



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ALAN BATISTA DE OLIVEIRA

**ABORDAGEM DE ASPECTOS NORMATIVOS DA ABNT NBR 16274:2014 PARA
CONTRIBUIÇÃO NA MELHORIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE ELÉTRICA DURANTE AS ETAPAS DE PROJETO E
EXECUÇÃO**

FORTALEZA

2018

ALAN BATISTA DE OLIVEIRA

ABORDAGEM DE ASPECTOS NORMATIVOS DA ABNT NBR 16274:2014 PARA
CONTRIBUIÇÃO NA MELHORIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À
REDE ELÉTRICA DURANTE AS ETAPAS DE PROJETO E EXECUÇÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Ph.D. Fernando Luiz
Marcelo Antunes.

FORTALEZA

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- O45a Oliveira, Alan Batista de.
Abordagem de aspectos normativos da ABNT NBR 16274:2014 para contribuição na melhoria de sistemas fotovoltaicos Conectados à rede elétrica durante as etapas de projeto e execução / Alan Batista de Oliveira. – 2018.
70 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2018.
Orientação: Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes.
1. Energia Solar Fotovoltaica. I. Título.

CDD 621.3

ALAN BATISTA DE OLIVEIRA

ABORDAGEM DE ASPECTOS NORMATIVOS DA ABNT NBR 16274:2014 PARA
CONTRIBUIÇÃO NA MELHORIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À
REDE ELÉTRICA DURANTE AS ETAPAS DE PROJETO E EXECUÇÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Ph.D. Fernando Luiz Marcelo
Antunes (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Lucas Dantas Gomes
Fotaic Energia Solar (FOTAIC)

Eng. José Janiere Silva de Souza

À Deus, aos meus pais, Francisco Reinaldo e Regina Maria, e a minha futura esposa Lorena Cristina.

AGRADECIMENTOS

Creio que os agradecimentos excederiam ao número de páginas deste trabalho se possível, pois tudo que usamos ou fazemos vem ou irá para alguém. Assim, primeiramente, agradeço à Deus por ter me fortalecido e me dado oportunidades de crescimento pessoal e profissional. Agradeço à Ele por ter me sustentado em momentos de extremas dificuldades.

Em seguida, agradeço àqueles aos quais também dedico este trabalho: aos meus pais, Francisco Reinaldo e Regina Maria. Estes, que por muitas vezes se sacrificaram para que eu pudesse estudar, não somente com relação a esta graduação, mas também durante toda minha formação escolar. Obrigado por estarem comigo sempre apesar das circunstâncias e por terem sempre me apoiado desde o início de minha jornada. Esta conquista é de vocês também!

Agradeço a minha futura esposa Lorena Cristina, pelo amor e carinho, pelos momentos de companheirismo nas dificuldades e pela compreensão devido às minhas ausências durante os estudos.

Ao Prof. Fernando Antunes pelas oportunidades dadas, pela amizade, pela confiança durante o período em que convivemos. Aos Engenheiros Lucas Dantas e Bruno Dantas por acreditarem no meu trabalho, pela amizade e por serem exemplos de profissionais honestos e extremamente competentes. Também agradeço à todos da Fotaic Energia Solar, a qual tenho o privilégio e prazer de estagiar. Ao Eng. José Janiere por ter aceitado o convite para compor a banca avaliadora e pelas suas contribuições a este trabalho.

Aos que me deram minha primeira oportunidade em um laboratório, Prof. Tobias Rafael, Prof. Ricardo Thé e ao meu amigo Ednardo Rodrigues (companheiro em diversos projetos durante a graduação). Aos amigos e colegas do Lamotriz pelas amizades e ensinamentos.

Ao meu amigo Nadson Tomé por ter me apoiado durante esses últimos anos de graduação, em meio a projetos e provas. Também pela parceria na criação do RAITec na UFC. À todos os membros do RAITec, os quais de alguma forma sempre me inspiraram e motivaram a continuar!

Aos professores e profissionais que tenho enorme respeito e admiração de profissionalismo e humanidade: Sueli Cavalcante, George Thé, Raimundo Furtado, Ruth Pastora, Estêvão Rolim, Abraão Saraiva, Luiz Gonzaga, Talita Vasconcelos e Natália Maria.

Aos meus amigos e irmãos da "Associação Boa Terra", os quais durante este anos me ajudaram em vários aspectos e que sem a ajuda destes em alguns momentos a jornada seria ainda mais difícil. Apesar de minha ausência devido aos estudos, nunca me esqueci daqueles

que sempre me apoiaram.

À Adely Corrêa que esteve sempre à disposição para ajudar durante as idas a secretaria. Assim como também aos demais Servidores da UFC.

“O sonho é que leva a gente para frente. Se a gente for seguir a razão, fica aquietado, acomodado.”

(Ariano Suassuna)

RESUMO

Este trabalho aborda aspectos contidos em ensaios, procedimentos e requisitos mínimos para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica definidos pela norma ABNT NBR 16274:2014 ("*Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho*"). Os registros práticos de ensaios apresentados são de 8 sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica, localizados nos estados de São Paulo e Ceará. A partir das informações obtidas e registradas durante a realização de inspeções e ensaios de comissionamento fotovoltaico, conforme a norma ABNT NBR 16274:2014, este trabalho apresenta medidas que objetivam contribuir com a melhoria da qualidade de projetos e instalações nas fases de execução e planejamento no setor de energia solar, na área de SFVCR (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede). Desta forma, apresentam-se registros de inspeções com câmera infravermelha, resultados de ensaios de curvas I-V e de registros fotográficos das instalações fotovoltaicas em estudo.

Palavras-chave: ABNT NBR 16274:2014. Comissionamento fotovoltaico. Energia Solar. Inspeção . Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede.

ABSTRACT

This work is regarding important approaches that ABNT NBR 16274:2014 (“Photovoltaic systems connected to the grid – minimum requirements for documentation, commissioning trials, inspection and performance evaluation tests”) has about tests, maintenance procedures, and minimal criteria for photovoltaic systems connected to the Brazilian national electrical grid. The practical records of procedures presented were gathered from 8 grid-connected photovoltaic systems (SFVCR, from portuguese) located in the states of São Paulo and Ceará. The main goal of this work is that all source of records and information extrated from those inspections and photovoltaic commissioning trials may help to outline measures that are able to contribute towards improvements on projects and installations quality during planning and execution steps in solar energy market, mainly at the field of SFVCR. In this way, infrared camera inspections records, results of I-V curve tests, and photographic records of the photovoltaic installations under study are shown and documented.

Keywords: ABNT NBR 16274: 2014. Inspection. Photovoltaic Systems Connected to the grid. Photovoltaic commissioning. Solar Energy.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 – Participação estimada das fontes renováveis na produção de energia mundial de eletricidade, final de 2015 | 16 |
| Figura 2 – Participação das fontes renováveis na produção de energia mundial de eletricidade, final de 2017 | 17 |
| Figura 3 – Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado de um ângulo de 23,5° | 21 |
| Figura 4 – Movimentos de rotação e translação da Terra e as estações do ano | 21 |
| Figura 5 – Posição do Sol em relação ao plano horizontal | 22 |
| Figura 6 – Orientação de uma superfície inclinada em relação ao mesmo plano | 22 |
| Figura 7 – Radiação direta, difusa e albedo | 23 |
| Figura 8 – Variação do recurso solar de acordo com mudanças no clima | 25 |
| Figura 9 – Módulos de silício cristalino | 26 |
| Figura 10 – Modelo matemático de uma célula fotovoltaica | 26 |
| Figura 11 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica | 27 |
| Figura 12 – Curva I-V de um módulo fotovoltaico | 27 |
| Figura 13 – Simbologia de um módulo FV | 28 |
| Figura 14 – Representação de células e módulos FV | 28 |
| Figura 15 – Curva I-V e a configuração em série de duas células FV | 29 |
| Figura 16 – Curva I-V e a configuração em paralelo de duas células FV | 29 |
| Figura 17 – Representação simplificada de um SFVCR | 31 |
| Figura 18 – Inversores protegidos da exposição à intempéries | 32 |
| Figura 19 – Etapas da Verificação segundo a ABNT NBR 16274 (2014) | 33 |
| Figura 20 – Registro durante o ensaio de câmera IR em um módulo com sujidade | 34 |
| Figura 21 – Curvas I-V em STC traçadas em quatro módulos FV do mesmo SFVCR | 34 |
| Figura 22 – Dados obtidos a partir de ensaios de curva I-v | 35 |
| Figura 23 – Inversor Fotovoltaico ABB TRIO 20 | 38 |
| Figura 24 – Módulo Fotovoltaico CS6P-265P <i>Canadian Solar</i> | 39 |
| Figura 25 – Causas de erros em SFVCR mais recorrentes | 44 |
| Figura 26 – Identificações inelegíveis das séries fotovoltaicas | 46 |
| Figura 27 – Ausência de identificações das séries fotovoltaicas | 46 |
| Figura 28 – Identificações das séries fotovoltaicas feitas com anilhas | 47 |

| | |
|---|----|
| Figura 29 – Traçador de curva I-V modelo PV-210 <i>Seaward</i> | 48 |
| Figura 30 – Módulos instalados no SFVCR 1 | 48 |
| Figura 31 – Módulos instalados no SFVCR 1 com sujidades | 49 |
| Figura 32 – Módulos instalados no SFVCR 1 após limpeza | 49 |
| Figura 33 – Curvas I-V amostradas de uma <i>string</i> quando estava com sujidade e após sua limpeza | 50 |
| Figura 34 – Exemplos de desvios de curvas I-V | 50 |
| Figura 35 – Sombreamento no arranjo do SFVCR 6 | 52 |
| Figura 36 – Sombreamento e sujidade nos módulos do SFVCR 6 devido a estruturas no local | 52 |
| Figura 37 – Curva I-V de <i>strings</i> do SFVCR 6 | 53 |
| Figura 38 – Registros com câmeras termográficas | 54 |
| Figura 39 – Ensaio com câmera IR no SFVCR 3 | 55 |
| Figura 40 – Sistema de SPDA instalado no SFVCR 3 | 56 |
| Figura 41 – Registros com câmera IR em módulos sombreados no SFVCR 3 | 56 |
| Figura 42 – Incremento da resistência de contato devido a baixa qualidade dos conectores MC4 | 57 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1 – Dados de geração distribuída fotovoltaica | 17 |
| Tabela 2 – Características elétricas em STC do módulo FV CS6P-265P- <i>Canadian Solar</i> | 30 |
| Tabela 3 – Dados gerais dos SFVCR em estudo | 37 |
| Tabela 4 – Situações dos dados e informações fornecidos para o cliente | 39 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------|---|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| CAMEX | Câmara de Comércio Exterior |
| CRESESB | Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito |
| FV | Fotovoltaico |
| GECEX | Comitê Executivo de Gestão |
| HSP | Horas de Sol Pleno |
| SFV | Sistemas Fotovoltaicos |
| SFVCR | Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede |
| UCs | Unidades Consumidoras |

LISTA DE SÍMBOLOS

| | |
|------------|--|
| θ_z | Ângulo zenital |
| γ_s | Ângulo azimutal solar |
| θ | Ângulo incidência |
| q | Carga do elétron |
| k | Constante de Boltzmann's |
| I_{sc} | Corrente de curto-circuito |
| I_{sc} | Corrente de curto-circuito |
| I_D | Corrente de saturação reversa do diodo |
| I | Corrente elétrica |
| I_{mp} | Corrente elétrica na máxima potência |
| d | Distância em metros |
| η | Eficiência |
| α | Elevação solar |
| FF | Fator de forma |
| β | Inclinação da superfície de captação |
| R_S | Resistência série da célula |
| R_P | Resistência paralela da célula |
| P_m | Ponto de máxima potência |
| V_D | Tensão elétrica no diodo |
| V_{oc} | Tensão circuito aberto |
| V_{oc} | Tensão de circuito aberto |
| V_{mp} | Tensão elétrica na máxima |

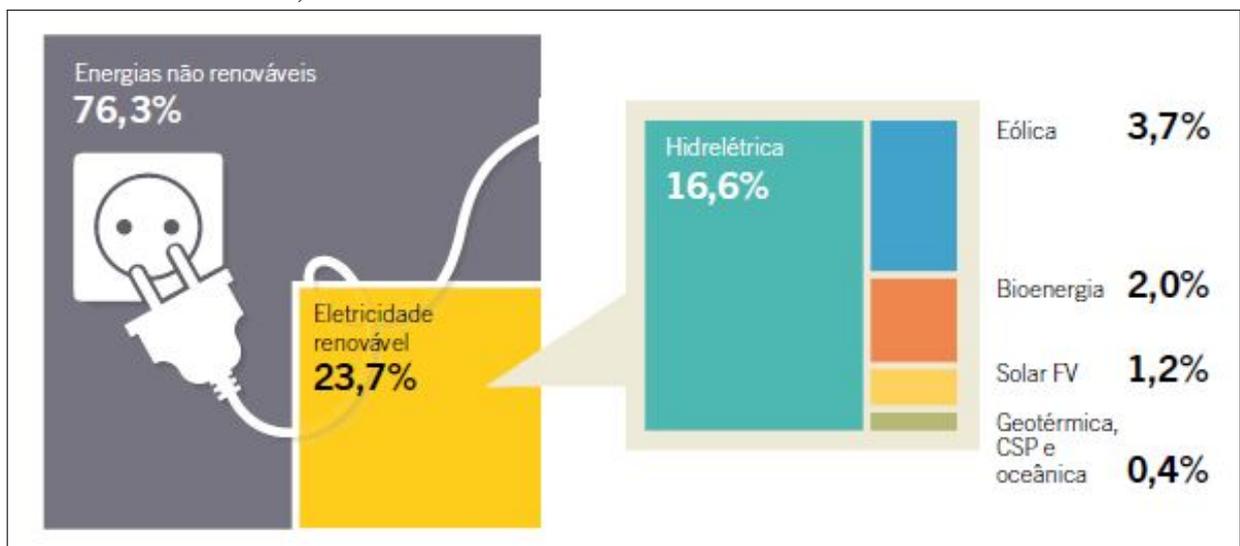
SUMÁRIO

| | | |
|--------------|---|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 16 |
| 1.1 | Objetivos | 18 |
| 1.2 | Estrutura do trabalho | 19 |
| 2 | ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA | 20 |
| 2.1 | Geometria Sol-Terra | 20 |
| 2.2 | Radiação solar | 22 |
| 2.3 | Recurso solar | 24 |
| 2.4 | Célula e módulo fotovoltaico | 24 |
| 2.5 | Inversores fotovoltaicos | 30 |
| 2.6 | A norma ABNT NBR 16274:2014 | 32 |
| 3 | DOCUMENTAÇÃO DE SFVCR CONFORME A ABNT NBR 16274:2014 | 36 |
| 3.1 | Dados do SFVCR | 36 |
| 3.2 | Diagramas | 40 |
| 3.3 | Outras informações importantes | 40 |
| 4 | ASPECTOS RELEVANTES DE ALGUNS PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO DE SFVCR CONFORME ABNT NBR 16274:2014 | 42 |
| 4.1 | Inspeção em SFVCR | 42 |
| 4.1.1 | <i>Inspeção na parte de corrente contínua do SFVCR</i> | 42 |
| 4.1.2 | <i>Inspeção na parte de corrente alternada do SFVCR</i> | 44 |
| 4.1.3 | <i>Identificação e etiquetagem dos componentes do SFVCR</i> | 45 |
| 4.2 | Comissionamento em SFVCR | 47 |
| 4.2.1 | <i>Ensaio de curva I-V</i> | 47 |
| 4.2.2 | <i>Procedimento de inspeção com câmera IR no SFVCR</i> | 53 |
| 5 | CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS | 58 |
| | REFERÊNCIAS | 60 |
| | APÊNDICES | 62 |
| | ANEXOS | 62 |
| | ANEXO A – Folha de dados do Inversor Fotovoltaico ABB TRIO 20 | 62 |
| | ANEXO B – Folha de dados do Módulo Fotovoltaico CS6P-260 265P-SD | 67 |

1 INTRODUÇÃO

O mercado de energia solar tem crescido significativamente tanto no âmbito mundial quanto no âmbito nacional. Conforme pode-se perceber por meio do REN21 (2016) em seu relatório anual, na Figura 1, até o final do ano de 2015, a energia solar fotovoltaica representava 1,2 % na produção mundial de energia, tendo menor participação entre as fontes renováveis apenas em comparação com as matrizes Hidrelétrica, Eólica e Bioenergia. No relatório do ano de 2018 emitido pela mesmo grupo, esta participação atinge 1,9 % no final de 2017, conforme observa-se na Figura 2.

Figura 1 – Participação estimada das fontes renováveis na produção de energia mundial de eletricidade, final de 2015

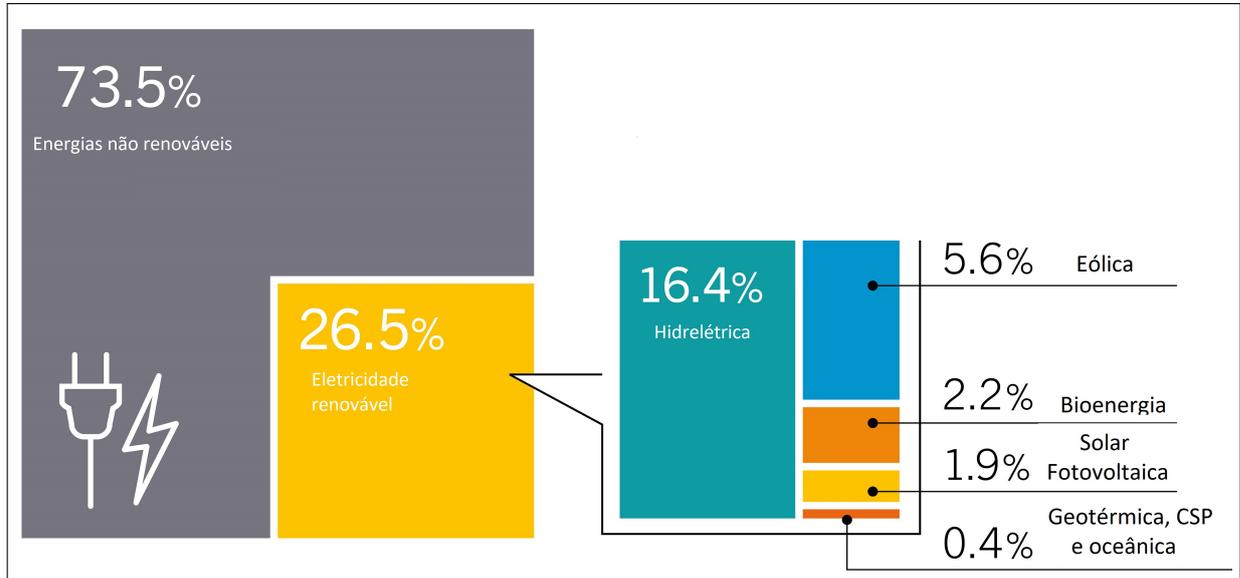


Fonte: Adaptado de REN21 (2016).

De acordo com o Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (2018a), foi criado no dia 5 de dezembro de 2017 durante a Reunião do Comitê Executivo de Gestão (GECEX) da Câmara de Comércio Exterior (CAMEX) um grupo de trabalho, com a finalidade de elaborar um diagnóstico do Setor de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. De acordo com o Relatório sobre Diagnóstico do Setor Solar Fotovoltaico elaborado por este grupo, o Brasil teve um crescimento de aproximadamente 2400 % em importação de módulos fotovoltaicos durante o período de 2015 até 2018, ou seja, o equivalente de 167 mil unidades (US\$ 14 milhões) para 4 milhões de unidades importadas (US\$ 350 milhões) (MINISTÉRIO DA INDÚSTRIA, COMÉRCIO EXTERIOR E SERVIÇOS, 2018b).

