

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE  
COMPUTAÇÃO

DANIEL FERREIRA NEVES

COMISSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DIRETAMENTE  
CONECTADOS À REDE

São Carlos – SP  
2019



DANIEL FERREIRA NEVES

COMISSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DIRETAMENTE  
CONECTADOS À REDE

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada

São Carlos – SP  
2019

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,  
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS  
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da  
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

N511c      Neves, Daniel Ferreira  
                Comissionamento de Sistemas Fotovoltaicos  
                Diretamente Conectados à Rede / Daniel Ferreira Neves;  
                orientador Eduardo Nobuhiro Asada. São Carlos, 2019.

                Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com  
                ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de  
                Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,  
                2019.

                1. Comissionamento. 2. Usinas Fotovoltaicas. 3.  
                NBR16274. I. Título.

Eduardo Graziosi Silva - CRB - 8/8907

# FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Daniel Ferreira Neves

Título: "Comissionamento de sistemas fotovoltaicos diretamente conectados à rede"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado  
em 22/11/2019,

com NOTA 8,0 (oitos, zero), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Associado Eduardo Nobuhiro Asada - Orientador -  
SEL/EESC/USP*

*Mestre Felipe Markson dos Santos Monteiro - Doutorando -  
SEL/EESC/USP*

*Mestre Antônio Eduardo Ceolin Momesso - Doutorando -  
SEL/EESC/USP*

**Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:**  
**Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino**

*“We do not ask for what useful purpose the birds do sing, for song is their pleasure since they were created for singing.*

*Similarly, we ought not to ask why the human mind troubles to fathom the secrets of the heavens. The diversity of the phenomena of nature is so great and the treasures hidden in the heavens so rich precisely in order that the human mind shall never be lacking in fresh nourishment.”*

Johannes Kepler



## **Agradecimentos**

Agradeço primeiramente à Universidade de São Paulo por proporcionar educação e um ensino de qualidade gratuito para mim e tantos outros alunos. Agradeço ao corpo de funcionários e docentes da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC-USP), em especial, aos do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação (SEL) por tornarem possível o meu sonho de obter o título de Engenheiro Eletricista. Agradeço ao prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada por sua orientação na elaboração deste trabalho.

Agradeço à minha família por estarem sempre ao meu lado me dando todo suporte necessário durante o período de graduação tanto em São Carlos-SP quanto em Poços de Caldas-MG. Agradeço aos meus colegas de faculdade e aos meus companheiros de república por terem se tornado uma segunda família para mim. Agradeço à minha companheira Fernanda Neves por todo suporte durante a elaboração desse trabalho.

Agradeço à empresa FNEC Engenharia e Consultoria Ltda. pela oportunidade de estágio e à disposição para me auxiliar na elaboração deste trabalho. Agradeço também à empresa GD SOLAR por ter disponibilizado os dados e arquivos utilizados.

Agradeço a todos aqueles que contribuíram positivamente para a minha formação profissional e pessoal.



## **Resumo**

Ao finalizar total ou parcialmente a obra de um empreendimento fotovoltaico, é necessário garantir que este foi devidamente instalado e está apto a operar dentro dos padrões exigidos pelo proprietário. Para este fim, o comissionamento da obra é indispensável para garantir que o investimento realizado tenha retorno no tempo esperado. No Brasil, a norma mais recente sobre o tema é a NBR16274:2014 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Este trabalho teve por objetivo a análise desta norma, bem como as de outras normas relevantes, para a elaboração de um procedimento de comissionamento personalizado para a parte que opera em corrente contínua (c.c.) de uma usina fotovoltaica de grande porte diretamente conectada à rede de distribuição. Este trabalho apresenta a revisão bibliográfica do processo de comissionamento que serviu de base para a elaboração do procedimento, assim como os métodos propostos e os resultados. Por fim, é apresentada uma conclusão apontando que as normas existentes são aplicáveis para um empreendimento de grande porte porém deve ser feito um trabalho de adaptação dos procedimentos de acordo com a complexidade da obra e das exigências do cliente.

**PALAVRAS-CHAVE:** Comissionamento; Usinas Fotovoltaicas; NBR16274.

## **Abstract**

After completing all or part of a photovoltaic project's construction, it must be ensured that it has been properly installed and is able to operate within the standards required by the owner. For this purpose, commissioning of the work is indispensable to ensure that the investment makes returns on time. In Brazil, the most recent normative standard on the subject is the NBR16274:2014 Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for documentation, commissioning testing, inspection and performance evaluation. The objective of this work was the analysis of this normative standard, as well as other relevant normative standards, for the elaboration of a custom commissioning procedure for the part that operates in direct current (d.c.) of a large photovoltaic plant directly connected to the distribution grid. This monography presents the literature review of the commissioning process that served as the basis for the elaboration of the procedure, as well as the proposed methods and its results. Finally, a conclusion is presented pointing out that the existing standards are applicable to a large-scale plant, but a work must be done to adapt the procedures according to the complexity of the work and the client's requirements.

**KEYWORDS:** Commissioning; Photovoltaic Plants; NBR16274.

## Abreviaturas e Símbolos

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

DR, Disjuntor Diferencial Residual

EPE, Empresa de Pesquisa Energética

FV, Fotovoltaico(a)

GND, *Ground* ou Terra

IEC, International Electrotechnical Commission

IR, Resistência de Isolamento

Isc, Corrente de Curto Circuito

NBR, Norma Brasileira ABNT

PRODIST, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

RPE, Resistência de Continuidade

SPDA, Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas

STC, Standard Test Conditions

Voc, Tensão de Circuito Aberto

## Sumário

1.	Introdução .....	15
1.1	Caracterização do problema .....	17
1.2	Motivação .....	17
1.3	Objetivos .....	18
1.4	Organização do Trabalho .....	18
2.	Revisão bibliográfica.....	19
2.1	Sistema de geração fotovoltaica (FV) diretamente conectado à rede .....	19
2.2	Comissionamento .....	20
2.3	A Norma NBR 16274:2014 .....	20
2.3.1	Requisitos de Documentação.....	21
2.3.2	Verificação .....	21
2.3.2.1	Inspeção.....	21
2.3.2.2	Ensaio de Comissionamento .....	22
2.3.2.2.1	Regime de Ensaio Categoria 1 .....	22
2.3.2.2.2	Regime de Ensaio Categoria 2 .....	22
2.3.2.2.3	Ensaio Adicionais .....	23
2.4	Avaliação de Desempenho.....	23
2.5	Medidor HT PVCHECKS.....	23
2.6	Continuidade e Resistência Ôhmica do Sistema de Aterramento.....	24
2.7	Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição .....	24
3.	Métodos e Resultados.....	26
3.1	Documentação e Verificação .....	26
3.1.1	Informações Gerais .....	26
3.1.2	Verificação dos Diagramas.....	27
3.1.2.1	Especificações Gerais do Arranjo Fotovoltaico.....	27
3.1.2.2	Informações da Série Fotovoltaica.....	27
3.1.2.3	Detalhes Elétricos do Arranjo Fotovoltaico.....	27

3.1.2.4	Aterramento E Proteção Contra Sobretensão .....	28
3.1.2.5	Sistema C.A. ....	28
3.1.3	Fornecimento de Folha de Dados Técnicos dos Componentes Utilizados no Sistema ..	28
3.1.4	Itens Inspeccionados .....	29
3.2	Ensaio de Comissionamento.....	29
3.2.1	Ensaio de Continuidade e Resistência Ôhmica.....	29
3.2.2	O Ensaio PVCHECKS .....	30
3.3	Discussão dos Resultados .....	34
4.	Conclusão .....	37
4.1	Trabalhos Futuros.....	37
5.	Referências Bibliográficas.....	39



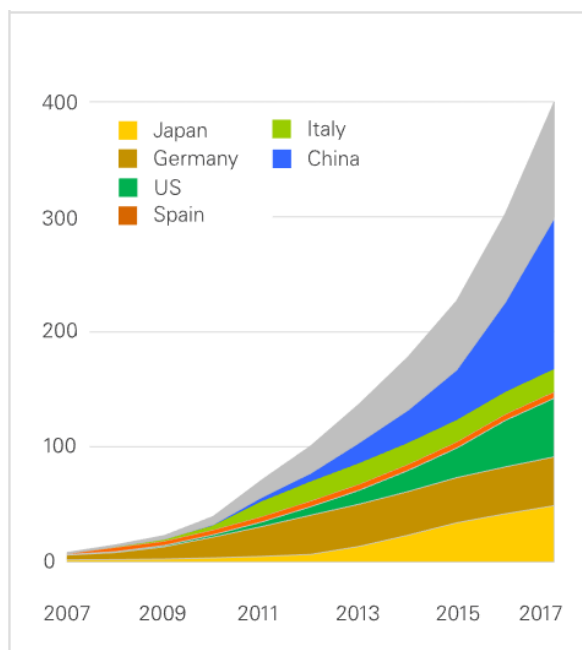
## 1. Introdução

Por meio da fusão de átomos de Hidrogênio em Hélio, o sol é uma enorme - e praticamente inesgotável - usina nuclear. A cada segundo, 4,7 bilhões de toneladas da massa do sol são convertidas em energia, sendo esta a base de quase todas as cadeias alimentares presentes na Terra [1].

