetros e consequentemente diferentes quedas de tensão devido à passagem da corrente elétrica. Para diminuir esse problema faz-se uso da transposição de fases.

A geração distribuída é usualmente operada no modo de “não controle de tensão”, no qual simplesmente fornece potência ativa a um fator de potência constante e a tensão no circuito muda de acordo com o efeito da inserção de potência. Existem indicadores que limitam o efeito da conexão da geração nas amplitudes da tensão, no desequilíbrio e na distorção harmônica total.

O efeito da circulação de componentes de sequência negativa em um sistema elétrico de potência leva a perdas adicionais de energia, redução da capacidade de transmissão de potência por meio de componentes de sequência positiva, aquecimento adicional do equipamento e, sobretudo, influencia o funcionamento de motores de indução, criando um componente de fluxo magnético que o rotaciona em sentido inverso ao fluxo principal, causando redução da eficiência, o aumento da temperatura, redução do conjugado disponível, a existência de torque pulsante e a redução da vida útil (ROCHA, 2016).

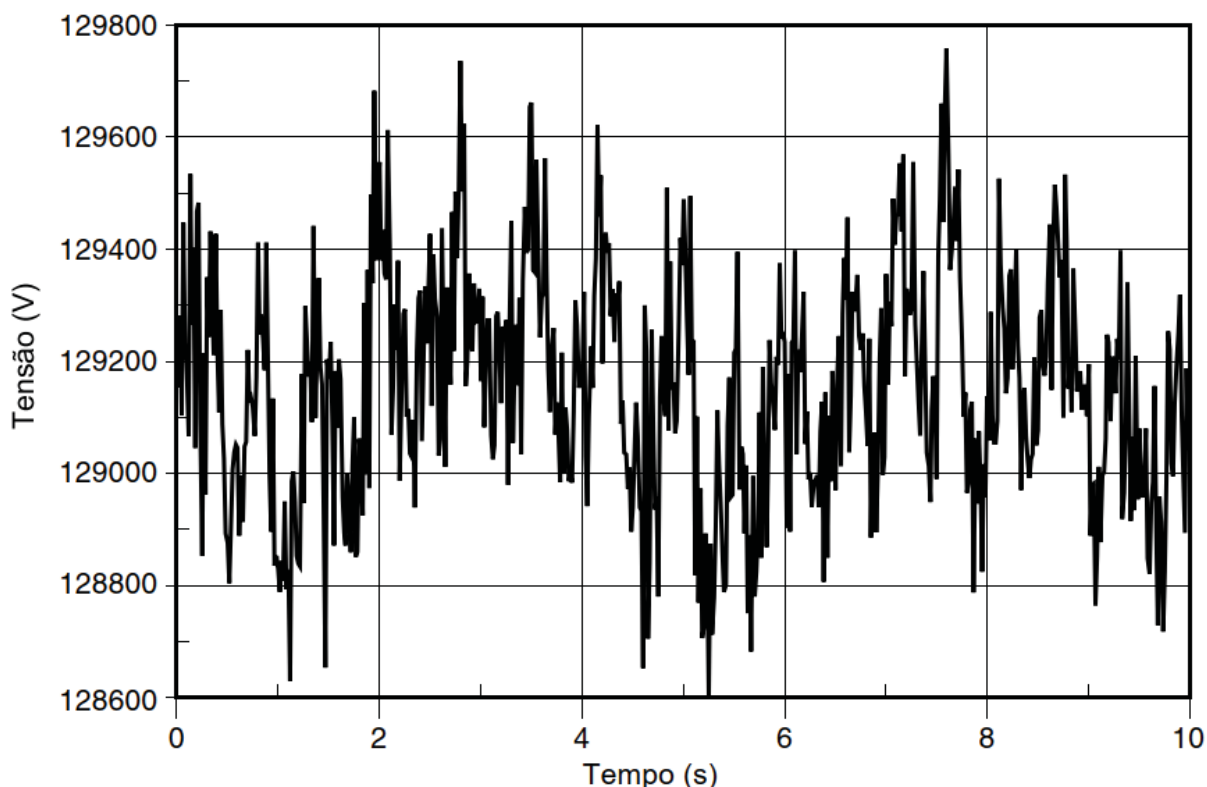
Os sistemas monofásicos podem ser conectados no sistema elétrico, podendo causar desbalanceamento de fases durante um fluxo reverso de potência. Isso pode acarretar desbalanceamento nos níveis de tensão resultando em problemas de qualidade de energia (PATIL; GIRGAONKAR; MUSUNURI, 2014).

2.5.5 Flutuação de tensão

A flutuação de tensão é uma variação de pequena dimensão, aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão, normalmente com valores entre 90 % e 110 % da tensão nominal. A frequência da variação costuma ficar abaixo de

25 Hz (ROCHA, 2016). A FIGURA 7 mostra um exemplo de flutuações de tensão causadas pela operação do forno a arco.

FIGURA 7 - EXEMPLO DE FLUTUAÇÕES DE TENSÃO CAUSADAS PELA OPERAÇÃO DO FORNO A ARCO.



FONTE: Adaptado de Dugan et al. (2002)

Qualquer variação na intensidade da tensão de alimentação resulta em uma variação do fluxo luminoso, que é conhecido como cintilação (*Flicker*) - sintoma da flutuação de tensão. O problema é o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa no ser humano. Cintilação é a impressão visual da variação do fluxo de luz quando sua luminância varia no tempo. O efeito de cintilação é mais óbvio em um ambiente iluminado por lâmpadas fluorescentes. Os efeitos fisiológicos da cintilação no corpo humano são causadores de fadiga, desatenção, desconforto visual e irritabilidade. Além disso, também afeta o funcionamento de certos componentes das instalações elétricas. Por exemplo, pode dificultar a operação de contadores e relés, dificultando o processo de produção (ROCHA, 2016).

O nível de severidade da oscilação causada por flutuações de tensão é quantificado pelos indicadores Pst - índice de severidade de oscilação de curta

duração, e Plt - índice de severidade de oscilação de longa duração, conforme descrito pela Comissão Eletrotécnica Internacional na publicação IEC 61000-4-15 (*Flickermeter – Functional and design specifications*).

O indicador Pst representa a gravidade do nível de cintilação relacionado às flutuações de tensão vistas em 10 minutos consecutivos e é calculado com base no nível de sensação de cintilação instantânea.

O indicador Plt indica a gravidade do nível de cintilação causado pelas flutuações de tensão vistas dentro de duas horas consecutivas e é calculado com base no registro Pst.

Para a obtenção dos valores de severidade de cintilação são feitas medições e processamento das tensões dos barramentos com classificação em faixas de probabilidade de ocorrência. PstD95% é o valor diário do indicador Pst que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 24 horas. PltS95% é o valor semanal do indicador Plt que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de sete dias completos e consecutivos (ROCHA, 2016). Segundo o PRODIST, o limite para o Pst95% é de 1,0 pu para tensões menores ou iguais a 1 kV.

Existem basicamente duas maneiras de resolver esse problema. O primeiro é reduzir as mudanças no fluxo de potência, especialmente seus componentes reativos. A segunda é aumentar a potência de curto-circuito em relação à potência da carga. Para reduzir as mudanças de potência reativa no sistema de alimentação, pode ser usado um compensador dinâmico, também conhecido como estabilizador dinâmico, tais como máquinas síncronas, ou utilizar compensadores estáticos de reativo.

Conectar a carga a um nível de tensão nominal maior, instalar capacitores em série e aumentar a potência nominal do transformador ou colocar outro paralelo, são exemplos de medidas que podem ser adotadas para aumentar a potência de curto-circuito. Outra técnica a ser citada para reduzir o fenômeno de cintilação é separar a alimentação das cargas flutuantes da alimentação do sistema de iluminação, através do uso de diferentes transformadores (ROCHA, 2016).

2.5.6 Variação de frequência

Segundo o PRODIST, o sistema de distribuição de energia e as instalações de geração de energia a ele conectadas devem operar dentro do limite de frequência entre 59,9 Hz e 60,1 Hz em condições normais de operação em regime permanente.

2.6 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE ENERGIA REATIVA EM PLANTAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Pinto, Zilles e Bet (2012) analisaram a tarifação de excedente reativos em uma UC comercial e concluíram que essa tarifação provoca queda na atratividade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Além disso, concluíram que a utilização de uma curva característica para FP x carregamento além de ajudar na redução do aumento da tensão no ponto de conexão, também diminui a tarifação do excedente de reativos, contribuindo para a manutenção da atratividade do sistema.

Com a tarifação dos reativos, o proprietário do sistema fotovoltaico deve optar se opera com inversores com fator de potência unitário, podendo sofrer desligamentos devido ao aumento da tensão no ponto de conexão, reduzindo um pouco a atratividade do sistema; trabalhar com inversores com fator de potência indutivo, reduzindo os desligamentos provocados pela sobretensão no ponto de conexão, mas diminuindo a remuneração e atratividade do sistema devido à cobrança de excedente de reativos; ou trabalhar com inversores com fator de potência capacitivo, compensando os reativos da UC, mas aumentando a probabilidade de sofrer desligamentos por causa do aumento tensão no ponto de conexão (PINTO; ZILLES; BET, 2012).

Variações na potência de saída de fontes renováveis intermitentes podem causar flutuações significativas de magnitudes de tensão do sistema de distribuição. Liu, Cramer e Liao (2015) propuseram métodos de controle de energia reativa que empregam a capacidade de energia reativa de inversores trifásicos fotovoltaicos para mitigar essas flutuações. Esses métodos de controle fazem com que os inversores trifásicos substituam a potência reativa de saída pela potência real de saída quando ocorrem flutuações na energia solar, permitindo que as flutuações sejam controladas. Verificaram que os métodos de controle de energia reativa podem reduzir efetivamente a frequência e a gravidade da violação da magnitude da tensão e a variação da magnitude da tensão.

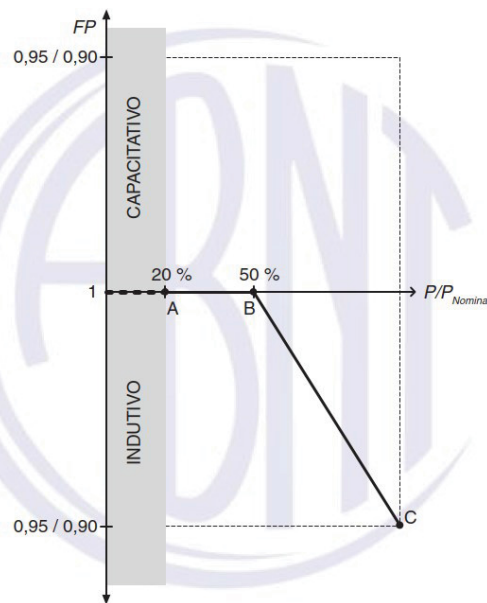
A maioria dos inversores utilizados na geração distribuída fornece apenas potência ativa ou trabalham com fator de potência fixo. Frente a isso, Alves (2017) implementou uma microrrede composta por seis inversores monofásicos que trabalha também com controle dinâmico de potência ativa e reativa, atuando como compensador de tensão no ponto de conexão comum e promovendo melhorias na

qualidade da energia elétrica. O controle é feito de forma automatizada pelos inversores, ou pelo programa de gerenciamento, através dos dados obtidos pelo medidor de energia no ponto de conexão comum. Com a compensação de reativos, os inversores da planta de geração distribuída passam a fornecer parte da energia reativa da carga, melhorando o fator de potência no ponto de conexão comum (visto que a carga deixa de drenar essa energia reativa da concessionária) e adequando a unidade consumidora as normas estabelecidas pelos órgãos competentes.

A NBR 16149 (2013) exige suporte de reativos quando há elevação de tensão no PAC apenas para inversores com potência superior à 3 kW (inversores até 3 kW devem operar com fator de potência unitário, com tolerância de trabalho de 0,98 indutivo a 0,98 capacitivo). Para afundamentos de tensão, não há regulamentação sobre o suporte de reativos, e neste caso o inversor deve manter o fator de potência fixo programado. A mesma norma informa que o fator de potência pode variar de acordo com a tensão da rede de distribuição e com a potência de trabalho do inversor em função da nominal (ALVES, 2017), conforme FIGURA 8.

A curva da FIGURA 8 deve ser habilitada somente quando a tensão de alimentação ultrapassar a tensão de ativação - valor ajustável entre 100 % e 110 % da tensão nominal de alimentação, com padrão de fábrica igual a 104 %. A curva padrão deve ser desabilitada somente quando a tensão da rede for inferior à tensão de desativação - valor entre 90 % e 100 % da tensão nominal da rede - sendo 100 % o valor padrão de fábrica (ABNT, 2013).