Para facilitar o acesso a tecnologia e do desenvolvimento do setor, medidas de incentivos fiscais e de flexibilização da utilização dos créditos gerados pela produção de energia

Figura 2 – Participação das fontes renováveis na produção de energia mundial de eletricidade, final de 2017



Fonte: Adaptado de REN21 (2018).

tem sido criadas e melhoradas no Brasil ao longo dos últimos anos (GUIMARÃES *et al.*, 2018). Dessa forma, temos a resolução normativa 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como um marco para o setor de geração distribuída, pois permitiu a regulamentação o uso da compensação de créditos para excedentes da produção de energia solar em sistemas conectados à rede. Em 2015 a resolução normativa 687/2015 da ANEEL foi criada com o objetivo de flexibilizar o uso dos créditos, criando novas modalidades de uso, incentivando mais investidores e tornando a tecnologia cada vez mais acessível para o consumidor. Isto pode ser observado pelo crescimento de Unidades Consumidoras (UCs) nos anos em que estas resoluções foram criadas conforme a Tabela 1, pois até 2014 haviam 309 UCs que recebiam créditos e em 2018 já há mais de 44 mil UCs que recebem créditos.

Tabela 1 – Dados de geração distribuída fotovoltaica

| Ano | Total de novas instalações | Nº de UC que recebem créditos | Potência total [kW] |
|-------|----------------------------|-------------------------------|---------------------|
| 2012 | 3 | 3 | 411 |
| 2013 | 53 | 66 | 1399 |
| 2014 | 283 | 309 | 2417 |
| 2015 | 1430 | 1648 | 9536 |
| 2016 | 6601 | 7419 | 48392 |
| 2017 | 13544 | 15930 | 120935 |
| 2018 | 14776 | 18774 | 165844 |
| TOTAL | 36634 | 44080 | 348935 |

Fonte: Adaptado de Guimarães *et al.* (2018)

Tendo em vista a tendência de crescimento do mercado de energia solar para sistemas

conectado à rede no Brasil cada vez maior, faz-se necessário para o bom andamento do setor, que existam bibliografias, registros, normatizações, resoluções e diretrizes que auxiliem as empresas e engenheiros nas etapas de projeto, execução e manutenção das plantas fotovoltaicas no país. Algumas normas nacionais já mostram direcionamentos no que tange aos equipamentos, projetos, execuções, inspeções e comissionamento no setor da energia solar fotovoltaica, sendo algumas delas:

- ABNT NBR 16612:2017 "*Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho*";
- ABNT NBR 16274:2014 "*Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho*";
- ABNT NBR 16150:2013 "*Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade*";
- ABNT NBR 16149:2013 "*Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*";
- ABNT NBR IEC 62116:2012 "*Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*";
- ABNT NBR 11704:2008 "*Sistemas fotovoltaicos - Classificação*";
- ABNT NBR 10899:2013 "*Energia solar fotovoltaica - terminologia*".

1.1 Objetivos

Tendo em vista o exposto no início deste Capítulo 1, este trabalho objetiva contribuir com engenheiros e empresas do setor de energia solar, por meio da documentação e reunião de informações encontradas e adquiridas em bibliografias e durante a inspeção e a execução de ensaios de comissionamento em diversos sistemas fotovoltaicos nos estados do Ceará e São Paulo.

Relacionando-as com as diretrizes normativas vigentes, este trabalho visa contribuir, com a melhoria da qualidade dos serviços executados durante as fases de projeto e implementação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, os quais são a maioria das plantas fotovoltaicas no país. Ao ter conhecimento da norma ABNT NBR 16274 (2014), que trata sobre inspeção e verificação de SFVCR, pode-se obter informações que ampliam a visão de projetistas e instaladores de SFVCR, ocasionado-se uma possível melhora na qualidade de novos sistemas

fotovoltaicos.

Pelo fato do mercado de energia solar ser bastante recente no Brasil, a tendência é que o mercado fique mais exigente e surjam cada vez mais regulamentações com critérios de qualidade mais rigorosos. Assim observar os princípios básicos de alguns ensaios e inspeções contidas na norma ABNT NBR 16274 (2014) se faz importante.

Conforme será explicitado na Seção 1.2 será abordados aspecto de projeto, execução e manutenção

1.2 Estrutura do trabalho

No Capítulo 1, há uma introdução ao trabalho, contendo aspectos e justificativas que motivaram este trabalho.

No Capítulo 2, são abordados alguns assuntos básicos sobre a energia solar fotovoltaica, como conceitos sobre a geometria Sol-Terra, a radiação solar, o recurso solar, as células e módulos fotovoltaicos, os inversores fotovoltaicos e sobre a norma ABNT NBR 16274 (2014).

No Capítulo 3, as exigências mínimas com relação as documentações dos SFVCR são abordadas. Para isso, utiliza-se os requisitos mínimos de documentação para SFVCR conforme normatiza a ABNT NBR 16274 (2014) para estabelecer quais informações devem ser fornecidas pelos projetistas e instaladores dos sistemas fotovoltaicos aos seus clientes finais. .

No Capítulo 4 são abordados e explicados alguns aspectos e implicações de alguns dos procedimentos que integram a etapa de verificação segundo capítulo 5 da ABNT NBR 16274 (2014). Mostrando-se alguns resultados práticos destes ensaios, trazendo a relação com o que pode ser aplicado ainda nas etapas de projeto e instalação do SFV para contribuir na melhoria dos projetos e execuções de SFVCR. Aborda-se especificamente a inspeção nas partes em CC e CA do sistema e nas identificações e etiquetagem dos componentes no SFVCR, bem como os ensaios de curva I-V e com câmera IR que integram a etapa de comissionamento estabelecido pela ABNT NBR 16274 (2014)

Por fim, traz-se no Capítulo 5 as conclusões deste trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Este capítulo objetiva apresentar os componentes básicos de Sistemas Fotovoltaicos (SFV), assim como alguns conceitos importantes para o entendimento do tema abordado neste trabalho. Assim, tem-se nas seções deste capítulo as explicações básicas sobre a geometria Sol-Terra, a radiação solar, o recurso solar, as células e módulos fotovoltaicos, os inversores fotovoltaicos e sobre a norma ABNT NBR 16274 (2014).

2.1 Geometria Sol-Terra

O planeta Terra percorre um trajetória elíptica em torno do Sol (movimento de translação) e um movimento de rotacional em torno do seu próprio eixo (movimento de rotação). A Terra possui seu eixo inclinado em torno de $23,45^\circ$ em relação ao plano normal a trajetória elíptica. Estes movimentos e inclinações são os responsáveis pela existência das estações do ano (PINHO; GALDINO, 2014).

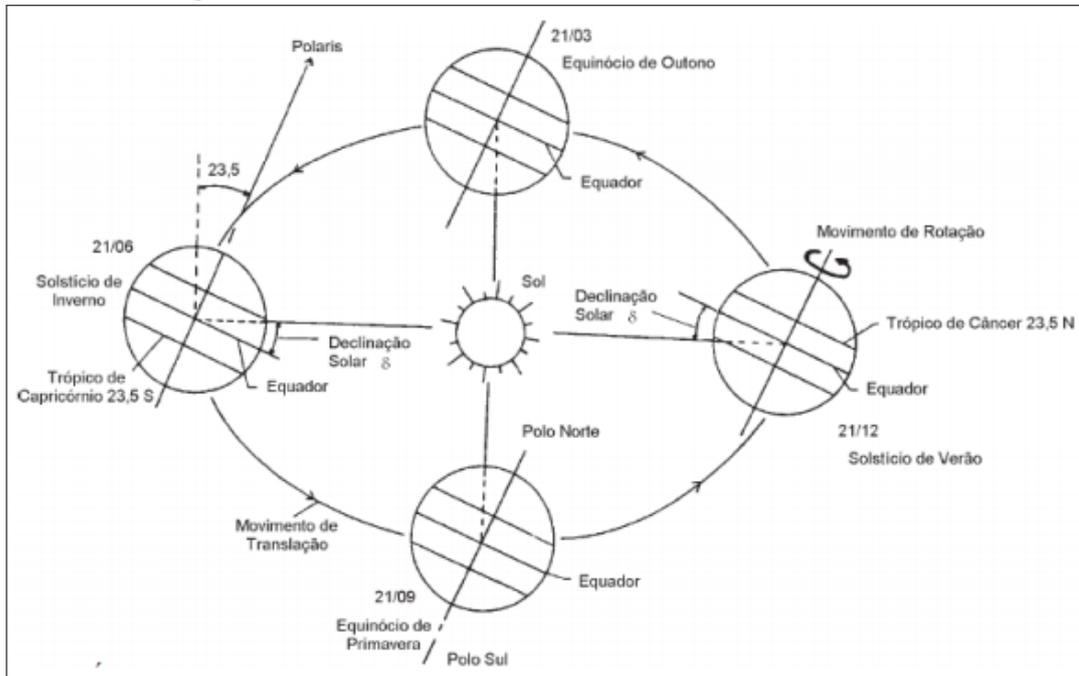
Os solstícios se configuram por serem as épocas do ano onde o raios solares se alinham com o plano equatorial, já os equinócios são as épocas onde a incidência de raios solares são maiores em um dos hemisférios terrestres. Conforme verifica-se nas Figuras 3 e 4, as estações do ano iniciam-se com o término da estação anterior, sendo elas para o hemisfério sul:

- Verão: começa no solstício de verão (21/12), termina no equinócio de outono (21/03);
- Outono: começa no equinócio de outono (21/03), termina no solstício de inverno (21/06);
- Inverno: começa no solstício de inverno (21/06), termina no equinócio de primavera (21/09);
- Primavera: começa no equinócio de primavera (21/09), termina no solstício de verão (21/12).

Pode-se definir a partir do movimento relativo entre o Sol e a superfície da Terra, alguns ângulos importantes para o estudo da geometria Sol-Terra. Estes ângulos são: o ângulo zenital (θ_z), elevação solar (α), ângulo azimutal solar (γ_s), ângulo azimutal da superfície (γ), inclinação da superfície de captação (β) e ângulo de incidência (θ), conforme nota-se nas Figuras 5 e 6.

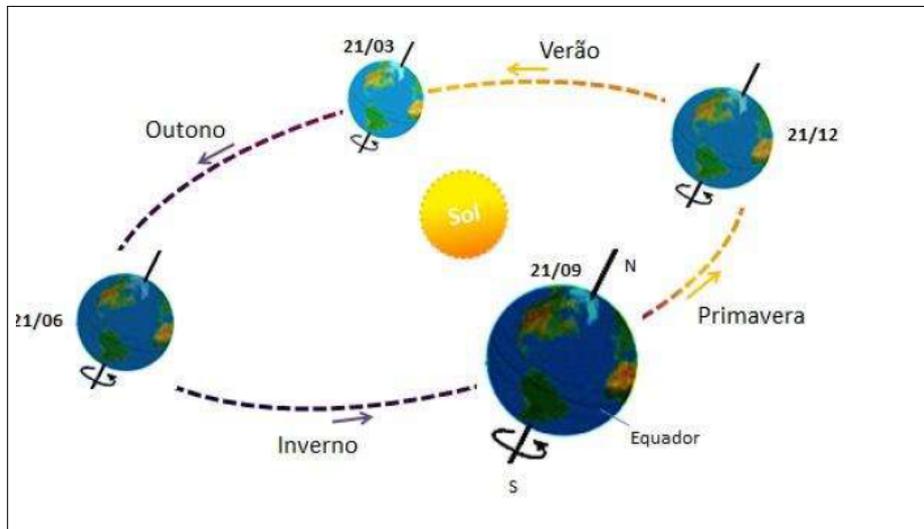
O conceito de massa de ar (*Air Mass*- AM) se obtém também a partir da geometria

Figura 3 – Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado de um ângulo de 23,5°



Fonte: Matavelli (2013).

Figura 4 – Movimentos de rotação e translação da Terra e as estações do ano

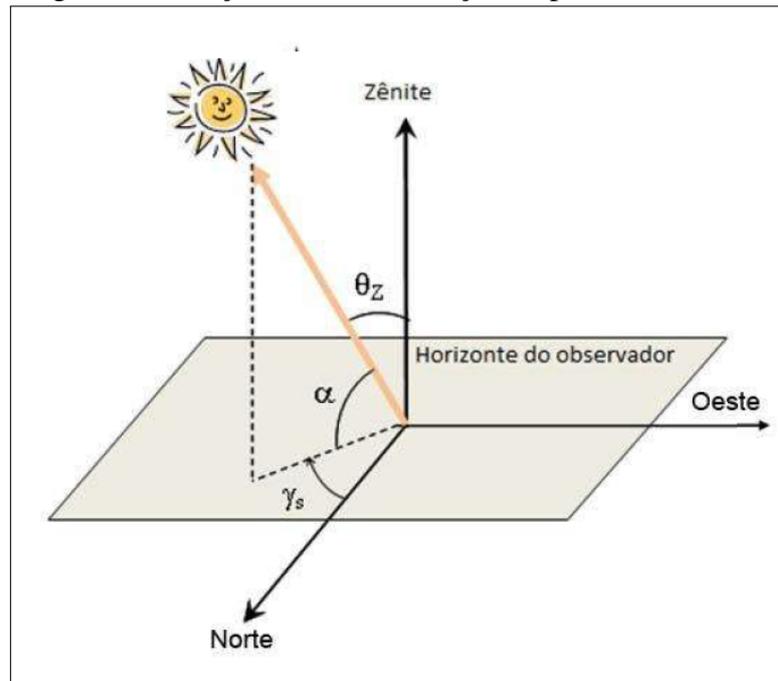


Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Sol-Terra. Matematicamente a massa de ar é representada pela Equação (2.1) e conceitualmente é explicada por Pinho *et al.* (2008) como sendo a distância relativa que a radiação direta percorre através da atmosfera terrestre. Lembrando-se que θ_z é o ângulo zenital.

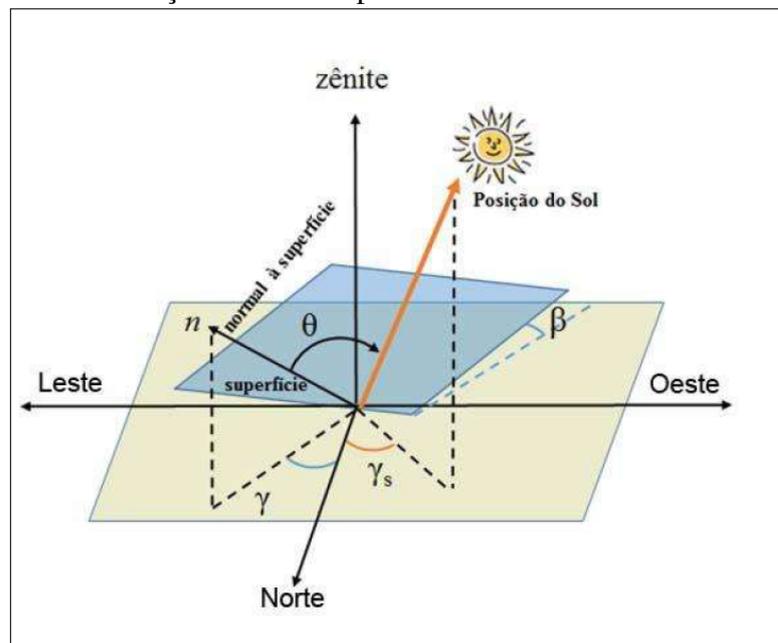
$$AM = \frac{1}{\cos\theta_z}. \quad (2.1)$$

Figura 5 – Posição do Sol em relação ao plano horizontal



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Figura 6 – Orientação de uma superfície inclinada em relação ao mesmo plano



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.2 Radiação solar

A radiação solar que se direciona para a Terra não chega integralmente a superfície terrestre devido a mesma sofrer modificações ao passar pela atmosfera. A partir dos estudos e medições nos anos de 2000 à 2005 expostos em Trenberth *et al.* (2009), tem-se que a potência

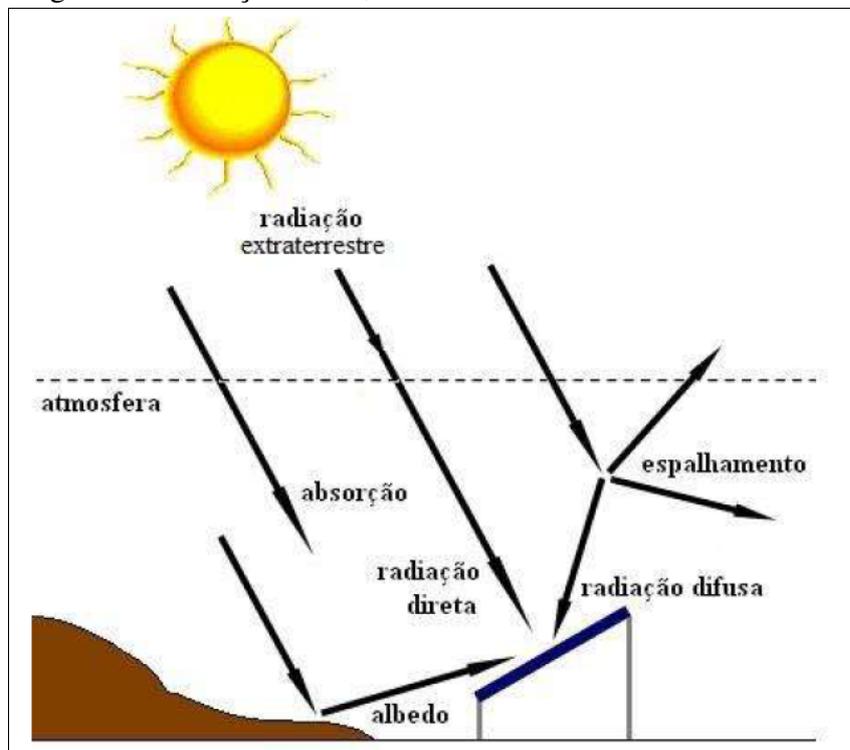
disponibilizada pela radiação solar que se dirige à Terra é de 174 mil TW e a potência que efetivamente chega a superfície terrestre é de 94 mil TW. Desta forma, infere-se que aproximadamente 54,02% da radiação total disponibilizada passa pela atmosfera terrestre chegando a superfície, sendo os 45,98% restantes absorvidos ou refletidos diretamente pela atmosfera do planeta.

A radiação efetiva que chega a uma superfície receptora, se divide em radiação direta, difusa e albedo (PINHO; GALDINO, 2014). A radiação direta é aquela oriunda diretamente do Sol sem sofrer reflexões, alcançando por fim a superfície receptora em questão. A radiação difusa consiste na componente da radiação efetiva que antes de se aproximar da superfície desejada sofre reflexões nas nuvens, partículas de poeira e em outros meios que possam refletir a radiação.

A radiação do tipo albedo é a componente da radiação que antes de alcançar a superfície receptora desejada é refletida por outra superfície, fazendo este tipo de radiação variar em seus valores refletidos dependendo das características da superfície refletora.

As radiações direta, difusa e albedo estão exemplificadas na Figura 7. O espalhamento também observado na Figura 7 é conhecido como espalhamento de Rayleigh, o qual se aplica a reflexão da luz por meio das moléculas dos gases contidos na atmosfera (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 7 – Radiação direta, difusa e albedo



Fonte: Pinho *et al.* (2008).

2.3 Recurso solar

Quanto maior a disponibilidade do recurso solar, mais se poderá aproveitar a radiação solar e mais energia poderá ser produzida em um sistema fotovoltaico. Desta forma, é importante salientar diante do exposto nas seções sobre geometria Sol-Terra, 2.1, e radiação solar, 2.2, que o recurso solar não será o mesmo em todos os locais do planeta, assim como serão diferentes na mesma localização geográfica em dias distintos. Isto se deve, por exemplo, ao fato de mudanças climáticas possibilitarem dias com chuvas e/ou presenças de nuvens em quantidades significativas. Assim, estas nuvens podem ocasionar sombreamento nos módulos fotovoltaicos, diminuindo a produção do arranjo fotovoltaico, conforme pode ser visto na Figura 8.