Em 1887, enquanto estudava a natureza eletromagnética da luz, Heinrich Hertz constatou que a luz ultravioleta poderia gerar uma faísca em certos materiais metálicos. Dois anos depois, o físico inglês J. J. Thomson constatou que essa faísca se dava por conta da emissão de elétrons, demonstrando experimentalmente que a corrente gerada por essa movimentação de carga poderia ser medida utilizando-se de um amperímetro convencional. Já no ano de 1902, o físico alemão Philipp Lenard esclareceu a relação entre a luz e a eletricidade. Finalmente, em 1921 o estudo aprofundado e aperfeiçoado de tal fenômeno rendeu a Albert Einstein o seu Prêmio Nobel em física. Nesta fase, o fenômeno em estudo ganhou o nome de Efeito Fotoelétrico e hoje é a base de funcionamento para o que se designa energia fotovoltaica [2].

A energia fotovoltaica (FV) ganhou espaço no mercado com a promessa de uma energia sustentável, com significância nos índices de redução de emissões de carbono. Em 2017, encerrou-se o ano com aproximadamente 400GW de capacidade instalada, representando 1,7% da matriz energética global. Apesar de parecer pouco significativo, esse dado representou um aumento de 32% (97GW) em relação ao ano anterior, e quadruplicou nos últimos 5 anos, conforme mostra a figura 1. O investimento no setor aumentou em 18% em relação à 2016, recebendo mais investimentos do que qualquer outro tipo de fonte. O país responsável por maiores investimentos em energia FV é a China seguida por EUA, Japão e Alemanha [3].

**Figura 1:** Aumento da capacidade instalada nos principais países.



Fonte: BP Energia, 2017 [3]

De acordo com os dados fornecidos pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), a capacidade de energia solar instalada no Brasil sofreu um aumento de 4470%, passando de 21 MW para quase 1 GW no período que corresponde entre 2017 e o início de 2018 [4]. Apesar do aumento expressivo, esses números ainda representavam somente 0,6% da capacidade instalada no país. A perspectiva para o aumento do investimento no setor se mantém otimista, uma vez que o Brasil é o país com a maior incidência solar do mundo e o preço dos painéis fotovoltaicos sofreu grande queda nos últimos anos (cerca de 90%) [5]. Outro ponto positivo em destaque deve-se à publicação da norma resolutiva N°482 de 2012 pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que estabeleceu um sistema de créditos para a geração de energia solar distribuída. Essa última teve um peso significativo no aumento do uso desse tipo de energia, tendo em vista que serviu de incentivo principalmente para os pequenos investidores a buscarem o uso dessa tecnologia alternativa, visando a diminuição de gastos com consumo de energia elétrica [6].

No Brasil, a resolução normativa mais atual, disponível sobre o tema, é a NBR 16274:2014 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho [7]. Outras normas são também citadas ao longo do desenvolvimento desse trabalho, porém, enfatizou-se o trabalho nas normas e ensaios específicos a sistemas FV.



Com essa crescente demanda pela instalação de sistemas FV, surge o interesse nas práticas de engenharia afim de que se opere com a melhor eficiência possível e dentro das normas de segurança. Atualmente, encontram-se disponíveis poucos relatos de como é feito o procedimento de comissionamento desses sistemas no Brasil. Portanto, este trabalho buscou, de maneira prática, mostrar como é possível utilizar as atuais normas para a elaboração de um procedimento de comissionamento, a ser realizado em um empreendimento de grande porte, atendendo as normas vigentes e as expectativas do cliente. Também é mostrado que o mercado já disponibiliza instrumentos de forma a realizar os ensaios de comissionamento de maneira mais eficiente em relação aos instrumentos tradicionais utilizados no setor.

## **1.1 Caracterização do problema**

Após a instalação total ou parcial de uma obra, o proprietário precisa ter a garantia que todos os equipamentos e componentes foram instalados conforme seus requisitos e dentro dos padrões de qualidade e segurança. Um comissionamento prévio geralmente é feito pelo próprio vendedor ou instalador, entretanto, é uma boa prática de engenharia o contrato de uma empresa terceira especializada em comissionamento. Apesar do cuidado inicial, este contrato funciona como uma segunda opinião e, conseqüentemente, garante mais segurança ao investidor.

Quando o assunto é comissionamento de sistemas fotovoltaicos, existem poucas empresas no Brasil que hoje possuem o *know-how* exigido pelo mercado para a realização dessa atividade. Da mesma forma, na literatura, existem poucos textos e artigos tratando de uma aplicação prática em empreendimentos brasileiros. Ainda que hoje exista uma norma brasileira tratando deste assunto, o mercado prefere que o procedimento de comissionamento seja personalizado para cada obra, analisando suas complexidades e peculiaridades.

O trabalho foi desenvolvido com o propósito de se estabelecer um procedimento para a realização do comissionamento na parte c.c. de uma usina fotovoltaica de grande porte (5,6 MWp) diretamente conectada à rede.

## **1.2 Motivação**

Conforme citado anteriormente, existem poucos textos e artigos tratando de uma aplicação prática do assunto em empreendimentos brasileiros. Sabe-se que cada país e local possui suas peculiaridades e normas que devem ser levadas em consideração quando se trata de instalações FV.

Além disso, embora a norma brasileira mais recente sobre o assunto seja bastante completa, ela é aplicável à todas as etapas de comissionamento e a todas as dimensões de empreendimentos. Assim, há necessidade de uma personalização dos métodos apresentados, dando mais foco em determinadas etapas de acordo com a complexidade da obra e as exigências do cliente, ficando a cargo da empresa realizadora do comissionamento esta análise.

A principal motivação desse trabalho é expor o que deve ser analisado para a realização do comissionamento na parte c.c. de uma usina FV de grande porte, assim como os resultados obtidos.

### **1.3 Objetivos**

Este trabalho teve por objetivo apresentar, de forma detalhada, como foi desenvolvido o método de comissionamento na parte c.c. de uma usina fotovoltaica de grande porte diretamente conectada à rede, tendo como referência a norma NBR16274:2014. Apresenta-se também um *checklist* utilizado com base nesta norma afim de se gerar mais praticidade no processo assim como uma análise de aplicabilidade desta. A atividade descrita foi desenvolvida pelo autor, na empresa FNEC Engenharia e Consultoria.

### **1.4 Organização do Trabalho**

A escrita desse trabalho foi organizada de forma a respeitar a ordem cronológica dos fatos em que os procedimentos do comissionamento foram elaborados.

No segundo capítulo apresentou-se os conhecimentos teóricos necessários quanto à sistemas fotovoltaicos diretamente conectados à rede e o que foi considerado para a realização do procedimento de comissionamento. Abordou-se as exigências da norma brasileira NBR16274:2014 e o instrumento utilizado para a execução dos ensaios.

No terceiro capítulo, apresentou-se os métodos e resultados obtidos. A análise da literatura levou a realização de um *checklist* desenvolvido para a verificação dos documentos e instalação dos componentes disponibilizado no apêndice 2. Apresentou-se também os relatórios emitidos pelo instrumento utilizado nos ensaios de comissionamento e uma discussão sobre a aplicabilidade da norma assim com sobre os resultados obtidos.

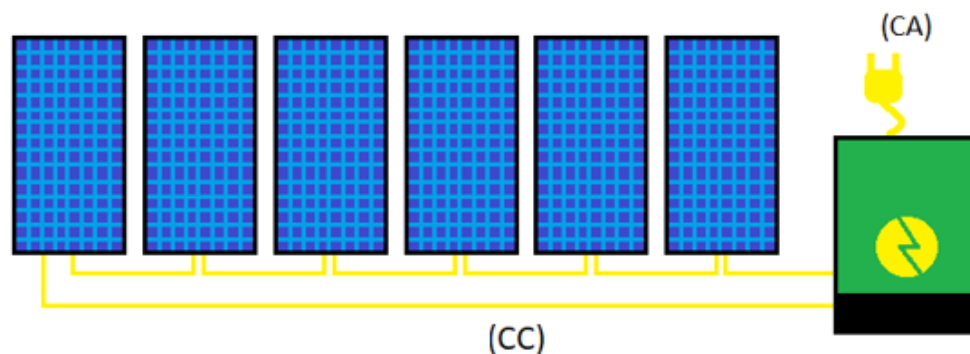
Finalizando-se o trabalho, o quarto capítulo explicita as conclusões sobre o mesmo.

## 2. Revisão bibliográfica

### 2.1 Sistema de geração fotovoltaica (FV) diretamente conectado à rede

Um sistema de geração FV, também chamado de sistema de energia solar, é definido como sendo um sistema capaz de gerar energia elétrica utilizando-se da radiação solar como fonte. A geração se dá dentro de módulos FV, ou módulos solares, os quais, por sua vez, são conectados em série para formar *strings* ou *arrays*, como o mostra o exemplo da Figura 2.

**Figura 2:** Exemplo de painéis conectados em série a um inversor.



Fonte: própria.

Cada módulo possui uma tensão característica de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e a quantidade de módulos conectados define a  $V_{oc}$  da *string*. As *strings* são então ligadas a inversores de frequência que converte a tensão c.c., gerada pelos painéis, em tensão c.a., a qual pode ser diretamente conectada à rede de distribuição [8].

Para o caso de uma usina FV de grande porte, as *strings* ainda são agrupadas em *trackers*, os quais permitem o movimento dos painéis de forma a acompanhar o movimento do sol. Para este mesmo tipo de usina, a tensão é elevada de baixa para média, por meio de um transformador, afim de que o sistema possa ser ligado diretamente à rede de distribuição. A potência nominal da usina é medida em kWp ou MWp, que indica a capacidade de geração da usina sob às condições padrões de teste (*STC*) estabelecidas, principalmente, pela norma internacional IEC61215-1:2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements. As condições são: intensidade de radiação solar a  $1000\text{W/m}^2$  (1 sol), espectro de luz simulando a incidência sob latitude de  $35^\circ\text{N}$  no verão, considerando a temperatura de operação da célula solar sendo de  $25^\circ\text{C}$  [9].