FIGURA 8 - CURVA DO FP EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA ATIVA DE SAÍDA DO INVERSOR



FONTE: ABNT (2013)

Na Alemanha, desde 2012 é obrigatória a limitação do fornecimento de potência ativa para todos os sistemas fotovoltaicos com capacidade instalada menor que 30 kWp e sem capacidade de serem remotamente controlados pela concessionária. Essa estratégia consiste em limitar a injeção de potência ativa pelo inversor em até 70 % da capacidade instalada. A limitação é realizada no ponto de acoplamento e pode ser configurada na saída do inversor de frequência (STETZ; MARTEN; BRAUN, 2013).

A Verband Deutscher Elektrotechniker (VDE) – Associação Alemã de engenheiros Eletricistas - propôs vários métodos de controle de potência reativa, tais como: método de potência reativa fixa, método de fator de potência (FP) fixo, controle de FP através da potência ativa $FP(P)$ e método de controle de potência reativa dependente de tensão $Q(V)$ (KIM; SONG, 2020). Esses métodos serão apresentados nos subcapítulos seguintes.

2.6.1 Método de potência reativa fixa – Q Fixo

Neste método o inversor injeta potência reativa constante, funcionando similarmente a um banco de capacitores.

2.6.2 Método de Fator de potência fixo – FP fixo

A abordagem mais comum de controle de potência reativa utilizada na América do Norte para instalações fotovoltaicas de pequena e grande escala é o inversor fotovoltaico operar a um fator de potência unitário constante, com injeção de energia reativa de volta à rede limitada ou nula. Esse método pode resultar em tensões questionáveis na rede, tanto em termos de alta tensão durante períodos de carga leve, bem como variações de tensão inaceitáveis devido à rampa da saída do inversor (SMITH *et al.*, 2011).

Algumas concessionárias obtiveram sucesso na mitigação de problemas de tensão devido à operação do fator de potência unitário, especificando que o inversor deve operar com um fator de potência constante ligeiramente capacitivo em toda a faixa de operação. Embora esta abordagem não regule ativamente a tensão no ponto de acoplamento comum, ela ajusta o fluxo de potência reativa de volta à rede com base no nível de potência ativa na saída do inversor, fornecendo assim uma forma de controle reduzindo variações de tensão devidas a variações de potência ativa (SMITH *et al.*, 2011). A absorção de potência reativa é proporcional à geração de potência ativa (ALMEIDA; PASUPULETI; EKANAYAKE, 2021).

Esse método é eficaz para diminuir a variação de tensão causada pelos geradores distribuídos, mas não consegue lidar com mudanças externas que não sejam na saída do gerador, tais como flutuação de carga na rede de distribuição ou flutuações de tensão da subestação. Em situações em que o aumento da tensão é baixo devido a fatores externos, o suporte de potência reativa por meio do controle do fator de potência pode aumentar as perdas do sistema (KIM; SONG, 2020).

Nessa tática de controle a potência reativa gerada é proporcional à potência ativa e é inerentemente habilitada enquanto a potência ativa for produzida. Assim, durante o nível de baixa irradiância, a potência reativa gerada também será tão baixa quanto a potência ativa. Quando a geração de energia é baixa, o risco de sobretensão da rede também é reduzido, porque toda a energia produzida pode ser consumida

localmente sem enviar muita energia para a rede de média tensão (evitando-se assim o fluxo reverso de energia). Nesse caso, o controle da potência reativa será desnecessário e causará perdas adicionais na rede. O método de fator de potência variável de acordo com a potência ativa (FP(P)) pode melhorar esta desvantagem, adicionando novos valores a depender da potência ativa gerada pelo inversor (DEMIROK *et al.*, 2011).

2.6.3 Método de Fator de potência variável com a potência ativa – FP (P)

O método de FP fixo e PF(P) determina a quantidade de potência reativa gerada de acordo com a potência ativa P, assumindo que a tensão aumenta de acordo com a potência ativa do gerador independente de variações da carga. A equação (7) calcula a referência de potência reativa Q_{ref} do gerador de acordo com P quando o FP de referência (FP_{ref}) é determinado (KIM; SONG, 2020).

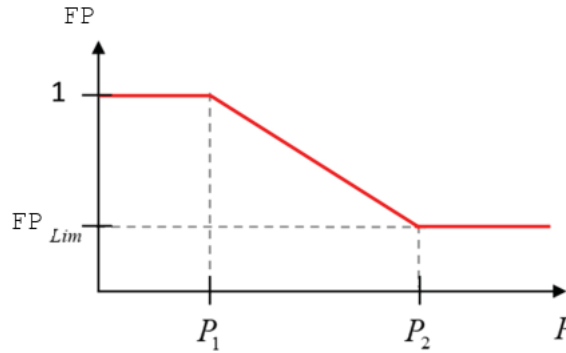
$$Q_{ref} = \frac{\sqrt{1 - FP_{ref}^2}}{FP_{ref}} P \quad (7)$$

O método de FP fixo mantém o FP constante e absorve a potência reativa proporcional à saída de potência ativa. No entanto, se a geração de energia do gerador for baixa, há menos risco de sobretensão potencial porque a energia gerada pode ser consumida localmente. Nesse caso, a absorção de energia reativa aumentará desnecessariamente as perdas do sistema. O método PF (P) melhora a desvantagem do método FP fixo, aumentando o FP na seção de saída de baixa potência ativa e reduzindo o FP na região de saída de potência alta.

A equação (8) é a fórmula de referência para o fator de potência de saída do método FP(P). A FIGURA 9 é a curva característica do método FP(P), onde P é a potência ativa do gerador e FP é o fator de potência de saída do gerador e PF_{Lim} é o fator de potência limite, que está relacionado aos requisitos mínimos especificados pelas normas de rede (KIM; SONG, 2020).

$$FP_{ref} = \begin{cases} 1 & , \quad P < P_1 \\ \frac{FP_{Lim}-1}{P_1-P_2}(P-P_1) & , \quad P_1 \leq P \leq P_2 \\ FP_{Lim} & , \quad P_2 < P \end{cases} \quad (8)$$

FIGURA 9 - CURVA CARACTERÍSTICA COM MÉTODO FP(P)



FONTE: Adaptado de Kim e Song (2020)

2.6.4 Método de Controle volt/var – Q(V)

Este método de controle permite ao inversor monitorar sua própria tensão terminal e responder com uma resposta de potência reativa personalizada determinada pela concessionária ou pelo usuário. Cada característica volt/var configurada pode ser considerada um “Modo” e grandes grupos de inversores podem ser alternados entre os modos com um único comando remoto da concessionária (SMITH *et al.*, 2011).

Assume-se que o nível de tensão da rede aumenta com a potência ativa gerada pelo inversor solar, independentemente das mudanças de carga. No entanto, quando o alto nível de irradiância coincide com a demanda de energia de pico, um simples aumento de tensão pode não atingir o valor crítico. O método Q(V) utiliza diretamente a informação da tensão local, que é o resultado da produção e do consumo de energia nas áreas vizinhas. Portanto, em comparação com os métodos de fator de potência fixo e FP(P), a absorção de energia reativa total do inversor pode ser significativamente reduzida ao custo de um suporte de tensão mais fraco (DEMIROK *et al.*, 2011).

Eichkoff *et al.* (2018) demonstraram a análise da geração distribuída como equipamento de controle de tensão e potência reativa (controle volt/var) utilizando inversores de frequência fotovoltaicos como equipamentos de controle juntamente

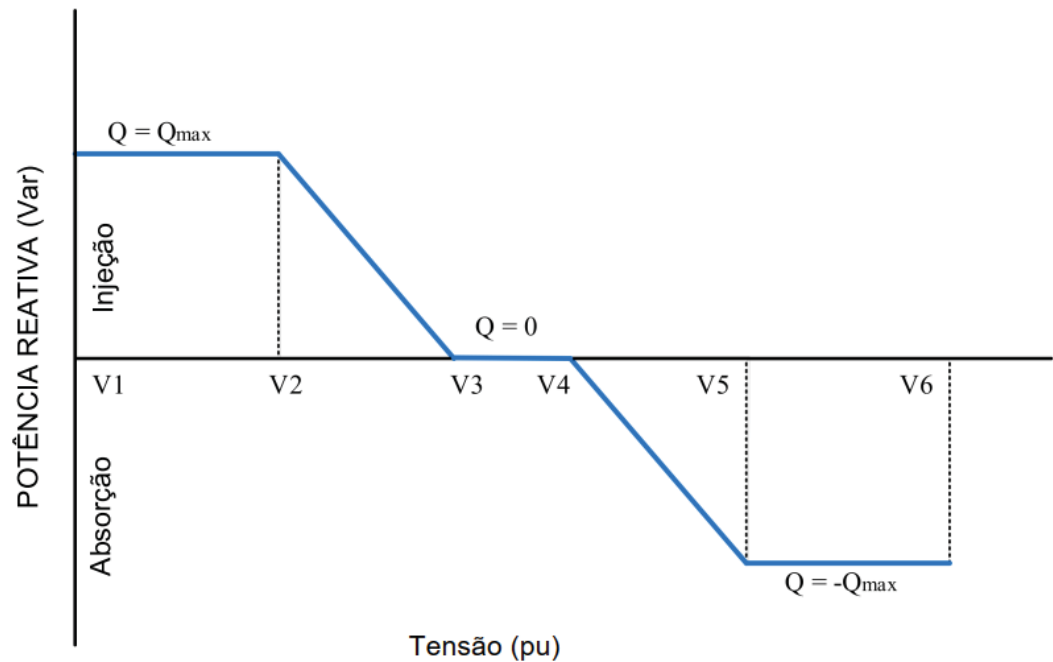
com equipamentos tradicionais que desempenham a função de controle de tensão. Concluiu-se que o uso do controle volt/var no sistema teste proposto no estudo regulou a tensão em praticamente todos os pontos em que foram apresentadas violações, além de auxiliar os equipamentos de controle de tensão, reduzindo o número de comutações diárias.

Kim et al. (2015) investigaram o máximo efeito do controle volt/var da GD alicerçado em um algoritmo genético que otimiza o controle de potência reativa, com o objetivo de reduzir as variações de tensão nos barramentos do alimentador quando o sistema de GD de energia fotovoltaica injeta potência ativa e reativa na rede de distribuição. Concluíram que inversores produzindo potência reativa otimizada em uma faixa de tensão de 0,95 PU a 1,05 PU causaram menor variação de tensão do que aqueles que injetam apenas potência ativa e do que aqueles que operam em pontos de ajustes típicos (Conservação de Energia Normal, Suporte Var Máximo, Var Estático e Var Passivo) (VARGAS *et al.*, 2020).

Esse método é focado em terminais alimentadores com altas flutuações de tensão, resultando em pequenas perdas no sistema e baixa habilidade de regulação de tensão (KIM; SONG, 2020).

Conforme apresentado na FIGURA 10, nesse modo o inversor opera tanto injetando quanto absorvendo potência reativa, dependendo das predefinições setadas no equipamento. No exemplo da figura, se a tensão fica abaixo do valor V3, o inversor injeta potência reativa para melhorar a tensão no ponto de conexão. Se o potencial excede o valor V4, o inversor absorve potência reativa para diminuir a tensão no ponto de conexão (ALMEIDA; PASUPULETI; EKANAYAKE, 2021)

FIGURA 10 - CURVA GENÉRICA DE CONTROLE VOLT/VAR



FONTE: Adaptado de Almeida, Pasupuleti e Ekanayake (2021)

2.6.5 Comparativo das estratégias de controle

O método FP fixo resulta nas maiores perdas do sistema, mas no menor aumento de tensão. O método FP(P), que fornece um determinado fator de potência que depende da potência ativa do gerador distribuído, tem uma forte capacidade de regulação de tensão, mas a perda da rede é grande quando operando junto com cargas elevadas. O método Q(V) fornece uma certa quantidade de potência reativa de acordo com a tensão local e a perda da rede é pequena, mas a capacidade de regulação da tensão é fraca (KIM; SONG, 2020).

3 MATERIAL E MÉTODOS

3.1 MATERIAL

O Departamento de Engenharia Elétrica (DELT) da UFPR conta com um laboratório no qual se encontra uma planta fotovoltaica que será utilizada para estudos desse trabalho. Para isso, utilizou-se o diagrama unifilar do departamento de engenharia elétrica e providenciou-se o acesso às configurações do inversor para alteração de parâmetros, com auxílio do professor orientador deste trabalho.

O gerador fotovoltaico presente no prédio do DELT é composto por um inversor da ABB modelo PVS-100-TL, 240 módulos do fabricante Canadian Solar modelo CS3W-400 com potência de 400 W cada, organizados em paralelo formando 12 *strings* e totalizando 96 kWp de potência instalada.

Estão disponíveis no laboratório dois tipos de cargas controláveis: seis capacitores com potência reativa nominal de 1,7 kvar cada, totalizando 10,2 kvar, além de dois motores de 4 CV e um de 10 CV.