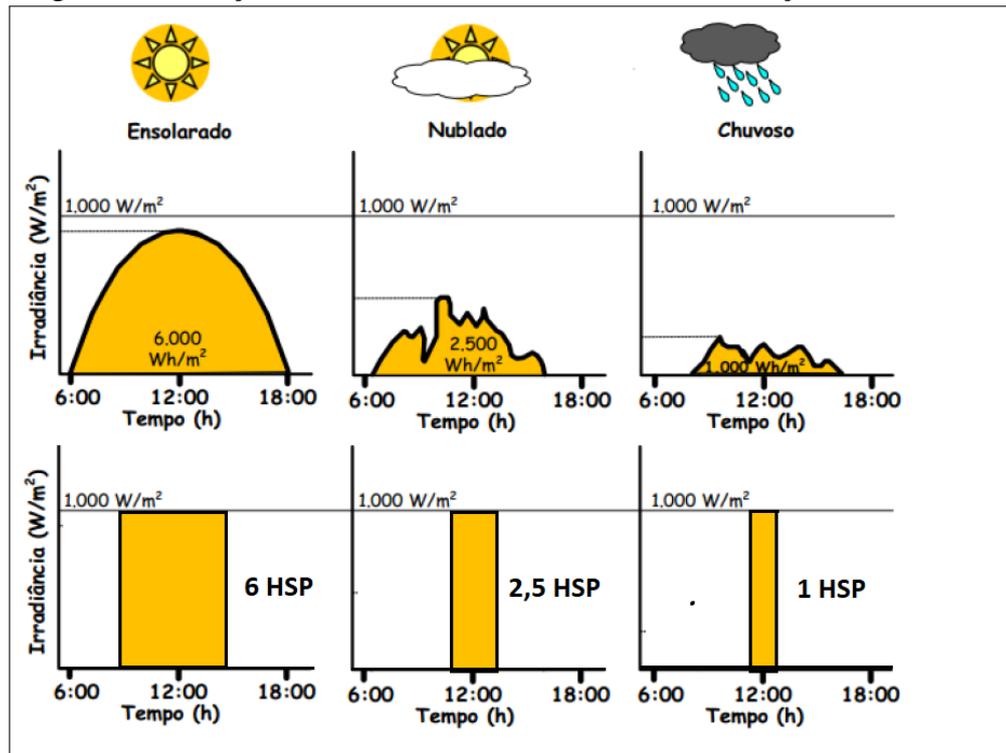
Conforme também visualizado na Figura 8, o recurso solar não é constante ao longo do dia, os níveis efetivos de radiação podem variar. Dessa forma, criou-se o conceito de Horas de Sol Pleno (HSP). Este conceito, baseia-se em representar a energia gerada acumulada ao longo de um dia. Para tanto, considera-se que a irradiância seja constante com valor de 1000 W/m^2 e HSP seja o número de horas em que esta irradiância está constante, assim nesta localidade com irradiância de 1000 W/m^2 constante, tem-se a mesma energia disponibilizada naquele local com a irradiância variável ao longo do dia.

Como pode-se observar no exemplo da Figura 8, neste dia ensolarado tem-se que a HSP é de 6 horas, sendo HSP no dia chuvoso igual a uma hora. O Brasil por ser um país de grandes dimensões possui estados municípios com HSP diferentes. Por exemplo, a cidade de Fortaleza-Ce possui um HSP médio anual de 5,78 horas, já a cidade de São Paulo-SP tem um HSP médio anual de 4,45 horas conforme as informações disponibilizadas pelo Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB) por meio de sua ferramenta *online SunData V 3.0*.

2.4 Célula e módulo fotovoltaico

Em 1839, o efeito fotovoltaico foi descoberto pelo cientista francês Becquerel, que ao iluminar uma solução ácida observou uma diferença de potencial nos eletrodos que estavam imersos na solução. Após esta descoberta de Becquerel, em 1876 foi descoberto um efeito parecido, contudo, ocorria em um dispositivo de estado sólido feito com o selênio. As primeiras células fotovoltaicas foram fabricadas com selênio por C. E. Fritz em 1883, entretanto, foi apenas nos anos 50 que foram fabricadas as primeiras células fotovoltaicas utilizando a tecnologia de

Figura 8 – Variação do recurso solar de acordo com mudanças no clima



Fonte: Pinho *et al.* (2008).

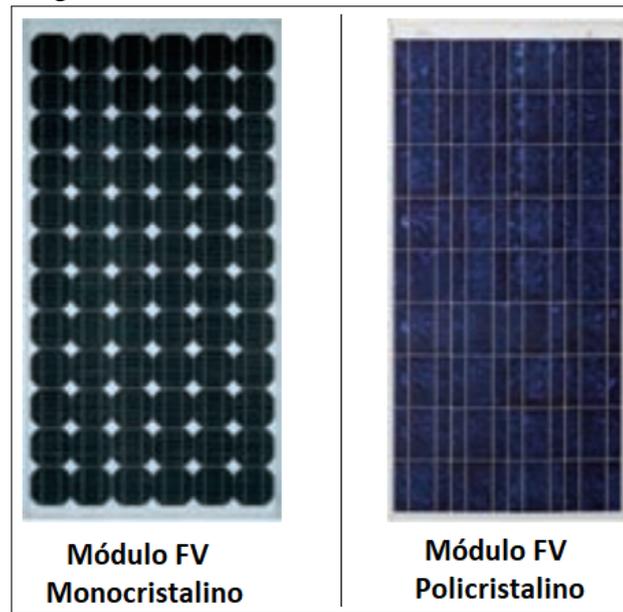
semicondutores (PINHO; GALDINO, 2014).

De modo geral, uma célula fotovoltaica tem a capacidade de transformar a energia proveniente do Sol em energia elétrica. Existem atualmente diversos tipos de tecnologias empregadas na fabricação de células fotovoltaicas. Segundo Pinho e Galdino (2014), entre as tecnologias mais difundidas e utilizadas estão as de silício cristalino e as de filme fino, sendo os módulos de silício (mono e policristalino) cristalino a tecnologia mais usada representando, em 2011, 87,9 % da preferência no mercado mundial. Na Figura 9, tem-se o exemplo de dois módulos de silício cristalino, sendo um monocristalino e outro policristalino.

Na Figura 10 a representação do modelo matemático real de uma célula fotovoltaica, onde V é a tensão de saída da célula, I é a corrente de saída da célula, R_S é a resistência série da célula, R_P é a resistência paralela da célula, I_D é a corrente de saturação reversa que passa pelo diodo, V_D é a tensão no diodo e I_L é a corrente fotogerada. A R_S representa as perdas por efeito Joule do material, do contato metal-semicondutor e das metalizações e a R_P representa as perdas por correntes parasitas provocadas pela existência de impurezas e irregularidades do material. O diodo equivale a contribuição da junção pn quando não há exposição a luz (PINHO; GALDINO, 2014).

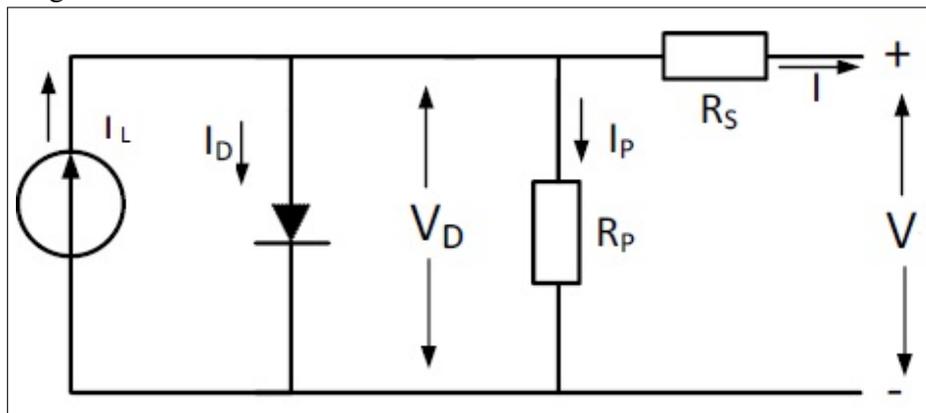
As células fotovoltaicas possuem características elétricas que devem ser entendidas

Figura 9 – Módulos de silício cristalino



Fonte: Adaptado de Pinho *et al.* (2008).

Figura 10 – Modelo matemático de uma célula fotovoltaica



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014).

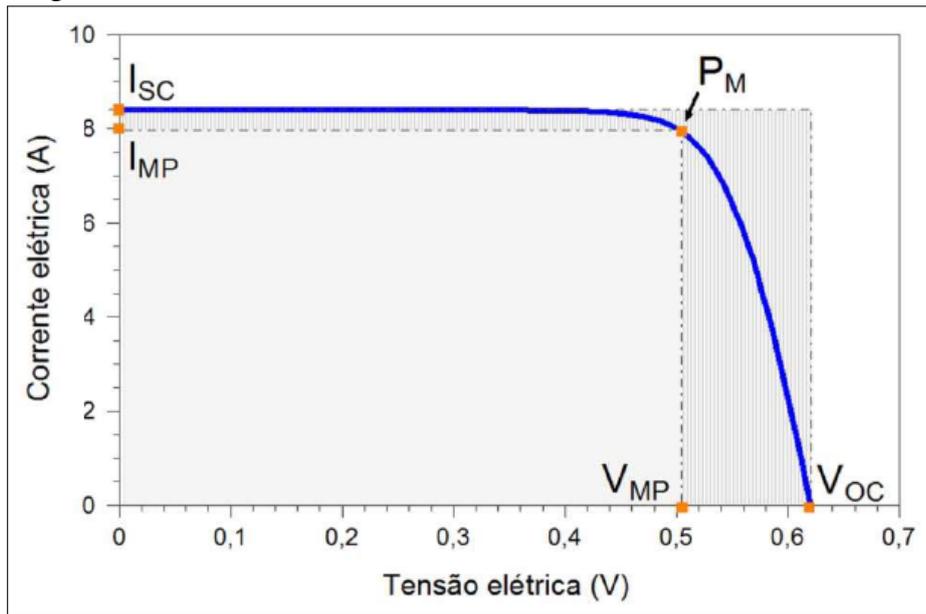
para que se possa projetar um sistema FV. Estas características podem ser encontradas a partir das curvas características corrente-tensão, conhecidas como curvas I-V. A Figura 11 mostra a curva característica I-V de uma célula e na Figura 12 a curva I-V de um módulo fotovoltaico, onde os valores de tensão de circuito aberto (V_{oc}), a corrente de curto-circuito (I_{sc}) e o ponto de máxima potência (P_m), sendo este ponto formado pelo par ordenado: corrente na máxima potência (I_{mp}) e tensão na máxima potência (V_{mp}) estão representados.

Conforme Pinho e Galdino (2014), a modelagem matemática das curvas I-V de uma célula fotovoltaica é feita da seguinte forma:

$$I = I_L - I_D \left[\exp \left(\frac{q(V + IR_S)}{nkT} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_P}. \quad (2.2)$$

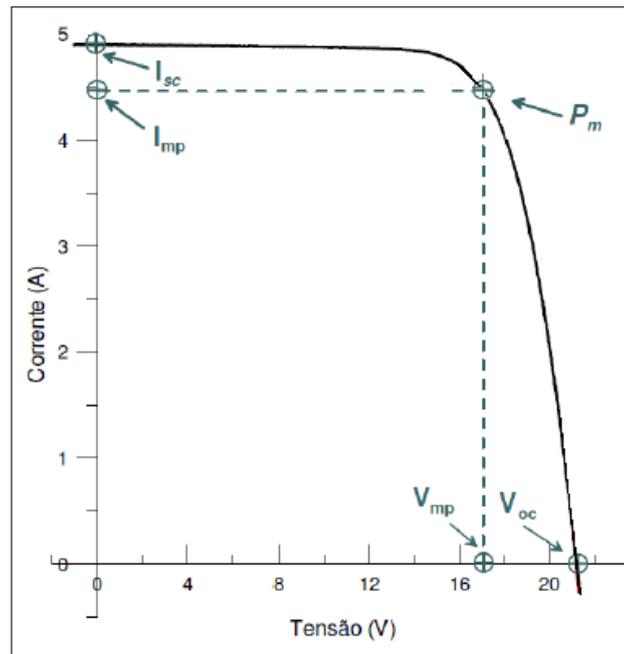
Na Equação 2.2 além das variáveis e grandezas já apresentadas anteriormente, temos

Figura 11 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014).

Figura 12 – Curva I-V de um módulo fotovoltaico



Fonte: O autor.

a constante de Boltzmann (k), a temperatura absoluta (T) em K , e a carga do elétron (q) e o fator de idealidade do diodo (n).

Nos arranjos, módulos e células FV as informações como o *Fill Factor* (FF), eficiência (η) são importantes e podem ser obtidas a partir, também das curvas I-V. Em um módulo FV, o *Fill Factor* (FF) é a razão entre a potência máxima do módulo (P_m) e o produto entre a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto-circuito (I_{sc}). A eficiência de um módulo é a

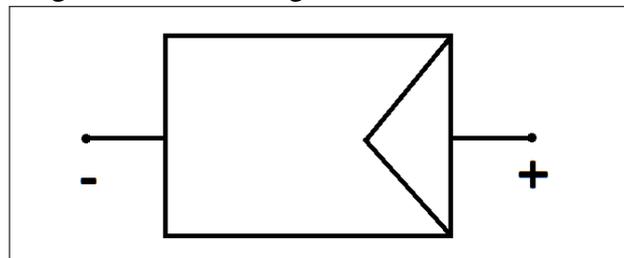
razão entre a maior potência do módulos e a multiplicação entre a área do módulo e a irradiância incidente. O FF e o η são representados pelas Equação 2.3 e 2.4, respectivamente:

$$FF = \frac{P_m}{V_o c I_{s,c}}. \quad (2.3)$$

$$\eta = \frac{P_m}{V_o c I_{s,c}} \cdot 100\%. \quad (2.4)$$

Na Figura 13 tem-se a simbologia de representação de um módulo fotovoltaico.

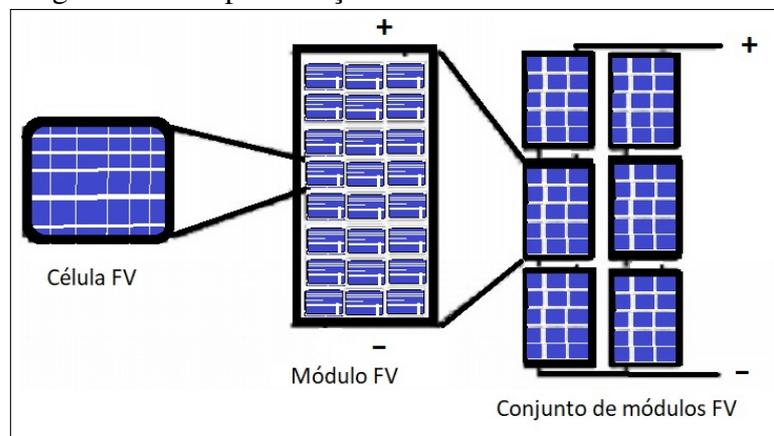
Figura 13 – Simbologia de um módulo FV



Fonte: Adaptado de ABNT NBR 10899 (2013).

Segundo a norma ABNT NBR 10899 (2013), um módulo fotovoltaico é conjunto de células interligadas eletricamente e encapsuladas e um arranjo fotovoltaico é um conjunto de módulos mecanicamente e eletricamente interligados, conforme pode-se observar na Figura 14. Em um arranjo FV, os módulos podem estar conectados em série ou em paralelo.

Figura 14 – Representação de células e módulos FV

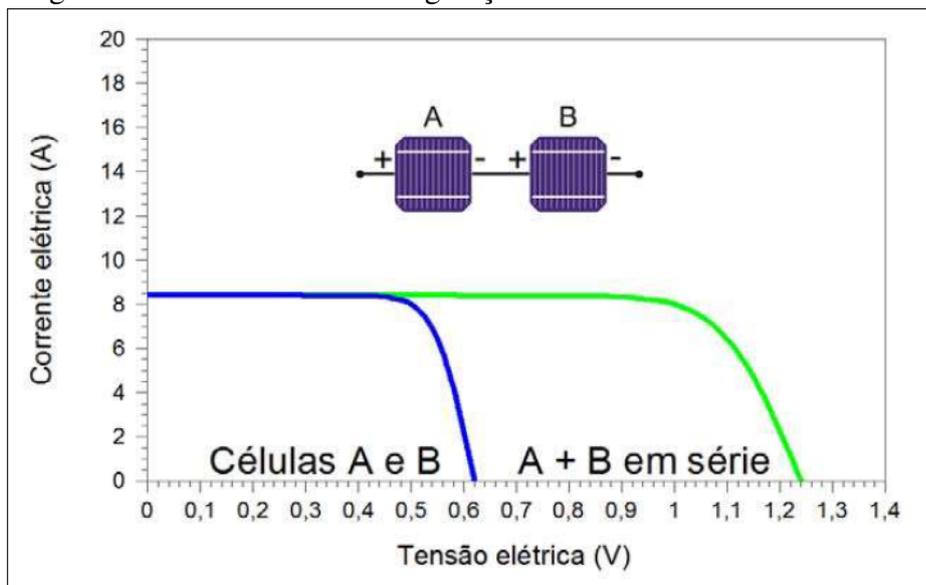


Fonte: O autor.

Na constituição de um módulo fotovoltaico, as células são interligadas nas configurações em série e paralelo. Resultando da associação em série de células, tem-se a soma das tensões

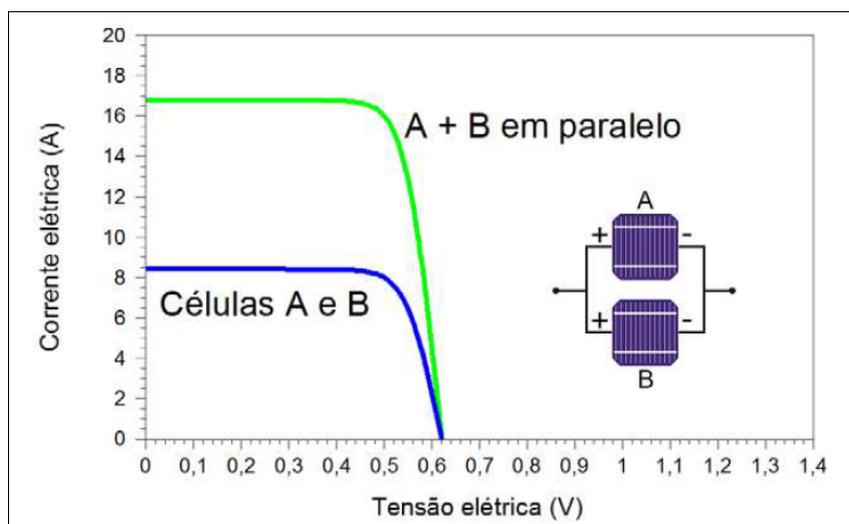
das células como a tensão resultante e a corrente deste conjunto é a mesma em todas as células. Contudo, na configuração em paralelo de um conjunto de células ocorre o inverso, tem-se que as correntes se somam e a tensão permanece a mesma como resultantes deste conjunto. Desta forma, as curvas I-V características resultantes da configuração série e paralelo das células podem ser visualizadas nas Figuras 15 e 16 (PINHO; GALDINO, 2014). O mesmo ocorre quando se tem associações dos módulos em série ou em paralelo.

Figura 15 – Curva I-V e a configuração em série de duas células FV



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Figura 16 – Curva I-V e a configuração em paralelo de duas células FV



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

As condições padrões de teste (*Standart Teste Conditions*- STC) são as condições de

laboratório onde se especificam a potência e os parâmetros nominais de um módulo, uma célula ou um arranjo fotovoltaico, sendo essas condições referente a temperatura de célula de 25 °C, massa de ar no valor de uma unidade e irradiância de 1000 W/m².