As usinas podem ser classificadas de acordo com seu porte segundo as regras de geração distribuídas estabelecidas pelas ANEEL [6]:

- Microgeração distribuída: até 75kW;
- Minigeração distribuída: maior que 75kW e menor que 5MW;

Empreendimentos de grande porte com potência nominal superior a 5MW não se enquadram nas regras para micro e minigeração distribuída, sendo a comercialização da energia feita pelo mercado livre de energia ou por leilões estabelecidos na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica).

## **2.2 Comissionamento**

Entende-se por comissionamento um processo orientado em ferramentas e técnicas de qualidade, cujo o objetivo é verificar se instalações, sistemas e conjuntos foram planejados, projetados, instalados, testados, operados e mantidos conforme definidos nos requisitos do proprietário. O comissionamento deve ser realizado após a instalação total ou parcial do projeto, podendo ser refeito sempre que houver alguma modificação no mesmo [10].

Quando se trata de um empreendimento em sistemas fotovoltaicos, essa prática se torna ainda mais necessária. Considerando que a vida útil dos painéis solares, disponíveis no mercado, é de 20 a 30 anos, o empreendedor deseja garantir o melhor desempenho possível durante todo esse período. O processo de comissionamento do projeto de uma usina solar é bastante complexo, abrangendo desde a interligação na média tensão até o torqueamento de componentes no sistema mecânico, ficando a critério do proprietário estabelecer o que comissionar e quando comissionar. A norma mais recente publicada no Brasil sobre o tema é a norma NBR16274:2014 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho [6].

## **2.3 A Norma NBR 16274:2014**

A norma NBR 16274:2014 foi elaborada no Comitê Brasileiro de Eletricidade (ABNT/CB-03) pela Comissão de Estudo de Sistemas de Conversão Fotovoltaicas de Energia Solar (CE-03:082.01). Esta norma é voltada especialmente para sistemas diretamente conectados à rede que não utilizem nenhum tipo de armazenamento de energia. Para os sistemas conectados em média ou baixa tensão, esta diz respeito somente da parte da instalação em baixa tensão.

A norma pode ser dividida em 03 partes.

- a) Requisitos de documentação (Seção 4);
- b) Verificação (Seção 5);
- c) Avaliação de desempenho (Seção 10).

Para este trabalho, enfatizou-se as partes especificadas aos itens *a* e *b*.

### **2.3.1 Requisitos de Documentação**

O item 4 da NBR 16274:2014 estabelece que deve ser disponibilizada uma documentação mínima para o início dos trabalhos de comissionamento no projeto. A documentação irá apresentar um conjunto de dados e informações básicas do projeto, para que quando se inicie a operação da usina, os dados de placa do sistema e os documentos estejam em fácil acesso para os operadores e engenheiros de manutenção.

### **2.3.2 Verificação**

Entende-se como sendo um conjunto de medidas, por meio das quais a conformidade da instalação elétrica para com as normas pertinentes é verificada. Conforme a norma, a maior parte da etapa de verificação tem como referência a norma internacional IEC 60364-6 *Low-voltage electrical installations – Part 6: Verification*. Essa seção descreve os principais itens que devem ser verificados inicial e periodicamente em uma instalação fotovoltaica conectada à rede. O principal objetivo dessa etapa é determinar se todos os equipamentos e componentes estão em condições satisfatórias para a operação. A verificação deve ser feita por um profissional devidamente qualificado e com competência para realizar esta atividade. Pode ser dividida em 2 etapas: inspeção e ensaios de comissionamento.

#### **2.3.2.1 Inspeção**

Corresponde à Seção 5.2 da norma. É um exame na instalação elétrica, utilizando todos os sentidos, objetivando-se verificar a seleção e a montagem adequadas dos equipamentos elétricos. É avaliado se estes foram instalados de acordo com os requisitos do proprietário e se estão em condições seguras para o início das operações.

### **2.3.2.2 Ensaios de Comissionamento**

Corresponde à Seção 5.3 da norma. São realizadas medições na instalação elétrica utilizando, para isso, de equipamentos adequados, os quais têm o correto funcionamento comprovado e documentado através de um relatório. A norma sugere três categorias de regime de ensaios de comissionamento sendo elas: regime de ensaio categoria 1, regime de ensaio categoria 2 e ensaios adicionais.

#### **2.3.2.2.1 Regime de Ensaio Categoria 1**

Corresponde à Seção 5.3.2.1 da norma. É um conjunto padrão de ensaios que devem ser aplicados a qualquer tipo de sistema fotovoltaico, sendo eles:

- a) Ensaio do(s) circuito(s) c.a. Segundo os requisitos da IEC 60364-6 Low voltage electrical installations - Part 6: Verification [11];
- b) Continuidade da ligação à terra e/ou dos condutores de ligação equipotencial;
- c) Ensaio de polaridade;
- d) Ensaio da(s) caixa(s) de junção;
- e) Ensaio de corrente da(s) série(s) fotovoltaica(s) (curto-circuito ou operacional);
- f) Ensaio de tensão de circuito aberto da(s) série(s) fotovoltaica(s);
- g) Ensaios funcionais;
- h) Ensaio de resistência de isolamento do(s) circuito(s) c.c.

#### **2.3.2.2.2 Regime de Ensaio Categoria 2**

Corresponde à Seção 5.3.2.2 da norma. Pode-se realizar este ensaio considerando que os ensaios da categoria 1 foram realizados. São eles:

- a) Ensaio de curva IV (corrente por tensão) da(s) série(s) fotovoltaica(s);
- b) Inspeção com câmera infravermelha.

Caso se opte por fazer o ensaio da curva IV, pode-se desconsiderar a realização dos ensaios *e* e *f* da categoria 1.

### **2.3.2.2.3 Ensaios Adicionais**

Corresponde à Seção 5.3.2.3 da norma. Os ensaios adicionais podem ser executados quando solicitados pelo cliente ou quando algum defeito ou anomalia for apontada, não sendo possível identificar com os ensaios-padrão. São eles:

- a) Tensão ao solo – sistemas com aterramento resistivo;
- b) Ensaio do diodo de bloqueio;
- c) Ensaio de resistência de isolamento úmido;
- d) Avaliação do sombreamento.

## **2.4 Avaliação de Desempenho**

Na etapa de avaliação de desempenho, são realizadas medições no sistema fotovoltaico para verificar o correto desempenho de acordo com os parâmetros fornecidos pelo fabricante. É geralmente realizada periodicamente em sistemas de grande porte, visto que é de interesse do investidor verificar o contínuo desempenho do sistema.

A etapa de avaliação de desempenho pode ser realizada antes do sistema ser colocado em operação. Contudo, geralmente, o proprietário opta por fazê-la após um certo tempo de funcionamento, pois considera que ao comprar equipamentos e componentes de qualidade, os mesmos já tenham sido testados de fábrica, de acordo com as normas vigentes. Para este trabalho, este escopo não foi solicitado pelo cliente, portando, não será detalhado.

## **2.5 Medidor HT PVCHECKS**

Como já citado, a realização dos ensaios de comissionamento é uma parte importante do processo, sendo possível atestar a correta instalação da obra e sua segurança. Esta é a etapa que mais encarece o serviço, pois envolve o pagamento de um técnico em período integral em campo. Dessa forma, é interessante que esta etapa seja realizada da maneira mais rápida e eficiente possível afim de viabilizar financeiramente o trabalho. Para atender a este requisito, foi realizada uma pesquisa de mercado e foi escolhido para a realização dos ensaios de comissionamento o instrumento multimedidor *HT PV CHECKS* e seu complementar, o medidor de irradiação *HT 304N*, ambos da empresa italiana *HT Instruments*. Nos anexos 1 e 2 é possível verificar que os instrumentos estão de acordo com as normas

e padrões internacionais, portanto, se enquadra no padrão exigido pela norma brasileira. Também é possível a verificação dos cálculos matemáticos realizados pelo instrumento. Estes instrumentos realizam, em conjunto, os principais ensaios, simultaneamente, e emitem um laudo de conformidade ou não conformidade instantaneamente e de maneira rápida [12].

O instrumento realiza 4 testes diferentes, sendo eles os de tensão de circuito aberto (Voc), corrente de curto circuito (Isc), resistência de continuidade (RPE) e resistência de isolamento (IR). Esses testes apresentam as seguintes finalidades:

- a) Medição da tensão de circuito aberto: verificar se as séries de módulos estão corretamente conectadas e, especificamente, se os números esperados de módulos estão conectados em série.
- b) Ensaio de medição da corrente de curto circuito: verificar se não há falhas graves na fiação do arranjo fotovoltaico. Os valores Voc e Isc, em conjunto com a medição realizada pelo medidor de irradiação, avaliam se o *tracker* está operando dentro da faixa de desempenho esperada;
- c) Testes de continuidade (RPE) e resistência de isolamento (IR): verificam se o sistema está devidamente isolado e dentro dos parâmetros exigidos para proteção contra descargas atmosféricas.

