



Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Engenharia de Energia

Sistema de Gestão de Comissionamento de Instalações Fotovoltaicas: levantamento de requisitos e caracterização de ensaios

Autor: Rafael Marques de Lima
Orientador: Prof. Dr. Alex Reis

Brasília, DF
2021



Rafael Marques de Lima

**Sistema de Gestão de Comissionamento de Instalações
Fotovoltaicas: levantamento de requisitos e
caracterização de ensaios**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia. da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Prof. Dr. Alex Reis

Brasília, DF

2021

Rafael Marques de Lima

Sistema de Gestão de Comissionamento de Instalações Fotovoltaicas: levantamento de requisitos e caracterização de ensaios/ Rafael Marques de Lima. – Brasília, DF, 2021-

56 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Alex Reis

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA , 2021.

1. Comissionamento, Energia Fotovoltaica. 2. Instalações elétricas. I. Prof. Dr. Alex Reis. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Sistema de Gestão de Comissionamento de Instalações Fotovoltaicas: levantamento de requisitos e caracterização de ensaios

CDU 02:141:005.6

Rafael Marques de Lima

Sistema de Gestão de Comissionamento de Instalações Fotovoltaicas: levantamento de requisitos e caracterização de ensaios

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia. da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 18 de Maio de 2021:

Prof. Dr. Alex Reis
Orientador

Prof. PhD Rudi Van Hels
Convidado 1

Eng. José Carlos Pereira Tormim
Convidado 2

Brasília, DF
2021

*Este trabalho é dedicado ao meu avô Antônio, Pedreiro trabalhador e grande
incentivador, que verá o neto se tornar Engenheiro*

Agradecimentos

Primeiramente agradeço à Deus por todas as graças concebidas ao longo desta caminhada e a Nossa Senhora por interceder em todos os momentos.

Aos meus pais, Waldeny e Wagner, por todo amor, educação e serem exemplos de força e determinação em minha vida. Aos meus irmãos Guilherme e Marina por toda a motivação.

A minha noiva e futura esposa Mariana, que me acompanha desde antes do início da graduação e foi minha força em todos os momentos ao longo desta jornada.

Aos meus amigos Thiago, Kilmer, Pedro, Gabriela e Francisco por compartilharem do mesmo momento acadêmico, motivando uns aos outros.

Ao meu Orientador Prof. Dr. Alex Reis por toda a dedicação e atenção no desenvolvimento do trabalho. A orientação foi primordial para o resultado final.

A Empresa Júnior Matriz Engenharia de Energia, a qual pude trabalhar em diversos projetos, ocupar diferentes cargos de liderança e vencer desafios.

A todos os Colaboradores, Diretores e Engenheiros da Empresa MTEC Energia que confiaram no meu trabalho e criaram um ambiente de puro aprendizado profissional e pessoal, sendo um grande divisor de águas em minha carreira.

Resumo

A busca por fontes renováveis para a geração de energia é comumente praticada em diversos países, tendo em vista a diversificação das matrizes energéticas e o atendimento à demanda das cargas. Nos últimos anos, destaca-se o forte crescimento na integração de sistemas solares fotovoltaicos às redes elétricas, nas modalidades de geração distribuída ou centralizada. Em ambas as situações, é incontestável que as atividades de comissionamento sejam realizadas de forma a minimizar erros de montagem de instalações e garantir a execução do projeto conforme as especificações técnicas. Nesse contexto, vale destacar que o termo "comissionamento" se refere a um conjunto de verificações e ensaios experimentais realizados, de forma ordenada, antes da entrada de operação de um equipamento. Quando executado conforme as normas técnicas e diretivas de fabricantes, garante-se um início de operação de um empreendimento com menores riscos. Tomando-se como referência o cenário aqui apresentado, este trabalho de conclusão de curso tem por objetivo realizar um estudo acerca dos procedimentos de comissionamento aplicados a sistemas fotovoltaicos e definir os requisitos para o desenvolvimento de um sistema de software para automatizar a elaboração do relatório do comissionamento. Após a análise da norma NBR ABNT 16274:2014, é apresentado um estudo de caso referente à execução de procedimentos em uma planta fotovoltaica de 6 MWp. Os resultados deste estudo de caso demonstram a necessidade de se realizar ensaios adicionais em relação àqueles apresentados na norma vigente, bem como levar em consideração recomendações de boas práticas. Tais dados subsidiaram o levantamento dos principais requisitos e fluxo de ações que devem ser levados em consideração para o desenvolvimento de um sistema automatizado.

Palavras-chaves: Comissionamento. Energia Solar. Energia Fotovoltaica. Instalações Elétricas. ABNT 16274

Abstract

The search for renewable sources for energy generation is a common practice in several countries, in view of diversify the energy matrices and meeting the demand of load. In the last years, the strong growth in the integration of solar photovoltaic systems to the grid, in the distributed or centralized generation modalities, stands out. In both cases, it is necessary that the commissioning activities are performed to minimize the mistakes of installation's montage and ensure the project execution is according to technical specifications. In this context, it is important to highlight that the term "commissioning", refers to a set of verifications and tests, performed in an orderly manner, before the start-up. When executed in accordance with the technical standards and directives of manufacturers, a start-up of a project with lower risks is guaranteed. Taking this scenario as a reference, this work aims to carry out a study about the commissioning procedures applied to photovoltaic systems and to define the requirements for the development of a software system to automate the preparation of the commissioning report. After the analysis of the NBR ABNT 16274: 2014 standard, a case study regarding the execution of procedures in power plant of 6 MWp is presented. The results of this case study demonstrate the need to carry out additional tests in relation to those presented in the current standard, as well as taking into account recommendations for good practices. Such data supported the survey of the main requirements and flow of actions that must be taken into account for the development of the automated system.

Key-words: Commissioning. solar energy. SPP. electrical installations. ABNT 16274

Lista de ilustrações

Figura 1 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil(ABSOLAR, 2021)	13
Figura 2 – Efeito fotovoltaico(VILLALVA; GAZOLI, 2012)	16
Figura 3 – Componentes de um módulo fotovoltaico.(VILLALVA; GAZOLI, 2012)	17
Figura 4 – Esquema de funcionamento Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.(ROMA, 2018)	18
Figura 5 – Ensaio Categoria 1, 2 e adicionais segundo NBR 16274.(GUIMARAES et al., 2018)	22
Figura 6 – Exemplo de sistema de aterramento e equipotencialização de um sistema fotovoltaico. A equipotencialização suplementar pode ser (a) conectada à principal ou (b) ligada à malha de aterramento principal. (ALMEIDA, 2012)	24
Figura 7 – Exemplos de desvios de curvas I-V (GUIMARAES et al., 2018)	27
Figura 8 – Câmera termográfica - FLIR modelo E6	28
Figura 9 – Imagem da inspeção da parte de trás do módulo: FLIR modelo E6	29
Figura 10 – Drone DJI Mavic II Pro	29
Figura 11 – Inspeção Termográfica Aérea: Drone DJI Mavic II Pro	29
Figura 12 – Algumas anomalias que podem ser identificadas na inspeção termográfica (CANAL SOLAR, 2020)	30
Figura 13 – USF em estudo - 6.030,0 kWp	31
Figura 14 – Diagrama Unifilar Simplificado da USF	32
Figura 15 – Procedimento ensaio Tendência à terra.	38
Figura 16 – Tabela retirada do relatório - dados do cabo e ensaio	41
Figura 17 – Tela Aplicativo do Inversor 1.1	43
Figura 18 – Termografia da Saída CC	43
Figura 19 – Termografia da Saída CA	44
Figura 20 – Termografia do módulo do Inversor 1.5	45
Figura 21 – Termografia do módulo do Inversor 3.6	45
Figura 22 – Curva IxV Fornecida pela fabricante Canadian	46
Figura 23 – Curva IxV - Inversor 1.5	46
Figura 24 – Fluxo de telas aplicativo	51
Figura 25 – Fluxo de telas aplicativo - Comissionamento a Frio.	52
Figura 26 – Fluxo de telas aplicativo - Comissionamento a Quente.	53
Figura 27 – Resumo de recomendações Comissionamento	54

Lista de tabelas

Tabela 1 – Valores Mínimos de resistência de isolamento - NBR 5410.	26
Tabela 2 – Ensaio comissionamento a frio no Inversor 1.1.	38
Tabela 3 – Aspectos de verificação no Inversor 1.1	39
Tabela 4 – Aspectos do Aterramento	40
Tabela 5 – Aspectos de Verificação Cabos CA baixa tensão	41
Tabela 6 – Ensaio de Resistência de Isolamento Cabos CA	41
Tabela 7 – Aspectos de Verificação Comissionamento a Quente - Inversor 1.1 . . .	42
Tabela 8 – Ensaio elétrico saída CA - Inversor 1.1	42
Tabela 9 – Ensaio entrada CC - Inversor 1.1	44
Tabela 10 – Requisitos para criação do aplicativo	48

Lista de abreviaturas e siglas

SFCR	Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede
NBR	Norma brasileira
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
SFV	Sistemas Fotovoltaicos
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
CREA	Conselho Regional de Engenharia e Agronomia
USF	Usina Solar Fotovoltaica
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
IEC	Comissão Internacional de Eletrotécnica
kW	Quilowatt
m	Metro
kWh	Quilowatt hora
V	Volt
A	Ampere

Sumário

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Objetivo Geral	14
1.1.1	Objetivos Específicos	14
1.2	Organização do Trabalho	15
2	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	16
2.1	Módulo Fotovoltaico	16
2.2	Inversor Solar	17
2.3	Normas aplicadas à Sistemas Fotovoltaicos	18
2.4	Comissionamento	19
2.4.1	Inspeção	19
2.4.2	Ensaio de Comissionamento	21
2.4.2.1	Ensaio dos Circuitos CA	21
2.4.2.2	Ensaio Categoria 1	23
2.4.2.3	Ensaio Categoria 2	26
2.4.2.4	Ensaio Adicionais	29
3	METODOLOGIA	31
3.1	Estudo de Caso : Usina Solar Fotovoltaica de 6.030,00 kWp	31
3.1.1	Descrição	31
3.2	Plano de Comissionamento	32
3.2.1	Comissionamento a frio	33
3.2.2	Comissionamento a quente	34
3.2.3	Curva IxV	35
3.2.4	Termografia dos módulos	35
3.3	Levantamento de Requisitos da proposta de Aplicativo	35
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	37
4.1	Comissionamento a Frio	37
4.2	Comissionamento a quente	41
4.3	Termografia dos Módulos	42
4.4	Curva IxV	44
4.5	Proposta de desenvolvimento de aplicativo	47
4.5.1	Requisitos	47
4.5.2	Fluxograma	51

5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	54
	REFERÊNCIAS	56

1 Introdução

Nos últimos anos, constata-se uma forte expansão na potência instalada de sistema de geração solar fotovoltaica. No Brasil, o principal incentivador do crescimento desses sistemas foram as ações regulatórias implementadas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), notadamente a resolução 482/2012, a qual definiu o sistema de compensação de energia para micro e minigerações conectadas às redes de distribuição. Nesse sentido, os sistemas enquadrados na categoria de "Geração Distribuída" atingiram, em 2018, uma produção de energia de 828 GWh, uma potência instalada de 670 MW, as quais são provenientes de diversas fontes. O grande destaque foi a energia fotovoltaica, que do total obteve 526 GWh e 562 MW de geração e potência instalada, respectivamente. (EPE, 2019)

Nesse contexto, e de acordo com a figura 1, vale destacar que no ano da publicação da resolução normativa 482/2012 o Brasil possuía cerca de 7 MW de potência instalada em sistemas fotovoltaicos. É nítida a evolução na potência instalada ao longo dos anos, em 2021 já ultrapassou 4.900 MW na categoria Geração Distribuída. (ABSOLAR, 2021)

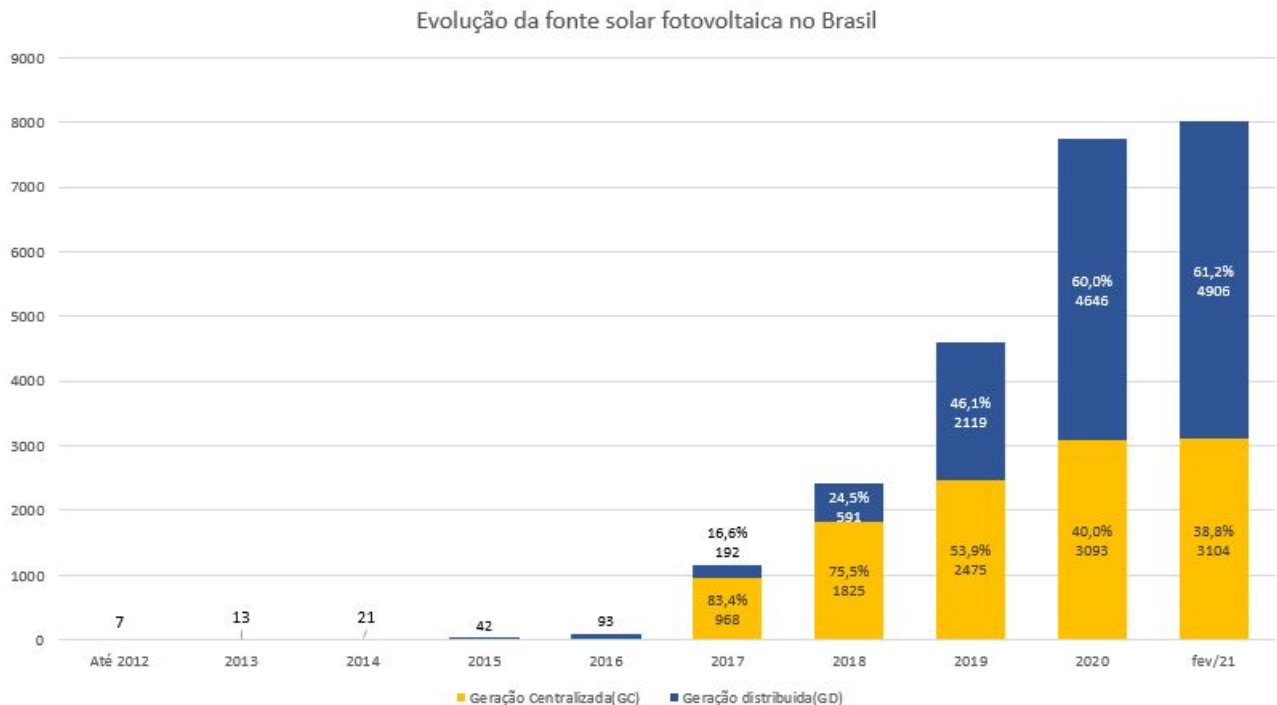


Figura 1 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil (ABSOLAR, 2021)

Com o avanço da geração fotovoltaica, é necessário que se assegure qualidade e segurança das instalações elétricas. Essa deve ser uma preocupação constante no processo de expansão e implantação de novos projetos. (ALMEIDA, 2012) Com isso, a Associação

Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) tem trabalhado para a criação e revisão de normas técnicas pertinentes às instalações elétricas de sistemas de geração fotovoltaica. Dentre os diversos documentos produzidos por esta entidade, destaca-se a ABNT NBR 16274:2014, na qual estabelece as informações e a documentação mínima que devem ser reunidas após a instalação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à rede (SFCR). Tal norma técnica descreve, ainda, os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e garantir a entrada em operação de uma planta. Pode ser também utilizada para verificações e avaliações do desempenho do sistema. (ABNT, 2014)

Nesse contexto, vale destacar que o termo "comissionamento" se refere a um conjunto de verificações e ensaios experimentais realizados, de forma ordenada, antes da entrada de operação de um dado equipamento. Quando os resultados do comissionamento atendem as condições mínimas estabelecidas em documentos normativos, garante-se um início de operação de um empreendimento com menores riscos à saúde, segurança de pessoas e ao meio ambiente e integridade dos equipamentos. Tomando como referência o cenário apresentado, este trabalho de conclusão de curso tem como um de seus objetivos realizar um estudo acerca de metodologias e procedimentos de comissionamento aplicados a sistemas fotovoltaicos. Utilizando como parâmetro, os requisitos e procedimentos estabelecidos na norma NBR ABNT 16274:2014, e apresentando um estudo de caso referente à execução de procedimentos em uma planta fotovoltaica com potência instalada de 6 MWp.