Foi utilizado para a coleta e análise dos dados de geração o Analisador Portátil Comparador de Grandezas Elétricas modelo P54 da empresa Primata Tecnologia Eletrônica, que atende aos requisitos do PRODIST – Módulo 8 (classe S). Esse equipamento tem intervalo entre registros de 1 segundo e tempo mínimo de integralização dos dados de 5 minutos. Da mesma empresa, o *software* SMD – Sistema de Manipulação de Dados – será utilizado para análise e exportação dos dados registrados pelo Analisador P54.

3.2 MÉTODOS

A pesquisa desenvolvida nessa monografia é do tipo quantitativa, de natureza aplicada, com objetivo exploratório e procedimentos experimentais.

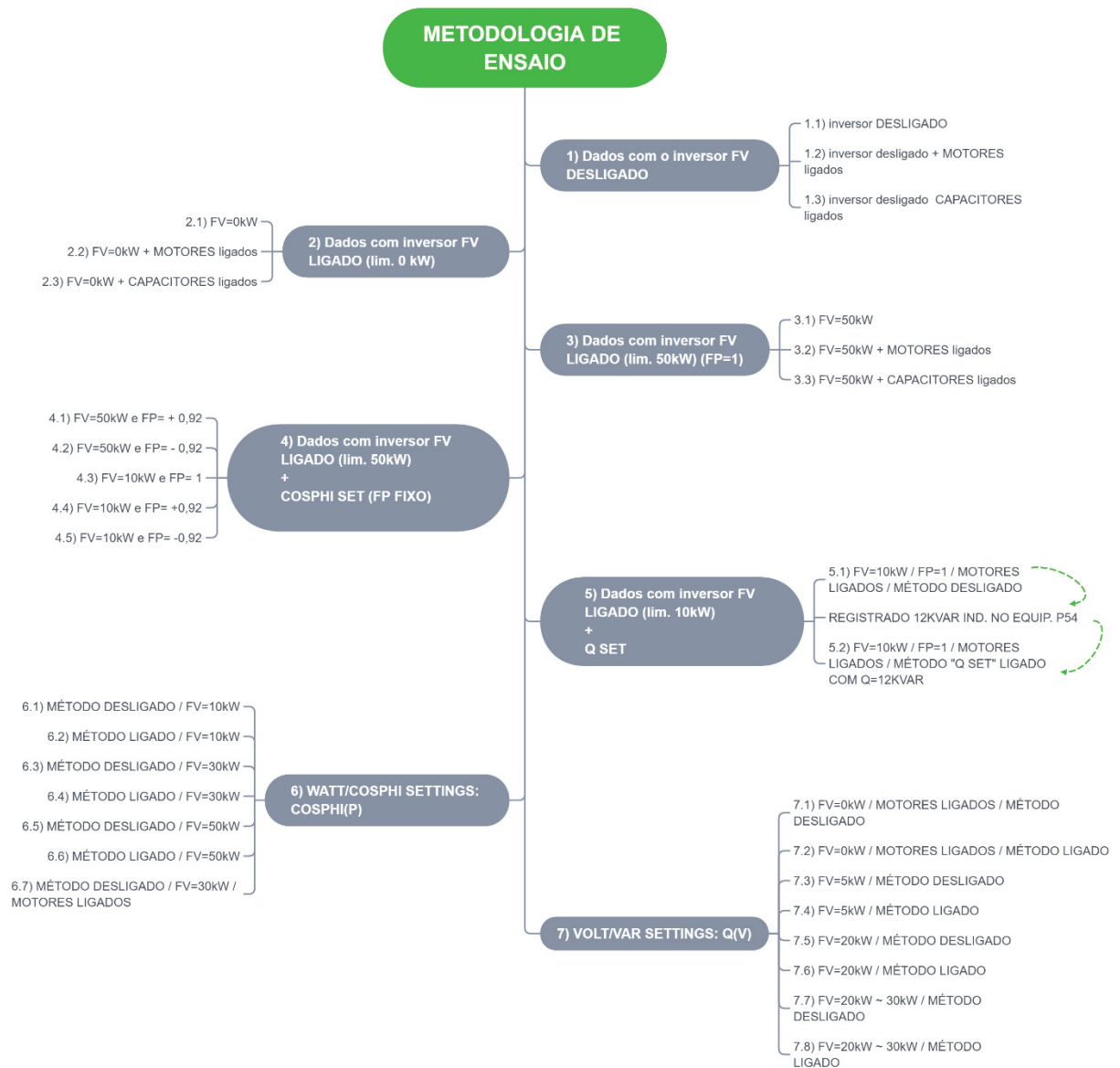
Foram realizados sete tipos de medições que estão melhor apresentadas na

FIGURA 11 e percorridas a seguir: a primeira com o inversor desligado, com intuito de analisar as cargas presentes no laboratório que não se tem controle de atuação, seguida de medições com cargas que se tem controle (banco de capacitores e motores); similarmente, na segunda medição os testes serão repetidos com o inversor ligado mas sem gerar potência ativa, com objetivo de avaliar se com a entrada em operação do gerador fotovoltaico juntamente com as cargas controláveis afeta os parâmetros de energia no ponto em que se mede com o aparelho da Primata. O terceiro ensaio será similar, porém com geração fotovoltaica de potência ativa. As quatro medições seguintes são feitas com a atuação do controle de potência reativa no inversor: “*Watt/Cosphi Settings: Cosphi(P)*”; “*Q Set*”; “*Cosphi Set*” e na última medição será utilizado o parâmetro “*Volt/Var Sttings: Q(V)*”.

O equipamento da Primata foi instalado no quadro elétrico de distribuição denominado “PAINEL INV. 03” conforme FIGURA 12, que apresenta as instalações do laboratório de microrrede do DELT. O equipamento P54 não possui a função de análise de flutuação de tensão, por isso não foi possível a investigação dessa grandeza.

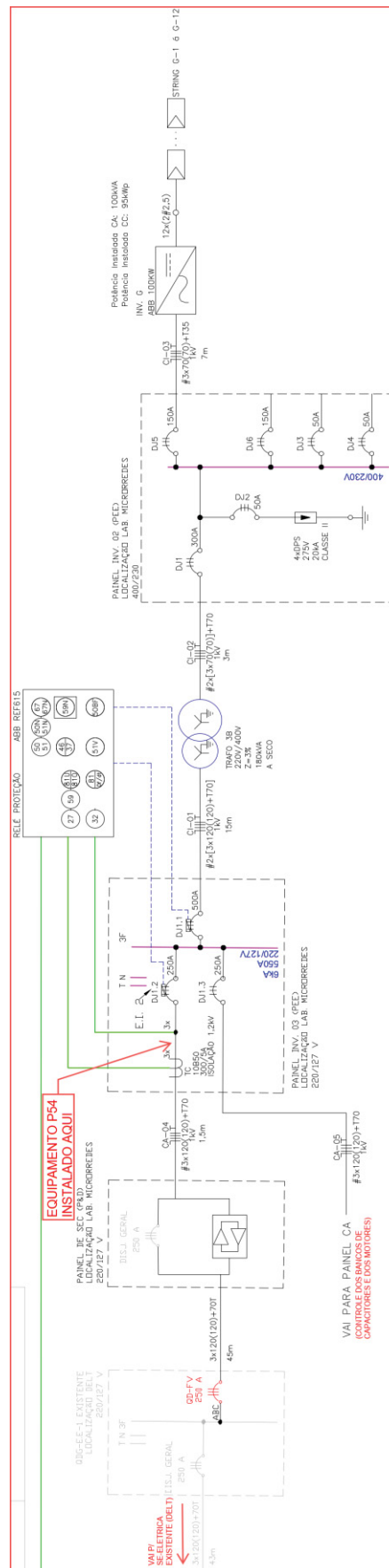
Os dados coletados foram confrontados com os parâmetros de qualidade de energia do PRODIST modulo 8 e com base nessas comparações será feita a análise e discussão dos resultados.

FIGURA 11 - ESQUEMÁTICO DA METODOLOGIA DE ENSAIO



FONTE: O autor (2022)

FIGURA 12 – DIAGRAMA UNIFILAR DO LABORATÓRIO DE MICRORREDES DO DELTA



FONTE: O autor (2022)

4 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

Um esquemático da metodologia de ensaio desenvolvida é apresentado na FIGURA 11, e as etapas e detalhamentos são discorridos nos subcapítulos a seguir. Para cada ensaio, foi aguardado o tempo de 10 minutos (dois ciclos de integralização do equipamento) para o correto registro, estabilização e integralização dos dados.

4.1 DADOS COM INVERSOR FV DESLIGADO

O intuito desse primeiro grupo de medições é verificar quanto de potência das cargas controláveis (S, P e Q) se tem disponível para as simulações. Essas medições foram divididas em três etapas: dados com inversor desligado, motores e capacitores desligados (ensaio 1.1); dados com inversor desligado e motores ligados (ensaio 1.2); dados com inversor desligado e capacitores ligados (ensaio 1.3). Para desativar o inversor foi desligado o disjuntor “DJ1.1” conforme diagrama unifilar apresentado na FIGURA 12, que abre o circuito do conjunto (transformador + inversor fotovoltaico). Os resultados das medições são apresentados no QUADRO 6 e QUADRO 7.

QUADRO 6 – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE COM INVERSOR FV DESLIGADO

Ensaio	Tensão A (V)	Tensão B (V)	Tensão C (V)	Corrente A (A)	Corrente B (A)	Corrente C (A)
1.1	127,36	127,41	127,25	0,36	0,27	0,00
1.2	126,66	126,67	126,60	18,93	19,51	19,04
1.3	129,68	129,64	129,54	34,61	33,69	34,31

FONTE: O autor (2022)

QUADRO 7 – DADOS DE POTÊNCIAS COM INVERSOR FV DESLIGADO

Ensaio	Pot. Aparente Trifásica (kVA)	Pot. Ativa Cons. Trifásica (kW)	Pot. Ativa Inj. Trifásica (kW)	Pot. Reativa Ind. Trifásica (kvar)	Pot. Reativa Cap. Trifásica (kvar)	FP Trifásico
1.1	0,08	0,06	0,00	0,00	0,03	-0,78
1.2	7,28	2,30	0,00	6,90	0,00	0,3164
1.3	13,30	0,07	0,00	0,00	13,30	0,00

FONTE: O autor (2022)

4.2 DADOS COM INVERSOR FV LIMITADO EM 0 kW

O objetivo desse grupo de medições é analisar os dados de consumo em modo de espera do inversor, assim como corrente magnetizante do transformador e outras perdas. Isso porque não é viável ligar e desligar o inversor com frequência, pois o equipamento demora para entrar em sincronismo com a rede. Essas medições foram divididas em três etapas: dados com inversor desligado, motores e capacitores desligados (ensaio 2.1); dados com inversor desligado e motores ligados (ensaio 2.2); dados com inversor desligado e capacitores ligados (ensaio 2.3).

Para simular o inversor desligado, foi utilizado a função *Active Power Curtailment* (Redução de Potência Ativa), dentro do submenu *Active Power Control* (Controle de Potência Ativa), onde é possível definir uma potência ativa (P) de geração máxima. Então, foi definido para esse grupo de testes que a potência ativa máxima seria de zero quilowatts.

Os resultados das medições com inversor FV limitado em zero quilowatts de potência ativa são apresentados no QUADRO 8 e QUADRO 9.

Constatou-se que mesmo com o inversor FV sem gerar potência ativa e com as cargas controláveis (motores e capacitores) desligadas, existe consumo de potências trifásicas aproximadas de: 1,31 kW de potência ativa; 2,78 kvar de potência reativa indutiva e 5,34 kVA de potência aparente. O fator de potência registrado foi de 0,29 indutivo. Com os ensaios 2.2 e 2.3 foi possível registrar as potências reativas do conjunto (cargas não controláveis + motores) e (cargas não controláveis + capacitores): 11,49 kvar indutivos e 10,27 kvar capacitivos, respectivamente.

QUADRO 8 – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE COM INVERSOR FV LIMITADO EM 0 kW

Ensaio	Tensão A (V)	Tensão B (V)	Tensão C (V)	Corrente A (A)	Corrente B (A)	Corrente C (A)
2.1	127,60	127,57	128,10	17,01	14,58	10,19
2.2	127,66	127,66	128,09	34,69	31,69	27,31
2.3	129,48	129,47	129,95	24,70	23,41	31,07

FONTE: O autor (2022)

QUADRO 9 – DADOS DE POTÊNCIA COM INVERSOR FOTOVOLTAICO LIMITADO EM 0 kW

Ensaio	Pot. Aparente Trifásica (kVA)	Pot. Ativa Cons. Trifásica (kW)	Pot. Ativa Inj. Trifásica (kW)	Pot. Reativa Ind. Trifásica (kvar)	Pot. Reativa Cap. Trifásica (kvar)	FP Trifásico
2.1	5,34	1,31	0,24	2,78	0,00	0,2897
2.2	11,97	3,18	0,00	11,49	0,00	0,2654
2.3	10,27	1,07	0,13	0,00	10,14	-0,1173

FONTE: O autor (2022)

Comparando-se o primeiro grupo de testes com o segundo, observa-se aumento das correntes e potências conforme o esperado, pois foi adicionado no segundo grupo o conjunto (transformador + inversor fotovoltaico), que mesmo sem gerar potência ativa, consome corrente e potência reativa para estar em funcionamento.