## 2.6 Continuidade e Resistência Ôhmica do Sistema de Aterramento

A continuidade elétrica deve ser determinada medindo-se, com o instrumento adequado, a resistência ôhmica entre segmentos da estrutura, executando-se diversas medições entre trechos diferentes. Todos os pontos que serão conectados ao subsistema de captação devem ser individualmente verificados, segundo os requisitos da NBR5410 Instalações Elétricas de Baixa Tensão item 7.3.2. A medição deve ser realizada com aparelhos que forneçam corrente elétrica entre 1 A e 10 A. É importante observar que a corrente utilizada deve ser suficiente para garantir precisão no resultado sem danificar as armaduras. No caso da primeira verificação, pode-se admitir que a continuidade das armaduras é aceitável, se os valores medidos para trechos semelhantes forem da mesma ordem de grandeza e inferiores a  $1 \Omega$  [13].

## 2.7 Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição

Outro ponto que deve ser levado em consideração em um sistema FV são os requisitos para a conexão à rede de distribuição. O proprietário do empreendimento deve garantir que a energia fornecida à rede atende os requisitos exigidos pela norma NBR 16149 Sistemas fotovoltaicos (FV) –



Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Esta norma estabelece recomendações técnicas específicas para a conexão, tais como: qualidade da energia fornecida, requisitos de proteção contra curto-circuito e proteção contra ilhamento. Vale destacar a proteção contra ilhamento, cuja função é assegurar a interrupção no fornecimento de energia por parte dos inversores em caso de alguma interrupção ou problema encontrado na rede elétrica. Embora seja de grande importância, não foi solicitado pelo proprietário testes de comissionamento quanto as exigências dessa norma [14].

Para a conexão com a rede, deve-se considerar também o PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) Módulo 3 – Acesso ao sistema de distribuição. Esse módulo estabelece as condições por parte da ANEEL para micro e mini geração distribuída, ou seja, menores que 5MW [15].

### 3. Métodos e Resultados

Após a análise da norma NBR16274, verificou-se que esta é bastante completa quanto ao seu conteúdo, passando desde a verificação de documentação e trabalhos de campo até a avaliação de desempenho. Contudo, os métodos expostos na norma são aplicados desde um sistema FV doméstico até uma usina FV de grande porte. Com isso, se mostrou necessário um estudo para que os métodos pudessem ser personalizados de acordo com a complexidade do trabalho e as necessidades do cliente. Essa seção apresenta como a norma foi aplicada, levando em conta o contexto da obra.

Com a realização das verificações e procedimentos de comissionamento do sistema c.c. feitos, é necessária a elaboração de um relatório, com objetivo de se documentar todo procedimento. O relatório completo fornecido à empresa instaladora do sistema (GD SOLAR), estão disponíveis nos apêndices 1 e 2 desse trabalho. Alguns dados referentes ao proprietário do sistema foram ocultados afim de proteger o mesmo. Os diagramas unifilares foram analisados, porém não se encontram em anexo pela mesma razão.

#### 3.1 Documentação e Verificação

No Anexo B da norma NBR16274:2014 é disponibilizado um modelo para relatório de avaliação da documentação disponível e inspeção dos componentes do sistema, com a finalidade de garantir que todos os itens exigidos foram inspecionados corretamente. O modelo de *checklist* utilizado foi adaptado segundo os conhecimentos da empresa na qual o autor desenvolveu o trabalho utilizando-se um quesito de aprovação ou não dos resultados segundo apresentado a seguir:

- AP: Aprovado;
- RP: Reprovado;
- NA: Não aplicável;
- NV: Não verificado;
- OBS: Observação feita no final do checklist.

##### 3.1.1 Informações Gerais

Fornecer informações gerais sobre o funcionamento da usina e sobre o período de comissionamento.

- Potência nominal do sistema (kWp e kVA): 5643,0 kWp;
- Período da instalação: Novembro 2018 - Setembro 2019;
- Período dos ensaios de comissionamento: 03/07/2019 ao dia 13/08/2019;
- Empresa projetista e responsável técnico: GD – Solar;
- Diagramas de referência: SJB-EX-0003-FV-R04 / SJB-EX-0004-FV-R06.

### 3.1.2 Verificação dos Diagramas

Nesta etapa, verifica-se se nos diagramas de referência estão disponíveis todas as informações mínimas necessárias para o início da operação do sistema. Todos os itens aplicáveis ao sistema estavam em conformidade com os padrões exigidos pela norma.

#### 3.1.2.1 Especificações Gerais do Arranjo Fotovoltaico

- Tipo(s) de módulo(s), incluindo suas principais características: (AP);
- Número total de módulos: 17.100 (AP);
- Número de séries fotovoltaicas: 855 *strings* (AP);
- Quantidade de módulos por série fotovoltaica: 20 Placas (1000V) (AP).

#### 3.1.2.2 Informações da Série Fotovoltaica

- Especificações do condutor – diâmetro e tipo: (AP);
- Especificações do dispositivo de proteção contra sobrecorrente: (NA);
- Especificações do diodo de bloqueio: (AP).

#### 3.1.2.3 Detalhes Elétricos do Arranjo Fotovoltaico

- Especificações do condutor – diâmetro e tipo: (AP);
- Localização das caixas de junção (quando aplicável): (AP);
- Localização, tipo e características de tensão e de corrente das chaves c.c.: (AP);
- Especificações do dispositivo de proteção contra sobrecorrente: (AP);

### 3.1.2.4 Aterramento E Proteção Contra Sobretenção

- Detalhes de todos os condutores de aterramento / equipotencialização – diâmetro e pontos de conexão. Incluir detalhes da equipotencialização da armação do arranjo fotovoltaico: Cobre nu 16mm **(AP)**;
- Pormenores de quaisquer conexões a um sistema existente de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA): **(AP)**;
- Detalhes dos dispositivos de proteção contra surtos de tensão (tanto no lado c.a. quanto no lado c.c.), incluindo tipo, localização e características de tensão e de corrente: **(AP)**;

### 3.1.2.5 Sistema C.A.

- Especificações do condutor – diâmetro e tipo: **(AP)**;
- Localização, tipo e características de tensão e de corrente das chaves C.A: **(AP)**;
- Localização, tipo e características de tensão e de corrente do dispositivo de proteção contra sobrecorrente: **(AP)**;
- Localização, tipo e características de tensão e de corrente do dispositivo de detecção de corrente residual – DR: **(NA)**;
- Localização, tipo e características de tensão, de corrente e de ligação do transformador (se houver): **(AP)**;

### 3.1.3 Fornecimento de Folha de Dados Técnicos dos Componentes Utilizados no Sistema

Este item tem por objetivo verificar se o instalador disponibilizou as folhas de dados técnicos (*datasheets*) dos componentes utilizados no sistema.

- Módulos fotovoltaicos: **(AP)**;
- Inversores: **(AP)**;
- Chaves: **(AP)**;
- Dispositivos de proteção: **(AP)**;
- Transformadores: **(AP)**;
- Outros: **(NA)**.

### **3.1.4 Itens Inspeccionados**

Esta parte é conhecida no meio como “Inspeção Visual”. Esta etapa tem por objetivo uma verificação, no local, da integridade e conformidade dos componentes e instalações segundo as especificações do projeto. Os sistemas verificados são: sistema c.c., proteção contra sobretensão/choque elétrico, sistema c.a., etiquetagem, identificação e instalações mecânicas. Todos os sistemas foram verificados e estavam em conformidade com as normas de qualidade e segurança. Este item não será detalhado pois, em sua maioria, condiz com as práticas de comissionamento executadas para quaisquer instalações de baixa tensão. O detalhamento pode ser encontrado na seção 3 do apêndice 2.

## **3.2 Ensaios de Comissionamento**

Os ensaios de comissionamento são de grande importância para a aprovação do comissionamento do projeto. Para a usina em questão, foram realizados dois testes: ensaio de continuidade e resistência ôhmica e do ensaio “PVCHECKS” no circuito em corrente contínua.

### **3.2.1 Ensaio de Continuidade e Resistência Ôhmica**

As medições foram realizadas em todos os *trackers* do sistema, utilizando-se de um microhmímetro - fabricante *AEMC* modelo 5600, conforme mostra a Figura 3:

**Figura 3:** Ensaio sendo realizado no local.



Fonte: Própria

O ensaio mostrou que todos os *trackers* estavam devidamente aterrados, conforme os requisitos da norma NBR5410. Os resultados não serão detalhados, uma vez que condiz a um teste padrão em instalações de baixa tensão. Contudo, o ensaio de continuidade e resistência ôhmica é essencial para certificar a continuidade de aterramento, para o ponto de referência do instrumento utilizado no próximo ensaio.

### 3.2.2 O Ensaio PVCHECKS

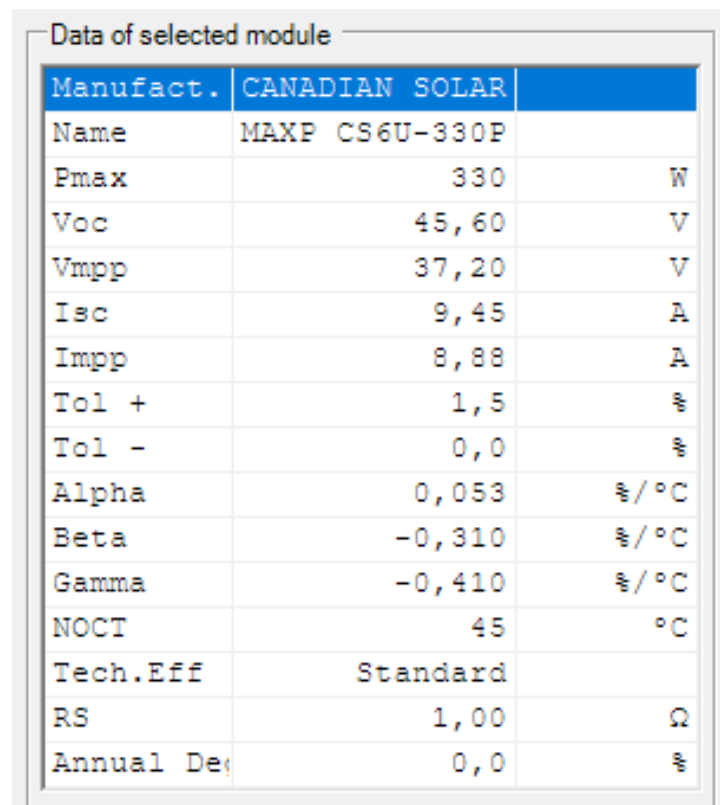
O objetivo desse ensaio é checar se o sistema foi montado conforme os requisitos da norma NBR16274:2014. Como já citado anteriormente, são realizados 4 testes utilizando o equipamento *HT PVCHECKS*, juntamente com um módulo de irradiação solar. O ensaio deve ser feito em cada *tracker* com uma irradiância mínima  $500\text{W/m}^2$ , conforme exigido pela norma. Adotou-se, para este caso, uma irradiância mínima de  $700\text{W/m}^2$  como margem de segurança.