Na Tabela 2 tem-se como exemplo algumas grandezas em STC anteriormente discutidas. Nesta tabela encontram-se os dados do módulo fotovoltaico da fabricante *Canadian Solar* modelo *CS6P-265P*. As demais informações sobre este módulo estão contidas em sua folha de dados no Anexo B.

Tabela 2 – Características elétricas em STC do módulo FV CS6P-265P- *Canadian Solar*

| Características elétricas em STC | |
|----------------------------------|-------|
| P_m (Wp) | 265 |
| V_{mp} (V) | 30,6 |
| I_m (A) | 8,66 |
| V_{oc} (V) | 37,7 |
| I_{sc} (A) | 9,23 |
| η (%) | 16,47 |

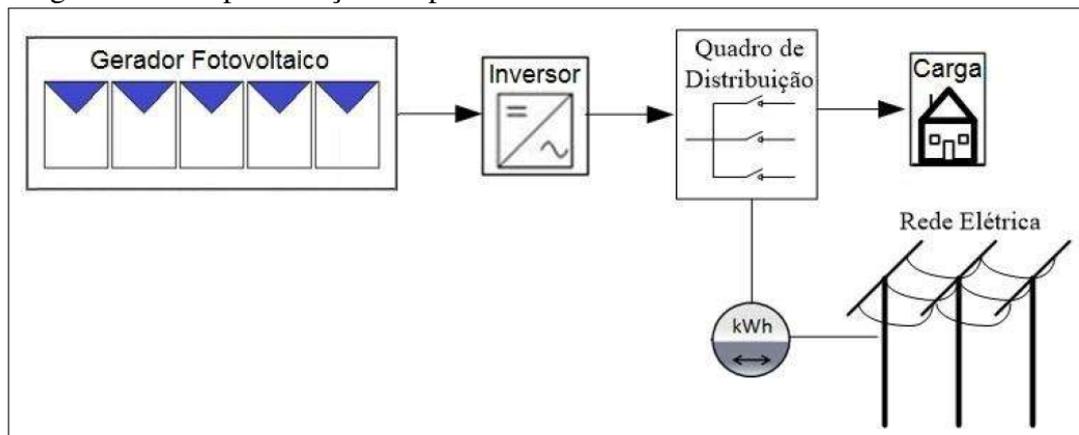
Fonte: Adaptado de Canadian Solar (2016).

2.5 Inversores fotovoltaicos

O módulos fotovoltaicos (convencionais e sem a existência de conversores acoplados) ao converterem a energia solar em energia elétrica não disponibilizam a mesma de forma a serem imediatamente utilizadas, pois é gerado energia em corrente contínua(CC) e as instalações geralmente estão em corrente alternada. Para que o cliente final possa utilizar a energia em sua instalação, a energia gerada precisa atender à especificações técnicas, como ter suas tensões e correntes de saída no formato senoidal e com a mesma frequência (60Hz no Brasil) das tensões e correntes provenientes da rede elétrica na qual se esta conectada.

A geração de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica é representado pela Figura 17. Nesta figura tem-se um gerador FV que gera energia elétrica e entrega em seguida esta energia para o inversor FV. O inversor processa esta energia deixando-a nos padrões conforme as diretrizes, normas e regulamentações vigentes. Esta energia processada é direcionada para o quadro de distribuição da instalação. Parte da energia gerada vai para alimentação das cargas existentes e o restante é enviada a rede elétrica, passando antes pelo medidor bidirecional.

Figura 17 – Representação simplificada de um SFVCR



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014).

A vantagem de um SFVCR é utilizar-se da rede elétrica e fazer uso do sistema de compensação e geração de créditos de energia, pois não se tem o custo de instalação e manutenção com banco de baterias, tendo em vista que o uso de banco de baterias para SFV ainda é elevado. As resoluções 482/2012 e 687/2015 da ANEEL são as responsáveis por regulamentarem a geração distribuída no Brasil, tratando-se das formas e usos da compensação dos créditos de energia gerados para a micro e minigeração.

Segundo Caamaño (1998), pode-se classificar em quatro os tipos de inversores, sendo estes e suas características:

- a) Fontes de corrente: possuem simplicidade e têm uma maior tolerância a qualidade da rede;
- b) Fontes de tensão: tendem a melhorar a qualidade da rede e têm flexibilização para operarem com sistemas conectados à baterias. Contudo, se as condições da rede não forem ideais apresentam mal funcionamento;
- c) Comutados pela rede: possuem simplicidade e robustez, têm elevadas eficiências. Porém, não funcionam adequadamente quando "ilhadas" da rede elétrica, possuem elevados níveis de harmônicos de corrente, há necessidade de compensação reativa e não é recomendado para redes elétricas com baixa qualidade de energia;
- d) Autocomutados: possuem tamanhos relativamente pequenos, suas correntes têm baixa distorção, seus fatores de potência são próximos do valor unitário, podem funcionar "ilhados da rede elétrica".

Os inversores fotovoltaicos utilizados devem atender as especificações das normas vigentes, sendo obrigatório para os que compõem um SFVCR a existência da função anti-ilhamento conforme a norma ABNT NBR IEC 62116:2012 ("Procedimento de ensaio de anti-ilhamento

para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica"). Deve-se atentar para o local na instalação onde o inversor estará fixado, para o grau de proteção IP que o inversor possui seja adequado ao seu modo de instalação. Na Figura 18 há um exemplo de inversores instalados de forma abrigada com existência de ventilação adequada conforme recomendações dos fabricantes. Instalar os inversores de acordo com as recomendações dos fabricantes evita a existência de eventuais danos ou perdas na eficiência.

Figura 18 – Inversores protegidos da exposição à intempéries



Fonte: O autor.

2.6 A norma ABNT NBR 16274:2014

Conforme explanado no Capítulo 1, devido ao crescimento praticamente exponencial do número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil, cresce a necessidade de normas que guiem e normatizem procedimentos que garantam o melhor funcionamento possível das instalações fotovoltaicas. O comissionamento de sistemas fotovoltaicos tem como finalidade básica, verificar se o sistema foi corretamente instalado, atendendo aos critérios estabelecidos pelo projeto e de acordo com as normas vigentes que apontam diretrizes a serem seguidas (PINHO; GALDINO, 2014). Neste contexto, entrou em vigor ano de 2014 a norma ABNT NBR 16274 (2014), intitulada: "Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho".

A ABNT NBR 16274 (2014) é aplicável apenas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, ou seja, não se aplica a sistemas com armazenamento de energia elétrica por meio de baterias e sistemas fotovoltaicos que utilizem módulos com microinversores. Esta norma também não se aplica a sistemas híbridos (PINHO; GALDINO, 2014).

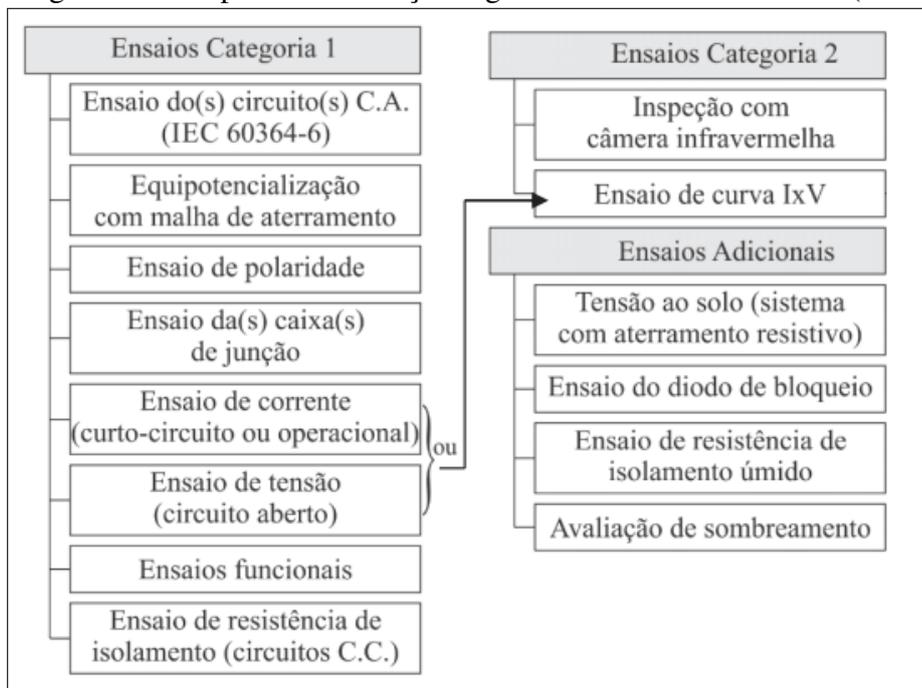
Em seus dez capítulos a norma ABNT NBR 16274 (2014) trata, basicamente, dos seguintes assuntos: requisitos mínimos de documentação e verificação dos SFVCR. A norma

retrata nos requisitos de documentação quais informações e dados que os projetistas e instaladores devem fornecer ao proprietário do SFV. São abordados dentro do assunto de verificação de SFVCR, a inspeção, os ensaios de comissionamento e ensaios adicionais. A inspeção trata da verificação de conformidade da execução com o projeto e normas vigentes, verificando-se as partes CC e CA do sistema FV e se estão adequadas as identificações e etiquetas dos SFV. Os ensaios de comissionamento são divididos em dois tipos: Categoria 1 e Categoria 2.

Os ensaios de comissionamento Categoria 1 são aqueles ensaios e procedimentos que devem ser aplicados a todos os sistemas. Já os ensaios de Categoria 2, devem ser aplicados, juntamente com os ensaios de Categoria 1, a sistemas de maior porte ou com maior complexidade (GUIMARÃES *et al.*, 2018).

Conforme visualiza-se a Figura 19, tem-se como a etapa de Verificação deve ser executada. Inicia-se com a inspeção, tendo-se posse as informações e documentações do SFVCR que a ABNT NBR 16274 (2014) solicita.

Figura 19 – Etapas da Verificação segundo a ABNT NBR 16274 (2014)



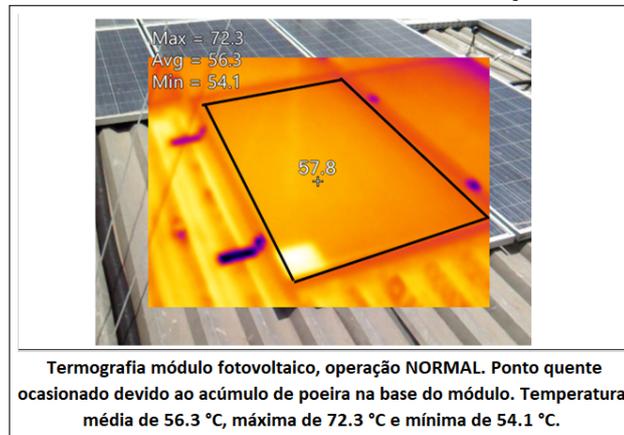
Fonte: Adaptado de Guimarães *et al.* (2018).

Faz-se a inspeção do sistema CC, da proteção contra sobretensão e choque elétrico, do sistema CA, da etiquetagem e identificação dos componentes do SFV e da instalação mecânica. Em seguida, inicia-se os ensaios de comissionamento de Categoria 1, o qual abrange os ensaios dos circuitos CA (conforme a norma IEC 60364-6), ensaio de equipotencialização com a malha de aterramento, ensaio de polaridade, ensaio das caixas de junção, ensaio de corrente de curto-

circuito ou operacional, ensaio de tensão de circuito aberto, ensaios funcionais e ensaios de resistência de isolamentos nos circuitos CC.

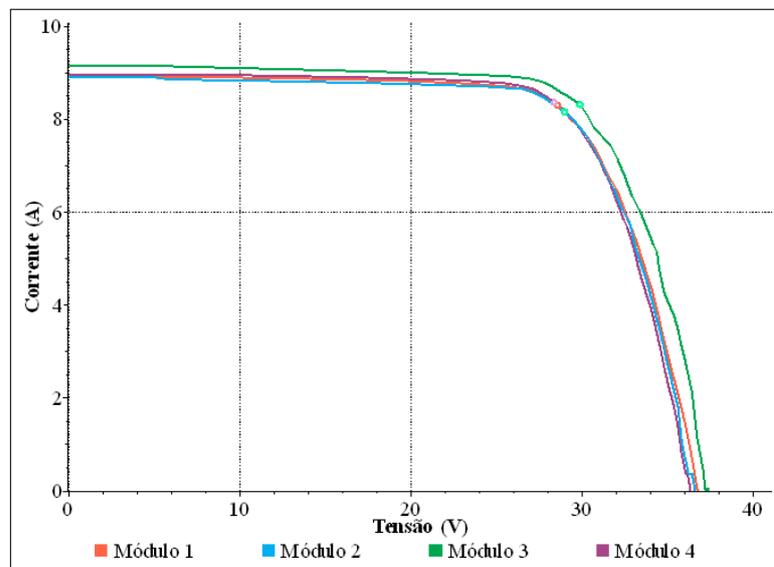
Caso aplicável ou desejável, faz-se os ensaios de Categoria 2, que são a inspeção com câmera infravermelha e o ensaio de curva I-V. Sendo executado o ensaio de curva I-V, a ABNT NBR 16274 (2014) faz dispensável a execução do ensaio de corrente de curto-circuito ou operacional e do ensaio de tensão de circuito aberto, pois os ensaios de curva I-V trazem também as informações que estes outros ensaios obteriam. Exemplos de resultados obtidos em campo durante estes ensaios de comissionamento podem ser vistos nas Figuras 20 a 22.

Figura 20 – Registro durante o ensaio de câmera IR em um módulo com sujidade



Fonte: O autor.

Figura 21 – Curvas I-V em STC traçadas em quatro módulos FV do mesmo SFVCR



Fonte: O autor.

Figura 22 – Dados obtidos a partir de ensaios de curva I-v

| MÓDULO 1 | | | | | MÓDULO 2 | | | | |
|-----------|--------|--------|-------------------------|-------|-----------|--------|--------|-------------------------|-------|
| | Medido | STC | Condições do ensaio | | | Medido | STC | Condições do ensaio | |
| Voc (VDC) | 33,7 | 36,7 | Irr (W/m ²) | 1037 | Voc (VDC) | 33,8 | 36,56 | Irr (W/m ²) | 1035 |
| Isc (ADC) | 9,365 | 8,92 | Ta (C) | 37,90 | Isc (ADC) | 9,30 | 8,91 | Ta (C) | 37,92 |
| Vmpp (V) | 26,21 | 28,583 | Tpv (C) | 53,79 | Vmpp (V) | 27,22 | 28,96 | Tpv (C) | 47,16 |
| Impp(A) | 8,70 | 8,297 | FF | 72,31 | Impp(A) | 8,50 | 8,16 | FF | 69,89 |
| Pmpp(W) | 228,03 | 237,15 | | | Pmpp(W) | 231,37 | 236,47 | | |
| MÓDULO 3 | | | | | MÓDULO 4 | | | | |
| | Medido | STC | Condições do ensaio | | | Medido | STC | Condições do ensaio | |
| Voc (VDC) | 33,5 | 37,39 | Irr (W/m ²) | 1022 | Voc (VDC) | 33,8 | 36,33 | Irr (W/m ²) | 1024 |
| Isc (ADC) | 9,475 | 9,15 | Ta (C) | 38,5 | Isc (ADC) | 9,245 | 8,95 | Ta (C) | 38,39 |
| Vmpp (V) | 27,01 | 29,867 | Tpv (C) | 57,49 | Vmpp (V) | 26,61 | 28,366 | Tpv (C) | 46,21 |
| Impp(A) | 8,60 | 8,31 | FF | 73,33 | Impp(A) | 8,60 | 8,366 | FF | 73,63 |
| Pmpp(W) | 232,29 | 248,19 | | | Pmpp(W) | 228,85 | 237,31 | | |

Fonte: O autor.

Por fim, realiza-se os ensaios adicionais, caso seja solicitado pelo cliente, sendo estes ensaios: o ensaio de tensão ao solo (para sistemas com aterramento resistivo), ensaio do diodo de bloqueio, ensaio de resistência de isolamento úmido e a Avaliação de Desempenho (*Performance Ratio*).

A norma ABNT NBR 16274 (2014) também estabelece como o relatório deve ser feito. Ele deverá possuir, no mínimo a cópia de todos os dados obtidos nos ensaios e procedimentos tanto para os ensaios de comissionamento, quanto para os ensaios de avaliação de desempenho.

3 DOCUMENTAÇÃO DE SFVCR CONFORME A ABNT NBR 16274:2014

Devido aos SFVs terem vida-útil estimada de 20 à 30 anos, o fato de ter a posse dos documentos e registros necessários contribui para que se tenha um melhor desempenho do sistema fotovoltaico instalado ao longo de sua vida-útil (ABNT NBR 16274, 2014). Deste modo, por exemplo, pode-se acionar as garantias fornecidas pelos fabricantes dos equipamentos quando necessário, além de tornar mais fácil a realização de manutenções de forma mais adequada (feitas por muitas vezes por empresas diferentes da empresa projetista ou instaladora do SFVCR).

A ABNT NBR 16274 (2014), no que tange aos requisitos mínimos de documentação, aborda em seu capítulo 4 as principais documentações que irão fornecer os dados mais significativos do sistema fotovoltaico para o cliente. Esta norma requisita os dados abordados nas seções de 3.1 a 3.3.

Conforme estabelecido na Metodologia deste trabalho, neste capítulo será abordada as exigência mínimas para documentações e informações dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFVCR) fazendo um paralelo à registros e informações obtidas durante a inspeção, verificação e ensaios de comissionamento em SFVCR de micro e minigeração nos estados do Ceará e São Paulo. Os valores de potências instaladas destes SFVCR estão entre 22,26 kWp e 89,04 kWp, sendo todos estes sistemas instalados nos telhados das edificações.

3.1 Dados do SFVCR

São considerados pela ABNT NBR 16274 (2014) como parte construtiva dos dados do sistema fotovoltaico as seguintes informações:

- a) Informações básicas do SFVCR: São as informações que devem estar presentes geralmente na capa da documentação do SFVCR, as quais devem explicitar o nome do proprietário, a potência nominal do sistema (kWp e kVA), o período de instalação, período dos ensaios de comissionamento, período dos ensaios de avaliação de desempenho (quando houver a realização anterior destes ensaios), localização do SFVCR, além da informações sobre o modelo, o fabricante e a quantidade para os módulos e para os inversores.
- b) Informações básicas do projetista do SFVCR: As informações mínimas que devem ser fornecidas pelos responsáveis pelo projeto do sistema fotovoltaico são sobre o responsável técnico e empresa responsável. Dos dados da empresa,

devem constar o nome, endereço postal, número de telefone e endereço de correio eletrônico para contato, explicitando-se qual foi a atividade realizada no projeto quando for necessário. Para o responsável técnico, os dados exigidos são o nome do responsável (aconselha-se fornecer o número de registro do profissional emitido por instituições competentes).

- c) Informações do instalador do SFVCR: São necessárias no mínimo as mesmas informações básicas exigidas para o projetista do SFVCR, devendo conter o nomes da empresa e responsável técnico, além das atividades realizadas quando necessário e de dados para contato e localização do responsável pela instalação do sistema fotovoltaico.

Foram analisados estes aspectos em instalações existentes, nas quais foram realizados ensaios de comissionamento fotovoltaico. Na Figura 3 encontram-se os dados de identificação de cada SFVCR, estado brasileiro onde o sistema fotovoltaico foi instalado, as potências instaladas nominais em kWp, a potência nominal do modelo de módulo fotovoltaico utilizado em Wp, a potência nominal do modelo de inversor utilizado em kW a quantidade de módulos e inversores presentes em cada sistema. Foram analisados 8 sistemas fotovoltaicos conectados à rede, sendo cinco sistemas localizados no estado do Ceará e três localizados no estado de São Paulo.