Baseado nas informações anteriores, este Trabalho de Conclusão de Curso avança no sentido de definir requisitos para a elaboração de um sistema de software para automatizar a elaboração de relatórios de comissionamento, em conformidade com a ABNT 16274:2014. Tal ferramenta objetiva a redução de tempo na elaboração deste documento.

1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem por objetivo a realização de estudos acerca de metodologias, procedimentos e testes voltados para o comissionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, bem como definir os requisitos para o desenvolvimento de um sistema de gerenciamento do comissionamento.

1.1.1 Objetivos Específicos

- Estudar e sintetizar as características básicas da NBR ABNT 16274:2014, no que tange os ensaios de comissionamento;
- Avaliar os procedimentos de comissionamento aplicáveis em um sistema fotovoltaico;

- Identificar uma rotina de ensaios adicionais para comissionamento de sistema fotovoltaicos;
- Apresentar, por meio de um estudo de caso, a aplicação da norma ABNT 16274;
- Propor estruturação básica e uso de uma aplicação de *software* que otimize o gerenciamento do comissionamento de sistemas fotovoltaicos.

1.2 Organização do Trabalho

Este trabalho possui a organização apresentada na sequência:

- O capítulo 2 consiste na fundamentação teórica, com destaque para os principais conceitos de sistemas fotovoltaicos e a apresentação das características básicas da norma ABNT NBR 16274:2014.
- O capítulo 3 apresenta a metodologia para a realização de testes de comissionamento. Este capítulo apresenta as bases para a realização de um conjunto de ensaios em uma usina de 6 MWp. E mostra os itens levados em consideração para o levantamento dos requisitos e fluxo de funcionamento do aplicativo.
- O capítulo 4 foram apresentados os resultados dos ensaios da Usina Solar Fotovoltaica (USF) e feita uma discussão e interpretação com uma abordagem comparativa com a Norma vigente. Baseado no estudos das técnicas de comissionamento, foram apresentados os requisitos e fluxogramas de tela para o funcionamento do aplicativo.

2 Fundamentação Teórica

A energia do sol pode ser utilizada para gerar eletricidade a partir do efeito fotovoltaico, o qual é a conversão direta da radiação solar em eletricidade. A corrente elétrica gerada é processada e controlada por dispositivos conversores e controladores, permitindo o armazenamento em baterias ou utilização conectada à rede elétrica. (VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Este capítulo apresenta uma fundamentação teórica sobre sistemas fotovoltaicos, considerando-se a composição deste sistema e os ensaios destinados a comissionamento das instalações.

2.1 Módulo Fotovoltaico

O princípio básico de funcionamento dos sistemas de energia solar fotovoltaica está baseado no efeito fotovoltaico, o qual se caracteriza na transformação da radiação eletromagnética do sol em energia elétrica por meio da diferença de potencial criada sob materiais semicondutores sobrepostos. Se a célula com os materiais semicondutores possuir dois eletrodos e um caminho, será capaz de gerar tensão e corrente elétrica. A figura 2 ilustra como ocorre o efeito.(VILLALVA; GAZOLI, 2012)

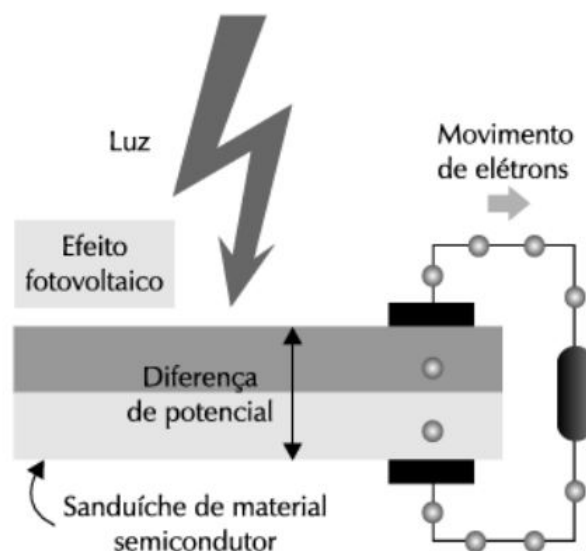


Figura 2 – Efeito fotovoltaico(VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Os módulos são constituídos por células fotovoltaicas, sendo que, no mercado, pode-se encontrar 3 tipos de módulos fotovoltaicos: os monocristalinos, policristalinos e de filme fino. A principal diferença entre eles é a tecnologia e método de fabricação da

célula. Com isso, apresentam valores de eficiência de conversão diferentes. O monocristalino apresenta maiores valores de eficiência, o policristalino é intermediário e de filme fino o menor. (VILLALVA; GAZOLI, 2012)

A figura 3 mostra os principais componentes construtivos de um módulo fotovoltaico.

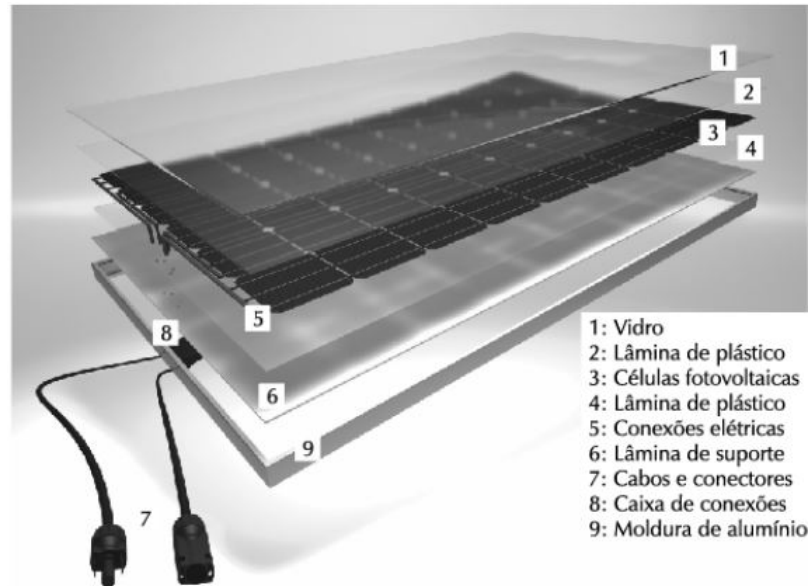


Figura 3 – Componentes de um módulo fotovoltaico. (VILLALVA; GAZOLI, 2012)

2.2 Inversor Solar

O inversor é o dispositivo responsável pela conversão da corrente contínua gerada nos módulos fotovoltaicos em corrente alternada, a qual nessa condição pode ser injetada na rede e utilizada no consumo. (ALMEIDA, 2012)

O equipamento possui alta eficiência e conta com tecnologia de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT- *Maximum Power Point Tracking*, em inglês), ou seja, independente da condição de radiação solar ou temperatura o inversor irá operar com alta performance.

Quando se trata de inversores conectados à rede o principal mecanismo de proteção solicitados pela concessionária de energia e pelas normas brasileiras é a tecnologia do Anti ilhamento. Define-se como ilhamento a condição na qual parte da área do sistema elétrico permanece energizada por meio de fontes de geração distribuída. A não desconexão do inversor pode causar energização da rede de distribuição em uma eventual manutenção, colocando em risco a vida dos profissionais. (SILVA, 2016)

A figura 4 mostra o princípio de funcionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

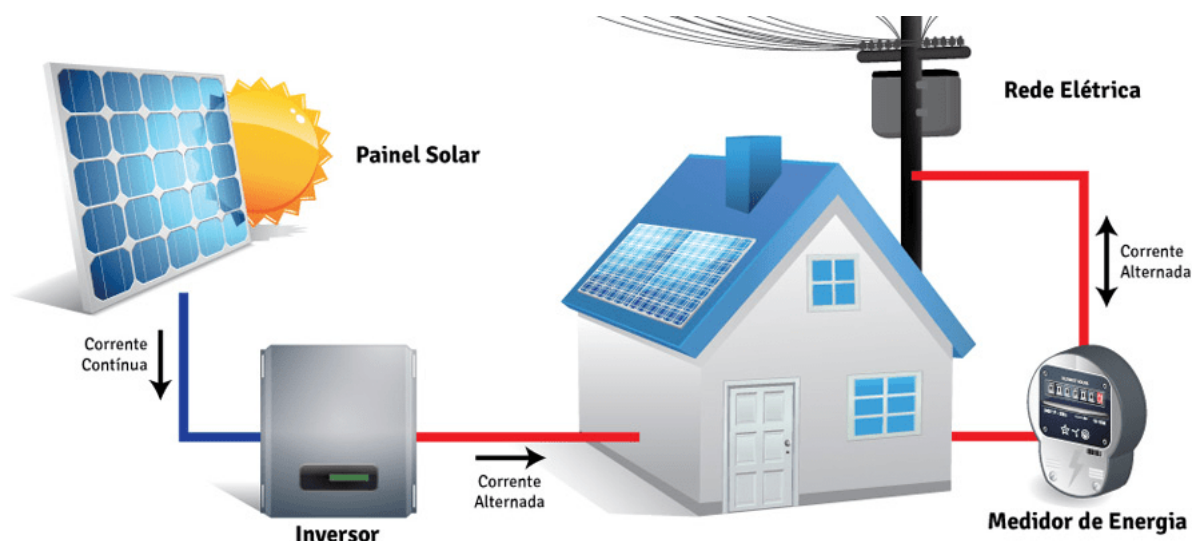


Figura 4 – Esquema de funcionamento Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. (ROMA, 2018)

2.3 Normas aplicadas à Sistemas Fotovoltaicos

Nesta seção serão listadas e contextualizadas as normas aplicadas a sistemas fotovoltaicos citadas no trabalho:

- **ABNT NBR 16274:2014:** requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;
- **ABNT NBR 16149:2013:** Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- **ABNT NBR 16690:2019:** Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto;
- **ABNT NBR 5410:2008:** Instalações elétricas de baixa tensão;
- **ABNT NBR 5419:2015:** Proteção contra descargas atmosféricas.
- **IEC 60364:2005:** Instalações elétricas de baixa tensão, serviu como base para o desenvolvimento da NBR 5410;
- **IEC 60364-7-712:2017:** Traz requisitos para os sistemas de energia solar fotovoltaica, serviu como base para o desenvolvimentos das normas pertinentes a sistemas fotovoltaicos no Brasil;

2.4 Comissionamento

O comissionamento é um conjunto de verificações e ensaios experimentais realizados, de forma ordenada, antes da entrada de operação de um dado equipamento. Quando os resultados do comissionamento atendem as condições mínimas estabelecidas em documentos normativos, garante-se um início de operação de um empreendimento com menores riscos à saúde e segurança de pessoas e ao meio ambiente. É um marco importante na execução de um projeto pois, com a realização do mesmo, o responsável técnico garante o pleno funcionamento do sistema e transfere a responsabilidade de operação ao proprietário ou operador do sistema.(PINHO; GALDINO, 2014). É desejável que as rotinas de comissionamento sejam realizadas por profissionais e equipes qualificadas, com a utilização de instrumentos regularmente calibrados. Ao final o instalador ou profissional contratado devem fornecer um relatório com os procedimentos e medições realizadas.(ABNT, 2014)

A ABNT NBR 16274 apresenta os requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Suas prescrições se aplicam a avaliação de instalações em corrente contínua e corrente alternada, em baixa tensão, de um sistema fotovoltaico.

A ABNT 16274 possui três focos principais:

- requisitos de documentação, em que se detalha as informações mínimas que devem ser apresentadas após a instalação do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede(SFCR);
- verificação e comissionamento, em que se indica as inspeções e ensaios de comissionamento que devem ser realizados antes da energização do sistema;
- avaliação de desempenho, com o objetivo de analisar o comportamento dos principais componentes do sistema para estimar parâmetros anuais de desempenho e a geração de Energia. Esse quesito é aplicado na Operação e Manutenção na Usina.

No que tange as atividades de verificação e comissionamento, descreve-se, na sequência, os conjuntos de atividades que devem ser realizadas para a energização de um sistema fotovoltaico.