Para a realização dos testes, primeiramente, os parâmetros fornecidos pelo fabricante do módulo solar devem ser inseridos no instrumento. O fabricante do módulo solar é a *Canadian Solar* e seu modelo é CS6U-330P. O *datasheet* do módulo pode ser encontrado no anexo 3. A Tabela 1 apresenta os parâmetros fornecidos pelo fabricante e a Figura 4 mostra os parâmetros já inseridos no instrumento.

**Tabela 1:** Parâmetros do módulo solar recortada do relatório final.

Nominal Max. Power (Pmax)	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.45 A
Power Tolerance	0 ~ + 5 W
Temperature Coefcient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefcient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefcient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Irradiância Mínima para execução do teste	700 W/m²

Fonte: Própria.

**Figura 4:** Parâmetros do módulo solar inseridos no instrumento.


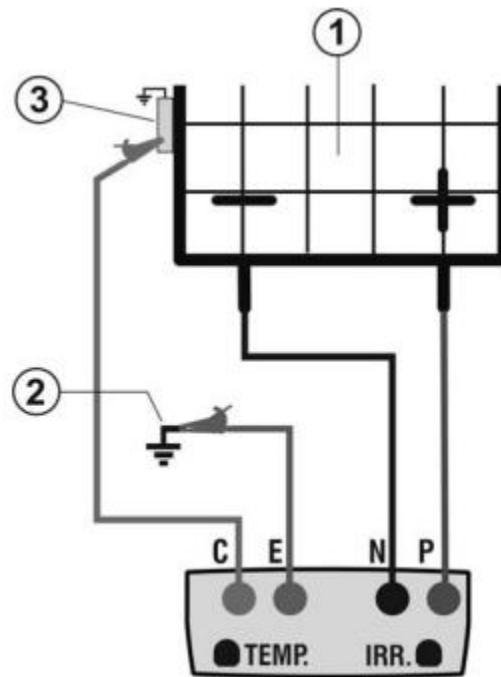
Data of selected module		
Manufact.	CANADIAN SOLAR	
Name	MAXP CS6U-330P	
Pmax	330	W
Voc	45,60	V
Vmpp	37,20	V
Isc	9,45	A
Imp	8,88	A
Tol +	1,5	%
Tol -	0,0	%
Alpha	0,053	%/°C
Beta	-0,310	%/°C
Gamma	-0,410	%/°C
NOCT	45	°C
Tech.Eff	Standard	
RS	1,00	Ω
Annual Deg	0,0	%

Fonte: Própria.

Com os parâmetros inseridos, pode-se dar início a etapa dos ensaios. O instrumento deve ser ligado à *string* conforme mostra a Figura 5, onde a ligação 1 é feita nos polos de saída da série fotovoltaica, a ligação 2, no aterramento do sistema principal e a ligação 3, na estrutura de metal ligada

ao terra (GND) do sistema. A Figura 6 mostra o ensaio sendo executado no local por um técnico da empresa.

**Figura 5:** Esquema de ligação do instrumento.



Fonte: Manual do instrumento.

**Figura 6:** Execução do ensaio PVCHECKS no local.



Fonte: Própria.



Os resultados do ensaio são fornecidos em poucos segundos juntamente com um laudo de conformidade ou não conformidade com os parâmetros. Os dados são armazenados no instrumento e, com o auxílio de um software fornecido pelo fabricante, é gerado um relatório. A Figura 7 mostra um recorte do relatório fornecido pelo software do instrumento. Na coluna “*Mesures*” é possível verificar o código cadastrado para a *string* e na coluna “*Outcome*” é possível visualizar o resultado sendo “*Ok*”, expressando um resultado positivo para a conformidade. A Figura 8 mostra um recorte do relatório detalhado para cada parâmetro analisado na *string*, assim como a temperatura e irradiância aferidas no momento do ensaio.

**Figura 7:** Recorte do relatório de conformidade fornecido pelo software do instrumento.

N°	Measures	Outcome:
795	Norte 001\String009\Inversor 001\795 I-V Check 09/08/2019 12:33:26 CS6U330P	Ok
796	Norte 001\String010\Inversor 001\796 I-V Check 09/08/2019 12:35:29 CS6U330P	Ok
797	Norte 001\String011\Inversor 001\797 I-V Check 09/08/2019 12:36:06 CS6U330P	Ok
798	Norte 001\String012\Inversor 001\798 I-V Check 09/08/2019 12:38:40 CS6U330P	Ok
799	Norte 001\String013\Inversor 001\799 I-V Check 09/08/2019 12:39:35 CS6U330P	Ok
800	Norte 001\String014\Inversor 001\800 I-V Check 09/08/2019 12:43:36 CS6U330P	Ok
801	Norte 001\String015\Inversor 001\801 I-V Check 09/08/2019 12:44:26 CS6U330P	Ok
787	Norte 001\String001\Inversor 011\787 I-V Check 09/08/2019 12:22:30 CS6U330P	Ok
788	Norte 001\String002\Inversor 011\788 I-V Check 09/08/2019 12:23:18 CS6U330P	Ok
789	Norte 001\String003\Inversor 011\789 I-V Check 09/08/2019 12:24:12 CS6U330P	Ok
790	Norte 001\String004\Inversor 011\790 I-V Check 09/08/2019 12:24:55 CS6U330P	Ok
791	Norte 001\String005\Inversor 011\791 I-V Check 09/08/2019 12:25:52 CS6U330P	Ok
792	Norte 001\String006\Inversor 011\792 I-V Check 09/08/2019 12:26:38 CS6U330P	Ok
793	Norte 001\String007\Inversor 011\793 I-V Check 09/08/2019 12:27:26 CS6U330P	Ok
794	Norte 001\String008\Inversor 011\794 I-V Check 09/08/2019 12:28:59 CS6U330P	Ok

Fonte: Própria.

**Figura 8:** Recorte do relatório de conformidade detalhado.

N°	Measures			Outcome:
795	Norte 001\String009\Inversor 001\795 I-V Check			Ok
	IV Test			
	Irradiance	946	W/m <sup>2</sup>	
	Temperature	50,9	°C	
	Voc avg	846,2	V	
	Isc avg	8,76	A	
	Voc opc	841,6	V	--
	Isc opc	8,68	A	--
	Voc stc	45,6	V	Ok
	Isc stc	9,04	A	Ok
	Modules number	20		
	alpha	0,053	%/°C	
	beta	-0,31	%/°C	
	Tol V	5 (+4)	%	
	Tol I	5 (+4)	%	
	Minimum Irradiance	700	W/m <sup>2</sup>	
	Temperature Mode	Auto		
	Remote Unit	No		
	Insulation			
	IR	>100	MΩ	Ok
	Vtest	1058	V	
	Vnom	1000	V	
	Rlim	1	MΩ	
	Continuity			
	RPE	0	Ω	Ok
	I Test	212	mA	
	Rmax	1	Ω	
	General Info			
	PVCHECKS S/N 19021539			

Fonte: Própria.

O relatório apresentou que os ensaios de todas as *strings* foram bem-sucedidos e não foi necessária nenhuma solicitação de ajuste de conformidade.

### 3.3 Discussão dos Resultados

O *checklist* trouxe agilidade ao processo de análise da documentação e inspeção de campo. Este também assegurou que nenhum item deixou de ser inspecionado, além de gerar, a través de seu software um relatório para o cliente, economizando, assim, tempo dos técnicos que teriam que elaborar um relatório descritivo das inspeções.

As informações gerais sobre a usina foram prontamente disponibilizadas e se encontram nos diagramas unifilares. Quanto aos diagramas unifilares disponibilizados pela instaladora do sistema, estes se mostraram bastante completos cumprindo todas as exigências da norma.

Na etapa de inspeção visual dos componentes do sistema, o corpo técnico da empresa de comissionamento não identificou nenhuma não conformidade com o projeto ou normas de segurança. Embora não fizesse parte do escopo do trabalho, para que fossem cumpridas as exigências da norma, foram também verificados alguns dos itens referentes ao sistema c.a. conforme pode ser verificado no *checklist* disponível no apêndice 2.