Tabela 3 – Dados gerais dos SFVCR em estudo

| Id. SFVCR | Local | Pot. Inst. (kWp) | Pot.Módulo (Wp) | Nº módulos | Pot. Inv. (kW) | Nº Inversores |
|-----------|-----------|------------------|-----------------|------------|----------------|---------------|
| 1 | Ceará | 89,04 | 265 | 336 | 20 | 4 |
| 2 | Ceará | 89,04 | 265 | 336 | 20 | 4 |
| 3 | Ceará | 44,52 | 265 | 168 | 20 | 2 |
| 4 | Ceará | 22,26 | 265 | 84 | 20 | 1 |
| 5 | Ceará | 22,26 | 265 | 84 | 20 | 1 |
| 6 | São Paulo | 69,43 | 265 | 262 | 20 | 3 |
| 7 | São Paulo | 66,78 | 265 | 252 | 20 | 3 |
| 8 | São Paulo | 60,42 | 265 | 228 | 20 | 3 |

Fonte: Adaptado de Guimarães *et al.* (2018)

Todas estas instalações injetam energia na Baixa Tensão, sendo os inversores utilizados tanto no SFVCR localizados no estado do Ceará como os instalados no estado de São Paulo os mesmos, inversores trifásicos de potência unitária nominal de 20 kW e tensão de saída em 380 V (60Hz) trifásico. O inversor adotado nos sistemas fotovoltaicos é o da fabricante ABB, modelo *ABB TRIO 20-TL-OUT-D*, conforme pode ser visto na Figura 23 e em sua folha de dados presente no Anexo A. Contudo, nos sistemas localizados em São Paulo, depois do quadro que concentra a energia oriunda dos inversores, há um transformador utilizado para a adequação

das tensões de saída de acordo com a tensão de operação e uso das instalações que recebem o SFVCR.

Figura 23 – Inversor Fotovoltaico ABB
TRIO 20



Fonte: Adaptado de ABB (2017).

Os módulos fotovoltaicos utilizados nestas instalações foram os mesmos, fabricados pela *Canadian Solar* modelo *CS6P-265P* de tecnologia policristalina. A Figura 24 mostra este módulo *CS6P-265P* e no Anexo B encontra-se sua folha de dados.

Por meio do levantamento de informações busca-se analisar se as exigências básicas de informações que devem ser fornecidas pelos projetistas e executores das instalações para os clientes finais foram atendidas. Tendo em vista que para a realização dos ensaios de comissionamento, devem ser apresentados no mínimo as informações e dados exigidos pela ABNT NBR 16274 (2014). Dessa forma tem-se o registro da entrega dessas informações na Figura 4.

Na Figura 4 a letra "A" significa que o critério foi "atendido" para a instalação fotovoltaica que está na mesma linha. Dessa forma, observa-se que todos os clientes têm em sua posse as informações básicas tanto das instalações, quanto do projetista e instalador do SFVCR. Além disso os sistemas 6 e 7 apresentaram informações adicionais, sendo estas informações no sistema fotovoltaico 6 referentes a um laudo estrutural. Já o sistema 7, apresentou um laudo estrutural e um relatório de inspeção antes da implantação do SFVCR. O fato de todos estes sistemas estarem de acordo com pelo menos o mínimo exigido, se deve em grande parte pela exigência do próprio

Figura 24 – Módulo Fotovoltaico CS6P-265P *Canadian Solar*



Fonte: Adaptado de Canadian Solar (2016).

Tabela 4 – Situações dos dados e informações fornecidos para o cliente

| Id. SFVCR | Local | Info. do SFVCR | Info. Básicas do projetista | Info. Básicas do instalador | Informou outros dados? quais? |
|-----------|-----------|----------------|-----------------------------|-----------------------------|---|
| 1 | Ceará | A | A | A | NÃO |
| 2 | Ceará | A | A | A | NÃO |
| 3 | Ceará | A | A | A | NÃO |
| 4 | Ceará | A | A | A | NÃO |
| 5 | Ceará | A | A | A | NÃO |
| 6 | São Paulo | A | A | A | SIM.Laudo Estrutural |
| 7 | São Paulo | A | A | A | SIM.Laudo Estrutural e Relatório de Inspeção antes da instalação do SFVCR |
| 8 | São Paulo | A | A | A | NÃO |

Fonte: Adaptado de Guimarães *et al.* (2018)

cliente durante a contratação dos serviços de seus projetistas e instaladores. Esta exigência é positiva e deveria ser seguida de forma convencional pelos projetistas e instaladores para que se possa alcançar níveis cada vez maiores de desenvolvimento e qualidade dos serviços que envolvem o setor de energia solar no Brasil.

3.2 Diagramas

Os diagramas são parte fundamental para ter-se conhecimento de uma planta fotovoltaica, sendo assim deve ser apresentado, no mínimo, um diagrama unifilar com as seguintes requisitos especificados de forma completa na norma ABNT NBR 16274 (2014):

- a) Especificações do arranjo fotovoltaico;
- b) Informações da série fotovoltaica;
- c) Detalhes elétricos do arranjo fotovoltaico;
- d) Informações sobre aterramento e proteção contra sobretensão;
- e) Informações sobre o sistema de corrente alternada.

Nas instalações fotovoltaicas em estudo neste trabalho foram fornecidos para análise no mínimo uma diagrama unifilar da instalação FV, uma planta situação, uma planta *layout*, uma planta estrutural, uma planta de percursos de cabo e um diagrama de sinalização.

O diagrama unifilar trouxe informações sobre número e modelo dos módulos e inversores utilizados, as identificações para os componentes utilizados no sistema FV, as especificações dos condutores e disjuntores, e a representação dos componentes do SFVCR até o ponto de conexão com a rede elétrica, passando pela medição.

A planta situação traz a localização geográfica por meio da representação em desenho, mostrando o local da instalação e a orientação para o norte geográfico.

A planta *layout* traz a representação de como será a disposição dos módulos no telhado da edificação juntamente com suas respectivas identificações, além de mostrar a disposição dos inversores e quadros elétricos da instalação.

Na planta estrutural, foi representado como será feita a montagem e disposição das estruturas mecânicas dos arranjos FV, como também detalhamentos das estruturas de fixação dos módulos e detalhamentos da fixação das estruturas no telhado.

A planta percurso dos cabos apresenta a localização dos eletrodutos e cabos que integram o sistema FV até a chegada no quadro geral de baixa tensão da instalação. Esta planta mostra o percurso dos cabos utilizados para equipotencialização e aterramento.

3.3 Outras informações importantes

As informações de operação e manutenção, os resultados dos ensaios de comissionamento e ensaio de avaliação de desempenho do sistema devem ser entregues conforme explicita

a ABNT NBR 16274 (2014).

Com relação a operação e manutenção, deve ser apresentados os procedimentos de verificação do correto funcionamento do SF, recomendações de manutenção e limpeza, procedimentos emergenciais para desligamento do SFVCR, considerações para futuras mudanças na estruturas existentes na instalação, documentações referentes as garantias dos componentes utilizados e lista de tomada de decisões em caso de falha (ABNT NBR 16274, 2014).

As documentações e informações dos resultados de ensaios de comissionamento do SFVCR devem apresentar as cópias de todos os dados obtidos e devem no mínimo incluir os resultados detalhados no capítulo "Verificação"(capítulo 5) da ABNT NBR 16274 (2014).Já para os resultados de avaliação de desempenho, deve-se ser apresentados cópias dos dados obtidos e no mínimo incluir os resultados detalhados no capítulo "Avaliação de desempenho"(capítulo 10) da ABNT NBR 16274 (2014).

Dessa forma, reitera-se a importância de ter essas documentações, dados e informações abordados neste capítulo, apesar de ter a posse destes documentos ser algo simples. Pois, por estes empreendimentos possuem duração por volta de décadas, poderá ser necessário o acionamento de garantias ou se determinar responsabilidades sobre os SFVCR no futuro (ABNT NBR 16274, 2014).

4 ASPECTOS RELEVANTES DE ALGUNS PROCEDIMENTOS DE VERIFICAÇÃO DE SFVCR CONFORME ABNT NBR 16274:2014

A norma ABNT NBR 16274 (2014) em seu capítulos 5, intitulado "Verificação", aborda em suas seções os assuntos sobre inspeção e ensaios de comissionamento. A Verificação é realizada com o SFV já instalado e poderá ocorrer de forma periódica.

A partir dos aspectos que a norma em estudo abrange, pode-se adotar algumas medidas já no período de projeto ou de instalação que possibilitarão melhor desempenho do SFV a longo prazo. Neste Capítulo 4, será explanado alguns aspectos sobre a "Verificação" fundamentada na ABNT NBR 16274 (2014), analisando-os a partir de exemplos práticos obtidas durante os ensaios de comissionamento e inspeção nas instalações descritas na Figura 3 a fim de registrar informações que possam contribuir com o conhecimento para engenheiros e empresas do setor de energia solar.

4.1 Inspeção em SFVCR

A etapa da inspeção deve ser feita antes da energização do sistema e antes dos ensaios de comissionamentos, sendo necessário garantir que o sistema fotovoltaico conectado a rede esteja em conformidade com as normas IEC 60364 e IEC 60364-7-712, as quais são normas internacionais que trazem normatizações sobre, respectivamente, instalações elétricas em edificações e requisitos para instalações fotovoltaicas (ABNT NBR 16274, 2014).

A inspeção é subdividida em partes. Inspecciona-se a parte do sistema em corrente contínua, em seguida a parte em corrente alternada, além de se verificar a existência de proteção contra sobretensão e choque elétrico, a existência de etiquetagem e identificação e também fazer uma verificação na instalação mecânica que integra o SFVCR.

4.1.1 Inspeção na parte de corrente contínua do SFVCR

Durante a inspeção dos circuitos que envolve a parte em corrente contínua do sistema, deve-se ter conhecimento dos valores máximos de tensão e correntes. Isto se faz relevante ao verificar se os componentes elétricos utilizados na instalação suportam os níveis de tensão e corrente adequados para o SFVCR em análise.

A sobrecorrente máxima em corrente contínua de um sistema fotovoltaico é limitada de forma inerente ao próprio funcionamento dos módulos fotovoltaicos, pois os módulos só

tem a capacidade de fornecer corrente até o limite de seu curto-circuito, o qual será o valor de corrente de curto-circuito na condição de maior irradiância possível (PINHO; GALDINO, 2014). Entretanto, deve-se ter cautela com geradores fotovoltaicos com mais de duas séries fotovoltaicas (*strings*) conectadas em paralelo, pois uma possível falha em uma série pode provocar a circulação de corrente reversa nos módulos acima do valor de corrente máxima tolerável pelo sistema (ALMEIDA, 2012).

Deve-se verificar na parte de corrente contínua do sistema fotovoltaico a existência de proteção por isolamento classe II ou equivalente para seu componentes, assim como verificar se os dispositivos de proteção foram corretamente posicionados e obedecidas as especificações dos fabricantes. Todos os cabos escolhidos e instalados devem ter a capacidade de suportar à influências externas previstas, sendo algumas destas influências: chuva, vento, variações de temperatura, radiação solar e formação de gelo (ABNT NBR 16274, 2014).

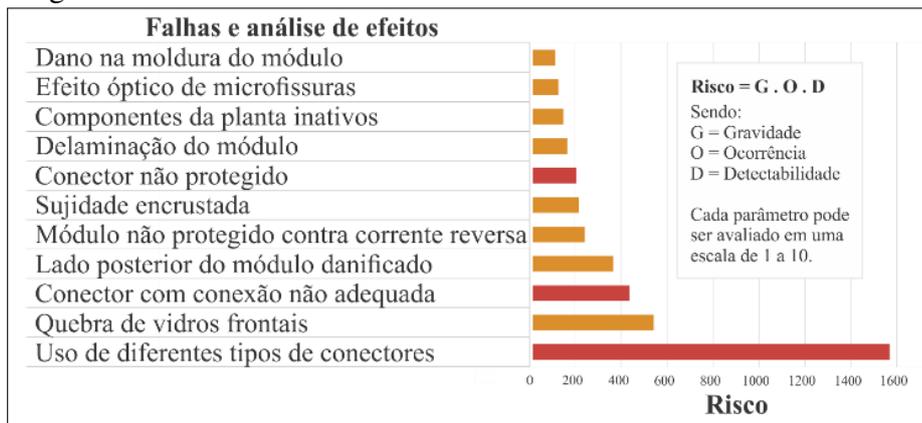
Deve estar instalada no SFVCR uma chave seccionadora de corrente contínua instalada no lado CC do inversor, para facilitar a desconexão das séries fotovoltaicas do restante do sistema. Assim, torna-se mais seguro e prático executar procedimentos de manutenção. Os sistemas (que foram descritos de forma geral na Figura 3) já possuem esta chave no próprio inversor o *ABB TRIO 20-TL-OUT-D*, conforme pode ser verificado na folha de dados do inversor no Anexo A.

Ainda neste procedimento de inspeção da ABNT NBR 16274 (2014), tem-se que verificar se plugues e soquetes conectados entre si são do mesmo fabricante. Pois se forem de fabricantes diferentes as conexões podem não estarem estabelecidas de maneira satisfatória, gerando pontos quentes e perdas por efeito Joule. As falhas no cabeamento e conectores são uns dos maiores riscos aos SFVCR (Figura 25), tendo um significativo impacto financeiro (GUIMARÃES *et al.*, 2018).

A Figura 25 apresentam as principais falhas que pode ser detectadas durante a etapa de Verificação feita de acordo com a ABNT NBR 16274 (2014). Estas falhas citadas presentes em (GUIMARÃES *et al.*, 2018) foram:

- a) Dano na moldura do módulo fotovoltaico;
- b) Efeito óptico de microfissuras;
- c) Componentes da planta inativos;
- d) Delaminação do módulo fotovoltaico;
- e) Conector não protegido;

Figura 25 – Causas de erros em SFVCR mais recorrentes



Fonte: Guimarães *et al.* (2018).

- f) Sujidade encrustada nos módulos fotovoltaicos;
- g) Módulo sem proteção contra corrente reversa;
- h) Lado posterior do módulo fotovoltaico danificado;
- i) Conector com conexão não adequada;
- j) Vidros frontais danificados;
- k) Uso de diferentes tipos de conectores.

Todos os SFV reais que foram realizados os ensaios de comissionamento (SFVCR de 1 a 8) estavam em conformidade na inspeção do lado CC do sistema. Partindo-se do conhecimento das informações desta seção, tem-se, por exemplo, que ao elaborar o memorial descritivo, orçamento e os diagramas do projeto de um SFVCR deve-se procurar equipamentos e componentes que atendam as especificações exigidas pela ABNT NBR 16274 (2014) para que o sistema possa ter uma vida útil e operação conforme o esperado.

4.1.2 Inspeção na parte de corrente alternada do SFVCR

A inspeção no que diz respeito a parte do sistema que opera em corrente alternada verifica se o inversor utilizado possui os parâmetros programados de acordo com a norma ABNT NBR 16149 ("Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface desconexão com a rede elétrica de distribuição") ou com outras regulamentações locais e se há um forma de seccionamento do inversor no lado CA, além de verificar se os dispositivos de seccionamento e isolamento foram implementados corretamente no sistema com a finalidade de garantir que a o SFV esteja conectado à carga e a rede elétrica conectada à fonte convencional da distribuidora.

Com relação a proteção contra sobretensão e choque elétrico, de acordo com a ABNT NBR 16274 (2014), deve-se minimizar a área de todos os laços na fiação quando for possível

para diminuir as tensões induzidas geradas por descargas atmosféricas, assim como também garantir a correta instalação dos condutores de equipotencialização e aterramento do arranjo fotovoltaico e comprovar que todos estes condutores de proteção do lado CA estejam conectados em paralelos juntamente com os condutores de proteção do lado CC.

Os sistemas em estudo ensaiados no estado do Ceará e São Paulo estavam de acordo no que diz respeito a inspeção na parte de corrente alternada do SFV e na proteção contra choques elétricos e sobretensão. Atenta-se que para fazer as verificações com equipamentos específicos, estes devem possuir os parâmetros técnicos compatíveis com os valores de tensão e correntes que circulam no sistema.

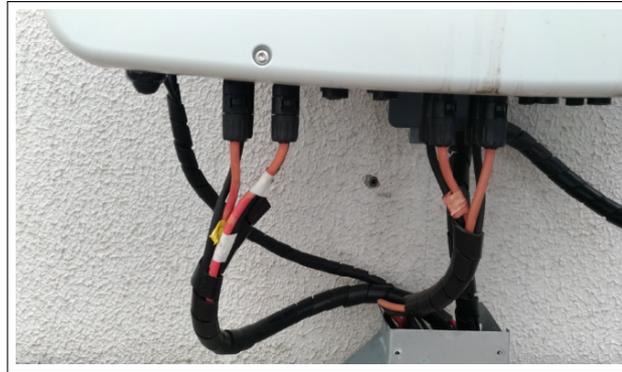
4.1.3 Identificação e etiquetagem dos componentes do SFVCR

Durante esta etapa da inspeção, constata-se se há sinalizações e identificações feitas corretamente. A norma ABNT NBR 16274 (2014) estabelece que devem possuir etiquetas de aviso indicando onde existem partes "vivas" nas caixas de junção (integrante da parte do sistema em corrente contínua) e que estas continuam sendo energizadas mesmo após o seccionamento do inversor com a rede elétrica. Esta norma também afirma, que as configurações de proteção do inversor e informações da empresa instaladora do SFVCR, os procedimentos de desligamento emergencial e o diagrama unifilar terão que ser exibidas no local. As etiquetas devem ser duráveis e visíveis.

Nos SFV em estudo, apresentaram identificações visíveis e compatíveis com o estabelecido nos diagramas, com exceção das identificações das séries fotovoltaicas no ponto de conexão com os inversores, pois a maioria dos SFVCR utilizaram fitas com as identificações impressas que com o passar do tempo e com a exposição a intempéries ficaram ilegíveis, como pode ser visto nas Figura 26. Alguns sistemas não possuíam identificação nas séries fotovoltaicas quando foi executada a inspeção, conforme visto na Figura 27. Isso, pode afetar a quantidade de energia do sistema produzida no sistema que será efetivamente destinada à rede elétrica.

Usando como exemplo inversor adotado nas instalações e admitindo que possua dois MPPTs e 8 canais para ligação das séries fotovoltaicas e que, de forma hipotética, ele estaria inserido em um sistema com 4 séries (duas séries com 19 módulos no "MPPT 1" e as outras duas com 22 módulos no "MPPT 2", definidas assim por questões construtivas e respeitando as especificações operacionais de corrente e tensão do inversor), se as identificações das séries não estiverem corretas ou visíveis, isto pode acarretar na troca das ligações. Assim, podeira-se

Figura 26 – Identificações inelegíveis das séries fotovoltaicas



Fonte: O autor.

Figura 27 – Ausência de identificações das séries fotovoltaicas



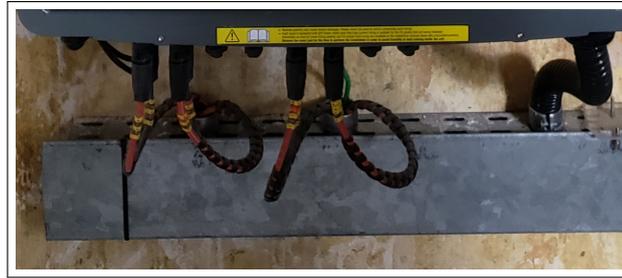
Fonte: O autor.

ter a configuração com "MPPT 1" e MPPT 2" conectados a uma série com 19 e outra série com 22 módulos. Por conseguinte, o sistema de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) entregaria à rede elétrica menos energia nesta "configuração trocada" do que se estivessem na configuração correta, significando em perda de energia e consequentemente prejuízo financeiro a longo prazo.