2.4.1 Inspeção

A inspeção é uma etapa de verificação que deve ocorrer antes da energização e ensaios de comissionamento. Seu objetivo é garantir que o sistema esteja montado conforme as normas internacionais IEC 60364, referente à instalações elétricas de baixa tensão, e IEC 60364-7-712, requisitos para instalações de sistemas de energia solar fotovoltaica.(ABNT, 2014)

Essa etapa é dividida em:

1. Inspeção do Sistema CC;
2. Proteção contra sobretensão/choque elétrico;
3. Inspeção do Sistema CA;
4. Etiquetagem e identificação;
5. Instalação Mecânica

Na inspeção do sistema CC, deve-se, inicialmente, verificar se os componentes são próprios para aplicação em corrente contínua e a sua respectiva corrente/tensão máxima de operação. Tais informações são cheçadas no projeto executivo do sistema. Além do mais, deve-se garantir a existência de proteção por isolamento classe II e avaliar se os elementos foram posicionados de forma correta. É necessário inspecionar a passagem dos cabos, a utilização de conexões/conectores de forma a identificar se as condições de instalação minimizam o risco de faltas à terra e a curto circuitos. Os cabos utilizados devem ter resistência à influência externa, como vento, formação de gelo, a temperatura e a radiação. Por fim, a instalação deve conter chave seccionadora no lado CC.

As atividades destinadas a averiguar as condições de proteção contra sobretensão e choque elétrico objetivam a análise dos condutores de aterramento e equipotencialização próximos aos cabos dos arranjos FV. Avalia se tais condutores possuem a seção indicada no projeto e se os módulos fotovoltaicos e estruturas de sustentação estão devidamente aterrados, conforme as orientações do fabricante e projetista. A área dos laços na fiação devem ser tão pequenas quanto possível, com o intuito de minimizar tensões induzidas.

As rotinas para inspeção do sistema CA, os seguintes pontos são avaliados: posicionamento e acessibilidade do dispositivo de seccionamento do lado CA; se os dispositivos de isolamento e seccionamento foram instalados de forma que o sistema FV esteja conectado no lado da carga e a rede elétrica do lado da fonte; identificação dos parâmetros operacionais do inversor e se os mesmos estão de acordo com a regulamentações locais e/ou norma ABNT NBR 16149, referente às características de interface de conexão de sistemas FV com a rede elétrica de distribuição.

Os trabalhos destinados à etiquetagem visam a identificação de todos os circuitos e componentes, com posicionamento de placas de aviso de em caixas de junção CC, ponto de conexão CA etc, e indicação de elementos que permanecem energizados após o seccionamento do inversor. O diagrama unifilar deve estar disponível no local de instalação do sistema, com indicação de procedimentos de desligamento de emergência. Deve-se garantir que as etiquetas e placas sejam duráveis às intempéries e possuam fixação resistente à ação de chuvas, ventos e outras condições naturais.

Na instalação mecânica, verifica-se a existência de ventilação adequada nos arranjos fotovoltaicos, de forma a evitar o risco de superaquecimento e incêndio. Deve-se verificar a fixação de módulos fotovoltaicos e eletrodutos.

2.4.2 Ensaios de Comissionamento

Nesta seção, serão apresentados os testes operacionais a serem realizados no sistema fotovoltaico, com base na norma NBR 16274. Os procedimentos devem ser conduzidos por profissional qualificado, logo após a instalação dos materiais e antes de iniciar a operação do sistema.(ALMEIDA, 2012). Destaca-se os seguintes aspectos:

1. Os equipamentos de medição a serem utilizados devem estar de acordo com os requisitos da norma e fornecer um grau de desempenho e segurança válidos.(ABNT, 2014) ;
2. Os ensaios devem ser realizados na sequência apresentada na norma. No caso de um ensaio indicar falha ou não conformidade com os requisitos, os ensaios anteriores devem ser repetidos. (ABNT, 2014);
3. A norma estabelece duas categorias de ensaio: a Categoria 1 contempla ensaios e procedimentos que devem ser realizados em todas as instalações, independente da potência instalada e complexidade; a Categoria 2 é destinada a sistemas de maior potência e com maior grau de complexidade de instalações. Destaca-se que os ensaios de categoria 1 devem ter sido realizados e aprovados antes de se iniciar o 2 e, em alguns casos, ensaios adicionais podem ser realizados a pedido do cliente.(ABNT, 2014);

A figura 5 apresenta os ensaios a serem realizados em cada categoria com base na norma ABNT NBR 16274. Os procedimentos devem seguir a sequência de realização, Categoria 1, Categoria 2 e ensaios adicionais.

2.4.2.1 Ensaios dos Circuitos CA

Para verificação das instalações em CA, utiliza-se, como base, o capítulo 7 da norma ABNT NBR 5410:2008.

De acordo com esta norma, a inspeção visual é realizada no local da instalação elétrica e objetiva analisar a montagem dos componentes elétricos fixos e das medidas de proteção adotadas no projeto. Durante a inspeção visual, deve-se observar os seguintes itens:

- Conformidade: Verificação da compatibilidade dos equipamentos elétricos com as indicações na documentação da instalação elétrica, que contém as normas específicas

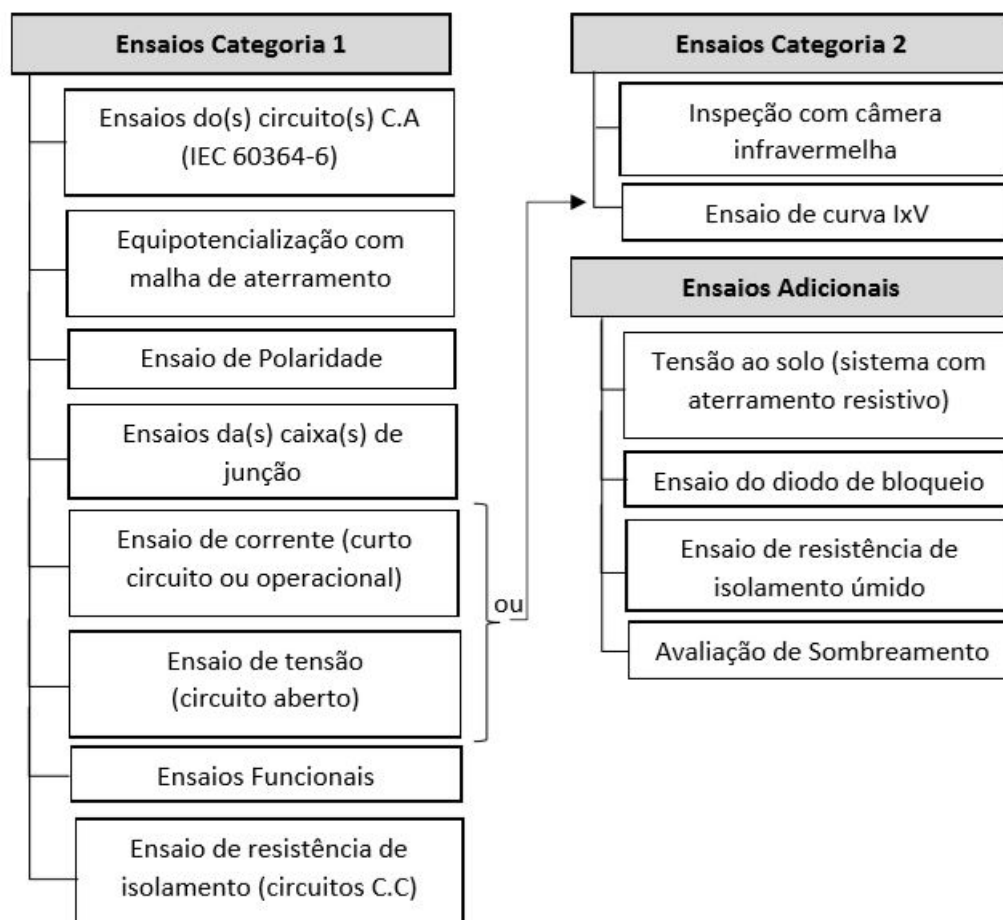


Figura 5 – Ensaio Categoria 1, 2 e adicionais segundo NBR 16274. (GUIMARAES et al., 2018)

para construção. Dessa maneira, os equipamentos devem conter símbolos do órgão certificador, etiquetas ou declarações de conformidade do fornecedor. Além do mais.

- **Integridade física:** Análise das condições físicas dos equipamentos elétricos utilizados na instalação elétrica, de tal maneira que eles não devem estar danificados, faltando peças ou mal instalados.
- **Acessibilidade:** Deve-se avaliar se as condições de montagem e localização dos equipamentos elétricos não restringem o acesso dos usuários durante operações ou manutenções.
- **Medidas de proteção:** Deve-se verificar se as medidas de proteção contra choques elétricos e contra efeitos térmicos indicadas no projeto estão instaladas adequadamente
- **Linhas elétricas:** Análise da instalação das linhas elétricas e condutores indicados na documentação da instalação elétrica. Além do mais, deve-se verificar a separação dos circuitos;

Após a realização da inspeção, a instalação elétrica deve ser submetida a um conjunto de ensaios prescritos pela NBR 5410. Tais ensaios visam complementar a avaliação de conformidade e, conseqüentemente, determinar o atendimento aos critérios de saúde e segurança dos usuários e a proteção do meio ambiente. Existem, basicamente, seis ensaios que devem ser realizados com as instalações elétricas, conforme descrito a seguir:

- Continuidade dos condutores de proteção e das equipotencializações principal e suplementares: Este ensaio visa determinar a continuidade dos condutores utilizados na proteção dos circuitos da instalação elétrica e deve ser realizado com a instalação desenergizada;
- Resistência de isolamento da instalação elétrica: Este ensaio objetiva a determinação da resistência de isolamento existente entre os condutores que compõe a instalação elétrica;
- Resistência de isolamento das partes da instalação objeto de SELV, PELV ou separação, os quais são sistemas de baixa tensão até 120V em corrente contínua e 50V alternada: Neste ensaio, a resistência de isolamento deve ser medida com os equipamentos conectados à esse tipo de instalação elétrica.
- Seccionamento automático da alimentação: Este ensaio é destinado a verificar se o dispositivo de proteção de um circuito da instalação elétrica, no que tange ao tempo de atuação, proporciona segurança aos usuários quanto à ocorrência de contatos indiretos;
- Ensaio de tensão aplicada: O ensaio de tensão aplicada é realizado para verificar a ocorrência de arcos ou disrupções na instalação elétrica. Neste contexto, submete-se um determinado conjunto de dispositivos da instalação a uma tensão constante e fixada pela norma pertinente ao conjunto, durante 1 minuto. A não ocorrência de arcos ou disrupções durante o período do ensaio demonstra a conformidade da instalação neste ensaio;
- Ensaios de funcionamento: Este ensaio é caracterizado pela verificação do funcionamento de cada dispositivo elétrico que é utilizado na instalação elétrica, a fim de identificar se eles foram corretamente instalados e ajustados.

2.4.2.2 Ensaios Categoria 1

Com base na figura 5, os ensaios enquadrados na Categoria 1 são:

1. O ensaio de equipotencialização garantirá a proteção contra choques nas partes condutoras. Todos os elementos condutores da instalação, com exceção dos condutores

vivos não aterrados, devem ser igualados ao mesmo potencial elétrico. As massas metálicas e componentes serão conectados ao sistema de aterramento. Dentre as massas metálicas estão incluídas no sistema de equipotencialização a estrutura, as molduras dos módulos FV e a carcaça do inversor. O sistema de equipotencialização tem como base um barramento principal e condutores de proteção ligados às partes metálicas ou outros componentes, os quais serão aterrados. O barramento principal é conectado à malha de aterramento. Nos casos das partes serem distantes do principal devem ser interconectados ou dividirem a mesma malha conforme a Figura 6 (ALMEIDA, 2012). Deve ser realizada o ensaio de continuidade em todos os condutores do sistema de equipotencialização utilizando equipamento de medição adequado. A continuidade da ligação ao terminal de terra principal também deve ser verificada. (ABNT, 2014)

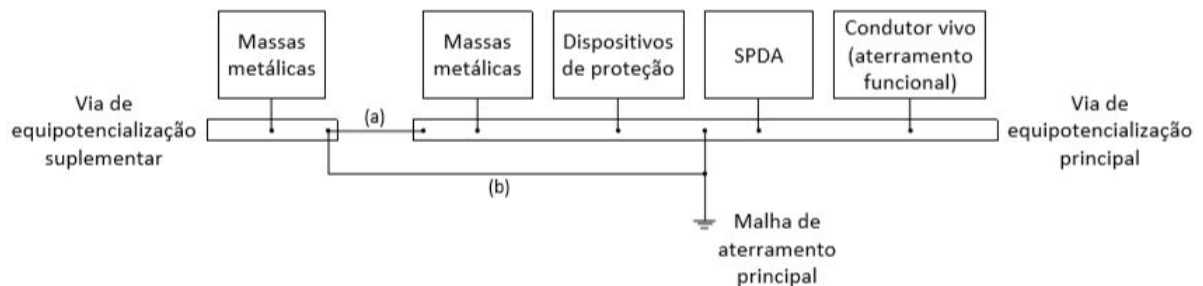


Figura 6 – Exemplo de sistema de aterramento e equipotencialização de um sistema fotovoltaico. A equipotencialização suplementar pode ser (a) conectada à principal ou (b) ligada à malha de aterramento principal. (ALMEIDA, 2012)

2. O ensaio de Polaridade consiste na verificação da polaridade dos cabos CC com instrumento de medição adequado. A cor dos cabos e etiquetas de identificação devem estar conforme a polaridade correta. Para evitar danos no equipamento é recomendado que este seja o primeiro ensaio a ser realizado antes de fechar chaves e energizar o sistema. Caso tenha sido encontrada uma inversão de polaridade depois da realização dos demais testes é importante verificar os diodos de *by-pass* dos módulos, pois podem ocorrer danos.(ABNT, 2014)
3. A caixa de junção serve para acomodar as conexões dos circuitos CC por meio dos dispositivos de proteção, tais como chaves seccionadoras, Proteção Contra Surtos (DPS) e fusíveis. Também conhecida como *String Box*. O objetivo do ensaio na caixa de junção é garantir que as séries fotovoltaicas estão conectadas corretamente e se seguem a polaridade esperada.
4. O ensaio de curto circuito tem como objetivo verificar se a corrente dos arranjos fotovoltaicos estão conforme o projeto. Pode ser medida utilizando um alicate-

amperímetro em série com o circuito ou instrumento que possua a função de medição. É necessário que no dia do ensaio se tenha boas condições de irradiância. Os valores medidos devem ser comparados com os valores esperados. Em projetos com múltiplas séries fotovoltaicas idênticas e com condições estáveis de irradiância devem possuir diferença de até 5% entre elas.(ABNT, 2014)

5. O ensaio de tensão de circuito aberto consiste na medição da tensão das séries de módulos fotovoltaicos, a fim de verificar se estes equipamentos estão conectados corretamente e se a quantidade na série está conforme o projeto. Cada módulo, individualmente, possui uma tensão de circuito aberto, a qual está indicada no catálogo do fabricante. Ao conectar vários módulos em série, espera-se o valor medido seja a tensão de um módulo multiplicado pela quantidade da série. Caso o valor medido seja menor do que o projetado, constata-se quantidade inferior de módulos ou alguma outra avaria na interconexão. É importante que a medição seja realizada em condições estáveis de irradiância. O valor medido não deve ultrapassar a variação de 5%.
6. No que tange os ensaios funcionais, a norma prevê a realização de dois conjuntos: o primeiro foca nos dispositivos de seccionamento e outros aparelhos de controle para garantir que estão em pleno funcionamento e foram montados da forma correta; a segundo avalia os inversores, conforme procedimentos de ensaio descrito pelo fabricante.
7. O último ensaio a ser realizado na Categoria 1 é o de resistência de isolamento dos cabos em CC. É um ensaio importante, pois garantirá o isolamento adequado entre o ambiente externos e seus subsistemas. Nele, também é possível verificar a integridade dos condutores, detectando a degradação e falhas de isolamento. A norma indica dois métodos de ensaio: no primeiro é aplicada uma tensão de teste constante entre os condutores vivos e o aterramento, com medição do fluxo de corrente. Quanto maior o valor de resistência medido melhor será o isolamento, sendo que tal medição deve possuir valores superiores ao indicado na norma, conforme Tabela 1. O segundo método é a medição entre o terra e o curto circuito entre os condutores positivo e negativo. A norma em estudo estabelece os valores mínimos aceitos de resistência de isolamento e a tensão que deve ser aplicada no ensaio conforme Tabela 1 para que possa ser garantida a segurança do sistema.