Para os ensaios de comissionamento, a norma expõe em suas seções 6, 7 e 8 como podem ser feitos os procedimentos utilizando equipamentos convencionais utilizados em quaisquer verificações em sistemas de baixa tensão, porém, desta forma, o processo se daria de forma mais lenta. Com isso foi feita uma análise de mercado para a compra de um instrumento que pudesse fazer os ensaios de maneira mais eficiente, diminuindo o tempo de trabalho. Assim sendo, adaptou-se os métodos propostos pela norma, removendo alguns ensaios e utilizando instrumentos diferentes dos apontados em seus procedimentos. Então, se mostrou necessário verificar, primeiramente, quais eram as necessidades do cliente mais do que a aplicação completa da norma. Como já citado, a norma estabelece os métodos e procedimentos tendo em vista a aplicação em qualquer sistema FV, porém, o cliente julgou desnecessário alguns itens. A tabela 2 mostra quais dos ensaios propostos foram realizados e em seguida é apresentado um breve descritivo para os ensaios não realizados.

**Tabela 2:** Relação de ensaios propostos e realização destes

ENSAIO PROPOSTO	REALIZAÇÃO
Ensaio do(s) circuito(s) c.a.	Não realizado
Continuidade da ligação à terra e/ou dos condutores de ligação equipotencial	Terrômetro/Microhmímetro
Ensaio de polaridade	PVCHECKs
Ensaio da(s) caixa(s) de junção	Não realizado
Ensaio de corrente da(s) série(s) fotovoltaica(s) (curto-circuito ou operacional)	PVCHECKs
Ensaio de tensão de circuito aberto da(s) série(s) fotovoltaica(s)	PVCHECKs
Ensaio funcionais	Não realizado
Ensaio de resistência de isolamento do(s) circuito(s) c.c.	PVCHECKs
Ensaio de curva IV (corrente por tensão) da(s) série(s) fotovoltaica(s)	PVCHECKs
Inspeção com câmera infravermelha	Não realizado
Ensaio adicionais	Não realizado
Avaliação de desempenho	Não realizado
Avaliação de conexão com a rede	Não realizado

- Ensaios nos inversores e sistemas c.a.: o cliente optou por não fazer o ensaio nestes considerando que o próprio instalador já realizou todos os testes e ensaios necessários de desempenho e segurança, não julgando necessário uma segunda avaliação;

- Ensaio nas caixas de junção: para um sistema bastante complexo com mais de 17mil painéis, não seria viável o ensaio em todas as caixas junção. Foi considerado que o ensaio PVCHECKs já seria o suficiente para apontar qualquer não conformidade na ligação dos painéis uma vez que os testes realizados garantem o correto funcionamento do sistema testado;
- Ensaio de comissionamento categoria 2: entende-se que ao comprar módulos solares de qualidade estes já vem testados de fábrica segundo os padrões de qualidade exigidos internacionalmente, não sendo necessário o ensaio da curva IV dos conjuntos FV assim como a inspeção utilizando uma câmera IR. Concluiu-se que seriam ensaios necessários apenas como manutenção do sistema e não como comissionamento;
- Ensaio adicionais: conclui-se que estes ensaios não entrariam no escopo do trabalho pois os mesmos se mostram necessários apenas no caso de alguma anomalia ser apontada e não detectada com os métodos e ensaios convencionais;
- Avaliação de desempenho: como já citado nos itens acima, entende-se que para o início das operações, os painéis já estejam operando com seu máximo desempenho. Sendo assim, o cliente julgou que a etapa de avaliação de desempenho deve ser levada em consideração somente para fins de manutenção do sistema;
- Não foi solicitado pelo cliente a verificação das características da interface de conexão com a rede de distribuição segundo os requisitos da norma brasileira NBR16149.

Os ensaios utilizando o instrumento HT PVCHECKs se mostram eficazes para um sistema FV de grande porte. Os técnicos enviados a campo para realizar os ensaios não apontaram dificuldades quanto ao esquema de ligação do instrumento ao sistema, ressaltando a agilidade dos resultados e elaboração do relatório. Contudo, um problema apontado foi quanto às condições climáticas do dia. Problemas como nuvens e chuva podem atrasar o período de comissionamento e gerar problemas nos custos de homem hora para a realização dos ensaios.

## 4. Conclusão

Objetivo deste trabalho foi apresentar todas as etapas da realização do comissionamento do sistema c.c., de uma usina fotovoltaica de grande porte, diretamente conectada à rede em base da norma brasileira NBR16274:2014 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. A norma se mostrou bastante completa, contudo, é necessário que haja uma personalização dos métodos apresentados para que estes se enquadrem na complexibilidade da obra e nas exigências do cliente conforme apresentado no item 3.3 deste trabalho.

Foi apresentado o *checklist* desenvolvido pelo autor juntamente com a empresa na qual o trabalho foi desenvolvido. O *checklist* foi aplicado com sucesso agregando valor ao relatório final e cumprindo as exigências da norma em questão.

Todos os ensaios de comissionamento ocorreram de acordo com o planejado. Nenhuma não conformidade foi apontada para a usina assegurando o cliente quanto a qualidade dos equipamentos analisados.

Por fim, constatou-se que os métodos propostos podem ser aplicados a outros sistemas FV de grande porte diretamente conectados à rede.

### 4.1 Trabalhos Futuros

O escopo de trabalho para comissionamento em sistemas FV de grande porte diretamente conectados à rede pode ser o mais amplo possível. Além disso a norma NBR16274:2014 é bastante abrangente, porém ainda exige aprofundamento em alguns pontos principalmente para sistemas mais complexos. Sendo assim algumas oportunidades de estudos futuros podem ser:

- Aplicação da norma NBR16274:2014 para criação de procedimentos de acompanhamentos periódicos de desempenho, de manutenção preventiva e de manutenção corretiva;
- Melhorias nos procedimentos de inspeção da parte mecânica dos sistemas FV como inspeção nas soldas, no torqueamento dos parafusos e nos mecanismos de movimentação dos *trackers*;
- Ampliação dos procedimentos de comissionamento para a interface de conexão com a rede de distribuição utilizando a norma NBR16149 Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.



## 5. Referências Bibliográficas

- [1] Revista Superinteressante. “Qual é a fonte de energia do sol” [super.abril.com.br](http://super.abril.com.br).  
<https://super.abril.com.br/mundo-estranho/qual-e-a-fonte-de-energia-do-sol/> (accessed Nov. 2018);
- [2] ENCYCLOPÆDIA BRITANNICA, “Photoelectric Effect” [britannica.com](http://britannica.com).  
<https://www.britannica.com/science/photoelectric-effect> (accessed Nov, 2018);
- [3] BP Energy, “Statistical Review of World Energy” [.bp.com](http://bp.com).  
<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>  
(accessed Nov. 2018);
- [4] Empresa De Pesquisa Energética (EPE). “Balanço energético nacional” [epe.gov.br](http://epe.gov.br).  
<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>  
(accessed Jul. 2019);
- [5] UOL ECONOMIA. “Energia que vem do céu”. [uol/economia](http://uol/economia).  
<https://www.uol/economia/especiais/energia-solar-e-eolica-.htm#de-vento-em-popa> (accessed Set. 27 2019);
- [6] Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). (2012, Abril, 17). Resolução Normativa N° 482.
- [7] Associação Brasileira De Normas Técnicas. (2014). NBR 16274:2014: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.
- [8] Carolina T. Machado, Fabio S. Miranda. “Energia Solar Fotovoltaica: Uma Breve Revisão”. Revista Virtual de Química. vol. 7, no. 1, (2015). doi: 10.5935/1984-6835.20150008.
- [9] International Electrotechnical Commission. (2016). IEC 61215-1:2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements.
- [10] American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE). (2010). Guideline 0-2005 The Commissioning Process.
- [11] International Electrotechnical Commission. (2016). IEC 60364-6:2016: Low voltage electrical installations - Part 6: Verification.
- [12] HT Instruments. “PVCHECKs Users Manual”. [ht-instruments.com](http://ht-instruments.com) <https://www.ht-instruments.com/pt-br/produtos/fotovoltaico/verificacoes-de-seguranca-fv/pvchecks/> (access Set. 27. 2019);

[13] Associação Brasileira De Normas Técnicas. (2014). NBR 5410 - Instalações Elétricas de Baixa Tensão.

[14] Associação Brasileira De Normas Técnicas. (2014). NBR 16149 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.

[15] Agencia Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). (2017). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3.



## Apêndice 1: Relatório de Testes dos Módulos Solares

<b>FNEC</b>   serviços técnicos	<b>RELATORIO DE ENSAIO PV CHECK NOS PAINÉIS SOLARES.</b>	REPCNPS – 01 Data: 13/08/2019 Folha: 1/8	
---------------------------------	--	--	---



<b>CLIENTE:</b>	<b>GD SOLAR HOLDING LTDA.</b>
<b>OBRA:</b>	
<b>LOCAL:</b>	
<b>SIST. / EQUIPTO. INSPECIONADO</b>	<b>FOTOVOLTAICA – 5643,0 kWp.</b>

 <b>serviços técnicos</b>	<b>RELATORIO DE ENSAIO PV CHECK NOS PAINÉIS SOLARES.</b>	REPCNPS – 01 Data: 13/08/2019 Folha: 2/8	
--	--	--	---

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 Objetivo:

Este relatório tem por objetivo apresentar os resultados dos ensaios executados nas Séries Fotovoltaicas (tracker's)

### 1.2 Abrangência:

- ✓ “Sistema fotovoltaico composto por 57 tracker's – 38 inversores – 855 Strings”.

### 1.3 Normas Técnicas de Referência:

- ✓ ABNT NBR 5410:2004 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão;
- ✓ ABNT NBR 16274:2014 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho;
- ✓ ABNT NBR 5419:2015 – Proteção de Estruturas Contra Descargas Atmosféricas.