Foi solicitada a inserção das identificações onde não havia e a substituição das etiquetas que apresentavam desgaste. Deste modo, sugeriu-se a substituição por anilhas de identificação, as quais são mais duráveis e resistentes a intempéries. Dessa forma, as solicitações foram atendidas. Tem-se na Figura 28 o registro da identificação implementada com anilhas em uma das instalações em estudo. Além do exposto anteriormente, deve-se ter uma boa identificação dos componentes do SFVCR para facilitar os procedimentos de manutenção que possam ser necessários durante a vida útil do sistema fotovoltaico.

Sugere-se ao instalador do sistema que verifique as ligações no sistema, se os equipamentos utilizados estão de acordo com parâmetros especificados pelo projeto e se todos os dispositivos foram instalados corretamente todos os dispositivos para que garanta que o projeto

Figura 28 – Identificações das séries fotovoltaicas feitas com anilhas



Fonte: O autor.

foi executado corretamente e que tenha uma operação dentro da normalidade.

4.2 Comissionamento em SFVCR

Nesta seção serão explicados alguns dos ensaios de comissionamento contidos na ABNT NBR 16274 (2014), juntamente com a demonstração de resultados obtidos em campo dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica analisados durante este trabalho descritos no 3. A escolha dos ensaios a serem abordados neste capítulo, visou aqueles que trariam de alguma forma contribuições para projetistas, instaladores e clientes de SFVCR. Deste modo, será abordado o ensaio de curva I x V e o procedimento de inspeção com câmera de infravermelho (do inglês, *infrared- IR*) conforme a ABNT NBR 16274 (2014).

4.2.1 Ensaio de curva I-V

Conforme abordado na Fundamentação Teórica, a curva I-V é um modelo matemático que traz em seu significado as características de um gerador fotovoltaico, podendo ser este gerador considerado desde uma simples célula fotovoltaica ou uma série de módulos fotovoltaicos (OLIVEIRA, 2015). Nesta curva I-V podemos encontrar os valores de tensão de circuito aberto (V_{oc}), a corrente de curto-circuito (I_{sc}) e o ponto de máxima potência (P_m), sendo este ponto formado pelo par ordenado: corrente na máxima potência (I_{mp}) e tensão na máxima potência (V_{mp}). Os valores medidos da curva I-V são transformados com suas devidas correções em valores no STC (do inglês, *Standard Test Conditions*), que são as condições padrões de teste: 25 °C de temperatura, massa de ar igual a uma unidade e irradiância de $1000 W/m^2$.

Para traçar as curvas I-V nas instalações FV em estudo, obteve-se em campo medições de irradiância no mesmo plano do gerador fotovoltaico, medições de temperatura de costas de célula e as medições de corrente e tensão necessárias por meio de um equipamento capaz

de realizá-las (o traçador de curva I-V). Os equipamentos utilizados para o ensaio, devem ter características de operação compatíveis com parâmetros de corrente e tensão do sistema para que não haja incidentes ou medições errôneas, além de estarem com certificados de calibração válidos. A Figura 29 mostra o traçador utilizado durante a realização dos ensaios de comissionamento no Ceará, já nas Figuras 30 a 32 tem-se os registros do SFVCR 1, e na Figura 33 as curvas I-V amostradas em campo de uma mesma *string* do SFVCR 1 quando a mesma estava com sujidades em sua superfície e após sua limpeza.

Figura 29 – Traçador de curva I-V modelo PV-210 Seaward



Fonte: O autor.

Figura 30 – Módulos instalados no SFVCR 1



Fonte: O autor.

Figura 31 – Módulos instalados no SFVCR 1 com sujidades



Fonte: O autor.

Figura 32 – Módulos instalados no SFVCR 1 após limpeza

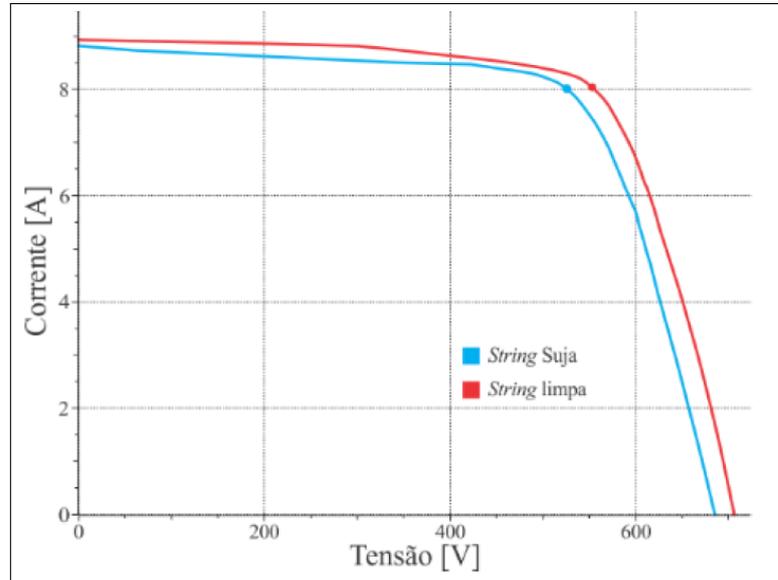


Fonte: O autor.

Dessa forma, ao se ter traçada a curva do gerador fotovoltaico, consegue-se diagnosticar alguns possíveis problemas conforme consta na ABNT NBR 16274 (2014):

- a) Células ou módulos danificados;
- b) Diodos de *by-pass* em curto-circuito;
- c) Sombreamento localizado em determinada área do arranjo fotovoltaico;
- d) Descasamento de parâmetros entre os módulos;

Figura 33 – Curvas I-V amostradas de uma *string* quando estava com sujeira e após sua limpeza

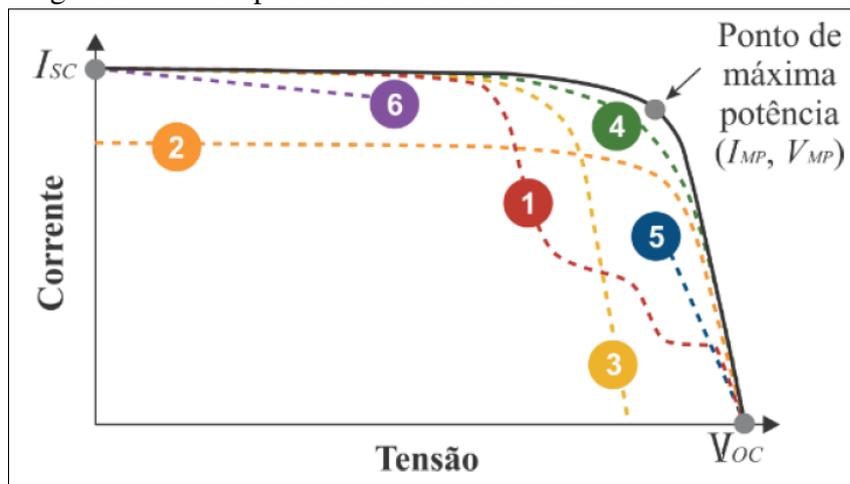


Fonte: Guimarães *et al.* (2018).

- e) Existência de excessiva resistência paralela e/ou série nas células, módulos e arranjos Fotovoltaico (FV).

No Anexo C da ABNT NBR 16274 (2014), mostra-se alguns dos fatores que podem ser causas dos desvios nas curvas I-V. Conforme pode ser visto na Figura 34, as curvas de 1 a 5 representam os desvios possíveis encontrados nas curvas I-V, sendo a curva sem defeitos a de curva com maior valor de potência máxima.

Figura 34 – Exemplos de desvios de curvas I-V



Fonte: Guimarães *et al.* (2018).

O desvio de curva 1 se tem-se como possível causa um descasamento de corrente no circuito devido ao diodo de *by-pass* estar conduzindo. Essa condução deste diodo se deve, por

exemplo, pela acúmulo de deposição de excrementos de pássaros ou existência de sombreamento no módulo FV (GUIMARÃES *et al.*, 2018).

O desvio 2 pode ser simplesmente uma alocação não adequada do sensor de irradiância no momento do ensaio de curva I-V, pois este sensor deve estar no mesmo plano de irradiância que o gerador fotovoltaico que está sendo ensaiado ou até uma sujidade uniforme presente na superfície dos módulos do arranjo FV (HERNDAY, 2014). Observe que no desvio 2 na Figura 34, o formato da curva permanece similar a a curva ideal (curva de cor preta), contudo os valores de corrente são menores pois foram limitados pela diminuição da incidência de irradiância nas áreas com sujidades o que ocorreu na curva "suja" ensaiada em campo do SFVCR 1 indicada na Figura 33. Além destas possíveis causas, pode-se ter como explicação para o desvio 2 a ocorrência do efeito de delaminação dos módulos FV ou sua degradação inerente.

Caso exista células curto-circuitadas, diodo de *by-pass* invertido ou em curto-circuito poderá ocorrer o desvio 3. Além dessas causas, o simples fato de se fazer uma medição incorreta da temperatura de costa da célula pode ser responsável pelo aparecimento deste desvio na curva I-V.

O desvio 4, um declive menos acentuado da curva, demonstra o efeito do envelhecimento do sistema na curva I-V do arranjo, fazendo-se com que haja perda na potência do arranjo FV a médio e longo prazo (ABNT NBR 16274, 2014).

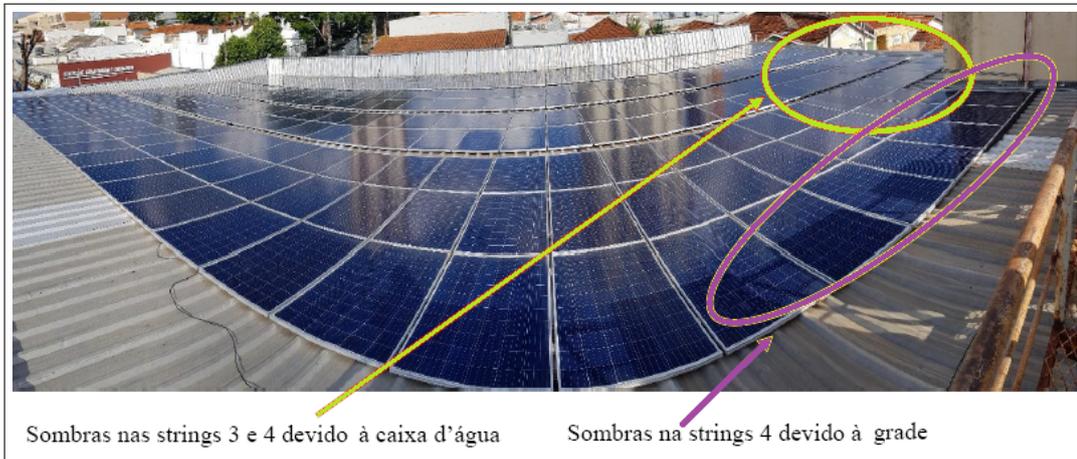
Uma possível causa para o desvio 5 é o aumento da resistência série resultado do mal dimensionamento dos condutores que interconectam os módulos ou simplesmente dos condutores que estão medindo a curva I-V possuir maior resistência devido ao comprimento ou devido a seção dos mesmos. Deve-se levar em consideração a possibilidade de este desvio ser causado também pelo aumento da resistência devido a degradação e envelhecimento natural do módulo FV (GUIMARÃES *et al.*, 2018).

Durante o procedimento de medição de curva I-V, a irradiância medida deve ser no mínimo 700 W/m^2 no plano dos módulos ensaiados e não poderá haver sombreamento local incidindo no medidor de irradiância (ABNT NBR 16274, 2014). Quando ocorre esta variação durante o teste, pode ser visualizado na curva I-V amostrada um resultado similar ao desvio de curva 6.

No SFVCR 6 localizado em São Paulo, registrou-se o sombreamento em duas séries FV causado por estrutura construtiva do local da instalação (Figuras 35 e 36). Assim, ao medir as curvas I-V e compará-las com as outras curvas I-V do sistema pode-se perceber a presença de

alguns desvios. Além do sombreamento havia uma deposição de sujidades na superfícies dos módulos como pode-se perceber ao comparar as curvas I-V medidas em STC com a curva I-V nominal também em STC do módulo FV utilizado Figura 37.

Figura 35 – Sombreamento no arranjo do SFVCR 6



Fonte: O autor.

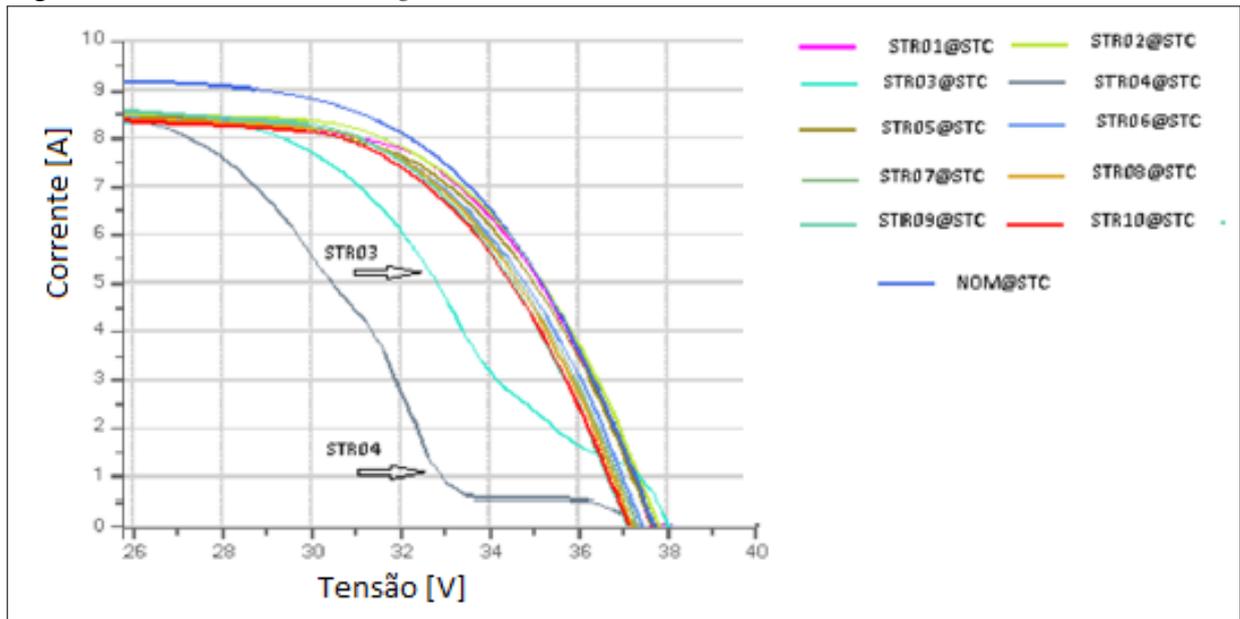
Figura 36 – Sombreamento e sujidade nos módulos do SFVCR 6 devido a estruturas no local



Fonte: O autor.

O desvio 1 pode ser observado na curva da *string* 03 e 04 na Figura 37 devido ao sombreamento ocasionado pela existência de uma grade e de uma caixa d'água. O desvio 2 também está presente em todas as curvas I-V das *strings* do SFVCR 6 devido a existência de sujidade uniforme observadas na Figura 36.

Assim pode-se inferir de forma prática a partir dos ensaios de curva I-V, que ao se projetar e instalar um SFVCR, deve-se conhecer bem o local da instalação e seus possíveis obstáculos construtivos. Simples sombreamentos e deposições de sujidades se não forem sanadas

Figura 37 – Curva I-V de *strings* do SFVCR 6

Fonte: O autor.

ou pelo menos mitigados os seus efeitos, podem causar prejuízos não somente na operação do SFVCR como perdas financeiras, já que não será entregue à rede elétrica a energia esperada. Portanto faz-se necessário executar a manutenção periódica para que se efetue a limpeza dos arranjos FV.

Desta forma, quando houver possibilidade, poderá ser executadas soluções para mitigar algumas perdas, por exemplo as perdas por sombreamento, antes mesmo da instalação do sistema FV. Todas as alterações feitas posteriormente na instalação devem ser registradas, atualizando-se as documentações e diagramas, conforme exposto no Capítulo 3 deste trabalho.

4.2.2 Procedimento de inspeção com câmera IR no SFVCR

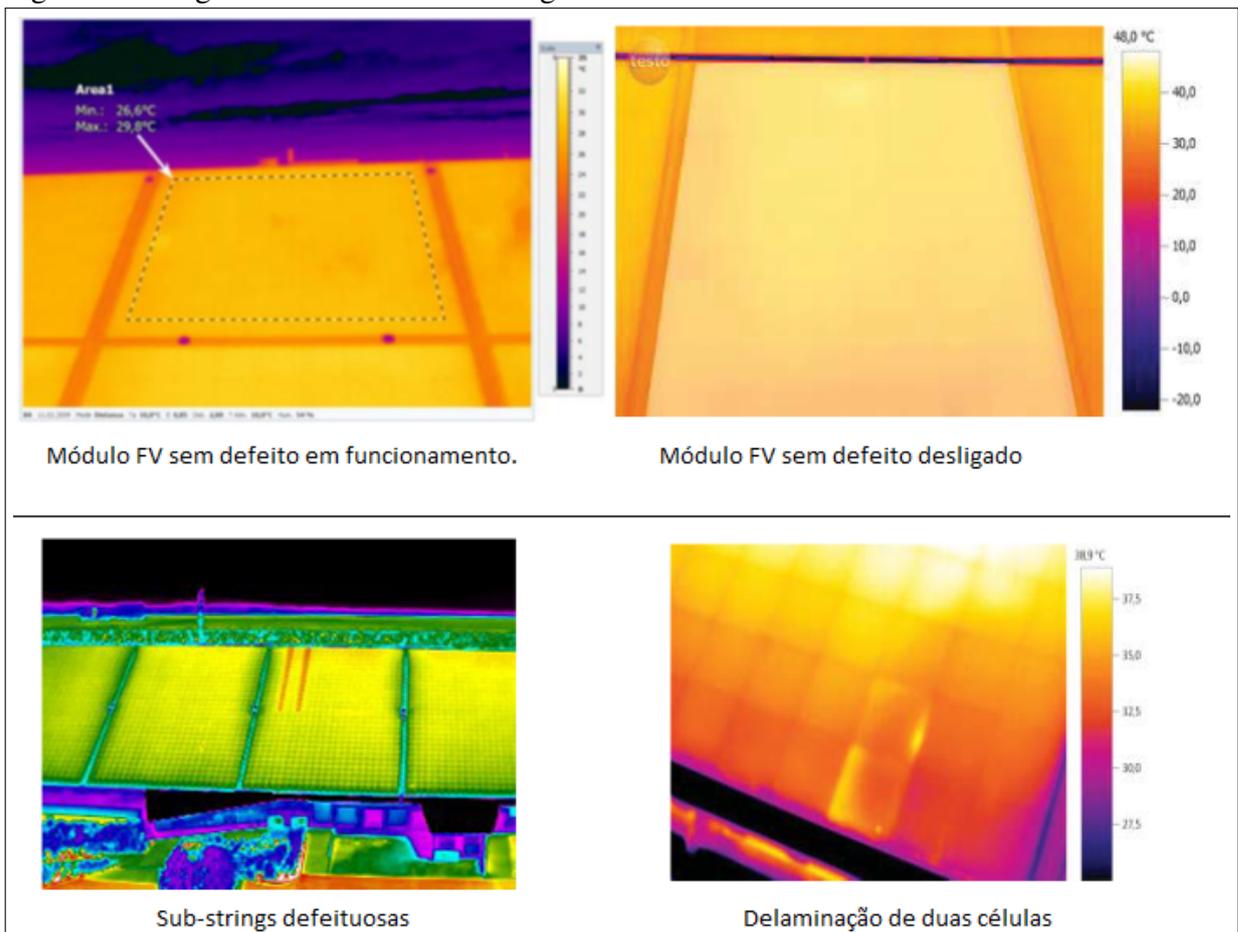
A realização do procedimento de inspeção com câmera IR, conforme descrito na ABNT NBR 16274 (2014), tem como objetivo detectar variações de temperatura anormais nos módulos fotovoltaicos. Caso exista estas variações de temperaturas, elas podem sinalizar a existência de problemas nos módulos e/ou nos arranjos FV. Deve-se, portanto, averiguar as suas prováveis causas, as quais poderão ser:

- a) Células reversamente polarizadas;
- b) Falha no diodo de *by-pass*;
- c) Falha de conexões com a solda nos módulos;
- d) Conexões ruins;

- e) Outras situações que possam a elevar temperaturas de forma localizada durante a operação do SFVCR.