Antes de se iniciar o ensaio é recomendado que sejam seguidas as medidas básicas de segurança como a limitação de pessoas à área de trabalho, não tocar nas superfícies metálicas, dentre outras. Os circuitos CC estão energizados durante o dia, diferente dos circuitos CA, o qual é possível ser isolado, ou seja, apresenta risco de choque elétrico.(ABNT, 2014)

Tensão do Sistema	Tensão de Ensaio (V)	Resist. mínima de isolamento
<120 V	250 V	0,5M Ω
150 V - 500 V	500 V	1M Ω
>500 V	1000 V	1M Ω

Tabela 1 – Valores Mínimos de resistência de isolamento - NBR 5410.

2.4.2.3 Ensaio Categoria 2

Com base na figura 5, os ensaios de Categoria 2 englobam os ensaios de Curva I-V das séries FV e a inspeção com câmera infravermelha. Ao longo desta seção serão apresentados as características e procedimentos destes ensaios.

Um método de identificação de falhas em arranjos fotovoltaicos é através da análise da curva corrente-tensão(I-V). As informações obtidas a partir desta curva permitem a caracterização do estado de degradação do módulo, tendo em vista que ela viabiliza a obtenção dos principais parâmetros elétricos do módulo, a saber: (TRETER; MICHELS, 2018)

- Tensão de circuito aberto(V_{oc});
- Corrente de curto circuito(I_{sc});
- Ponto de máxima potência(P_{mp});
- Tensão de máxima potência(V_{mp});
- Corrente de máxima potência(I_{mp}).

Com o conhecimento desses parâmetros, é possível detectar anomalias de desempenho como:

- Células/módulos danificados;
- Diodos de *by-pass* curto circuitados;
- Sombreamento localizado;
- Descasamento de parâmetros (*mismatch*) entre módulos;
- Presença de resistência paralela excessiva nas células;

De acordo com a NBR 16274, para serem iniciadas as medições é necessário que possua uma condição de irradiância de pelo menos 700 W/m² e realizado em um momento do dia em que o sol está iluminando diretamente o arranjo fotovoltaico.

O equipamento deverá ser específico para medição de curva I-V e devidamente calibrado. Alguns inversores e sistemas de grande porte possuem um sistema de monitoramento que é possível gerar as curvas. Quando este ensaio é realizado não é necessário realizar separadamente ensaios de Voc e Isc da Categoria 1, pois a curva gerada fornece tais parâmetros. (ABNT, 2014)

Após a conclusão do ensaio os parâmetros devem ser corrigidos para as condições padrão de ensaio (STC- *Standart test conditions*) e comparados com os valores nominais do arranjo fotovoltaico. O valor medido deve estar dentro dos parâmetros indicados.

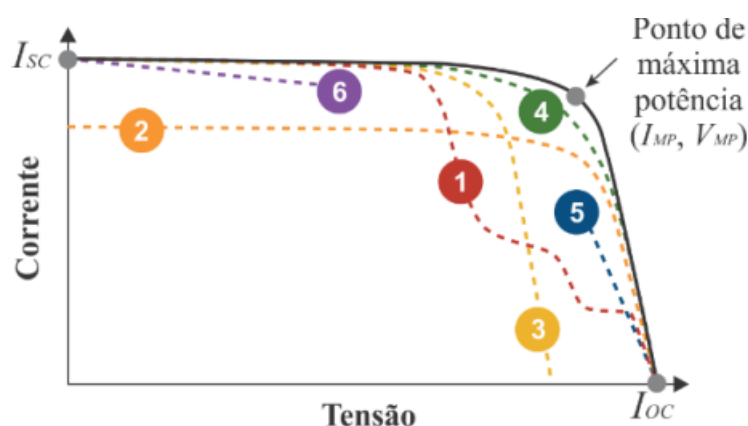


Figura 7 – Exemplos de desvios de curvas I-V (GUIMARAES et al., 2018)

A figura 7 apresenta os desvios que podem ocorrer enumerados de 1 a 6 e identificados na sequência:

1. Desvio 1: representa um descasamento de corrente ocasionado pelos diodos *by-pass* que passaram a conduzir corrente, devido ao sombreamento no módulo, por exemplo. Deve ser realizada a limpeza ou aguardar o término do sombreamento para dar prosseguimento ao ensaio. (GUIMARAES et al., 2018)
2. O desvio 2 pode significar alocação incorreta do sensor de irradiância do equipamento de medição ou sujeidade nos módulo, pois a forma da curva está correta, porém a corrente é reduzida por falta de irradiação. Ao longo do tempo a degradação dos módulos pode causar essa redução da corrente, deve ser monitorado para garantir a melhor eficiência do sistema. (GUIMARAES et al., 2018)
3. O desvio 3 pode ter as seguintes causas, diodo *by-pass* curto circuitado ou invertido; células curto-circuitadas ou medição incorreta. (GUIMARAES et al., 2018)
4. O desvio 4 representa a degradação natural dos módulos fotovoltaicos. Deve ocorrer o monitoramento ao longo. (GUIMARAES et al., 2018)

5. A variação 5 pode representar um aumento da resistência em série com os módulos, em virtude de cabos subdimensionados; o cabeamento utilizado para a medição ou conexões com alta resistência de contato. (GUIMARAES et al., 2018)
6. Por fim, o desvio 6 indica variações de irradiância durante a medição. O ensaio deve ser repetido para anular essa possibilidade. Essa característica de curva pode causada por uma fina camada de poeira ou do aumento da corrente de fuga nas junções semicondutoras ou nas bordas das células.(GUIMARAES et al., 2018)

O outro ensaio de Categoria 2 é realizado com câmera infravermelha, popularmente conhecido como Termografia. Este ensaio tem como finalidade detectar variações de temperatura anormais nos módulos em operação. Essas anormalidades podem indicar células reversamente polarizadas, falhas do diodo de *by-pass*, falha de conexões com solda e conexões falhas. Além de um procedimento de comissionamento, este ensaio pode ser usado periodicamente para o monitoramento da qualidade do SFV.(ABNT, 2014)

No mercado existem vários fabricantes e modelos de câmeras disponíveis, sendo que a principal diferença entre elas consiste na resolução gráfica e sensibilidade térmica. Para inspeções pontuais e de quadros elétricos pode ser usado o equipamento convencional, para uso de forma manual. Contudo, em sistema de larga escala, é indicado a termografia aérea com a utilização de *Drone* equipado com a câmera convencional e a termográfica. As figuras 8 e 9 exemplificam equipamentos e resultados desta categoria de ensaio.



Figura 8 – Câmera termográfica - FLIR modelo E6

A norma recomenda que, para se iniciar o ensaio, o nível de irradiância deve ser superior a 600 W/m^2 e as condições do céu devem estar estáveis para assegurar que possuirá corrente suficiente para detectar as diferenças de temperaturas. Dependendo do acesso aos módulos fotovoltaicos, o ensaio pode ser realizado por baixo, tal como mostrado na figura 9. Quando realizado pela parte de cima o operador deve estar atento para não lançar sombras sobre o módulo.

As recomendações para análise dos resultados indicam que não se deve levar em consideração uma temperatura padrão na superfície dos módulos, pois é uma grandeza



Figura 9 – Imagem da inspeção da parte de trás do módulo: FLIR modelo E6



Figura 10 – Drone DJI Mavic II Pro

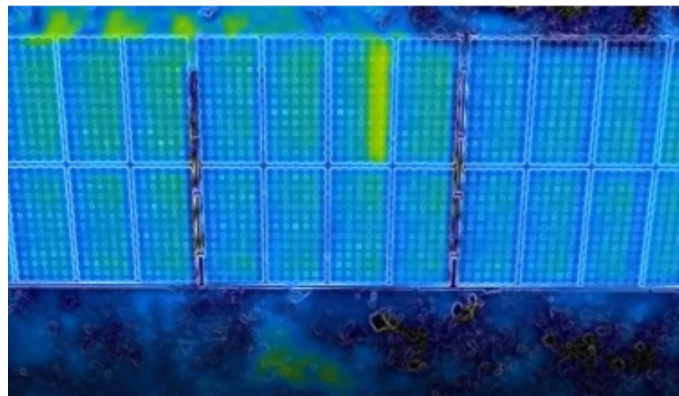


Figura 11 – Inspeção Termográfica Aérea: Drone DJI Mavic II Pro

que varia com a velocidade do vento, da irradiância e da temperatura ambiente, com grande oscilação ao longo do dia. É importante que sejam avaliadas grandes variações térmicas, cada anomalia deve ser investigada. Para auxiliar na análise, a plotagem da curva IV do módulo pode ser um aliado na identificação, pois ambos ensaios podem se complementar. A figura 12 indica possíveis anomalias que podem ser encontradas a partir da análise termográfica.

2.4.2.4 Ensaios Adicionais

Esta categoria é formada por ensaios a serem realizados a pedido do cliente em específico ou para investigação de uma falha não identificada nos ensaios da Categoria 1

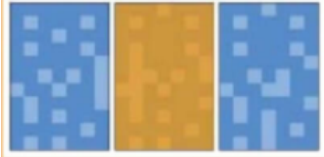
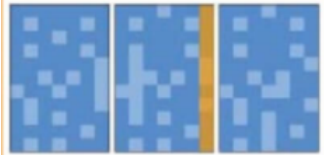

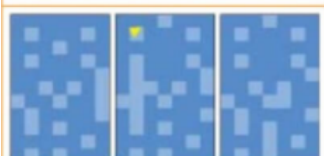
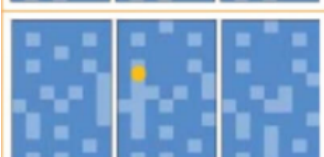

Tipo de anomalia térmica	Descrição	Possíveis defeitos
	O painel está sobreaquecido em relação aos vizinhos	O painel não está funcionando
	Fileira de células sobreaquecidas	Curto-circuito na string de células
	Padrão aleatório de células sobreaquecidas	O painel não está funcionando
	Sobreaquecimento parcial de uma célula	A célula está rompida
	Aquecimento em uma região específica com mais de uma célula	Células fissuradas ou outros defeitos
	Sobreaquecimento de uma célula específica	Defeito não determinado

Figura 12 – Algumas anomalias que podem ser identificadas na inspeção termográfica (CANAL SOLAR, 2020)

e 2. São eles ensaio de tensão ao solo, ensaio do diodo de bloqueio, ensaio de resistência de isolamento úmido e avaliação de sombreamento.(ABNT, 2014)

3 Metodologia

O estudo de técnicas de comissionamento aplicadas a sistemas fotovoltaicos se baseia na realização e avaliação de resultados de testes experimentais realizados em um sistema real. Esta seção descreve aspectos da metodologia empregada para atingir os objetivos supracitados.

3.1 Estudo de Caso : Usina Solar Fotovoltaica de 6.030,00 kWp

3.1.1 Descrição

A USF possui capacidade instalada de 6.030,0 kWp e está conectada à rede elétrica de 13,8 kV de uma distribuidora de energia elétrica. O sistema de geração é composto por 18.000 módulos fotovoltaicos, com potência nominal de 335 Wp, do fabricante Canadian modelo CS3U-335 e 50 inversores de fabricação HUAWEI de 100 kW modelo SUN2000-100KTL. A figura 13 apresenta o *layout* da usina. Por motivos de confidencialidade contratual, não foi autorizada a exposição do nome da USF, localidade, fotos e outras informações que facilitem a identificação da mesma. Os dados foram fornecidos pelo instalador da usina.

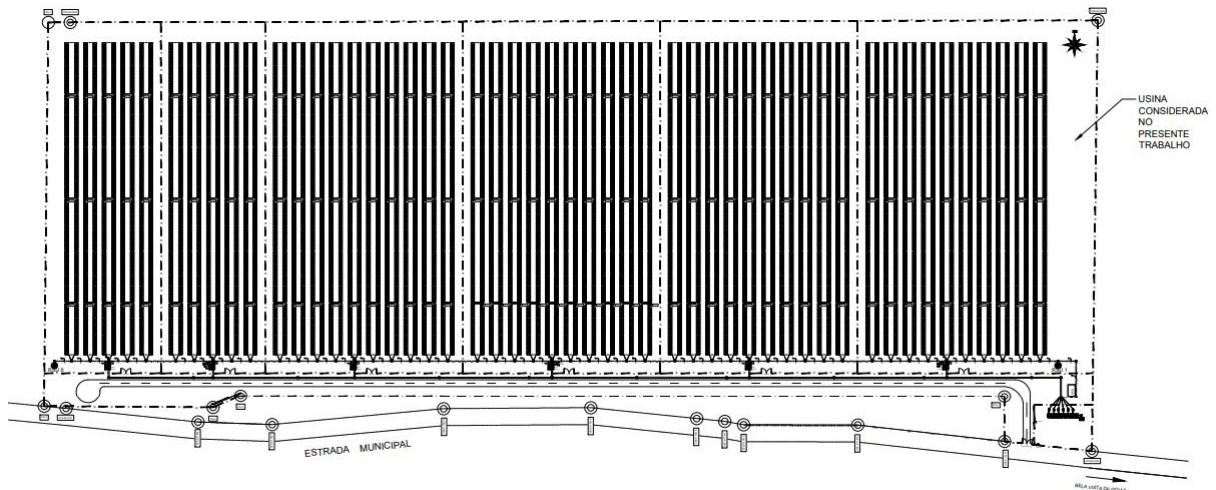


Figura 13 – USF em estudo - 6.030,0 kWp

Conforme figura 13, identifica-se a existência de 6 subsistemas separados por cercas, dentre elas 4 transformadores de 1.000 kVA e 2 de 500 kVA, totalizando em 5.000 kVA. Cada transformador corresponde a uma medição. O projeto possui uma particularidade na medição da concessionária, pois possui uma cabine com 6 medidores, sendo

tratada como clientes diferentes no mesmo terreno. Por mais que estejam próximas, para a concessionária a geração é considerada separadamente.