### 1.4 Documentos de Referência:

- ✓ MOD\_DATASHEET C26U Modelo 330P;
- ✓ SJB-EX-0004-FV-R06.

### 1.5 Verificações Realizadas:

- ✓ Inspeção visual para verificar a integridade e a conformidade dos componentes e instalações com as especificações de projeto.
- ✓ Execução do ensaio de continuidade e de resistência ôhmica do sistema de aterramento (item 7.3.2 da NBR 5410);
- ✓ Execução do ensaio “PV Checks” em circuitos de corrente contínua.

**NOTA:** Os ensaios executados com o instrumento “PV Checks” tem por objetivo verificar se a eficiência de uma string de módulos fotovoltaicos está funcionando conforme especificado no “data sheet” dos módulos solares, para isso este ensaio executa 04 testes diferentes, sendo eles os de tensão de circuito aberto (Voc), corrente de curto circuito (Isc), resistência de continuidade (RPE) e resistência de isolamento (IR), com as seguintes finalidades:

- A medição da tensão de circuito aberto é para verificar se as séries de módulos estão corretamente conectadas e, especificamente, se os números esperados de módulos estão conectados em série.
- O ensaio de medição da corrente de curto circuito de uma série fotovoltaica é de verificar se não há falhas graves na fiação do arranjo fotovoltaico.

 serviços técnicos	<b>RELATORIO DE ENSAIO PV CHECK NOS PAINÉIS SOLARES.</b>	REPCNPS – 01 Data: 13/08/2019 Folha: 3/8	
--	--	--	---

#### 1.6 Instrumento utilizado:

- **Multimedidor Modelo - HT PVCHECKs** / N.º Série: 19021539;
- **Medidor de Irradiação Modelo HT 304N** / N.º Série: 17064857.
  - **Campo de Medida:** 50 / 1400 W/m<sup>2</sup>;
  - **Precisão:** +3.0%Reading.

#### 1.7 Critério de aceitação:

O parâmetros estabelecidos pelo fabricante (CanadianSolar) no data sheet do módulo fotovoltaico, modelo **CS6U-330P**, foram inseridos no banco de dados do instrumento (PV Checks), conforme tabela abaixo:

Nominal Max. Power (Pmax)	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.45 A
Power Tolerance	0 ~ + 5 W
Temperature Coefcient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefcient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefcient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Irradiância Mínima para execução do teste	700 W/m <sup>2</sup>

 serviços técnicos	<b>RELATORIO DE ENSAIO PV CHECK NOS PAINÉIS SOLARES.</b>	REPCNPS – 01 Data: 13/08/2019 Folha: 4/8	
--	--	--	---

**Detalhe da Calibração do Instrumento com os Parâmetros Inseridos (via Software) Antes dos Testes:**

Data of selected module		
Manufact.	CANADIAN SOLAR	
Name	MAXP CS6U-330P	
Pmax	330	W
Voc	45,60	V
Vmpp	37,20	V
Isc	9,45	A
Impp	8,88	A
Tol +	1,5	%
Tol -	0,0	%
Alpha	0,053	%/°C
Beta	-0,310	%/°C
Gamma	-0,410	%/°C
NOCT	45	°C
Tech.Eff	Standard	
RS	1,00	Ω
Annual Deg	0,0	%

 <b>serviços técnicos</b>	<b>RELATORIO DE ENSAIO PV CHECK NOS PAINÉIS SOLARES.</b>	REPCNPS – 01 Data: 13/08/2019 Folha: 5/8	
--	--	--	---

### 1.8 Legendas:

<b>Voc avg:</b>	Tensão de Circuito Aberto
<b>Isc avg:</b>	Corrente de curto-circuito
<b>Voc opc:</b>	Tensão de Circuito Aberto nas condições de operação.
<b>Isc opc:</b>	Corrente de curto-circuito nas condições de operação.
<b>IR:</b>	Resistencia de isolamento dos circuitos.
<b>Vtest:</b>	Valor da tensão aplicada no teste de Resistencia de isolamento.
<b>RPE:</b>	Resistencia de continuidade dos condutores de proteção.
<b>I Test:</b>	Valor da corrente aplicada no teste de Resistencia de aterramento.

## 2 RESULTADOS OBTIDOS NOS ENSAIOS.

Os resultados obtidos, conforme planilhas do anexo 01 e 02, indicam que os equipamentos, objeto deste relatório, podem operar em suas condições normais estabelecidas em projeto / data sheet.

**Observação:** Os formulários de resultados dos testes foram gerados e extraídos através do software proprietário do equipamento "PV Checks":

"TopView – Release 2.2.0.6 – HT Instruments"

## 3 ANEXOS.


- ANEXO 01 – Planilhas de Resultados dos "Trackers" – Lado Norte;
- ANEXO 02 – Planilhas de Resultados dos "Trackers" – Lado Sul;
- ANEXO 03 – Check List – Norma NBR 16274:2014

  
Téc.º Kleber Vinicius Floriano  
CREA-SP: 5069889061

  
Eng.º Cleverson Dos S. Correa  
CREA-SP: 5063709471



## Apêndice 2 – Checklist Utilizado

 serviços técnicos	<b>CHECK LIST – NORMA NBR 16274:2014</b>					<b>CLIF-SJB-ELE-FV-00</b> <b>REV.: 00</b> <b>DATA: 13/08/19</b>	
	<b>Proprietário do Sistema:</b>						
	<b>Localização do sistema (endereço ou coordenadas geográficas):</b>						
<b>Potência nominal do sistema (kWp e kVA):</b> 5643,0 kWp							
<b>Período da instalação:</b> Novembro 2018 á Setembro 2019							
<b>Período dos ensaios de comissionamento:</b> 03/07/2019 ao dia 13/08/2019							
<b>Empresa projetista e responsável técnico:</b> GD - Solar							
<b>Empresa instaladora do sistema e responsável técnico:</b>							
<b>Diagramas de referência:</b> SJB-EX-0003-FV-R04 / SJB-EX-0004-FV-R06							
Nº ITEM	DESCRIÇÃO DO ITEM	AP	RP	NA	NV	OBS	
<b>1 – VERIFICAÇÃO DOS DIAGRAMAS</b>							
<b>1.1 Especificações Gerais do Arranjo Fotovoltaico</b>							
1.1.1	Tipo(s) de módulo(s), incluindo suas principais características. ( Canadian Solar)	X					
1.1.2	Número total de módulos. (17.100)	X					
1.1.3	Número de séries fotovoltaicas. ( 855 strings)	X					
1.1.4	Quantidade de módulos por série fotovoltaica. (20 Placas)	X					
<b>1.2 Informações da Série Fotovoltaica</b>							
1.2.1	Especificações do condutor – diâmetro e tipo. ( 6mm – UV)	X					
1.2.2	Especificações do dispositivo de proteção contra Sobrecorrente.			X			
1.2.3	Especificações do diodo de bloqueio. ( 2 Diodos)	X					
<b>1.3 Detalhes Elétricos do Arranjo Fotovoltaico</b>							
1.3.1	Especificações do condutor – diâmetro e tipo.	X					
1.3.2	Localização das caixas de junção (quando aplicável). (Placas)	X					
1.3.3	Localização, tipo e características de tensão e de corrente das chaves C.C. ( Inversor)	X					
1.3.4	Especificações do dispositivo de proteção contra sobrecorrente. ( Inversor)	X					
<b>1.4 Aterramento E Proteção Contra Sobre tensão</b>							
1.4.1	Detalhes de todos os condutores de aterramento / equipotencialização – diâmetro e pontos de conexão. Incluir detalhes da equipotencialização da armação do arranjo fotovoltaico. ( Cobre NÚ 16mm)	X					
1.4.2	Pormenores de quaisquer conexões a um sistema existente de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA).	X					
1.4.3	Detalhes dos dispositivos de proteção contra surtos de tensão (tanto no lado C.A. quanto no lado C.C.), incluindo tipo, localização e características de tensão e de corrente.	X					

**EXECUTADO POR:**

TECº Kleber Vinícius Floriano

CREASP: 5069889061

DATA: 13/08/2019

**VERIFICADO POR:**

Eng.º Cleverson Dos S. Correa

CREA SP: 5063709471

DATA: 13/08/2019

**CLIENTE:**

DATA: \_\_\_\_\_

 <b>serviços técnicos</b>	<b>CHECK LIST – NORMA NBR 16274:2014</b>	<b>CLIF-SJB-ELE-FV-00</b>
		<b>REV.: 00</b>
		<b>DATA: 13/08/19</b>