De acordo com estabelecido na ABNT NBR 16274 (2014), o ensaio com câmera IR só deve ser realizado quando o SFVCR estiver em operação normal com o rastreamento de máxima potência sendo executado, quando a irradiância no mesmo plano do arranjo FV for equivalente a no mínimo 600 W/m^2 . As condições climáticas também devem permanecer estáveis, assegurando-se que haja circulação das correntes nos seus maiores valores possíveis para que variações locais de temperaturas possam ser mais facilmente detectadas. Na Figura 38 tem-se os registros termográficos de alguns módulos e séries fotovoltaicas, nos quais podemos identificar o comportamento térmico de um módulo em operação normal ou desligado, o efeito da delaminação e a defeitos em sub-séries fotovoltaicas de um SFVCR.

Figura 38 – Registros com câmeras termográficas

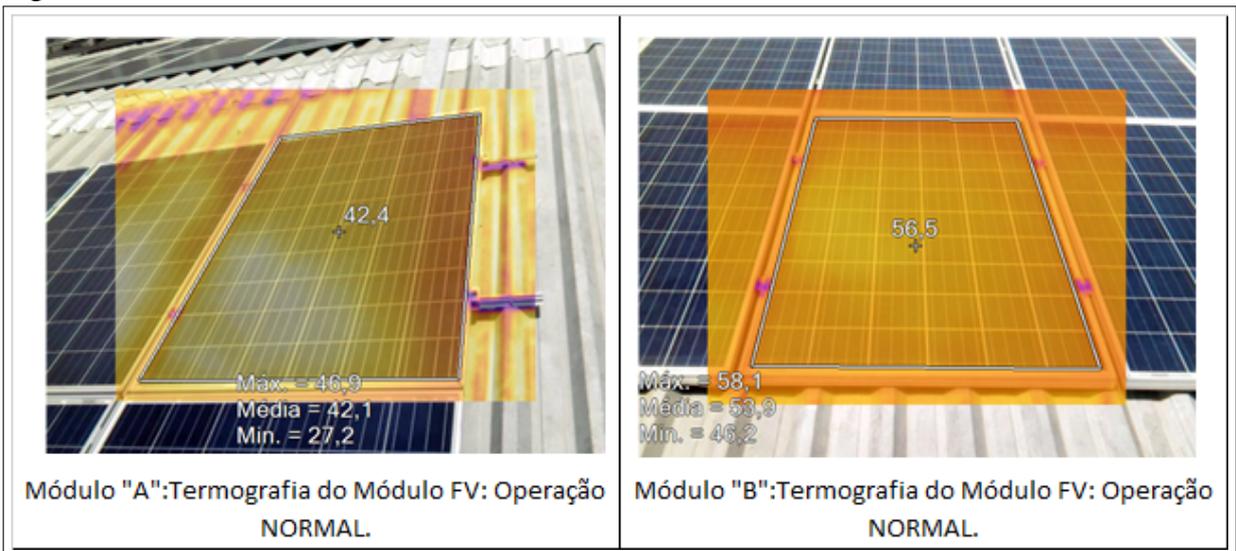


Fonte: Adaptada de Guimarães *et al.* (2018).

Na Figura 39 encontra-se o registro do ensaio com câmera IR realizado no SFVCR 3, no estado do Ceará. Nestes módulos não existem variações alarmantes de temperatura, apesar

de se verificar diferenças de temperaturas de aproximadamente 20 °C no módulo A e 13 °C no módulo B. Esta variação registrada se deve ao fato de ao analisar as temperaturas, estão sendo incluídas as temperaturas das superfícies metálicas dos módulos e das estruturas mecânicas do arranjo FV. Entretanto, na área dos módulos onde se encontram as células fotovoltaicas não há variações de temperatura elevadas de forma localizada, estando estes módulos com operação normal.

Figura 39 – Ensaio com câmera IR no SFVCR 3



Fonte: O autor.

Ainda ao realizar a inspeção no SFVCR 3, observou-se que os pára-raios do sistema de proteção contra descargas atmosféricas existentes no local estava ocasionando sombreamento no arranjo fotovoltaico (conforme Figura 40), de forma a variar ao longo de um dia as posições de suas sombras. Desta forma verificou-se com uma câmera IR os módulos sombreados pelos pára-raios e obteve-se os registros da Figura 41.

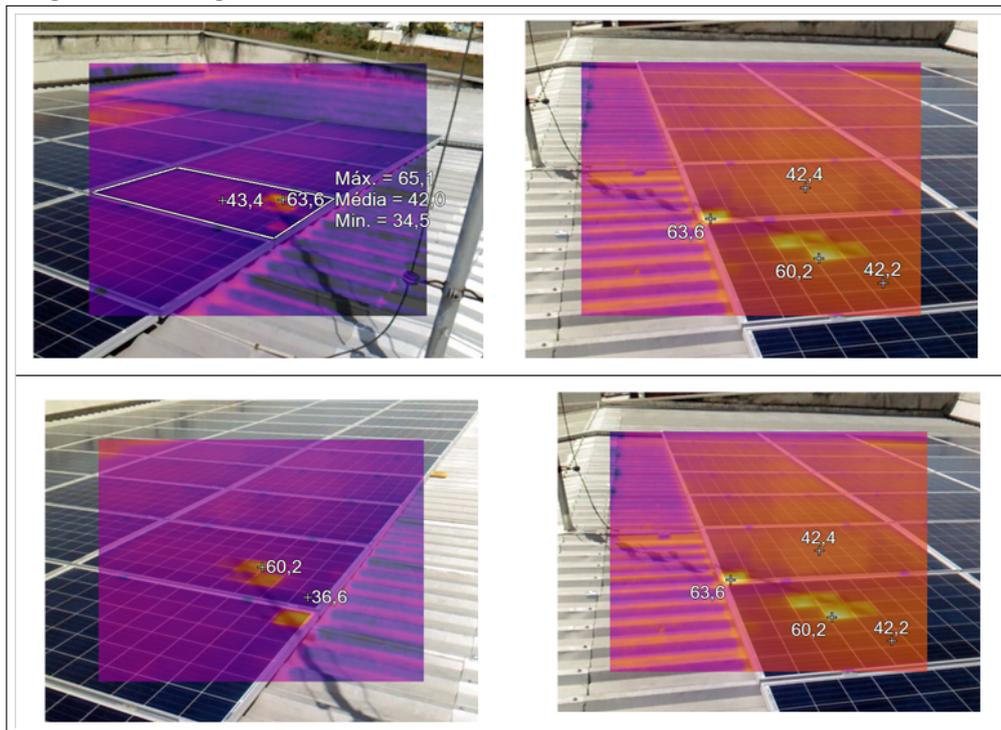
Devido a ocorrência deste sombreamento, as células que estão sombreadas tem um ganho em suas temperaturas. Devido a temperatura de célula ser inversamente proporcional a eficiência do módulo (PINHO; GALDINO, 2014), este aumento de temperatura pode diminuir a longo prazo eficiência da célula, que por consequência diminuirá a eficiência do módulo podendo afetar o desempenho do arranjo fotovoltaico ligado a estes módulos parcialmente sombreados. Portanto deve-se buscar alternativas construtivas para mitigar estes efeitos no sistema FV. Uma possível medida de solução seria efetuar de forma periódica medições e acompanhamento do desempenho destes módulos traçando-se suas curvas I-V e fazendo registros com câmeras IR com a finalidade de realizar a substituição dos módulos quando necessário, caso não seja aplicável

Figura 40 – Sistema de SPDA instalado no SFVCR 3



Fonte: O autor.

Figura 41 – Registros com câmera IR em módulos sombreados no SFVCR 3



Fonte: O autor.

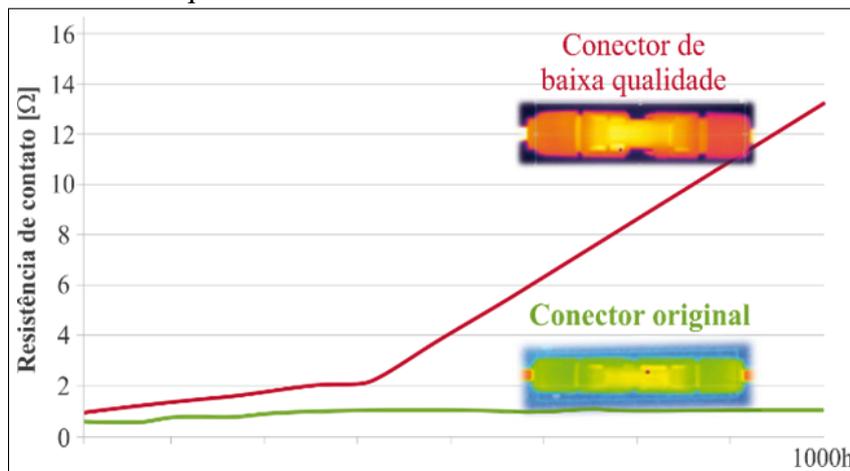
alterar as posições dos módulos FV para se evitar o sombreamento.

Nas instalações FV em estudo, não foram encontrados pontos quentes nos diodos de *by-pass* e nas conexões entre os cabos também não se detectou-se elevadas variações de temperatura. A ABNT NBR 16274 (2014) alerta para se verificar com cautela as conexões, pois conexões com falhas ou frouxas, corroídas ou oxidadas podem gerar pontos quentes e riscos às instalações.

A importância destes outros registros com a câmera IR é verificar se todos os parafusos dos conectores estão apertados adequadamente, se as conexões estão conectadas de forma satisfatória ou se os conectores são de boa qualidade (Figura 42), pois se não estiverem nestas condições ocorrerá a existência de pontos quentes na instalação FV, gerando riscos. Sugere-se que seja feito nas instalações FV de maior porte, inspeções termográficas conforme as normas vigentes de forma periódica ao longo da vida útil do sistema para garantir o seu bom desempenho.

Na Figura 42 mostra-se o incremento da resistência de contato devido a baixa qualidade dos conectores MC4 utilizados. Enquanto os conectores originais que obedecem normatizações e especificações técnicas têm resistência de contato muito menores do que os conectores de procedência duvidosa ou sem a homologação necessária.

Figura 42 – Incremento da resistência de contato devido a baixa qualidade dos conectores MC4



Fonte: Guimarães *et al.* (2018).

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Ao decorrer dos Capítulos 3 e 4 explanou-se sobre os tópicos abordados, mostrando por meio dos registros de ensaios de comissionamentos, inspeções realizadas em SFVCR e da experiência em campo obtida, que informações contidas na norma ABNT NBR 16274 (2014) podem acrescentar em conhecimento de SFVCR, melhorando a qualidade dos sistemas FV projetados e instalados.

Como pode-se concluir do capítulo 3, possuir as documentações e informações importantes sobre o sistema fotovoltaico conectado à rede é de suma importância para o cliente final. Dessa forma, as informações e documentações básicas que a norma ABNT NBR 16274 (2014) exige, podem ser utilizadas para nortear e sugerir quais devem ser as documentações confeccionadas e entregues pelos instaladores e projetistas. Assim, tendo em vista que as documentações geralmente exigidas pelas concessionárias locais são apenas diagrama unifilar, memorial descritivo (dependendo da potência do SFV), certificados de homologação dos módulos e inversores FV para conexão de mini e microgeração, seguir as recomendações abordadas no Capítulo 3 trará mais confiabilidade e segurança ao serviço realizado.

A partir do exposto no Capítulo 4, conclui-se que conhecer as limitações construtivas do local onde será instalado o SFVCR pode ajudar a prever (quando possível) situações de sombreamento causados por estruturas já existentes na edificação no sistema ou outros possíveis problemas. Também nota-se que não se deve desprezar os efeitos ocasionados pelas sujidades existentes nas superfícies dos módulos, pois negligenciar a limpeza periódica é sinônimo de perda financeira e maior degradação do SFVCR, portanto o cliente final deve ser alertado sobre importância da limpeza e manutenção do SFV para que ele opere normalmente e conforme o esperado durante sua vida útil. Deve-se também ter atenção durante a instalação do SFVCR, na etapa de conexão dos condutores e conectores, pois conexões frouxas ou não adequadas, feitas com materiais de má qualidade podem causar pontos quentes nas instalações. Isso, por consequência pode gerar não só perdas em energia, como também riscos à segurança da instalação.

Assim conclui-se que o presente trabalho atingiu o seu objetivo de trazer informações pertinentes que possam contribuir com a melhoria dos projetos e execuções de SFVCR, relacionando a norma ABNT NBR 16274 (2014) para nortear o planejamento e instalação dos sistemas fotovoltaicos.

Como trabalho futuro, sugere-se que seja feito uma análise da qualidade de SFVCR

que se submeteram por ensaios de comissionamento com outros SFVCR de mesmo porte que nunca passaram pela a realização de ensaios de comissionamento e inspeção FV. De forma a constatar a diferença da qualidade de SFVCR que são inspecionados com aqueles que não o são de forma normatizada.

REFERÊNCIAS

- ABB. **SOLAR INVERTERS ABB string inverters TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD 20 to 27.6 kW**. 2017. Disponível em: <https://library.e.abb.com/public/45da04a637be47de8c1ebb696093864f/TRIO-20.0-27.6_BCD.00379_EN_RevG.pdf>. Acesso em: 14 out. 2018.
- ALMEIDA, M. P. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede** 2012. 161 f. Dissertação (Mestrado em Energia) — Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Energia: Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899**: Energia solar fotovoltaica - terminologia. Rio de Janeiro, 2013. 11 p.
- 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. 52 p.
- CAAMAÑO, E. M. **Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica: Caracterización y Análisis**. 1998. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/39565618_Edificios_fotovoltaicos_conectados_a_la_red_electrica_caracterizacion_y_analisis>. Acesso em: 15 nov. 2018.
- CANADIAN SOLAR. **Canadian Solar Datasheet CS6PPSD SmartDC-v5**. 2016. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.4/Canadian_Solar-Datasheet-CS6PPSD_SmartDC-v5.4en.pdf>. Acesso em: 14 out. 2018.
- GUIMARÃES, J. S.; ALMADA, J. B.; OLIVEIRA, A. B.; ALMEIDA, B. R.; ANTUNES, F. L. M. Diretrizes para inspeção e comissionamento de sistemas fotovoltaicos. **Congresso Brasileiro de Geração Distribuída**, CBGD 3^o Edição, 2018.
- HERNDAY, P. **Interpreting I-V**. 2014. Disponível em: <http://solarprofessional.com/sites/default/files/SolarPro_7.5.pdf>. Acesso em: 14 out. 2018.
- MATAVELLI, A. C. **Energia solar: geração de energia elétrica utilizando células fotovoltaicas**. 2013. Disponível em: <<https://sistemas.eel.usp.br/bibliotecas/monografias/2013/MEQ13015.pdf>>. Acesso em: 14 out. 2018.
- MINISTÉRIO DA INDÚSTRIA, COMÉRCIO EXTERIOR E SERVIÇOS. **Energia Solar Fotovoltaica**). 2018. Dados publicados na no site oficial do Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços. Disponível em: <<http://www.mdic.gov.br/index.php/competitividade-industrial/sustentabilidade/energia-renovavel>>. Acesso em: 14 out. 2018.
- MINISTÉRIO DA INDÚSTRIA, COMÉRCIO EXTERIOR E SERVIÇOS. **Relatório Final Grupo Solar Fotovoltaico (05/12/2017 à 05/03/2018)**. 2018. Dados publicados na no site oficial do Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços. Disponível em: <<http://www.mdic.gov.br/images/REPOSITORIO/sdci/2018-Relatorio-GTFotovoltaico-Camex.pdf>>. Acesso em: 14 out. 2018.
- OLIVEIRA, F. S. **Desenvolvimento de Traçador de Curvas I-V Portátil para Arranjos Fotovoltaicos** 2015. 74 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica : Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia**. 2008. Disponível em: <https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Solucoes_Energeticas_para_a_Amazonia_Hibrido.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2018.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPTEL-CRESESB, 2014. Edição Revisada e Atualizada.

REN21. **Global status report**. 2016. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/05/GSR_2016_Full_Report_lowres.pdf>. Acesso em: 14 out. 2018.

REN21. **Global status report**. 2018. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/.../2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_final_.pdf>. Acesso em: 14 out. 2018.

TRENBERTH, K. E.; FASULLO, J. T.; KIEHL, J. **Earth's Global Energy Budget**. 2009. Disponível em: <http://www.cgd.ucar.edu/staff/trenbert/trenberth.papers/TFK_bams09.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2018.

ANEXO A – FOLHA DE DADOS DO INVERSOR FOTOVOLTAICO ABB TRIO 20

SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD

20 to 27.6 kW



The TRIO 20.0/27.6 commercial inverter offers more flexibility and control to installers who have large installations with varying aspects or orientations.

01

—
01
TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD
outdoor string inverter

The dual input section containing two independent Maximum Power Point Tracking (MPPT), allows optimal energy harvesting from two sub-arrays oriented in different directions.

The TRIO features a high speed and precise MPPT algorithm for real power tracking and improved energy harvesting.

High efficiency at all output levels

Flat efficiency curves ensure high efficiency at all output levels guaranteeing consistent and stable performance across the entire input voltage and output power range.

This device has an efficiency rating of up to 98.2%.

The very wide input voltage range makes the inverter suitable for installations with reduced string size.