Os módulos fotovoltaicos estão dispostos em seguidores solares ou *trackers* fixados no solo. É uma tecnologia que permite aumentar a geração do sistema devido ao sistema de seguimento do sol ao longo do dia. Em cada Inversor estão conectados 360 módulos divididos em 12 arranjos.

Os inversores possuem tensão de saída de 800V e foram conectados em um SKID, o qual é composto por um QGBT e o transformador elevador de tensão. Após o QGBT os cabos vão para um transformador a óleo elevador de tensão de 800 V para 13.800 V. Posteriormente, passa pelo relé de proteção individual da medição 1 a 6 e medição da concessionária. Antes de ser conectado na rede passa pelo relé de proteção Geral da cabine de medição compartilhada.

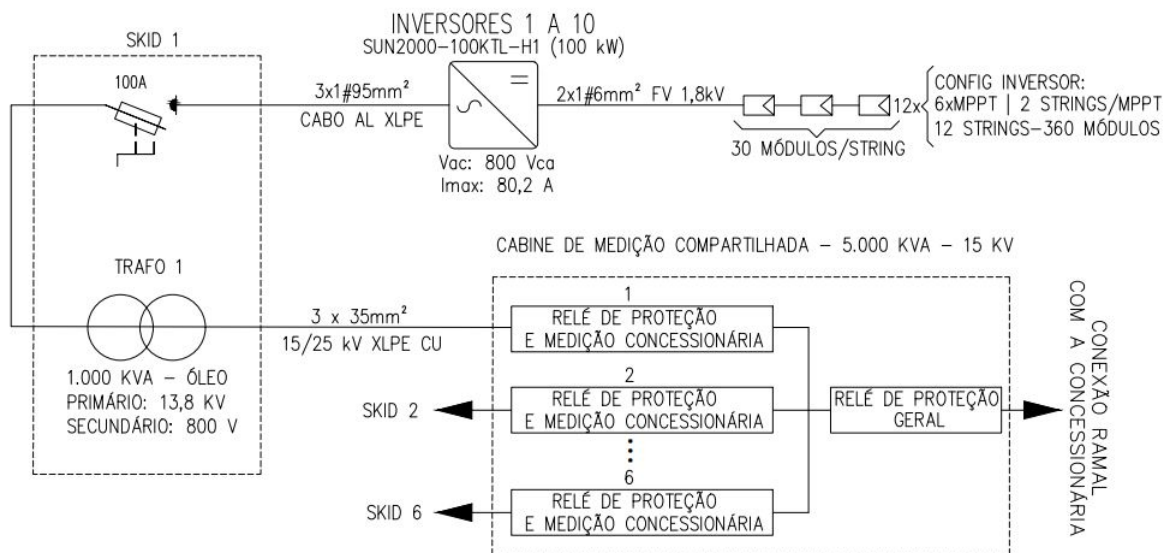


Figura 14 – Diagrama Unifilar Simplificado da USF

Para fins de estudo, serão analisados os dados de comissionamento de forma amostal para fins didáticos. Todavia, destaca-se que os mesmos procedimentos de comissionamento foram realizados para todo o complexo. Os resultados contemplam a apresentação dos ensaios de verificações pertinentes à ABNT NBR 16.274.

3.2 Plano de Comissionamento

Nesta seção, serão apresentados os principais ensaios e procedimentos de comissionamento fornecidos conforme ABNT NBR 16274 que foram aplicados na USF em estudo. A instaladora possui uma série de procedimentos e *check lists* que são apresentados para a contratante para garantir o pleno funcionamento e qualidade.

Os ensaios ocorreram na seguinte ordem cronológica:

1. Comissionamento a Frio
2. Comissionamento a quente
3. Termografia dos Módulos
4. Curva IxV

3.2.1 Comissionamento a frio

Uma vez concluída a instalação do inversor, deve-se efetuar um conjunto de verificações e ensaios, com o objetivo de certificar e assegurar que o inversor reúne as condições necessárias para que possa ser colocado em serviço, garantindo a segurança de pessoas e equipamentos. Para uma boa execução das verificações estas devem ser efetuadas acompanhadas por toda a documentação técnica tal como manual de instalação; especificações técnicas dos equipamentos e esquemas elétricos de projeto,

De forma geral, verifica-se o estado externo do inversor (danos), proteção contra contatos diretos e estado interno do inversor e equipamento.

Nas ligações CA são verificadas:

- Características dos cabos e terminais - assegurar que os cabos e terminais utilizados na ligação do inversor à rede CA, estão de acordo com as características técnicas definidas em projeto/manual de instalação;
- Passagem e disposição de cabos - assegurar que os cabos estão corretamente dispostos no interior do inversor, deve ser verificada a correta amarração, ausência de esforços mecânicos no cabo ou nos equipamentos adjacentes;
- Apertos mecânicos - confirmar que os apertos mecânicos estão com o torque de aperto definido no manual de montagem;
- Etiquetagem dos cabos - confirmar que a etiquetagem aplicada está de acordo com o definido no manual de montagem;
- Sequência de fases - confirmar o correto sentido da sequência de fases à entrada do inversor.
- Valores de tensão entre fases - medir e confirmar que os valores de tensão à entrada do inversor se encontram no intervalo permitido pelo inversor, definido no manual de instalação.

Nas ligações CC, são realizadas as mesmas verificações de características dos cabos e terminais; passagem e disposição de cabos; apertos mecânicos e etiquetagem para sistema CA, com a adição dos itens abaixo:

- Alocação das entradas CC - assegurar que as entradas se encontram corretamente alocadas, verificando a identificação da entrada e que a localização deste está de acordo com o *layout* definido por projeto.
- Polaridade das entradas CC - assegurar que as entradas DC se encontram conetadas ao inversor com a polaridade adequada.
- Tensão Voc de entrada CC - assegurar que os valores de tensão em circuito aberto estão de acordo com o esperado, os valores obtidos deverão ser idênticos para todas as entradas, que perante condições de radiação estáveis deverão tipicamente variar aproximadamente 5%.
- Tensão Voc de entrada CC com referência à terra - assegurar que não existe defeito à terra no circuito de entrada CC. Deve ser feita a medição da tensão para ambas as polaridades e verificada a tendência.

No comissionamento a frio também estão inseridos as seguintes verificações:

- Equipotencialização com malha de aterramento.;
- Aterramento equipotencial entre estruturas metálicas;
- Resistência de Isolamento dos cabos CC e CA.

3.2.2 Comissionamento a quente

Este procedimento é realizado quando a usina entra em operação. Tem como objetivo identificar possíveis problemas decorrentes da instalação, garantindo que está funcionando nas condições operacionais esperadas, a boa qualidade dos equipamentos, a sua boa instalação e a segurança de pessoas.

O documento possui diretrizes de verificação e ensaios elétricos a serem realizados. Dentre os ensaios, são eles:

- Tensão da rede CA: medir a tensão em carga entre da rede CA;
- Corrente de saída CA: medir a corrente de todas as fases CA, em caso de saídas com cabos em paralelo deve ser feita a medição em cada cabo;
- Tensão entrada CC: medir a tensão em carga do paralelo das entradas CC;

- Corrente entradas CC: medir a corrente de todas as entradas CC, em caso de entradas com cabos em paralelo deve ser feita a medição em cada cabo.

É recomendado no documento, que para obter bons resultados e fazer uma análise correta dos mesmos, que os ensaios elétricos acima sejam realizados com a radiação constante e aconselha-se que esta esteja acima de 800 W/ m^2 no momento das medições.

Outro ensaio solicitado no documento é a termografia da entrada CC e saída CA dos inversores, a fim de identificar pontos de temperatura anormal proveniente de crimpagens mal realizadas, defeitos nos conectores ou falta de aperto nos bornes.

A eficácia da detecção térmica de um componente defeituoso é proporcional à carga ao qual este se encontra sujeito, ou seja, a anomalia é mais fácil de detetar quando o componente se encontra em plena carga. Assim, de forma a garantir a fácil detecção das anomalias, aconselha-se que a termografia seja efetuada no mínimo a 70% da carga máxima.

Ainda, traz um *check list* de conformidade do sistema de monitoramento como, sincronização horária do inversor, avisos e erros ativos que devem ser observados.

3.2.3 Curva IxV

Para a realização deste procedimento foram utilizados os parâmetros fornecidos pelo aplicativo do inversor e os dados meteorológicos foram extraídos da estação da USF, como irradiação, temperatura e umidade instantânea.

Posteriormente, os dados são compilados, os gráficos são plotados e comparados com o fornecido pelo fabricante do módulo fotovoltaico. Caso tenha alguma alteração pode ser aplicado outro ensaio para complementar a verificação.

3.2.4 Termografia dos módulos

Para a termografia aérea foi utilizado o *drone* Mavic 2 Enterprise Dual e realizado um voo de identificação. Para a verificação unitária dos módulos foi utilizada a câmera manual Flir E8.

3.3 Levantamento de Requisitos da proposta de Aplicativo

No levantamento dos requisitos necessários para o sistema de software, foram considerados os seguintes aspectos para direcionamento:

- A norma NBR ABNT 16274;

- Relatórios de comissionamento fornecidos no estudo de caso apresentado no trabalho;
- Entrevistas com profissionais da área para avaliação do que é realizado e o que pode melhorar.

Foram levantadas perguntas como:

- Qual a importância do comissionamento?
- O que a norma propõe é realmente efetivo?
- Existem procedimentos/ensaios realizados que não estão previstos na norma vigente?
- A norma é clara quanto ao passo a passo na análise dos valores medidos?
- O que demanda mais tempo na elaboração do relatório de comissionamento?
- Como funciona o comissionamento desde o início até a entrega final do relatório?

4 Resultados e Discussão

Neste capítulo, serão apresentados os resultados e discussões dos procedimentos de comissionamento realizados na USF. Para fins didáticos, os resultados dos ensaios e verificações serão apresentados de forma amostral.

Ainda, serão apresentados os requisitos para o desenvolvimento do aplicativo proposto para otimização do comissionamento.

4.1 Comissionamento a Frio

Cada arranjo possui 30 módulos, resultando em uma tensão de circuito aberto de aproximadamente 1280 V, considerando 42,7 V por módulo em condições abaixo da operação nominal, conforme folha de dados. Conforme os valores medidos na tabela 2 é possível afirmar que os os números estão dentro do esperado no projeto. Caso uma ligação fosse realizada incorretamente, se perceberia uma diferença de pelo menos 42,7 V no valor medido para mais ou para menos, significaria que a quantidade de módulos do arranjo está errada. Deve-se realizar a contagem dos módulos ligados em série.

O ensaio de Tensão com referência à terra não é previsto na norma e pode ser efetiva na identificação de rompimento de cabos CC ou energização de partes metálicas. A medição deve ser realizada entre um terminal do cabo e a eletrocalha ou parte metálica, a qual deve ser aterrada.

A Tabela 2 mostra os resultados. O valor medido em cada terminal é uma tendência, ou seja, deve mostrar um número que pode ser descendo ou subindo até que chegue a zero. Significa que a tensão acumulada no cabo está sendo descarregada corretamente na terra.

O ensaio de tendência não está previsto em norma e segue o procedimento descrito na figura 15.

Caso o valor medido fosse zero, significaria que está descarregado devido ao rompimento do cabo. Ainda, existe outra falha que pode ser identificada neste teste, na passagem dos cabos pode acontecer da isolação ser danificada por partes metálicas e entrar em contato com as mesmas. Se a tensão medida possuir um valor alto, próximo tensão total do arranjo medido, significa que a eletrocalha está energizada resultado de um cabo com isolação rompida e em contato com a parte metálica.

A Tabela 3 apresenta os principais aspectos que devem ser verificados no inversor.

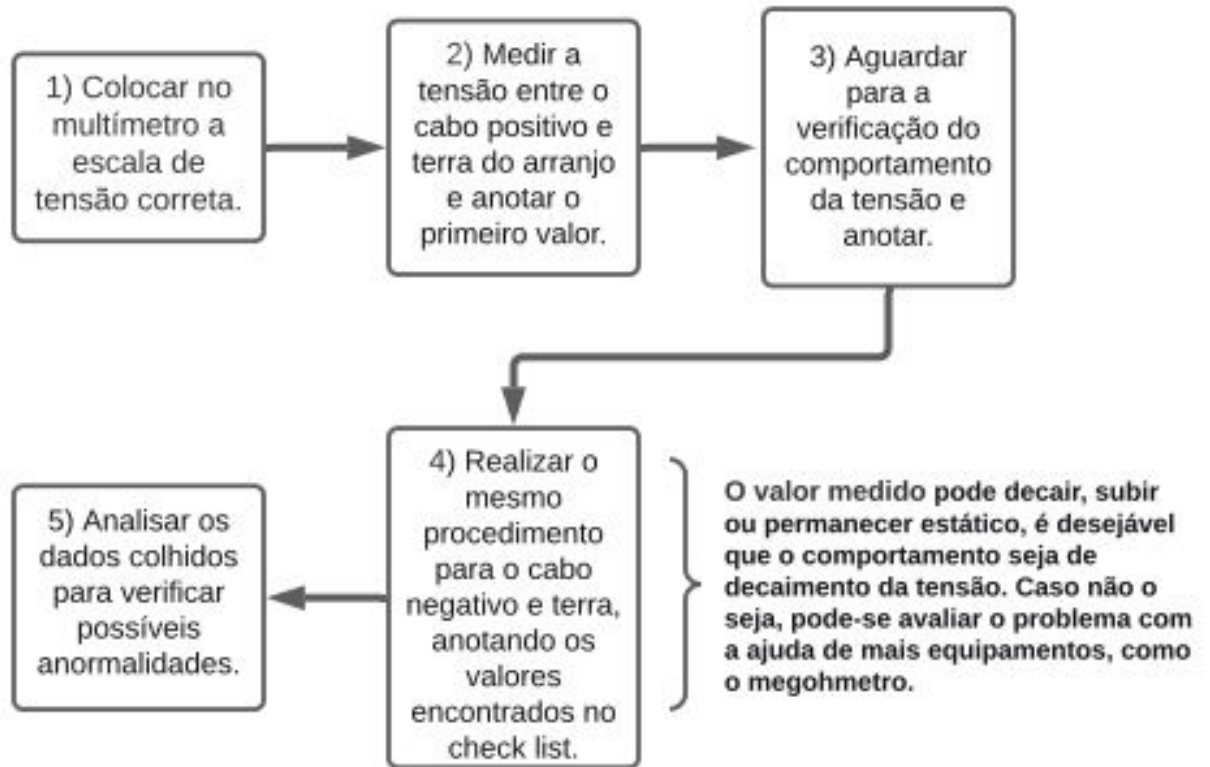


Figura 15 – Procedimento ensaio Tendência à terra.