Comparando os dados do ensaio 2.1 com a FIGURA 13, que apresenta dados de saída do inversor FV quando com recurso de Redução de Potência Ativa habilitado em 0 kW, constata-se que a potência ativa lida pelo equipamento Primata é condizente com a potência ativa gerada pelo inversor (0,25 kW). Porém, a tela do inversor apresenta consumo de 0,04 kvar de potência reativa, enquanto o equipamento Primata registra 2,78 kvar. Essa diferença é devida provavelmente ao transformador de 180kVA (220V/400V) que se encontra em vazio (sem carga).

FIGURA 13 – TELA DO INVERSOR FV APRESENTANDO DADOS DE SAÍDA

AC side

Jan 20, 2022 8:18:19 AM

Inverter output

Pout	0.25	kW
Qgrid	-0.04	kVAR

FONTE: O autor (2022)

4.3 DADOS COM INVERSOR FV LIGADO (LIMITADO EM 50 kW) E SEM CONTROLE DE REATIVOS

O objetivo desse segundo grupo de testes é verificar o funcionamento do gerador fotovoltaico (se a potência gerada é igual à potência medida pelo Primata menos as potências consumidas pelas cargas), além de verificar os impactos causados pela entrada em operação das cargas controláveis juntamente com a geração FV. Ainda, serve como base para comparação com os resultados quando são utilizados os métodos de controle de reativos do inversor.

Esse grupo também foi dividido em três etapas: dados com inversor FV ligado limitado em 50 quilowatts, motores e capacitores desligados (ensaio 3.1); dados com inversor FV ligado limitado em 50 quilowatts e motores ligados (ensaio 3.2); dados com inversor FV ligado limitado em 50 quilowatts e capacitores ligados (ensaio 3.3). A potência do inversor FV é limitada em 50 quilowatts para que a corrente não ultrapasse a corrente máxima do disjuntor do circuito localizado no “QDG-E.E-1” (quadro de entrada do DELT) e consequentemente acarrete em desarme do equipamento de proteção. Essa limitação em 50 quilowatts também foi possível graças à função *Active Power Curtailment*. Essa condição é normal diária de funcionamento, e não apenas durante os ensaios. Os registros de tensão e potência para esse ensaio são apresentados no QUADRO 10 e QUADRO 11, respectivamente.

Através de análise do QUADRO 12 e QUADRO 13, que apresentam comparativos entre os ensaios 1.1, 2.1 e 3.1, é possível constatar que a entrada em operação da geração fotovoltaica (gerando 50 kW de potência ativa com fator de potência = 1), mesmo sem qualquer uso de técnicas de controle de energia reativa, causou aumento da tensão, corrente e fator de potência no ponto de medição onde o equipamento da Primata estava instalado. A aparente queda nos valores de tensão entre os ensaios 1.1 e 1.2 não deve ser considerada, pois se trata de variações normais incontrolláveis nos barramentos. Além disso, o ensaio 1.1 foi realizado em dia diferente dos demais. É preciso lembrar também que se tratam de valores médios integralizados em intervalos de cinco minutos com medições a cada segundo e os valores instantâneos não são constantes.

QUADRO 10 – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE PARA O ENSAIO 3

Ensaio	Tensão A(V)	Tensão B(V)	Tensão C(V)	Corrente A(A)	Corrente B(A)	Corrente C(A)
3.1	130,80	130,57	131,51	123,15	127,01	125,38
3.2	130,38	130,03	131,09	122,84	124,99	122,07
3.3	131,44	131,29	132,22	111,06	115,99	116,33

FONTE: O autor (2022)

QUADRO 11 – DADOS DE POTÊNCIA PARA O ENSAIO 3

Ensaio	Pot. Aparente Trifásica(kVA)	Pot. Ativa Cons. Trifásica (kW)	Pot. Ativa Inj. Trifásica (kW)	Pot. Reativa Ind. Trifásica(kvar)	Pot. Reativa Cap. Trifásica(kvar)	FP Trifásico
3.1	49,18	0,00	48,55	7,79	0,00	0,9870
3.2	48,27	0,00	45,91	14,88	0,00	0,9511
3.3	45,23	0,00	44,65	0,00	3,58	-0,9846

FONTE: O autor (2022)

QUADRO 12 – COMPARATIVO DE DADOS ENTRE ENSAIO 1.1, 2.1 E 3.1 (PARTE 1)

Ensaio	Tensão A (V)	Tensão B (V)	Tensão C (V)	Corrente A (A)	Corrente B (A)	Corrente C (A)
1.1 (FV deslig.)	127,36	127,41	127,25	0,36	0,27	0,00
2.1 (FV=0 kW)	127,60	127,57	128,10	17,01	14,58	10,19
3.1 (FV=50 kW)	130,80	130,57	131,51	123,15	127,01	125,38

FONTE: O autor (2022)

QUADRO 13 - COMPARATIVO DE DADOS ENTRE ENSAIO 1.1, 2.1 E 3.1 (PARTE 2)

Ensaio	Pot. Aparente Trifásica (kVA)	Pot. Ativa Cons. Trifásica (kW)	Pot. Ativa Inj. Trifásica (kW)	Pot. Reativa Ind. Trifásica (kvar)	Pot. Reativa Cap. Trifásica (kvar)	FP Trifásico
1.1 (FV deslig.)	0,54	0,29	0,15	0,00	0,18	-0,8065
2.1 (FV=0 kW)	5,34	1,31	0,24	2,78	0,00	0,2897
3.1 (FV=50 kW)	49,18	0,00	48,55	7,79	0,00	0,9870

FONTE: O autor (2022)

4.4 DADOS COM INVERSOR FV LIGADO E CONTROLE DE REATIVO: COSPHI SET (FP FIXO)

Para esse grupo foram feitos cinco ensaios: dados com inversor FV limitado em 50 kW de potência ativa de geração e fator de potência igual a + 0,92 (ensaio 4.1); dados com inversor FV limitado em 50 kW de potência ativa de geração e fator de potência igual a -0,92 (ensaio 4.2); dados com inversor FV limitado em 10 kW de potência ativa de geração e fator de potência igual a 1 (ensaio 4.3); dados com inversor FV limitado em 10 kW de potência ativa de geração e fator de potência igual a + 0,92 (ensaio 4.4); dados com inversor FV limitado em 10 kW de potência ativa de geração e fator de potência igual a - 0,92 (ensaio 4.5). Além disso, para efeito de comparação é possível também confrontar os dados com o ensaio 3.1 (dados com inversor FV limitado em 50 kW de potência ativa de geração e fator de potência igual a 1). Dessa forma, tem-se 6 resultados de medições que são apresentados no QUADRO 14 e QUADRO 15.

QUADRO 14 – MEDIDAS COM INVERSOR FV LIGADO E CONTROLE DE REATIVO: COSPHI SET (FP FIXO) (PARTE 1)

Ensaio	Descrição	Tensão A (V)	Tensão B (V)	Tensão C (V)	Corrente A (A)	Corrente B (A)	Corrente C (A)
3.1	FV 50 kW FP = 1	130,80	130,57	131,51	123,15	127,01	125,38
4.1	FV 50 kW FP + 0,92	129,49	129,05	130,24	143,05	145,29	141,34
4.2	FV 50 kW FP - 0,92	131,81	131,61	132,72	126,29	131,27	131,89
4.3	FV 10 kW FP=1	128,60	128,58	129,34	25,79	31,33	26,02
4.4	FV 10 kW FP + 0,92	128,06	128,04	128,78	33,40	37,38	31,06
4.5	FV 10 kW FP - 0,92	128,24	128,24	128,90	22,02	28,72	25,79

FONTE: O autor (2022)

QUADRO 15 – MEDIDAS COM INVERSOR FV LIGADO E CONTROLE DE REATIVO: COSPHI SET (FP FIXO) (PARTE 2)

Ensaio	Descrição	Pot. Aparente Trifásica (kVA)	Pot. Ativa Cons. Trifásica (kW)	Pot. Ativa Inj. Trifásica (kW)	Pot. Reativa Cap. Trifásica (kvar)	Pot. Reativa Ind. Trifásica (kvar)	FP Trifásico	Pot. Reativa Gerada pelo Inversor FV (kvar)
3.1	FV 50 kW FP = 1	49,18	0,00	48,55	0,00	7,79	0,9870	0,04 (ind.)
4.1	FV 50 kW FP + 0,92	55,68	0,00	47,85	0,00	28,45	0,8593	21,34 (ind.)
4.2	FV 50 kW FP - 0,92	51,43	0,00	49,31	14,58	0,00	-0,9588	21,26 (cap.)
4.3	FV 10 kW FP = 1	10,71	0,00	9,19	0,00	5,34	0,8584	0,04 (ind.)
4.4	FV 10 kW FP + 0,92	13,06	0,00	9,04	0,00	9,33	0,6923	4,30 (ind.)
4.5	FV 10 kW FP - 0,92	9,83	0,00	9,33	0,00	0,33	0,9490	4,22 (cap.)

FONTE: O autor (2022)

Percebe-se que para o ensaio 4.5 a potência reativa capacitiva gerada pelo inversor (4,22 kvar) não foi suficiente para compensar o comportamento indutivo inicial que se tinha na mesma potência (10 kW) sem controle de FP (ensaio 4.3). Por isso, o equipamento da Primata não registrou potência reativa capacitiva.

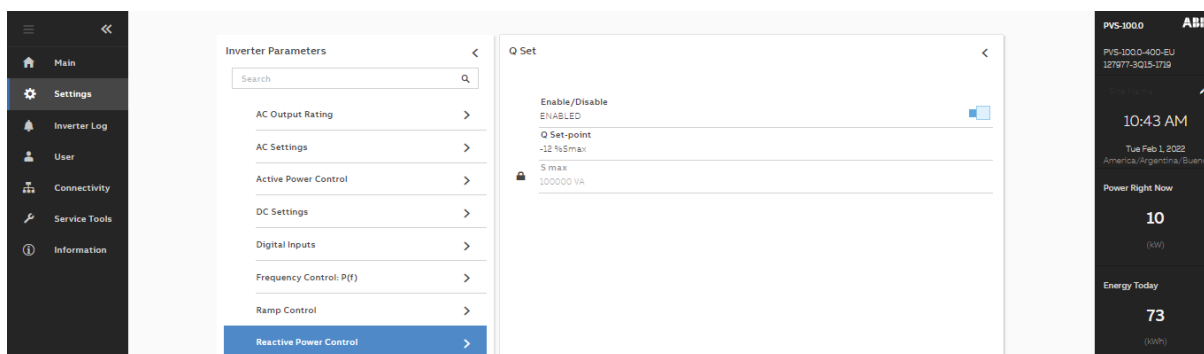
Além disso, é importante ressaltar que as potências reativas capacitivas e indutivas geradas pelo inversor são para manter o fator de potência desse equipamento (definidas em 1, + 0,92 ou - 0,92). O fator de potência da instalação (leitura do equipamento Primata) não é o mesmo que o fator de potência do inversor.

4.5 DADOS COM INVERSOR FV LIGADO E CONTROLE DE REATIVO: Q SET

Com o inversor FV limitado em 10 kW de geração de potência ativa com fator de potência igual a 1 e com motores ligados, foram registrados os dados elétricos pelo equipamento da Primata (ensaio 5.1), que apresentou para essa situação 12 kvar indutivos. No ensaio 5.2 definiu-se então fazer o inversor FV gerar a mesma quantidade de potência reativa capacitiva para se zerar a potência lida no ensaio 5.1, utilizando-se o recurso “Q SET” do inversor FV, conforme apresentado na FIGURA 14.

Comprovou-se com sucesso que com o inversor gerando potência reativa capacitiva de valor nominal igual a 12 kvar, durante o funcionamento dos motores, o registrador Primata apresentou medida de potência reativa próximo a zero var.