Highlights

- True three-phase bridge topology for DC/AC output converter
- Transformerless topology
- Each inverter is set on specific grid codes which can be selected in the field
- Detachable wiring box to allow an easy installation
- Wide input voltage range
- Integrated string combiner with different options of configuration which include DC and AC disconnect switch in compliance with international standards (S2, S1J, -S2J, -S2F and -S2X versions)
- Natural convection cooling for maximum reliability
- Outdoor enclosure for unrestricted use under any environmental conditions
- Capability to connect external sensors for monitoring environmental conditions
- Availability of auxiliary DC output voltage (24 V, 300 mA)

ABB string inverters

TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD

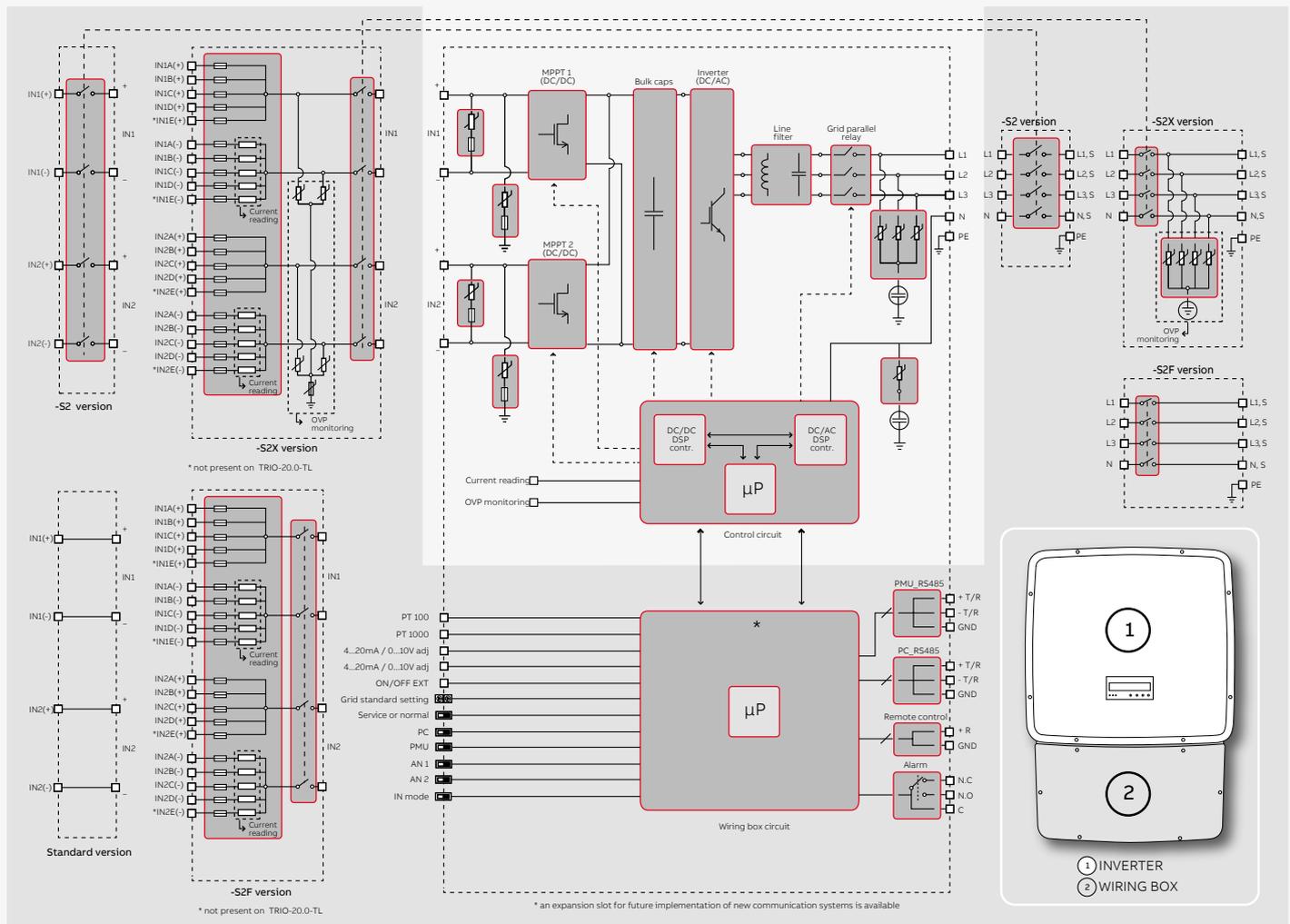
20 to 27.6 kW



Technical data and types

| Type code | TRIO-20.0-TL-OUTD | TRIO-27.6-TL-OUTD |
|---|---|---|
| Input side | | |
| Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$) | 1000 V | |
| Start-up DC input voltage (V_{start}) | 430 V (adj. 250...500 V) | |
| Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$) | 0.7 x $V_{start}...950$ V (min 200 V) | |
| Rated DC input voltage (V_{dcr}) | 620 V | |
| Rated DC input power (P_{dcr}) | 20750 W | 28600 W |
| Number of independent MPPT | 2 | |
| Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPTmax}$) | 12000 W | 16000 W |
| DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{acr} | 440...800 V | 500...800 V |
| DC power limitation with parallel configuration of MPPT | Linear derating from max to null [$800 V \leq V_{MPPT} \leq 950 V$] | |
| DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{acr} , max unbalance example | 12000 W [480 V $\leq V_{MPPT} \leq 800$ V] the other channel: P_{dcr} -12000 W [350 V $\leq V_{MPPT} \leq 800$ V] | 16000 W [500 V $\leq V_{MPPT} \leq 800$ V] the other channel: P_{dcr} -16000 W [400 V $\leq V_{MPPT} \leq 800$ V] |
| Maximum DC input current (I_{dcmax}) / for each MPPT ($I_{MPPTmax}$) | 50.0 A / 25.0 A | 64.0 A / 32.0 A |
| Maximum input short circuit current for each MPPT | 30.0 A | 40.0 A |
| Number of DC input pairs for each MPPT | 1 (4 in -S2X, -S2F, -S1J, -S2J versions) | 1 (5 in -S2X and -S2F versions, 4 in -S1J and -S2J) |
| DC connection type | PV quick fit connector ³⁾ / Screw terminal block on Standard and -S2 versions | |
| Input protection | | |
| Reverse polarity protection | Yes, from limited current source | |
| Input over voltage protection for each MPPT - varistor | Yes, 4 | |
| Input over voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester (-S2X, -S1J and -S2J versions) | -S2X: Type 2; -S1J, -S1J: Type 1+2 | |
| Photovoltaic array isolation control | According to local standard | |
| DC switch rating for each MPPT (version with DC switch) | 40 A / 1000 V | |
| Fuse rating (versions with fuses) | 15 A / 1000 V | |
| Output side | | |
| AC grid connection type | Three-phase 3W+PE or 4W+PE | |
| Rated AC power ($P_{acr}@cos\phi=1$) | 20000 W | 27600 W |
| Maximum AC output power ($P_{acmax}@cos\phi=1$) | 22000 W ⁴⁾ | 30000 W ⁵⁾ |
| Maximum apparent power (S_{max}) | 22200 VA | 30670 VA |
| Rated AC grid voltage ($V_{acr,r}$) | 400 V | |
| AC voltage range | 320...480 V ¹⁾ | |
| Maximum AC output current ($I_{ac,max}$) | 33.0 A | 45.0 A |
| Contributory fault current | 35.0 A | 46.0 A |
| Rated output frequency (f) | 50 Hz / 60 Hz | |
| Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$) | 47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾ | |
| Nominal power factor and adjustable range | > 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{acr}=20.0$ kW, ± 0.8 with max 22.2 kVA | > 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{acr}=27.6$ kW, ± 0.8 with max 30 kVA |
| Total current harmonic distortion | < 3% | |
| AC connection type | Screw terminal block, cable gland PG36 | |
| Output protection | | |
| Anti-islanding protection | According to local standard | |
| Maximum external AC overcurrent protection | 50.0 A | 63.0 A |
| Output overvoltage protection - varistor | 4 | |
| Output overvoltage protection - plug in modular surge arrester (-S2X version) | 4 (Type 2) | |
| Operating performance | | |
| Maximum efficiency (η_{max}) | 98.2% | |
| Weighted efficiency (EURO/CEC) | 98.0% / 98.0% | |
| Feed in power threshold | 40 W | |
| Night consumption | < 0.6 W | |
| Communication | | |
| Wired local monitoring | PVI-USB-RS232_485 (opt.) | |
| Remote monitoring | VSN300 Wifi Logger Card (opt.), VSN700 Data Logger (opt.) | |
| Wireless local monitoring | VSN300 Wifi Logger Card (opt.) | |
| User interface | Graphic display | |

ABB TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD string inverter block diagram



Technical data and types

| Type code | TRIO-20.0-TL-OUTD | TRIO-27.6-TL-OUTD |
|---|---|--|
| Environmental | | |
| Ambient temperature range | -25...+60°C / -13...140°F with derating above 45°C/113°F | |
| Relative humidity | 0...100% condensing | |
| Sound pressure level, typical | 50 dBA @ 1 m | |
| Maximum operating altitude without derating | 2000 m / 6560 ft | |
| Physical | | |
| Environmental protection rating | IP65 | |
| Cooling | Natural | |
| Dimension (H x W x D) | 1061 mm x 702 mm x 292 mm / 41.7" x 27.6" x 11.5" | |
| Weight | < 70.0 kg / 154.3 lbs (Standard version) | < 75.0 kg / 165.4 lbs (Standard version) |
| Mounting system | Wall bracket | |
| Safety | | |
| Isolation level | Transformerless | |
| Marking | CE (50 Hz only), RCM | |
| Safety and EMC standard | EN 50178, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, AS/NZS 3100, AS/NZS 60950.1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, CEI 0-21, CEI 0-16, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/3, C10/11, EN 50438 (not for all national appendices), RD 1699, RD 413, RD 661, P.O. 12.3, AS 4777, BDEW, NRS-097-2-1, MEA, IEC 61727, IEC 62116, Ordinal 30/2013, VFR 2014 | |

Available products variants

| Standard | TRIO-20.0-TL-OUTD-400 | TRIO-27.6-TL-OUTD-400 |
|--|---------------------------|---------------------------|
| With DC+AC switch | TRIO-20.0-TL-OUTD-S2-400 | TRIO-27.6-TL-OUTD-S2-400 |
| With DC+AC switch and fuse | TRIO-20.0-TL-OUTD-S2F-400 | TRIO-27.6-TL-OUTD-S2F-400 |
| With DC+AC switch, fuse and surge arrester | TRIO-20.0-TL-OUTD-S2X-400 | TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400 |
| With DC+AC switch, fuse and 1 DC surge arrester Type 1 + 2 | TRIO-20.0-TL-OUTD-S1J-400 | TRIO-27.6-TL-OUTD-S1J-400 |
| With DC+AC switch, fuse and 2 DC surge arrester Type 1 + 2 | TRIO-20.0-TL-OUTD-S2J-400 | TRIO-27.6-TL-OUTD-S2J-400 |

¹⁾ The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard

²⁾ The Frequency range may vary depending on specific country grid standard

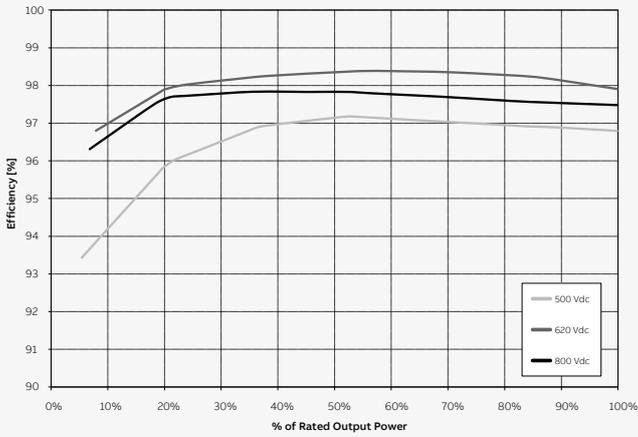
³⁾ Please refer to the document "String inverters – Product manual appendix" available at www.abb.com/solarinverters for information on the quick-fit connector brand and model used in the inverter

⁴⁾ Limited to 20000 W for Germany

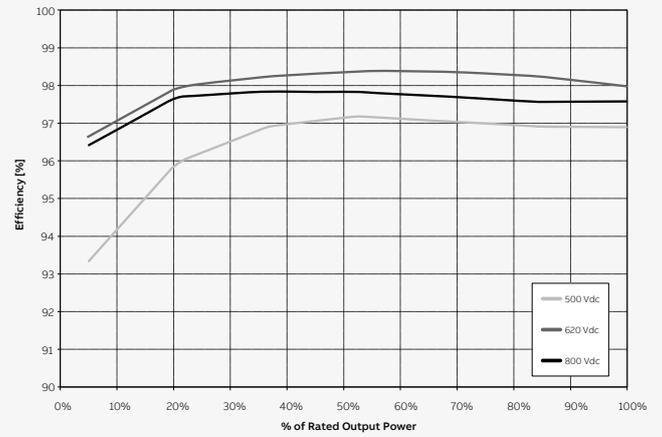
⁵⁾ Limited to 27600 W for Germany

Remark. Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

Efficiency curves of TRIO-20.0-TL-OUTD



Efficiency curves of TRIO-27.6-TL-OUTD



For more information please contact your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solarinverters
www.abb.com

We reserve the right to make technical changes or modify the contents of this document without prior notice. With regard to purchase orders, the agreed particulars shall prevail. ABB AG does not accept any responsibility whatsoever for potential errors or possible lack of information in this document.

We reserve all rights in this document and in the subject matter and illustrations contained therein. Any reproduction, disclosure to third parties or utilization of its contents – in whole or in parts – is forbidden without prior written consent of ABB AG. Copyright© 2017 ABB. All rights reserved.



ANEXO B – FOLHA DE DADOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO CS6P-260|265P-SD



CS6P-260 | 265 | 270P

A alta qualidade e confiabilidade dos módulos Canadian Solar está assegurada após 15 anos de experiência na fabricação de módulos, bem desenhados, com um rigoroso control de qualidade dos materiais, um sistema de fabricação automatizado e 100% EL testados.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS



Excelente eficiência do módulo de até 16.80 %



Desempenho excepcional em ambientes de baixa radiação: 96.0 %



Alta desempenho em condições PTC de até 91.89 %



Caixa de Junção IP67 resistente ao clima no longo-termo



Carga de neve até 5400 Pa e carga de vento até 2400 Pa



Garantia de saída de potência linear



Garantia do produto nos materias e acabamentos

CERTIFICADOS DO SISTEMA DE GESTÃO*

ISO 9001:2008 / Sistema de gestão da qualidade

ISO 14001:2004 / Sistema de gestão ambiental

OHSAS 18001:2007 / Norma internacional para segurança e saúde ocupacional

CERTIFICADOS DO PRODUTO*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / JET / SII / CEC AU / INMETRO / CQC

UL 1703 / IEC 61215 desempenho: listado na CEC (US) / FSEC (US Florida)

UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE

Take-e-way / UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1



* As exigências de certificação são diferentes em cada mercado, portanto solicite a seu representante de vendas local da Canadian Solar os certificados válidos para os produtos na região em que eles serão usados.

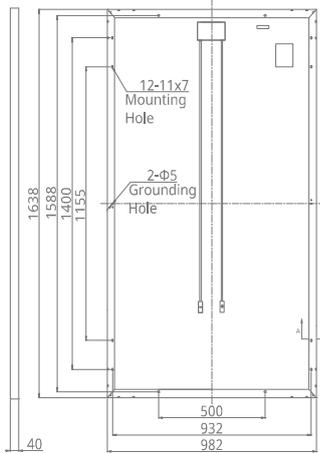
A CANADIAN SOLAR INC. está comprometida a fornecer produtos solares, soluções de sistemas solares e serviços de alta qualidade para clientes em todo o mundo. Fabricante líder de módulos solares e desenvolvedora de projetos fotovoltaicos, com cerca de 15 GW em módulos da mais alta qualidade instalados em todo o mundo desde 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) é uma das empresas de energia solar mais lucrativas do mundo.

CANADIAN SOLAR (USA) INC.

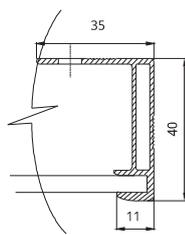
2430 Camino Ramon, Suite 240 San Ramon, CA, USA 94583-4385 | www.canadiansolar.com/na | sales.us@canadiansolar.com

MÓDULO / DESENHOS DE ENGENHARIA (mm)

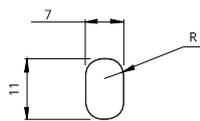
Vista traseira



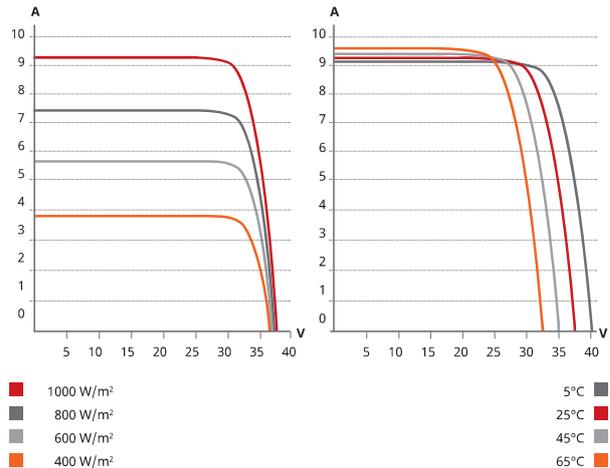
Seção marco A-A



Furo de montagem



CS6P-265P / CURVAS I-V



DADOS ELÉTRICOS / STC*

| CS6P | 260P | 265P | 270P |
|---------------------------------|--|---------|---------|
| Potência nominal máx. (Pmax) | 260 W | 265 W | 270 W |
| Tensão operacional opt. (Vmp) | 30.4 V | 30.6 V | 30.8 V |
| Corrente operacional opt. (Imp) | 8.56 A | 8.66 A | 8.75 A |
| Tensão circuito aberto (Voc) | 37.5 V | 37.7 V | 37.9 V |
| Corrente curto-circuito (Isc) | 9.12 A | 9.23 A | 9.32 A |
| Eficiência do módulo | 16.16 % | 16.47 % | 16.79 % |
| Temperatura operacional | -40°C ~ +85°C | | |
| Tensão do sistema máx. | 1000 V (IEC) or 1000 V (UL) | | |
| Proteção contra incêndio | TIPO 1 (UL 1703) ou CLASSE C (IEC 61730) | | |
| Class. máx. fusíveis em série | 15 A | | |
| Classificação da aplicação | Classe A | | |
| Tolerância de potência | 0 ~ + 5 W | | |

* Sob Condições de Teste Padrão (STC) de radiação de 1000 W/m², espectro AM de 1.5 e temperatura de célula de 25°C.

DADOS MECÂNICOS

| Especificação | Dados |
|------------------------|--|
| Tipo célula | Policristalina, 6 inch |
| Configuração cél. | 60 (6 × 10) |
| Dimensões | 1638 × 982 × 40 mm (64.5 × 38.7 × 1.57 in) |
| Peso | 18 kg (39.7 lbs) |
| Vidro diantero | Vidro temperado de 3.2 mm |
| Material do marco | Alumínio anodizado |
| J-Box | IP67, 3 diodos |
| Cabo | 4 mm ² (IEC) ou 4 mm ² & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in) (650 mm (25.6 in) é opcional) |
| Conectores | T4 (IEC/UL) |
| Per Pallet | 26 peças, 515 kg (1135.4 lbs) |
| Per Container (40' HQ) | 728 peças |

DADOS ELÉTRICAS / NOCT*

| CS6P | 260P | 265P | 270P |
|---------------------------------|--------|--------|--------|
| Potência nominal máx. (Pmax) | 189 W | 192 W | 196 W |
| Tensão operacional opt. (Vmp) | 27.7 V | 27.9 V | 28.1 V |
| Corrente operacional opt. (Imp) | 6.80 A | 6.88 A | 6.97 A |
| Tensão circuito aberto (Voc) | 34.5 V | 34.7 V | 34.8 V |
| Corrente curto-circuito (Isc) | 7.39 A | 7.48 A | 7.55 A |

* Sob Temperatura Operacional Nominal Célula (NOCT), radiação de 800 W/m², espectro AM 1.5, temperatura ambiente de 20°C, velocidade do vento 1 m/s.

DESEMPENHO A BAIXA RADIAÇÃO

Desempenho excepcional em ambientes de baixa radiação, média de eficiência relativa do 96.0 % a partir de uma radiação de 1000 W/m² a 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

A especificação e os principais recursos descritos nesta ficha técnica podem ser um pouco diferentes e não estão garantidos. Devido à contínua inovação, pesquisa e melhoria de produtos, a Canadian Solar Inc. reserva-se o direito de fazer modificações nas informações descritas neste documento a qualquer momento e sem aviso prévio. Sempre adquira a versão mais recente da ficha técnica, que deve ser devidamente incorporada ao contrato legal firmado pelas partes regulamentando todas as transações relativas à compra e venda dos produtos aqui descritos.

Atenção: Apenas para uso profissional. A instalação e manuseio de módulos fotovoltaicos requerem habilidades profissionais. Apenas profissionais qualificados devem realizá-las. Leia as instruções de segurança e instalação antes de usar os módulos.

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

| Especificações | Dados |
|-------------------------------------|--------------|
| Coefficiente de temperatura (Pmax) | -0.41 % / °C |
| Coefficiente de temperatura (Voc) | -0.31 % / °C |
| Coefficiente de temperatura (Isc) | 0.053 % / °C |
| Temp. operacional nominal da célula | 45 ± 2 °C |

SEÇÃO DO PARCEIRO



Scan this QR-code to discover solar projects built with this module