Tabela 2 – Ensaio comissionamento a frio no Inversor 1.1.

Arranjo	Polaridade	Voc (V)	V+/GRD (V)	Tend.(Sub. /Desc. /=)	V-/GRD (V)	Tend.(Sub./Desc. / =)
1	Ok	1270	174	Descendo	116	Subindo
2	Ok	1267	124	Descendo	102	Subindo
3	Ok	1269	192	Descendo	129	Subindo
4	Ok	1271	189	Descendo	151	Subindo
5	Ok	1281	183	Descendo	161	Subindo
6	Ok	1281	216	Descendo	146	Subindo
7	Ok	1282	239	Descendo	163	Subindo
8	Ok	1279	177	Descendo	118	Subindo
9	Ok	1277	144	Descendo	112	Subindo
10	Ok	1272	240	Descendo	139	Subindo
11	Ok	1276	270	Descendo	156	Subindo
12	Ok	1271	215	Descendo	142	Subindo

Tabela 3 – Aspectos de verificação no Inversor 1.1

Aspectos a verificar	Status
Geral	
Estado externo do Inversor(danos)	Conforme
Proteção contra contatos diretos	Conforme
Estado interno do inversor e equipamentos	Conforme
Ligação à rede CA	
Características do cabos e terminais	Conforme
Passagem e disposição dos cabos	Conforme
Apertos Mecânicos	Conforme
Etiquetagem dos cabos	Conforme
Sequência de Fases	Conforme
Ligação da Entrada CC	
Características do cabos e terminais	Conforme
Passagem e disposição dos cabos	Conforme
Apertos Mecânicos	Conforme
Etiquetagem dos cabos	Conforme
Alocação das entradas	Conforme
Polaridade das entradas	Conforme
Tensão Voc de entrada	Conforme
Tensão Voc de entrada com referência à terra	Conforme

Na equipotencialização, com a utilização de um multímetro foi realizado o ensaio continuidade entre o inversor e a malha geral de aterramento e estava conforme. É importante que todos os elementos da USF estejam no mesmo potencial, ao longo da execução cordoalhas do aterramento podem ser rompidas por acidente e falhas nas conexões. A tabela 4 mostra os principais aspectos a serem verificados.

Caso o inversor não detecte uma resistência mínima de isolamento não entrará em operação. A NBR ABNT 5419:2017 referente à aterramento, não apresenta um valor mínimo de resistência apenas afirma que deve-se obter a menor ser e a menor possível, pois a versão anterior solicitava um valor de no mínimo 10 ohms, entretanto esse valor não determina a efetividade do sistema, outros fatores devem ser levados em consideração. Foi medido 5,56 Ohms.

A medição de continuidade do aterramento das partes metálicas e estrutura dos módulos também foram verificados para garantir a equipotencialização de todos os elementos. Estavam todos conforme o projetado.

Nos cabos do Circuito CC, os valores de resistência de isolamento dos cabos do inversor 1.1 foram valores acima de 1 TΩ, limite do display do equipamento megômetro usado para o ensaio, com aplicação de 1000V por um minuto conforme a norma NBR ABNT 5410. Caso o valor medido fosse abaixo de 1 MΩ, significaria que o cabo está com

Tabela 4 – Aspectos do Aterramento

Aspectos a verificar	Status
Geral	
Localização correta dos pontos de aterramento	Conforme
Características do Condutor de aterramento	Conforme
Conectores e acessórios próprios para aterramento	Conforme
Apertos mecânicos do aterramento adequado	Conforme
Continuidade	
Continuidade entre malha geral e Inversor 1.1	Conforme
Resistência Mínima	
Resistência mínima entre malha geral e Inversor	Conforme

a isolação danificada e deve ser inspecionado.

No circuito CA foi realizado o ensaio de resistência de isolamento dos cabos de Baixa tensão da saída do inversor. Utilizou-se também um megômetro para realização do ensaio, pela classificação do cabo foi aplicada uma tensão CC de 1000 V por um minuto, para estar conforme deve apresentar uma resistência de isolamento mínima e 1 M Ω .

A figura 16 apresenta os principais dados do cabo, equipamento e ensaio realizado no cabo CA de baixa tensão.

A Tabela 5 mostra os principais aspectos a serem conferidos nos cabos CA de baixa tensão. É comum que cabos possam ter fissuras de fábrica ou decorrente da execução da obra, por isso a importância do teste de resistência de isolamento.

É importante salientar que a norma não faz uma recomendação quanto a influência da umidade no ensaio. Segundo a equipe de campo da USF em estudo, deve-se dar preferência para que o ensaio seja realizado em dias mais úmidos. O ar seco é um bom isolante, fazendo com que a tensão aplicada não escoe para fora do cabo em casos de fissuras ou rupturas, disfarçando os resultados.

Outro fator observado em campo é que não se pode levar em consideração apenas a resistência mínima como referência. Deve-se avaliar o valor medido no ensaio com base nos outros cabos do mesmo conjunto, caso exista uma discrepância entre os resultados é necessário verificar todo o cabo, por mais que esteja conforme de acordo com o valor adotado na norma como base.

A Tabela 6 apresenta os valores medidos, todos foram acima do definido na Norma estavam conforme.

DADOS DO CABO E EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

Fabricante do cabo:	Condumax	Modelo do cabo:	Safetymax AL 0,6/1 KV	
Equipamento:	Modelo:	Nº Série:	Data de aferição:	
Megohmetro	MD5060x	MR7102I	01/07/2019	
Resistência: (MΩ)	Tensão (V): V	Tempo (minutos):	Temp. (°C):	Umidade:
1 a 500000	1000	1	25	60%

Figura 16 – Tabela retirada do relatório - dados do cabo e ensaio

Tabela 5 – Aspectos de Verificação Cabos CA baixa tensão

Aspectos a verificar	Status
Ensaio Elétricos	
Tipo do Cabo	Conforme
Traçado e posicionamento	Conforme
Etiquetagem dos cabos	Conforme
Resistência de isolamento	Conforme
Conectorização correta	Conforme
Continuidade dos Condutores	Conforme
Inspeção visual	
Integridade física dos cabos (durante transporte e montagem)	Conforme
Danos no isolamento	Conforme
Instalação e integridade de terminais/conectores	Conforme

Tabela 6 – Ensaio de Resistência de Isolamento Cabos CA

Inversor 1.1	Valor Medido
Fase R	45,36 GΩ
Fase S	59,76 GΩ
Fase T	47,76 GΩ

4.2 Comissionamento a quente

A Tabela 7 apresenta os principais aspectos verificados no comissionamento sob carga.

Para verificar a conformidade da Saída CA é necessário levar em consideração os valores informados na folha de dados do Inversor, a qual define a tensão de saída de 800 V, com um limite de variação de 10% acima ou abaixo. Possui corrente nominal de 72,2 A. Ao analisar a Tabela 8 percebe-se que os valores estão dentro do intervalo esperado de operação informado pelo fabricante

Para obtenção dos valores informados na Tabela 9 foi utilizado o aplicativo SUN2000 para *smartphone* do Inversor, o qual fornece os parâmetros necessários, de acordo com a figura 17. A radiação foi obtida a partir dos sensores da estação meteorológica da USF para comprovar que o dia estava propício para o comissionamento. Os valores apresentados

Tabela 7 – Aspectos de Verificação Comissionamento a Quente - Inversor 1.1

Aspectos a verificar	Status
Sistema de monitoração do Inversor	
Sincronização Horária	Conforme
Aquisição de dados instantâneos	Conforme
Avisos e erros ativos	Conforme
Base de dados	Conforme
Histórico de Avisos e erros	Conforme
Ensaio Elétricos	
Tensão da rede CA	Conforme
Corrente de saída CA	Conforme
Tensão de entrada CC	Conforme
Corrente entrada CC	Conforme
Termografia	
Entrada CC	Conforme
Saída AC	Conforme

Tabela 8 – Ensaio elétrico saída CA - Inversor 1.1

Saída CA					
Corrente CA (A)			Tensão CA (V)		
L1	L2	L3	L1 / L2	L1 / L3	L2 / L3
67,6	67,8	67,6	826,8	825,6	821,8

foram comparados com o de projeto e estavam conforme.

De acordo com as figuras 19 e 18 a termografia não apresentam uma variação anormal de temperatura. No lado CA os pontos quentes geralmente podem aparecer por falta de aperto nos terminais CA ou crimpagem mal sucedida. No lado CC, conectores MC4 podem apresentar falhas ou crimpagem defeituosa. Pontos quentes podem até causar um incêndio no inversor, por isso a grande importância da verificação termográfica.

4.3 Termografia dos Módulos

Com o ensaio foi possível detectar falhas em dois módulos, no Inversor 1.5 e 3.6 conforme figuras abaixo.

Fica evidente uma variação anormal da temperatura na ligação em série das células fotovoltaicas do módulo. A natureza desta falha configura um curto circuito interno, resultado de um defeito no Diodo de *by-pass*.

A falha foi decorrente de defeito de fabricação nos diodos. A solução foi realizar a troca dos módulos e realizar uma nova verificação.

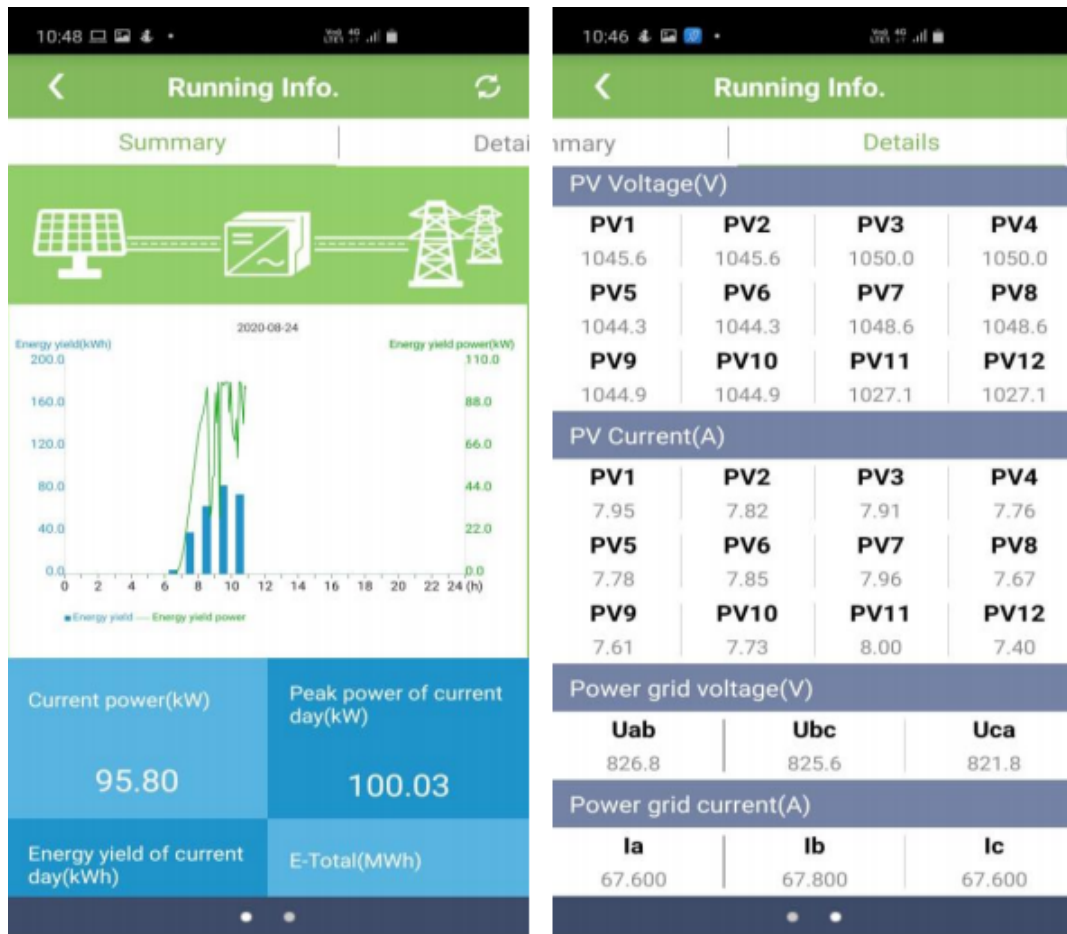


Figura 17 – Tela Aplicativo do Inversor 1.1

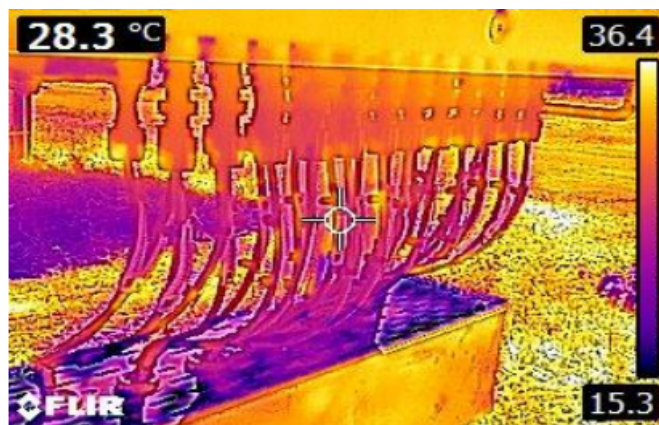


Figura 18 – Termografia da Saída CC

Recomenda-se que ao elaborar a lista de materiais da USF seja previsto a compra de alguns módulos sobressalentes, pois não só falhas de fabricação podem ocorrer, mas também incidentes com os módulos tal como quebra do vidro frontal na execução da obra.