FIGURA 14 – TELA DO INVERSOR APRESENTANDO GERAÇÃO DE 12 KVAR DE POTÊNCIA REATIVA CAPACITIVA



FONTE: O autor (2022)

4.6 DADOS COM INVERSOR FV LIGADO E CONTROLE DE REATIVO: FP(P)

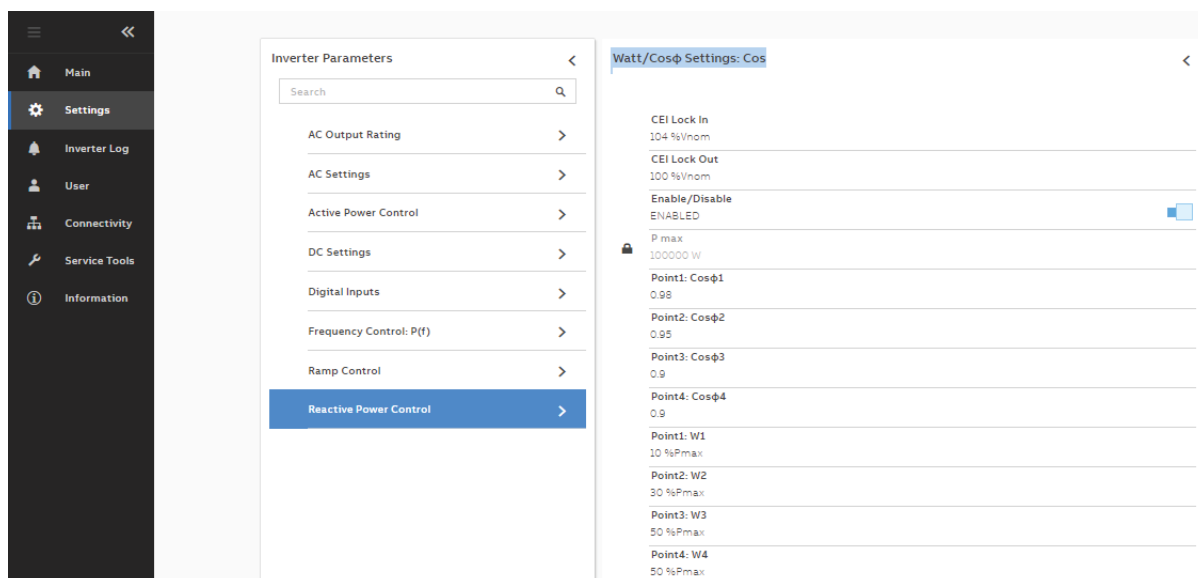
Foram definidos valores de potência ativa e fator de potência conforme QUADRO 16. Esse montante foi definido devido a limitação de corrente eficaz quando a potência de geração é de 50 kW – fator de potência de 0,90 é o menor valor que juntamente com motores tem uma corrente que não faz desarmar o dispositivo de proteção. Os FPs para potência de 30 kW e 10 kW foram números aleatórios entre 0,90 e o unitário. A FIGURA 15 apresenta as configurações no inversor conforme QUADRO 16.

QUADRO 16 – VALORES DE POTÊNCIA ATIVA E FATOR DE POTÊNCIA PARA O MÉTODO “COSPHI(P)”

P (kW)	FATOR DE POTÊNCIA
10	0,98
30	0,95
50	0,90

FONTE: O autor (2022)

FIGURA 15 – CONFIGURAÇÕES NO INVERSOR CONFORME QUADRO 16



FONTE: O autor (2022)

Os ensaios realizados foram: método FP(P) desligado e inversor FV limitado em 10 kW (ensaio 6.1); método FP(P) ligado e inversor FV limitado em 10 kW (ensaio

6.2); método FP(P) desligado e inversor FV limitado em 30 kW (ensaio 6.3); método FP(P) ligado e inversor FV limitado em 30 kW (ensaio 6.4); método FP(P) desligado e inversor FV limitado em 50 kW (ensaio 6.5); método FP(P) ligado e inversor FV limitado em 50 kW (ensaio 6.6); método FP(P) ligado, inversor FV limitado em 30 kW e motores ligados (ensaio 6.7). As grandezas medidas pelo Analisador P54 são apresentadas no QUADRO 17 e QUADRO 18.

QUADRO 17 – DADOS DE TENSÃO E CORRENTE PARA O ENSAIO 6

Ensaio	Tensão A(V)	Tensão B(V)	Tensão C(V)	Corrente A(A)	Corrente B(A)	Corrente C(A)
6.1	128,67	129,10	128,61	31,11	26,23	27,23
6.2	128,65	129,11	128,54	34,38	27,54	30,43
6.3	129,64	130,33	129,68	82,28	76,74	75,25
6.4	128,81	129,60	128,94	91,10	83,24	84,95
6.5	130,68	131,56	130,90	130,65	125,18	122,30
6.6	128,96	129,79	129,24	114,08	106,13	107,78
6.7	128,11	128,84	128,31	95,64	87,82	91,64

FONTE: O autor (2022)

QUADRO 18 – DADOS DE POTÊNCIA PARA O ENSAIO 6

Ensaio	Pot. Aparente Trifásica(kVA)	Pot. Ativa Cons. Trifásica (kW)	Pot. Ativa Inj. Trifásica (kW)	Pot. Reativa Ind. Trifásica(kvar)	Pot. Reativa Cap. Trifásica(kvar)	FP Trifásico
6.1	10,89	0,00	9,34	5,38	0,00	0,8577
6.2	11,89	0,00	9,28	7,29	0,00	0,7803
6.3	30,43	0,00	29,70	6,42	0,00	0,9762
6.4	33,48	0,00	29,38	15,97	0,00	0,8777
6.5	49,55	0,00	48,94	7,57	0,00	0,9877
6.6	42,44	0,00	35,92	22,52	0,00	0,8505
6.7	35,33	0,00	26,83	22,94	0,00	0,7594

FONTE: O autor (2022)

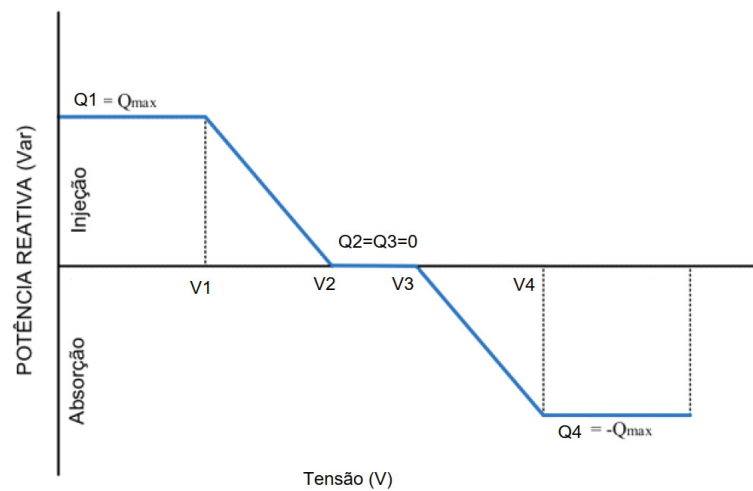
Importante ressaltar que os valores de FP definidos no inversor não são os mesmos registrados pelo Analisador P54, pois o inversor não tem a capacidade de controlar diretamente o FP da instalação com o uso desse método.

Foi possível avaliar a variação do FP devido à variação da potência ativa graças ao recurso de Controle de Potência Ativa do inversor. Dessa forma, simula-se as inconstâncias de geração FV devido à presença de nuvens, por exemplo.

4.7 DADOS COM INVERSOR FV LIGADO E CONTROLE DE REATIVO: VOLT/VAR SETTINGS - $Q(V)$

Foram utilizados os valores conforme apresentados no gráfico da FIGURA 16 e FIGURA 17. Esses valores foram definidos conforme segue.

FIGURA 16 - GRÁFICO DE POTÊNCIA REATIVA E TENSÃO PARA O MÉTODO $Q(V)$



FONTE: O autor (2022)

FIGURA 17 – VALORES INSERIDOS NO INVERSOR CONFORME GRÁFICO DA FIGURA 16

Volt/VAr Settings: Q(V)



CEI Lock In

0 %P_{max}

CEI Lock Out

0 %P_{max}

Enable/Disable

DISABLED



Intentional Delay

0 s

Point1: Q1

-12 %S_{max}

Point2: Q2

0 %S_{max}

Point3: Q3

0 %S_{max}

Point4: Q4

12 %S_{max}

Point1: V1

106.8 %V_{nom}

Point2: V2

108.2 %V_{nom}

Point3: V3

109.1 %V_{nom}

Point4: V4

110 %V_{nom}

Q(V) LP Input Filter En/Dis

DISABLED



Q(V) LP Input Filter Time Constant...

6.52 s

FONTE: O autor (2022)

Ponto 1: FV gerando 0 kW e motores ligados – menor tensão possível nos estudos. Em teoria deveria ser inserido um valor de subtensão, para que o inversor injete potência reativa e aumente os níveis de tensão para os valores nominais (ponto 2 e 3). Os valores nos terminais do inversor nessa situação de 0 kW de geração e com motores ligados são apresentados na FIGURA 18.

A partir dos valores de tensão de fase apresentados na FIGURA 18 definiu-se o valor $V1 = 106,8 \% V_{nom}$. Sendo $V_{nom} = 220V$ então $V1 = 234,96V$. Para o valor $Q1$ tomou-se como base o ensaio 2.2 (FV = 0 kW e motores ligados) que apresentou o valor de potência reativa indutiva trifásica igual a 11,49 kvar, conforme apresentado no QUADRO 9. Portanto definiu-se $Q1 = - 12 \% S_{max}$, sendo $S_{max} = 100.000 VA$ então $Q1 = 12 kvar$. Com os motores ligados e a FV sem gerar potência, a tensão diminua gradativamente com o aumento da rotação dos motores, até o valor igual a $V1$. Quando esse valor de $V1$ é atingido, o inversor passa a injetar potência reativa capacitiva dentro dos valores de 0 a 12 kvar, com o objetivo de fazer a tensão voltar aos valores nominais (entre $V2$ e $V3$). Quando atingido esses valores de tensão nominal, então o inversor deve parar de injetar potência reativa.

FIGURA 18 – VALORES NOS TERMINAIS DO INVERSOR COM ACTIVE POWER CURTAILMENT = 0 kW E MOTORES LIGADOS

AC side		Jan 20, 2022 12:02:39 PM
Inverter output		
Pout	0.26	kW
Qgrid	-0.04	kVAR
f	60.04	Hz
Line voltages		
Vgrid L1-L2	397.22	V
Vgrid L2-L3	407.87	V
Vgrid L3-L1	406.39	V
Phase voltages		
Vgrid1	235.70	V
Vgrid2	236.07	V
Vgrid3	235.04	V
Phase currents		
Igrid1	3.305	A
Igrid2	3.483	A
Igrid3	3.320	A

FONTE: O autor (2022)

Pontos 2 e 3: seriam os valores mínimo e máximo de tensão admissíveis pelo PRODIST. Como nos ensaios não se conseguiu atingir os valores de subtensão conforme normativa, definiram-se então valores entre o mínimo e o máximo de tensão que foi conseguido simular durante os ensaios. Similarmente à forma que foi definida a tensão V1, configurou-se o inversor para gerar potência de 5 kW e 20 kW, obtendo então os valores de V2 = 238,04V e V3 = 240,02V.

Ponto 4: FV gerando 20 kW e capacitores ligados. Os capacitores aumentam a tensão no local de instalação, simulando uma sobretensão. Os valores nos terminais

do inversor para essa situação são apresentados na FIGURA 19. Definiu-se então que $V_4 = V_{grid2} = 242 \text{ V}$.

FIGURA 19 – VALORES NOS TERMINAIS DO INVERSOR COM FV=20 kW E CAPACITORES LIGADOS

AC side		Jan 20, 2022 12:36:09 PM
Inverter output		
Pout	20.01	kW
Qgrid	-0.04	kVAR
f	59.99	Hz
Line voltages		
Vgrid L1-L2	419.07	V
Vgrid L2-L3	417.94	V
Vgrid L3-L1	415.53	V
Phase voltages		
Vgrid1	241.19	V
Vgrid2	242.01	V
Vgrid3	240.29	V
Phase currents		
Igrid1	27.983	A
Igrid2	27.804	A
Igrid3	27.973	A

FONTE: O autor (2022)

Para validar o método de controle de reativos **“Erro! Vínculo não válido.”**, foram feitos os seguintes ensaios e registros com o equipamento Primata.

Ensaio 7.1: geração FV limitada em 0 kW, motores ligados (menor valor possível de tensão) e método de controle de reativos desligado.

Ensaio 7.2: igual ao ensaio 7.1, porém com método de controle de reativo ligado.

Ensaio 7.3: geração FV limitada em 5 kW e método de controle de reativos desligado.

Ensaio 7.4: geração FV limitada em 5 kW e método de controle de reativos ligado.

Ensaio 7.5: geração FV limitada em 20 kW e método de controle de reativos desligado.

Ensaio 7.6: geração FV limitada em 20 kW e método de controle de reativos ligado.

Ensaio 7.7: geração FV entre 20 kW e 30 kW (pois havia variação de radiação solar), capacitores ligados e método de controle de reativos desligado.

Ensaio 7.8: geração FV entre 20 kW e 30 kW (pois havia variação de radiação solar), capacitores ligados e método de controle de reativos ligado.

Os resultados das medições para os ensaios 7.1 a 7.8 são apresentados no QUADRO 19 e QUADRO 20.