Essa boa prática evitará que seja realizado um gasto a mais com logística e de equipe sem frente de serviço. Caso já tenha na obra basta fazer a reposição.

Tabela 9 – Ensaios entrada CC - Inversor 1.1

Entrada CC	Corrente (A)	Tensão (V)	Radiação (W/m ²)
1	7,95	1045,60	840,9
2	7,82	1045,60	840,9
3	7,91	1050,00	840,9
4	7,76	1050,00	840,9
5	7,78	1044,30	840,9
6	7,85	1044,30	840,9
7	7,96	1048,60	840,9
8	7,67	1048,60	840,9
9	7,61	1044,90	840,9
10	7,73	1044,90	840,9
11	8,00	1027,10	840,9
12	7,40	1027,10	840,9



Figura 19 – Termografia da Saída CA

É importante destacar que na termografia não se deve atentar a somente os pontos quentes, mas também aos pontos frios, os quais podem indicar o defeito. Por isso, o ideal é que as imagens sejam comparadas e verificadas as grandes diferenças de temperatura.

4.4 Curva IxV

Para se iniciar a análise é necessário que a curva plotada seja comparada com o gráfico IxV fornecido na folha de dados do módulo fotovoltaico utilizado. É importante que os dados da estação meteorológica da USF sejam apresentados na data da verificação, para que seja comparado na faixa correta de operação do gráfico do fabricante.

Dados da Estação meteorológica:

- Índica pluviométrico atual = 0 mm

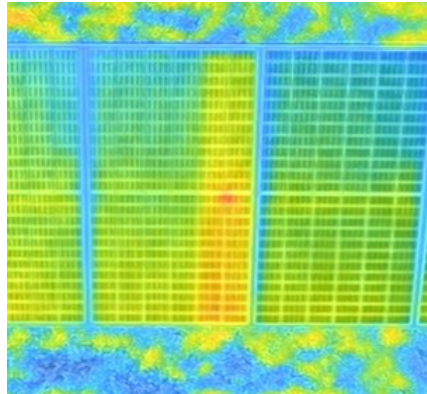


Figura 20 – Termografia do módulo do Inversor 1.5

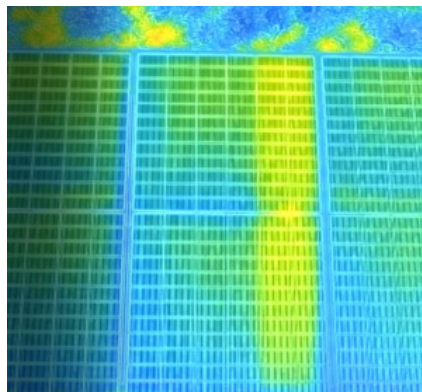


Figura 21 – Termografia do módulo do Inversor 3.6

- Irradiação Solar = 902 W/m^2
- Temperatura do módulo = $42,5 \text{ }^\circ\text{C}$
- Velocidade do vento = $2,3 \text{ m/s}$

A curva se refere ao inversor do arranjo que apresentou uma falha na seção anterior de termografia. O ensaio foi realizado após a detecção da falha na termografia e reposição do módulo.

Caso a curva IxV tivesse sido realizada antes da termografia seria possível identificar no gráfico um deslocamento anormal da corrente do arranjo 2, representado pela cor vermelha.

Foi escolhido o mesmo caso para mostrar que após a troca do módulo a curva está conforme o esperado. É possível afirmar que não possui falha e opera próximo a faixa de operação informada pelo fabricante do módulo.

É importante destacar que caso seja identificado alguma falha, é recomendado complementar este ensaio com outros tal como a termografia dos módulos do arranjo que apresentou divergência.

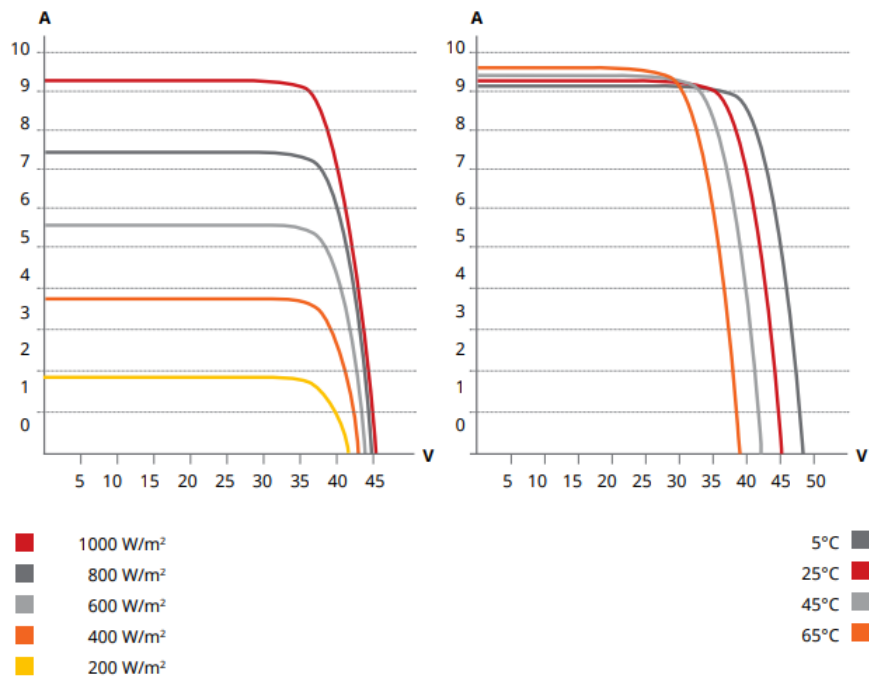


Figura 22 – Curva IxV Fornecida pela fabricante Canadian

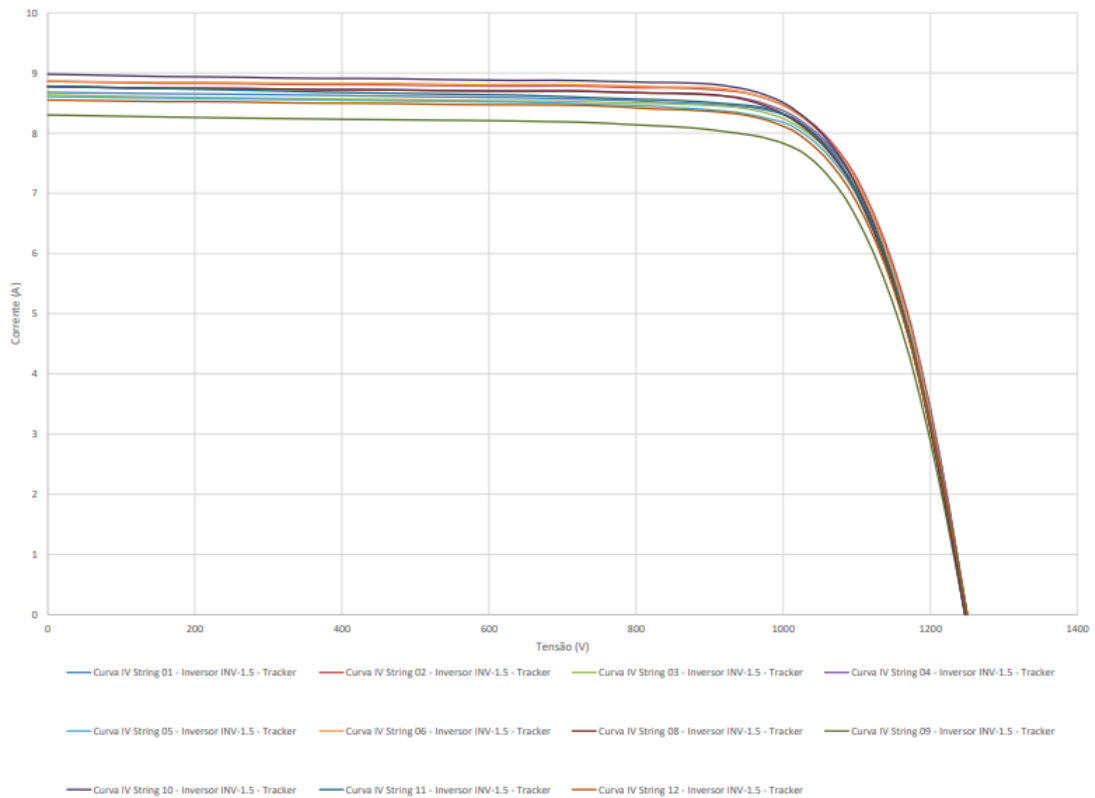


Figura 23 – Curva IxV - Inversor 1.5

4.5 Proposta de desenvolvimento de aplicativo

Esta seção apresenta os principais aspectos para a definição das bases para o desenvolvimento de um aplicativo para a automatização do processo de gestão do comissionamento. Entretanto, a utilização da ferramenta não substitui a contratação de um profissional qualificado para a análise de todo o relatório. Nesse contexto, ressalta-se que o objetivo é a otimização no registro das informações e automatização na elaboração do relatório de comissionamento. Alguns aspectos observados durante o levantamento de informações são:

- A importância de sempre seguir as normas de segurança previstas na Norma Regulamentadora-10 referente ao trabalho com eletricidade e utilização de equipamentos de proteção individual;
- Recomenda-se uma a equipe de comissionamento e outra de instalação do sistema;
- Quando encontradas não conformidades, é importante que elas sejam corrigidas no momento da identificação. Não sendo possível a ação da equipe, deve ser gerada uma ordem de serviço para ajustes posteriores e;
- A equipe deve ser formada por, no mínimo, engenheiro habilitado; eletricitista e ajudante de montagem.

Na sequência, são apresentadas sugestões de requisitos e fluxos de informação identificados ao longo deste trabalho.

4.5.1 Requisitos

Estão representados, na tabela 10, os requisitos para o desenvolvimento do aplicativo.

Tabela 10 – Requisitos para criação do aplicativo

Requisito	Descrição	Observações
01	Receber os dados do usuário no cadastro inicial	Informações necessárias Profissional: - Nome completo; - E-mail; - Senha; - Título; - Nº registro CREA; - Contato.
02	Dashboard (painel visual) listando o status de cada usina	Será apresentado para o usuário o status do andamento e a lista de todas as usinas comissionadas.
03	Tela de cadastro da Usina	O usuário deve inserir as seguintes informações: - Nome da USF; - Localização/coordenadas; - Tipo da usina (mesa fixa, rastreador solar, telhado, etc) - Quantidade total de módulos modelo e fabricante; - Quantidade total de inversores modelo e fabricante; - Quantidade de módulos por string;
04	A tela inicial deve ter informações climáticas do dia	
05	O usuário deve preencher as informações de inspeção/verificação e ensaios do comissionamento a frio e a quente	
06	Na tela de inspeção/verificação deve aparecer, em forma de checklist, a conformidade ou não conformidade para ser preenchido pelo usuário	Comissionamento a frio, a quente, lado CC e CA devem seguir o mesmo padrão de preenchimento.
07	Ao final de cada tipo de bloco de ensaios de comissionamento (a quente ou a frio), deve-se ter a opção de exportação de um relatório no formato .pdf ou .docx	

Requisito	Descrição	Observações
08	O aplicativo deve notificar o usuário de que as condições climáticas do dia não são favoráveis para o procedimento	
09	Nos ensaios, o aplicativo deve ser capaz de identificar que o valor medido informado não condiz com o previsto, visto que foram cadastradas no início algumas informações	Nos seguintes ensaios: - Tensão Voc; - Resistência de isolamento CC e CA; - Tensão da rede; - Corrente de saída;
10	O aplicativo deve ser capaz de alertar o usuário que faltam dados a serem preenchidos e se o usuário deseja continuar na exportação do relatório	
11	O relatório deverá ser enviado para o e-mail cadastrado	
12	O aplicativo deve ter um banco de dados com as informações técnicas de diversos modelos de inversores e módulos disponíveis no mercado	
13	No relatório final, gerado com as informações dos ensaios, deve-se ter campos para assinatura do executor do ensaio	Acompanhado das seguintes informações: - Nome completo; - Título; - Nº registro CREA; - Campos para assinatura;
14	Nos ensaios deve ter um campo que contenha valores de referência para que seja analisado	No caso de gráfico e imagens termográficas, apresentar exemplos para servir de análise de conformidade ou não conformidade.
15	O aplicativo deve ter conter sistema de "Ajuda", o qual contém a explicação dos procedimentos realizados e passo a passo	

Requisito	Descrição	Observações
16	O aplicativo deve possibilitar o cadastro do equipamento de medição utilizado no ensaio (multímetro, megômetro, etc)	- Marca/modelo; - Data de calibragem;
17	Caso o usuário opte por inserir dados do ensaio da curva IV ou imagens termográficas deve ser disponibilizado um campo para inserir anexos no relatório exportado em .docx	
18	O aplicativo deve emitir um alerta sempre que se iniciar e ao longo do comissionamento a fim de alertar o profissional para o uso de equipamentos de proteção individual e a importância da Norma regulamentadora-10 para segurança em instalações elétricas	
19	Ao final do comissionamento o aplicativo deve notificar pendências de não conformidade informadas pelo usuário para que seja gerada uma ordem de serviço para correção do item	

4.5.2 Fluxograma

A figura 24 mostra o fluxo de telas inicial proposto para o aplicativo. Após o cadastro da usina, o usuário inicia o bloco de comissionamento a frio (antes da energização) ou a quente (após energização). O detalhamento de cada bloco de ensaios é apresentado nas figuras 25 e 26.

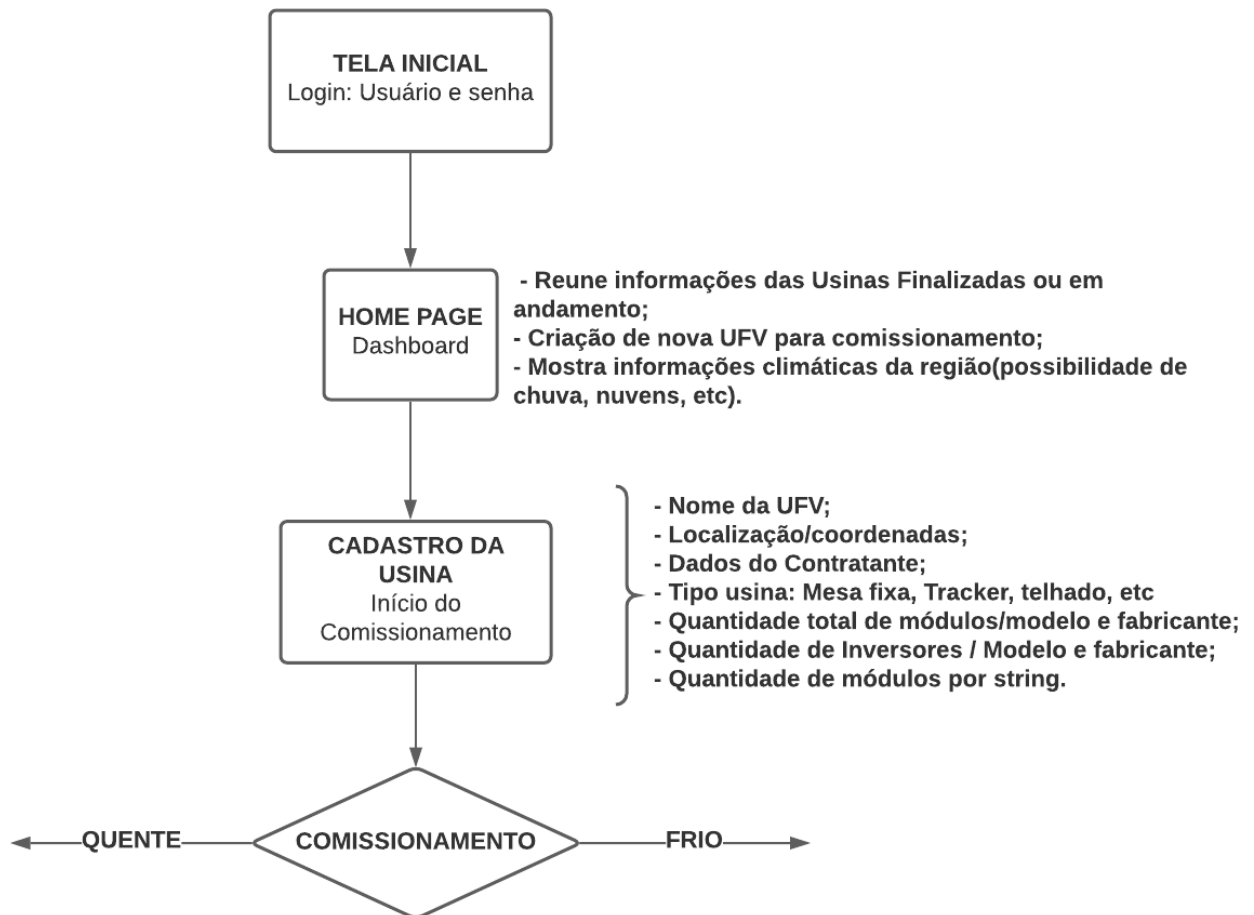


Figura 24 – Fluxo de telas aplicativo

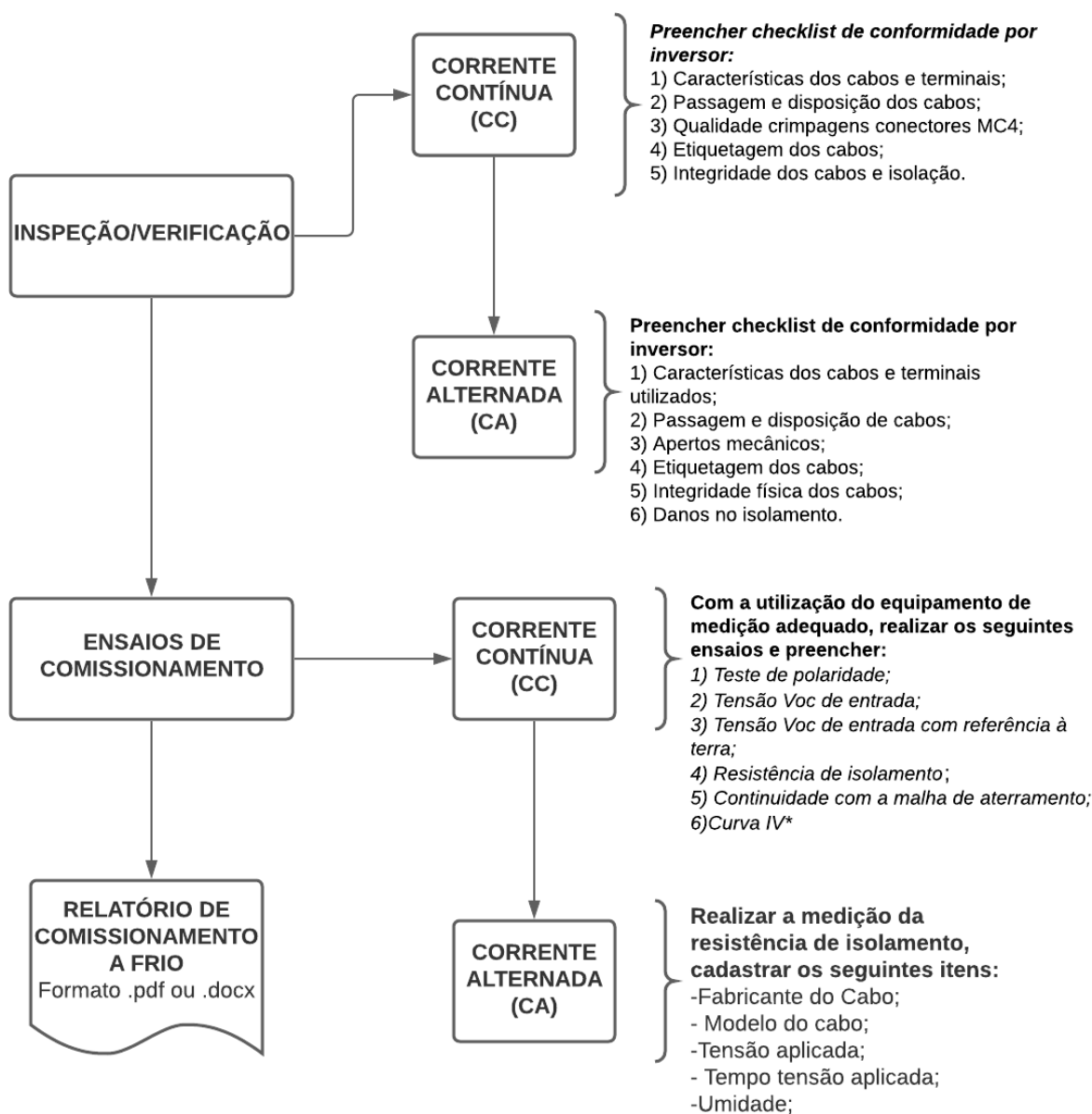


Figura 25 – Fluxo de telas aplicativo - Comissionamento a Frio.

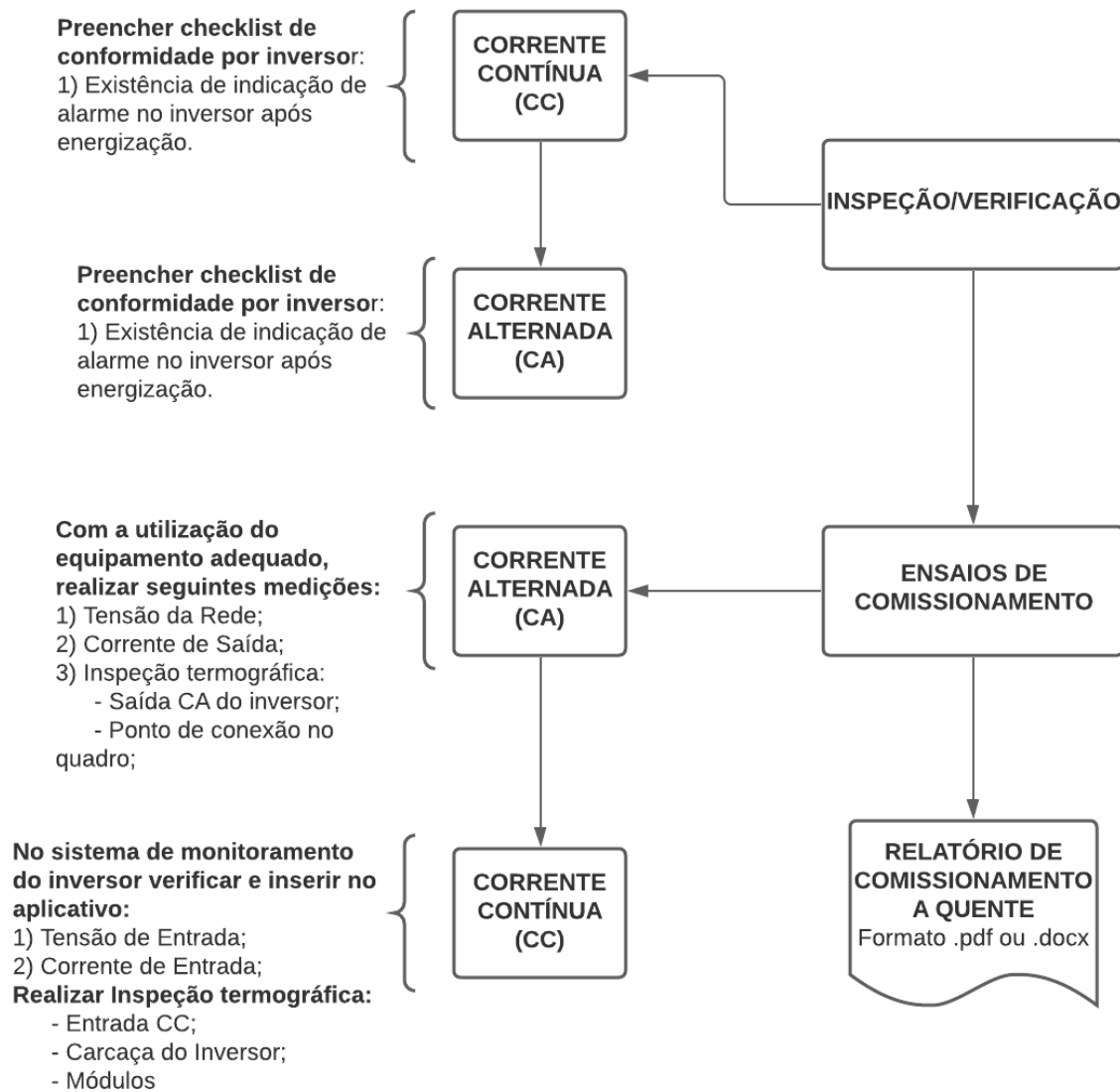


Figura 26 – Fluxo de telas aplicativo - Comissionamento a Quente.

5 Considerações Finais

Neste trabalho, foram apresentados a ABNT NBR 16274:2014 e um estudo de caso que abrange uma USF de 6 MWp, em que se evidencia uma abordagem prática de interpretação e aplicação da norma, proporcionando um melhor entendimento da execução dos ensaios. Os ensaios desta USF foram conforme as categorias 1 e 2 da norma.

Nesse contexto, ressalta-se que o comissionamento é uma etapa essencial na execução das obras de usinas fotovoltaicas. A não realização de tal tarefa, ou sua aplicação de forma pouco criteriosa, pode trazer diversos problemas não só relacionados à identificação de falhas de montagem ou defeito de equipamentos, mas também à saúde e segurança das pessoas e meio ambiente. Assim, deve ser dada atenção ao se contratar profissionais qualificados para aumentar a qualidade das usinas fotovoltaicas do Brasil.

Em função das experiências observadas ao longo da execução do trabalho, a figura 27 traz um compilado de todas as boas práticas e recomendações para que seja realizado um bom comissionamento.



Figura 27 – Resumo de recomendações Comissionamento

Por fim, este trabalho realizou o levantamento de requisitos e definição básica de fluxo de informação para subsidiar o desenvolvimento de um aplicativo para gestão do comissionamento de sistemas fotovoltaicos. Tal sistema reuniria, dentre outras informações, as verificações e ensaios a serem realizados, dispensando assim, a impressão de diversas folhas e o retrabalho na transcrição dos dados. Esse levantamento se baseia na norma vigente, relatórios de comissionamentos e experiência de campo de profissionais da área. Estas informações se caracterizam como dados de entrada para um profissional de desenvolvimento de *software* para transformar a solução em um produto comercializável.

Referências

- ALMEIDA, M. *Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo-USP, São Paulo, 2012. Citado 5 vezes nas páginas 8, 13, 17, 21 e 24.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. *Números do Setor Solar Fotovoltaico*. 2021. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 27 Mar. 2021. Citado 2 vezes nas páginas 8 e 13.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 16274 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho*. Rio de Janeiro, 2014. Citado 8 vezes nas páginas 14, 19, 21, 24, 25, 27, 28 e 30.
- CANAL SOLAR. *Termografia aérea de usinas fotovoltaicas*. 2020. Disponível em: <encurtador.com.br/pvGWZ>. Acesso em: 10 Ago. 2020. Citado 2 vezes nas páginas 8 e 30.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Balanco Energético Nacional 2019: Ano base 2018*: Balanço energético nacional 2019: Ano base 2018. Rio de Janeiro, 2019. Citado na página 13.
- GUIMARAES, J. S. et al. Diretrizes para inspeção e comissionamento de sistemas fotovoltaicos. *Congresso Brasileiro de Geração Distribuída, CBGD 3ª edição*, 2018. Citado 4 vezes nas páginas 8, 22, 27 e 28.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro, 2014. Citado na página 19.
- ROMA ENGENHARIA DE ENERGIA. *Sistemas Fotovoltaicos: On Grid e Off Grid*. 2018. Disponível em: <encurtador.com.br/dQU15>. Citado 2 vezes nas páginas 8 e 18.
- SILVA, H. T. *Estudo sobre a interação de métodos anti-ilhamento para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão com múltiplos inversores*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo-USP, São Paulo, 2016. Citado na página 17.
- TRETER, M.; MICHELS, L. Método de aquisição experimental de curvas i-v de arranjos fotovoltaicos: uma revisão. *11º Seminar On Power Electronics And Control*, 2018. Citado na página 26.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. *Energia Solar Fotovoltaica. Conceitos e Aplicações*. São Paulo: Érica, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 8, 16 e 17.