QUADRO 19 – REGISTROS DE TENSÃO E CORRENTE PARA OS ENSAIOS 7.1 A 7.8

ENSAIO	Tensão A (V)	Tensão B (V)	Tensão C (V)	Corrente A (A)	Corrente B (A)	Corrente C (A)
7.1	127,58	127,52	128,05	36,29	32,38	28,49
7.2	128,06	127,98	128,54	23,58	19,17	16,39
7.3	128,61	128,52	129,16	18,51	19,96	14,62
7.4	128,69	128,60	129,25	15,25	18,19	13,89
7.5	129,15	129,06	129,84	44,74	49,64	46,16
7.6	129,27	129,10	129,89	50,23	55,59	52,30
7.7 (1)	129,99	129,87	130,64	53,76	59,37	60,31
7.7 (2)	130,49	130,32	131,11	68,96	74,49	76,11
7.8 (1)	130,09	129,97	130,82	73,97	79,40	79,17
7.8 (2)	129,95	129,87	130,70	59,08	64,72	65,41
7.8 (3)	129,53	129,54	130,36	55,46	61,07	59,95

FONTE: O autor (2022)

QUADRO 20 – REGISTROS DE POTÊNCIAS PARA OS ENSAIOS 7.1 A 7.8

ENSAIO	Pot. Aparente Trifásica (kVA)	Pot. Ativa Cons. Trifásica (kW)	Pot. Ativa Inj. Trifásica (kW)	Pot. Reativa Cap. Trifásica (kvar)	Pot. Reativa Ind. Trifásica (kvar)	FP Trifásico
7.1	12,41	4,25	0,00	0,00	11,62	0,3424
7.2	7,58	3,53	0,00	0,00	6,32	0,4795
7.3	6,83	0,17	3,85	0,00	5,16	0,5845
7.4	6,10	0,00	4,12	0,00	2,11	0,6764
7.5	18,19	0,00	17,03	0,00	5,55	0,9078
7.6	20,46	0,00	19,48	0,00	6,10	0,9519
7.7 (1)	22,58	0,00	20,57	7,57	1,52	-0,9353
7.7 (2)	28,69	0,00	27,15	7,51	0,00	-0,9449
7.8 (1)	30,30	0,00	29,97	0,53	0,45	-0,9951
7.8 (2)	24,64	0,00	23,43	4,07	0,25	-0,9458
7.8 (3)	22,95	0,00	21,67	3,58	2,74	-0,9885

FONTE: O autor (2022)

4.8 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS DO CAPÍTULO

Esse Capítulo apresentou a metodologia, sequência e parâmetros utilizados nos ensaios, assim como os registros do Analisador P54 para cada um deles.

Com registros de potências com o inversor FV desligado foi possível descobrir o montante de potência reativa indutiva referente aos motores e potência reativa capacitiva referente aos capacitores: 6,90 kvar e 13,30 kvar, respectivamente.

Com o inversor fotovoltaico ligado, mas sem gerar potência ativa (ensaio 2.1), e repetindo as medições com motores ligados (ensaio 2.2) e posteriormente capacitores ligados (ensaio 2.3), não se obtém os mesmos valores de potência reativa do primeiro grupo de ensaio com o inversor desligado (ensaios 1.1, 1.2 e 1.3), conforme ilustra o QUADRO 21. Da mesma forma, com o inversor ligado e limitado em 50 kW de potência ativa de geração, não se obtém os mesmos resultados de quando está ligado e limitado em 0 kW. Esperava-se, por exemplo, para o ensaio 2.2, o valor de 9,68 kvar (6,90 + 2,78). Essa divergência e não-linearidade supõe-se ser devido à presença de componentes harmônicas na corrente, conforme ilustra a FIGURA 20, que apresenta a análise das componentes harmônicas de corrente durante o ensaio 2.1. Nota-se elevado conteúdo harmônico de corrente na fase C (DHT $I_c = 125,9\%$). É possível observar também que quando se aumenta a potência de geração fotovoltaica para 50 kW essas componentes harmônicas se reduzem, e nesse momento o somatório de potência reativa indutiva sem cargas com a potência reativa indutiva dos motores chega mais próxima do valor esperado: 6,90 kvar (ensaio 1.2) + 7,79 kvar (ensaio 3.1) = 14,69 kvar, sendo que o valor registrado foi 14,88 kvar (ensaio 3.2). Isso também comprova o que foi concluído por Sidrach-de-Cardona e Carretero (2005) e apresentado no capítulo 2.3.3 – Distorções harmônicas, que a dependência dos valores de THDi na saída do inversor diminui com relação à potência gerada pelo inversor, e é mínima quando o inversor trabalha com potência nominal.

Foi possível também analisar e registrar o funcionamento dos métodos de controle de potência reativa do inversor, comprovando os comportamentos esperados conforme apresentado no Capítulo 2.5.

É importante deixar claro que o inversor FV não tem capacidade de controlar diretamente o fator de potência da instalação (no caso do estudo, do barramento em que o equipamento P54 estava instalado). Ou seja, mesmo que seja definido nos

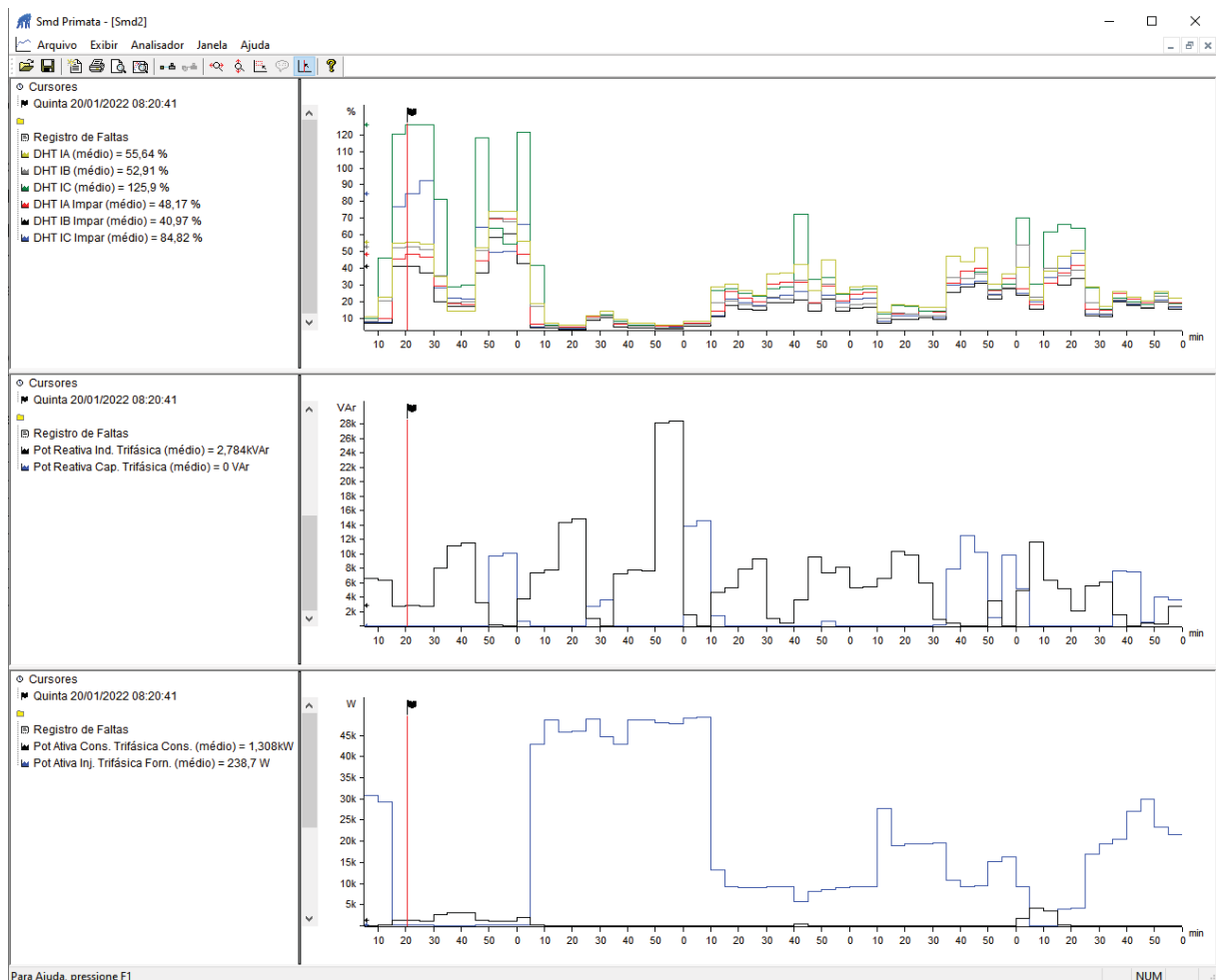
parâmetros do inversor que o fator de potência deva ser por exemplo igual a 0,92, não necessariamente a instalação estará com esse fator de potência.

QUADRO 21 – COMPARATIVO DE POTÊNCIAS REATIVAS ENTRE OS ENSAIOS 1, 2 E 3

Ensaio	Pot. Reativa Ind. Trifásica (kvar)	Pot. Reativa Cap. Trifásica (kvar)
1.1: Inversor FV desligado. Sem cargas.	0,00	0,03
1.2: Inversor FV desligado. Motores ligados.	6,90	0,00
1.3: Inversor FV desligado. Capacitores ligados.	0,00	13,30
2.1: Inversor FV ligado limitado em 0 kW. Sem cargas.	2,78	0,00
2.2: Inversor FV ligado limitado em 0 kW. Motores ligados.	11,49	0,00
2.3: Inversor FV ligado limitado em 0 kW. Capacitores ligados.	0,00	10,14
3.1: Inversor FV ligado limitado em 50 kW. Sem cargas.	7,79	0,00
3.2: Inversor FV ligado limitado em 50 kW. Motores ligados.	14,88	0,00
3.3: Inversor FV ligado limitado em 50 kW. Capacitores ligados.	0,00	3,58

FONTE: O autor (2022)

FIGURA 20 – ANÁLISE DA DHT DE CORRENTE PARA O ENSAIO 2.1



FONTE: O autor (2022)

5 ANÁLISE COMPARATIVA COM INDICADORES DOS PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO

Nos subcapítulos a seguir os registros apresentados no capítulo 4 são comparados com os indicadores apresentados no capítulo 2.3.

5.1 VARIAÇÕES DE TENSÃO

Conforme apresentado no QUADRO 1 as tensões de fase adequada devem estar entre 117 V e 133 V. Nota-se pelo QUADRO 22 que em nenhum dos ensaios os valores de tensão foram extrapolados para cima ou para baixo desses níveis adequados, sendo o 126,60 V o menor valor registrado, para a tensão da fase C do ensaio 1.2 e 132,72 V o maior valor registrado, para a tensão da fase C do ensaio 4.2.

Porém, é importante notar que nos ensaios 3.1, 3.2, 3.3, 4.2 e 7.7(2) houve significativo aumento de tensão, pois havia grande geração de potência ativa pelos inversores (50 kW e 30 kW para o ensaio 7.7(2)) e pouco consumo dessa mesma potência, fazendo com que quase todo o gerado fosse injetado na rede elétrica. Além disso, nos ensaios 4.2 e 7.7(2), havia injeção de potência capacitiva na rede elétrica (14,58 kvar e 7,51 kvar, respectivamente), aumentando ainda mais os níveis de tensão.

QUADRO 22 – TENSÕES DE FASE PARA OS DIFERENTES ENSAIOS APRESENTADOS NO
CAPÍTULO 4

Ensaio	Tensão A (V)	Tensão B (V)	Tensão C (V)	Pot. Ativa Inj. Trifásica (kW)	Pot. Reativa Cap. Trifásica (kvar)
1.1	127,36	127,41	127,25	0,00	0,03
1.2	126,66	126,67	126,60	0,00	0,00
1.3	129,68	129,64	129,54	0,00	13,30
2.1	127,60	127,57	128,10	0,24	0,00
2.2	127,66	127,66	128,09	0,00	0,00
2.3	129,48	129,47	129,95	0,13	10,14
3.1	130,80	130,57	131,51	48,55	0,00
3.2	130,38	130,03	131,09	45,91	0,00
3.3	131,44	131,29	132,22	44,65	3,58
4.1	129,49	129,05	130,24	47,85	0,00
4.2	131,81	131,61	132,72	49,31	14,58
4.3	128,60	128,58	129,34	9,19	0,00
4.4	128,06	128,04	128,78	9,04	0,00
4.5	128,24	128,24	128,90	9,33	0,00
5.1	131,34	131,07	132,22	6,65	0,00
5.2	129,32	129,11	129,99	7,11	0,00
6.1	128,67	129,10	128,61	31,11	26,23
6.2	128,65	129,11	128,54	34,38	27,54
6.3	129,64	130,33	129,68	82,28	76,74
6.4	128,81	129,60	128,94	91,10	83,24
6.5	130,68	131,56	130,90	130,65	125,18
6.6	128,96	129,79	129,24	114,08	106,13
7.1	127,58	127,52	128,05	0,00	0,00
7.2	128,06	127,98	128,54	0,00	0,00
7.3	128,61	128,52	129,16	3,85	0,00
7.4	128,69	128,60	129,25	4,12	0,00
7.5	129,15	129,06	129,84	17,03	0,00
7.6	129,27	129,10	129,89	19,48	0,00
7.7 (1)	129,99	129,87	130,64	20,57	7,57
7.7 (2)	130,49	130,32	131,11	27,15	7,51
7.8 (1)	130,09	129,97	130,82	29,97	0,53
7.8 (2)	129,95	129,87	130,70	23,43	4,07
7.8 (3)	129,53	129,54	130,36	21,67	3,58

FONTE: O autor (2022)

5.2 FATOR DE POTÊNCIA

O QUADRO 23 apresenta o fator de potência registrado pelo equipamento da Primata nos diferentes ensaios apresentados no capítulo 4. Conforme apresentado no capítulo 2.5.2 - Fator de potência, para o caso analisado em que se trata de análise na baixa tensão, não existe valor de referência. Apesar disso, será feita a análise supondo que o valor de referência é 0,92, como é para as unidades consumidoras do grupo A.

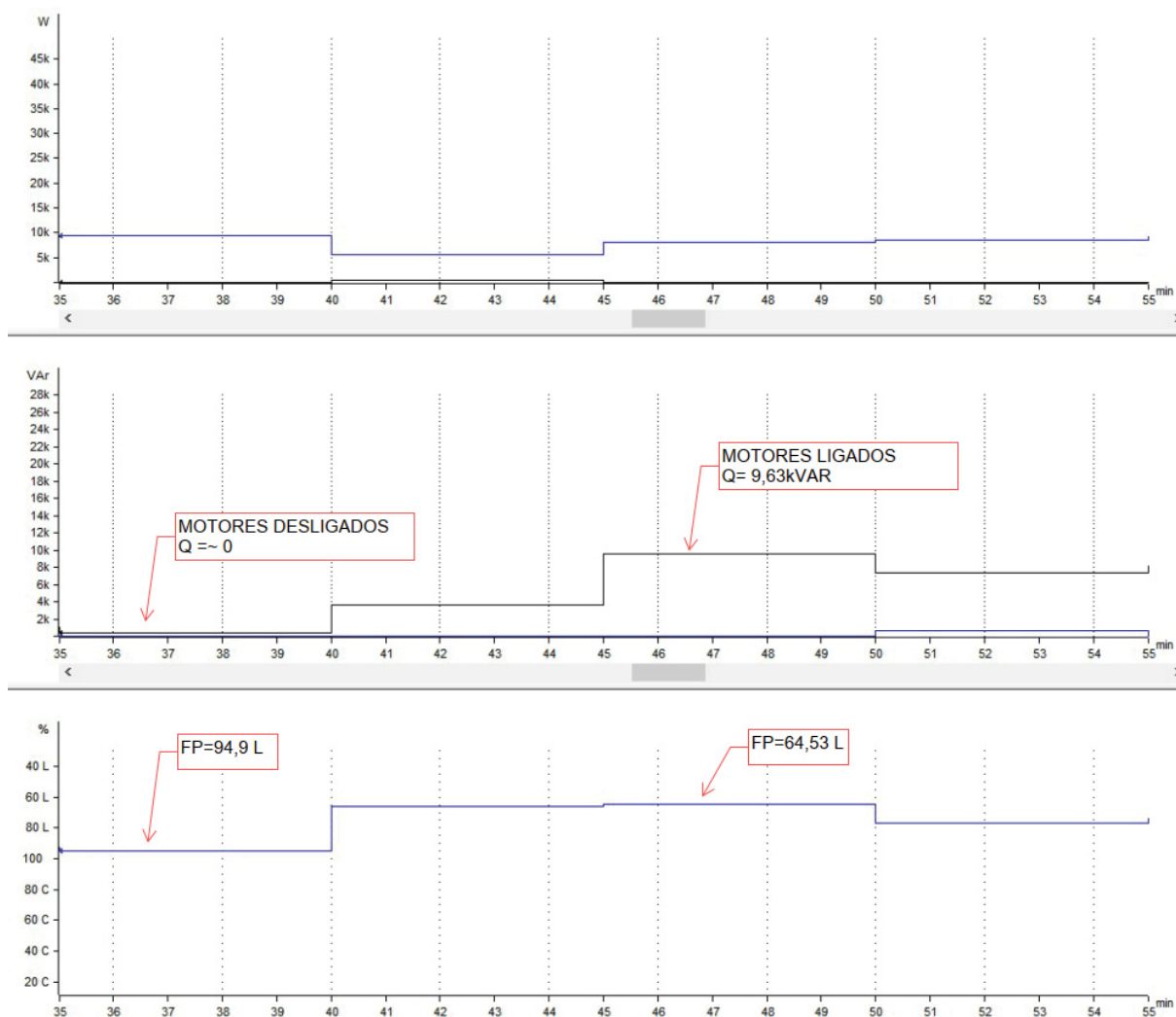
É importante reforçar que o fator de potência do inversor fotovoltaico não é necessariamente o mesmo que o medido pelo equipamento da Primata, pois o inversor não tem capacidade para regular esse parâmetro em outro barramento sem ser o que está conectado.

Pelo grupo de ensaios 1 e 2, analisa-se que a instalação estaria abaixo dos parâmetros mínimos. Observa-se também que o fato de o inversor estar ligado e sem gerar potência ativa (caso comum durante a noite) piora o fator de potência da instalação (avaliando apenas a geração e consumo do inversor e desprezando que as cargas de uma instalação são variáveis).

Do ensaio 3.1 para o ensaio 4.3 mantiveram-se os parâmetros de $FP = 1$, sem cargas controláveis ativas e sem métodos de controle de reativos, porém diminui-se a potência de geração do inversor de 50 kW para 10 kW, simulando uma diminuição da radiação solar devido à passagem de nuvens. Nota-se que o FP da instalação diminui de 0,9870 para 0,8584.

Foi feito um ensaio extra com geração FV limitada em 10 kW com $FP = 0,92$, inicialmente sem motores desligados e depois com motores ligados. Os resultados são apresentados na FIGURA 21. Nota-se que apesar do FP do inversor ser fixo igual a 0,92, ao acionar as cargas indutivas (motores) o FP da instalação passa de 0,949 para 0,6453, comprovando que o inversor não tem a capacidade de manter o FP da instalação fixo igual a 0,92 como no barramento no qual está conectado.

FIGURA 21 – GRÁFICO APRESENTANDO P, Q E FP COM MOTORES DESLIGADOS E LIGADOS, COM FV IGUAL A 10 kW COM FP=0,92



FONTE: O autor (2022)

No grupo de ensaio 5 observa-se que com o uso do método “Q SET” para gerar uma potência reativa capacitiva próxima ao valor da potência reativa indutiva gerada pelo conjunto motor, instalação e transformador, houve melhora no fator de potência da instalação.

No grupo de ensaio 6, utilizando-se o método FP(P) observa-se também que, apesar de ser definido ao inversor valores de FP igual a 0,90, 0,95 e 0,98, os dados registrados pelo P54 não são equivalentes a esses números, porém são proporcionais. Para os ensaios 6.2, 6.4 e 6.6 os valores no inversor eram 0,98, 0,95 e 0,9, respectivamente; os valores registrados foram 0,78, 0,87 e 0,85, respectivamente.

Com relação ao grupo de ensaio 7, para os ensaios 7.1 até 7.6, nota-se que houve melhora no fator do potência para as três potências de geração (0 kW, 5 kW e

20 kW) quando comparado o método desligado com o método ligado, com a utilização do método de controle de reativos “VOLT/VAR SETTINGS - Q(V)”.

QUADRO 23 – FATOR DE POTÊNCIA PARA OS DIFERENTES ENSAIOS APRESENTADOS NO CAPÍTULO 4

Ensaio	FP Trifásico (%)
1.1	-0,7801
1.2	0,3164
1.3	0,00
2.1	0,2897
2.2	0,2654
2.3	-0,1173
3.1	0,9870
3.2	0,9511
3.3	-0,9846
4.1	0,8593
4.2	-0,9588
4.3	0,8584
4.4	0,6923
4.5	0,9490
5.1	0,4757
5.2	0,8815
6.1	0,8577
6.2	0,7803
6.3	0,9762
6.4	0,8777
6.5	0,9877
6.6	0,8505
6.7	0,7594
7.1	0,3424
7.2	0,4795
7.3	0,5845
7.4	0,6764
7.5	0,9078
7.6	0,9519
7.7 (1)	-0,9353
7.7 (2)	-0,9449
7.8 (1)	-0,9951
7.8 (2)	-0,9458
7.8 (3)	-0,9885

FONTE: O autor (2022)

5.3 DISTORÇÕES HARMÔNICAS

No QUADRO 24 são apresentadas as distorções harmônicas totais para os diferentes ensaios realizados e percorridos no capítulo 4. Nota-se que em nenhuma situação a distorção harmônica total de tensão foi superior ao limite de 10% conforme apresentado no QUADRO 4.

Observa-se para os grupos 1, 2 e 3 que, com os capacitores ligados (ensaios 1.3, 2.3 e 3.3) existe um pequeno aumento na DHT quando comparada à condição inicial de cada grupo (1.1, 2.1 e 3.1).

Do grupo de ensaio 7, observa-se que a DHT é maior quanto maior a potência ativa de geração fotovoltaica.

QUADRO 24 – DISTORÇÕES HARMÔNICAS TOTAIS PARA OS DIFERENTES ENSAIOS
APRESENTADOS NO CAPÍTULO 4

Ensaio	DHT VA (%)	DHT VB (%)	DHT VC (%)
1.1	1,97	2,23	2,50
1.2	1,78	1,98	2,11
1.3	2,39	2,51	2,67
2.1	2,51	2,45	2,52
2.2	2,36	2,34	2,36
2.3	3,02	3,00	3,22
3.1	2,49	2,47	2,50
3.2	2,36	2,33	2,38
3.3	2,92	2,93	2,82
4.1	2,57	2,53	2,49
4.2	2,55	2,60	2,50
4.3	2,46	2,49	2,44
4.4	2,53	2,50	2,44
4.5	2,39	2,39	2,50
5.1	2,42	2,44	2,43
5.2	2,53	2,57	2,61
6.1	2,49	2,67	2,56
6.2	2,56	2,74	2,63
6.3	2,51	2,65	2,56
6.4	2,52	2,61	2,59
6.5	2,58	2,68	2,65
6.6	2,63	2,80	2,76
6.7	2,42	2,59	2,56
7.1	2,45	2,50	2,47
7.2	2,49	2,53	2,55
7.3	2,54	2,57	2,56
7.4	2,55	2,59	2,55
7.5	2,57	2,61	2,57
7.6	2,60	2,62	2,59
7.7 (1)	2,96	3,00	2,94
7.7 (2)	3,10	3,13	3,07
7.8 (1)	3,09	3,10	3,01
7.8 (2)	3,11	3,16	3,09
7.8 (3)	2,85	2,89	2,83

FONTE: O autor (2022)

5.4 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

Observa-se pelo QUADRO 25 que em nenhum dos ensaios foi extrapolado o limite de 3% de desequilíbrio de tensão conforme valor de referência do PRODIST.

QUADRO 25 – DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO REGISTRADO PELO EQUIPAMENTO DA PRIMATA PARA OS DIFERENTES ENSAIOS APRESENTADOS NO CAPÍTULO 4

Ensaio	Deseq. Tensão (%)
1.1	0,443
1.2	0,379
1.3	0,392
2.1	0,287
2.2	0,216
2.3	0,400
3.1	0,468
3.2	0,463
3.3	0,515
4.1	0,462
4.2	0,537
4.3	0,375
4.4	0,338
4.5	0,333
5.1	0,391
5.2	0,399
6.1	0,27
6.2	0,28
6.3	0,39
6.4	0,37
6.5	0,43
6.6	0,39
6.7	0,33
7.1	0,305
7.2	0,312
7.3	0,365
7.4	0,358
7.5	0,422
7.6	0,405
7.7 (1)	0,469
7.7 (2)	0,480
7.8 (1)	0,483
7.8 (2)	0,511
7.8 (3)	0,489

FONTE: O autor (2022)

5.5 VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA

Conforme análise do QUADRO 26 observa-se que em nenhum dos ensaios realizados foram extrapolados o limite inferior de 59,9 Hz e 60,1 Hz conforme apresentado no capítulo 2.5.6 Variação de frequência.

QUADRO 26 – REGISTROS DE FREQUÊNCIAS REGISTRADOS PELO ANALISADOR P54 PARA OS DIFERENTES ENSAIOS APRESENTADOS NO CAPÍTULO 4

Ensaio	Frequência (Hz)
1.1	59,99
1.2	59,99
1.3	59,97
2.1	59,97
2.2	60,02
2.3	59,99
3.1	59,98
3.2	59,99
3.3	60,01
4.1	60,00
4.2	59,99
4.3	60,01
4.4	59,99
4.5	59,98
5.1	59,98
5.2	59,98
6.1	60,00
6.2	59,98
6.3	59,98
6.4	60,02
6.5	59,98
6.6	59,99
6.7	60,00
7.1	60,00
7.2	60,01
7.3	60,00
7.4	59,98
7.5	59,98
7.6	59,99
7.7 (1)	59,99
7.7 (2)	59,98
7.8 (1)	59,96
7.8 (2)	59,96
7.8 (3)	59,96

FONTE: O autor (2022)

5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo comparou os registros do Equipamento P54 com os indicadores de qualidade de energia do PRODIST – Módulo 8, para os diversos ensaios apresentados no Capítulo 4.

Observa-se que em todos os ensaios os registros estão dentro dos parâmetros recomendados. Exceção é para o fator de potência, que para alguns ensaios apresentou valor inferior ao 0,92 exigido para consumidores do Grupo A, que não é o caso da instalação em análise, que se trata de baixa tensão.

Foi possível também analisar o aumento dos níveis de tensão conforme aumento da potência de geração fotovoltaica sem cargas para consumir essa potência, conforme o esperado apresentado no Capítulo 2.5.1. Além disso, foi possível observar aumento da tensão quando existia excesso de reativo capacitivo proveniente dos capacitores.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com esse trabalho foi possível analisar os impactos do controle de energia reativa de um inversor fotovoltaico sobre a microrrede do DELT, no que tange à qualidade da energia elétrica.

Foram apresentados e elucidados os indicadores e valores de referência referentes à qualidade de energia elétrica conforme o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

Foram expostos os impactos da penetração da geração distribuída nas redes de distribuição, constatando-se que o controle de energia reativa pode reduzir alguns desses impactos, ajudando por exemplo a diminuir a tensão no ponto de conexão e a diminuir a tarifação devido ao excedente de reativos e baixo fator de potência. Por isso em seguida foram apresentadas estratégias de controle de energia reativa possíveis de serem aplicadas com o inversor fotovoltaico.

Então, foram elaborados procedimentos para ensaios na microrrede do DELT, de forma a seguir uma sequência para alterar os parâmetros de controle de potência reativa do inversor fotovoltaico e registrar os impactos causados na microrrede.

Os impactos foram analisados através de registros de um Analisador Portátil Comparador de Grandezas Elétricas modelo P54 da empresa Primata Tecnologia Eletrônica e esses resultados foram confrontados com os indicadores do PRODIST levantados anteriormente.

Foi possível comprovar que para os indicadores de variação de tensão, distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão e variação de frequência, em todos os ensaios as medições registradas estão dentro dos limites do PRODIST – Módulo 8. Para o indicador de fator de potência, existiriam alguns testes em que a instalação estaria fora do limite de 0,92, se a instalação fosse do grupo A. Não foi possível analisar os indicadores de flutuação de tensão devido à limitação do equipamento, que não registra o índice de severidade de oscilação de curta duração (Pst).

Além disso, observou-se melhora do fator de potência ao se ligar o inversor FV, mesmo sem qualquer método de correção de reativos ligado. Porém, nota-se a piora desse mesmo indicador quando o inversor está ligado sem gerar potência ativa.

O recurso de limitação de geração de potência ativa do inversor foi eficaz para diminuir os impactos da variação da radiação solar, pois obtém-se valores de geração

mais estáveis, facilitando a análise dos dados. Apesar disso, para as análises quando o gerador limitado em 50 kW já se nota variação na potência diária gerada.

Importante esclarecer a diferença entre FP do inversor e FP do ponto de medição onde o Analisador P54 estava instalado. O inversor não tem capacidade de controlar diretamente o FP nesse ponto.

Comprovou-se que geração de potência ativa sem consumo local faz com que haja inversão do fluxo de potência e aumento dos níveis de tensão, conforme apresentado no capítulo 2.5.1 da revisão da literatura.

A parte prática de medições em laboratório foi importante para incrementar os conhecimentos do autor referente às configurações e alterações dos parâmetros do inversor.

Como maiores dificuldades encontradas citam-se a necessidade de se aguardar no mínimo 10 minutos para cada ensaio para que o Analisador P54 conseguisse integralizar os dados e para que os parâmetros analisados entrassem em estabilidade (no caso da corrente de motores, por exemplo). Apesar de amenizada pelo recurso de limitação de potência ativa gerada, a variação da radiação solar é ainda uma dificuldade principalmente para os ensaios em potências mais elevadas (50 kW).

6.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Usar mais um ou dois registradores de grandezas para medir a saída do inversor e o circuito das cargas, para comprovar que a potência gerada menos a consumida é igual a injetada na rede.

Usar métodos híbridos e analisar o impacto no PAC ou no quadro de entrada da instalação da unidade consumidora.

Nesse trabalho foi analisado o impacto da utilização dos métodos de controle de potência reativa do inversor fotovoltaico do ponto de vista da instalação da unidade consumidora. Sugere-se para trabalhos futuros analisar os impactos causados por esses métodos do ponto de vista da concessionária de energia.

Sugere-se também investigar melhor a influência do transformador nas grandezas de qualidade de energia devido à presença de conteúdos harmônicos.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Brasil ultrapassa marca de 1GW em geração distribuída - Sala de Imprensa - ANEEL**. [S. l.], 2019. Disponível em: <https://bityli.com/vNNDi>. Acesso em: 20 ago. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Geração Distribuída**. [S. l.], 2015a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Acesso em: 12 jul. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Infográfico ABSOLAR | atualizado em 02/07/2020 | nº 21**. [S. l.], 2020. Disponível em: <http://absolar.org.br/infografico-absolar.html>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, [s. l.], p. 88, 2018. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo_8-Revisão_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9. Acesso em: 13 ago. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. 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. Brasília: [s. n.], 2012. p. 9. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 22 ago. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília: [s. n.], 2010. p. 205.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília: [s. n.], 2015b. p. 25. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 22 ago. 2020.

ALBUQUERQUE, B. F.; TRISTÃO, L. G. de O. Avaliação experimental de inversor fotovoltaico para geração distribuída. In: VIII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2020, Fortaleza. **Anais...** Fortaleza: [s. n.], 2020. p. 9. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/908/908>. Acesso em: 9 jun. 2021.

ALMEIDA, D.; PASUPULETI, J.; EKANAYAKE, J. Comparison of reactive power control techniques for solar pv inverters to mitigate voltage rise in low-voltage grids. **Electronics (Switzerland)**, [s. l.], v. 10, n. 13, p. 1569, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/electronics10131569>. Acesso em: 21 out. 2021.

ALVES, M. G. **Sistema de geração distribuída fotovoltaica com acumulação, controle da injeção de potências ativa e reativa, com capacidade de operação conectada e ilhada**. 180 f. 2017. - Tese. (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia - UNESP – Campus de Ilha Solteira, Ilha Solteira, 2017. Disponível em: <http://hdl.handle.net/11449/151952>. Acesso em: 6 fev. 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 16149**: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

BORGES, R. T. **Desenvolvimento de metodologias de análise sistêmica de sistemas de distribuição de energia elétrica com geração ultra-dispersa**. 134 f. 2014. - Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014. Disponível em: http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/259988/1/Borges_RicardoTorquato_M.pdf. Acesso em: 10 out. 2021.

DEMIROK, E. *et al.* Local reactive power control methods for overvoltage prevention of distributed solar inverters in low-voltage grids. **IEEE Journal of Photovoltaics**, [s. l.], v. 1, n. 2, p. 174–182, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2011.2174821>

DUGAN, R. C. *et al.* **Electrical power systems quality**. Second Edied. [S. l.]: McGraw-Hill Education, 2002. (McGraw-Hill professional engineering). *E-book*.

EICHKOFF, H. S. *et al.* Análise da geração distribuída para o controle de tensão e potência reativa em sistemas modernos de distribuição. *In*: VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2018, Gramado, RS. **Anais...** Gramado, RS: Associação Brasileira de Energia Solar, 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/177/177>. Acesso em: 6 fev. 2022.

ENSSLIN, L. . *et al.* Processo de seleção de portfólio bibliográfico, processo técnico com patente de registro pendente junto ao INPI, Brasil (2010). [s. l.], 2010.

HESKES, P. J. M.; ENSLIN, J. H. R. Power quality behaviour of different photovoltaic inverter topologies. **PCIM-2003, 24th International Conference**, Nürnberg, Germany, n. August, 2003.

IEEE. IEEE recommended practice for utility interface of photovoltaic (PV) systems. **IEEE Std 929-2000**, [s. l.], v. 2000, p. i-, 2000. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2000.91304>

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std 1159 - IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. **IEEE Std 1159-2009 (Revision of IEEE Std 1159-1995)**, [s. l.], v. 2009, n. June, p. 1–81, 2009. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2009.5154067>. Acesso em: 10 out. 2021.

KATIRAEI, F.; AGÜERO, J. R. Solar pv integration challenges. **Ieee Power And Energy Magazine**, [s. l.], v. 9, n. 3, p. 62–71, 2011. Disponível em: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=5753332

KIM, I.; HARLEY, R. G.; REGASSA, R. The investigation of the maximum effect of the Volt/Var control of distributed generation on voltage regulation. **2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2015**, [s. l.], 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PVSC.2015.7356247>

KIM, S.-B.; SONG, S.-H. A hybrid reactive power control method of distributed generation to mitigate voltage rise in low-voltage grid. **Energies**, [s. l.], v. 13, n. 8, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/EN13082078>

KIM, S.; TOWN, S. A bifunctional utility connected photovoltaic system with power . **Twenty Fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, [s. l.], p. 1363–1368, 1996.

KJAER, S. B.; PEDERSEN, J. K.; BLAABJERG, F. **A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules**. [S. l.: s. n.], 2005. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TIA.2005.853371>

LIU, X.; CRAMER, A. M.; LIAO, Y. Reactive power control methods for photovoltaic inverters to mitigate short-term voltage magnitude fluctuations. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 127, p. 213–220, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.06.003>

LOPES, J. A. P. *et al.* Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 77, n. 9, p. 1189–1203, 2007. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.016>

PATIL, A.; GIRGAONKAR, R.; MUSUNURI, S. K. Impacts of increasing photovoltaic penetration on distribution grid - Voltage rise case study. *In:* , 2014. **2014 International Conference on Advances in Green Energy, ICAGE 2014**. [S. l.]: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2014. p. 100–105. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ICAGE.2014.7050150>

PINHO, J. T. *et al.* **Sistemas Híbridos: Soluções Energéticas para a Amazônia**. [S. l.: s. n.], 2008. *E-book*.

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

PINTO, A.; ZILLES, R.; BET, I. Excedente de reativos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. **IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES**, [s. l.], v. III, p. 1–7, 2012. Disponível em: http://www.acquaviva.com.br/cd_cbens/trabalhos/t245.pdf. Acesso em: 6 jun. 2021.

ROCHA, J. E. Qualidade da Energia. **Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR)**, [s. l.], p. 37, 2016.

SHAH, S. K. *et al.* Review of power quality monitoring web-based techniques. **2015 Australasian Universities Power Engineering Conference: Challenges for Future Grids, AUPEC 2015**, [s. l.], 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/AUPEC.2015.7324805>

SIDRACH-DE-CARDONA, M.; CARRETERO, J. Analysis of the current total harmonic distortion for different single-phase inverters for grid-connected pv-systems. *In:* , 2005. **Solar Energy Materials and Solar Cells**. [S. l.: s. n.], 2005. p. 529–540. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2004.08.016>

SMITH, J. W. *et al.* Smart inverter volt/var control functions for high penetration of PV on distribution systems. *In:* , 2011. **2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition**. [S. l.: s. n.], 2011. p. 1–6. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PSCE.2011.5772598>

STETZ, T.; MARTEN, F.; BRAUN, M. Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in Germany. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [s. l.], v. 4, n. 2, p. 534–542, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2198925>

URBANETZ JUNIOR, J. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. 189 f. 2010. - Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

VARGAS, L. L. R. *et al.* Estratégia de controle local volt/var em redes elétricas inteligentes por inversores fotovoltaicos. **Anais do Salão Internacional de Ensino, Pesquisa e Extensão**, [s. l.], v. 11, n. 2 SE-Artigos, 2020. Disponível em: <https://periodicos.unipampa.edu.br/index.php/SIEPE/article/view/101529>. Acesso em: 8 jun. 2021.

VIEIRA, C. R. *et al.* Análise do fluxo de potência e do fator de potência no sistema elétrico de distribuição de um campus universitário com a inserção da geração solar fotovoltaica. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Brasil, p. 10, 2018.

VILLALVA, Marcelo Gradella; **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações - Sistemas Isolados e Conectados à Rede**. 2. ed. reved. São Paulo, Brasil: Érica, 2015.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Fator de potência das instalações e controle de potência nos inversores**. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/fator-de-potencia-das-instalacoes-e-controle-de-potencia-nos-inversores/>. Acesso em: 5 fev. 2022.