Nº ITEM	DESCRIÇÃO DO ITEM	AP	RP	NA	NV	OBS
<b>1.5 Sistema C.A.</b>						
1.5.1	Especificações do condutor – diâmetro e tipo.	X				
1.5.2	Localização, tipo e características de tensão e de corrente das chaves C.A	X				
1.5.3	Localização, tipo e características de tensão e de corrente do dispositivo de proteção contra sobrecorrente.	X				
1.5.4	Localização, tipo e características de tensão e de corrente do dispositivo de detecção de corrente residual – DR.			X		
1.5.5	Localização, tipo e características de tensão, de corrente e de ligação do transformador (se houver).	X				
<b>2 – Fornecimento de Folha de Dados Técnicos dos Componentes Utilizados no Sistema</b>						
2.1	Módulos fotovoltaicos. (CANADIAN SOLAR)	X				
2.2	Inversores. (ABB)	X				
2.3	Chaves. (ABB)	X				
2.4	Dispositivos de proteção. (ABB)	X				
2.5	Transformadores. (ABB)	X				
2.6	Outros.			X		
<b>3 – Itens Inspeccionados</b>						
<b>3.1 Inspeção do sistema C.C.</b>						
3.1.1	Todos os componentes C.C. são classificados para operação contínua em C.C., sob a máxima tensão C.C. do sistema e a máxima corrente C.C. de falta.	X				
3.1.2	Proteção por isolamento classe II ou equivalente foi adotada no lado C.C.	X				
3.1.3	Os cabos das séries fotovoltaicas, os cabos dos arranjos fotovoltaicos e o cabo C.C. principal foram selecionados e montados de forma a minimizar o risco de faltas à terra e a curtos-circuitos.	X				
3.1.4	Todos os cabos foram selecionados e montados para resistir às influências externas esperadas, como o vento, a formação de gelo, a temperatura e a radiação solar.	X				
3.1.5	Nos sistemas sem dispositivo de proteção contra sobrecorrente nas séries fotovoltaicas, o valor máximo de sobrecorrente do módulo fotovoltaico ( $I_r$ ) é maior do que a corrente reversa possível, e os cabos das séries fotovoltaicas foram dimensionados para acomodar a corrente de falta máxima combinada das séries fotovoltaicas em paralelo.	X				
3.1.6	Nos sistemas com dispositivo de proteção contra sobrecorrente nas séries fotovoltaicas, este dispositivo foi corretamente posicionado e especificado conforme as instruções do fabricante para a proteção dos módulos fotovoltaicos.	X				
3.1.7	Meios de desconexão foram instalados nas séries fotovoltaicas e subarranjos fotovoltaicos.	X				
3.1.8	Uma chave C.C. está instalada no lado C.C. do inversor	X				
3.1.9	Nos sistemas com diodos de bloqueio, a tensão reversa destes componentes está em conformidade com o projeto e normas vigentes.	X				

**EXECUTADO POR:**

TECº Kleber Vinícius Floriano

CREASP: 5069889061

DATA: 13/08/2019

**VERIFICADO POR:**


Eng.º Cleverton Dos S. Correa

CREA SP: 5063709471

DATA: 13/08/2019

**CLIENTE:**

DATA: \_\_\_\_\_

 <b>serviços técnicos</b>	<b>CHECK LIST – NORMA NBR 16274:2014</b>	<b>CLIF-SJB-ELE-FV-00</b>
		<b>REV.: 00</b>
		<b>DATA: 13/08/19</b>

Nº ITEM	DESCRIÇÃO DO ITEM	AP	RP	NA	NV	OBS
3.1.10	Se um dos condutores C.C. está ligado à terra, há pelo menos separação simples entre os lados C.A. e C.C., e as ligações à terra foram construídas de modo a evitar a corrosão.	X				
3.1.11	Plugues e soquetes conectados entre si são do mesmo tipo e do mesmo fabricante.	X				
3.1.12	Quando um sistema fotovoltaico possuir conexão direta à terra no lado C.C. (aterramento funcional), um dispositivo de interrupção de falta à terra deve estar instalado segundo o projeto e as normas vigentes.			X		
<b>3.2 Proteção Contra Sobretensão/Choque Elétrico</b>						
3.2.1	Um dispositivo supervisor de isolamento do arranjo fotovoltaico e sistema de alarme estão instalados segundo as especificações do projeto e normas vigentes.	X				
3.2.2	Um dispositivo de detecção de corrente residual de fuga para a terra e sistema de alarme estão instalados segundo as especificações do projeto e normas vigentes.	X				
3.2.3	Quando um DR estiver instalado no circuito c.a. alimentando um inversor, este foi selecionado de acordo com o projeto e normas vigentes.			X		
3.2.4	Para minimizar tensões induzidas por raios, a área de todos os laços na fiação deve ser mantida tão pequena quanto possível.	X				
3.2.5	Os condutores de aterramento da armação do arranjo fotovoltaico e/ou dos módulos foram corretamente instalados e estão ligados à terra.	X				
3.2.6	Quando condutores de aterramento de proteção e/ou condutores de ligação equipotencial estão instalados, estes estão paralelos e juntos aos cabos C.C.	X				
<b>3.3 Inspeção do Sistema C.A.</b>						
3.3.1	Um meio de seccionamento do inversor foi fornecido no lado C.A.	X				
3.3.2	Todos os dispositivos de isolamento e seccionamento foram ligados de tal forma que a instalação fotovoltaica foi conectada ao lado "carga" e a rede elétrica ao lado "fonte"	X				
3.3.3	Os parâmetros operacionais do inversor foram programados conforme a ABNT NBR 16149 e/ou regulamentações locais.	X				
<b>3.4 Etiquetagem e Identificação</b>						
3.4.1	Todos os circuitos, dispositivos de proteção, chaves e terminais estão devidamente identificados e etiquetados.	X				
3.4.2	Todas as caixas de junção C.C. dos arranjos fotovoltaicos possuem uma etiqueta de aviso indicando que as partes vivas no interior das caixas são alimentadas a partir de um arranjo fotovoltaico e permanecem vivas mesmo depois do seccionamento do inversor da rede elétrica.	X				
3.4.3	Etiquetas de advertência estão fixadas no ponto de interconexão com a rede.	X				
3.4.4	Um diagrama unifilar é exibido no local.			X		
3.4.5	As configurações de proteção do inversor e informações do instalador são exibidas no local.			X		
3.4.6	Os procedimentos de desligamento de emergência são exibidos no local.			X		

**EXECUTADO POR:**

TECº Kleber Vinícius Floriano

CREASP: 5069889061

DATA: 13/08/2019

**VERIFICADO POR:**

Eng.º Cleverton Dos S. Correa

CREA SP: 5063709471

DATA: 13/08/2019

**CLIENTE:**

DATA: \_\_\_\_\_





## Anexo 1: Instrumento HTPVCHECK – Normas E Especificações



PVCHECKs

### 10.4. REFERENCE STANDARDS

#### 10.4.1. General

Instrument safety:	IEC/EN61010-1
EMC:	IEC/EN61326-1
Safety of measuring accessories:	IEC/EN61010-031
Measurements:	IEC/EN62446 (IVCK, LOW $\Omega$ , M $\Omega$ )
Insulation:	double insulation
Pollution level:	2
Measurement category:	CAT III 300V to earth Max 1000V between inputs P, N, E, C

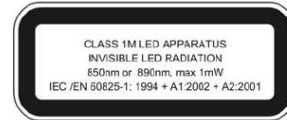
### 10.5. GENERAL CHARACTERISTICS

#### Display and memory

Type of display:	LCD custom, 128x128 pxl, with backlighting
Saved data:	max 999
PC interface:	optical / USB

#### Characteristics of radio module


Frequency range:	2.400 ÷ 2.4835GHz
R&TTE category:	Class 1
Max transmission power:	30 $\mu$ W
Max RF connection distance:	1m



#### PV system efficiency

Integration Period:	5, 10, 30, 60, 120, 300, 600, 900, 1800, 3600s
Memory of SOLAR-02:	approx. 1.5 hours (@ PI = 5s) approx. 8 days (@ PI = 600s)

#### Power supply

Battery type:	6x1.5V alkaline type AA LR06 MN1500
Low battery indication:	the display shows symbol "  "
Battery life:	approx 120 hours (PV efficiency)
Automatic power off:	after 5 minutes

#### Mechanical characteristics

Size (L x W x H):	235 x 165 x 75mm (9 x 6 x 3in)
Weight (batteries included):	1.2kg (2.5lb)

### 10.6. ENVIRONMENTAL CONDITIONS FOR USE

Reference temperature:	23° ± 5°C (73° ± 41°F)
Operating temperature:	0 ÷ 40°C (32 ÷ 104°F)
Allowable relative humidity:	<80%HR
Storage temperature:	-10 ÷ 60°C (14 ÷ 140°F)
Storage humidity:	<80%HR
Max operating altitude:	2000m

This instrument satisfies the requirements of Low Voltage Directive 2014/35/EU (LVD) and of EMC Directive 2014/30/EU

This instrument satisfies the requirements of 2011/65/EU (RoHS) directive and 2012/19/EU (WEEE) directive

### 10.7. ACCESSORIES

See the attached packing list



## 11. APPENDIX – THEORETICAL OUTLINE

### 11.1. EFFICIENCY TEST ON PV INSTALLATIONS

According to the requirements of the laws in force, DC efficiency test on a PV installation depends on the type of correction used to compensate the effects of the module's temperature and on the mathematical relationship used to calculate the **nDC** parameter (see § 5.2.3).

Corr.	Tcel value	Mathematical relationship for nDC calculation	Standard	Result
Tmod	Tcel = Measured module temp. value	$R_{fv2} = \begin{cases} 1 & (\text{se } T_{cel} \leq 40^{\circ}\text{C}) \\ 1 - (T_{cel} - 40) \times \frac{ \gamma }{100} & (\text{se } T_{cel} > 40^{\circ}\text{C}) \end{cases}$ <p>hence</p> $nDC = \frac{P_{dc}}{\left[ R_{fv2} \times \frac{G_p}{G_{STC}} \times P_n \right]}$	Italian guideline CEI 82-25	OK/NO
Tenv	Tcel = Calculated module temp. value $T_{cel} = T_{amb} + (NOCT - 20) \times \frac{G_p}{800}$			
nDC	Tcel = Measured module temp. value	$nDC = \frac{G_{STC}}{G_p} \times \left[ 1 + \frac{ \gamma }{100} \times (T_{cel} - 25) \right] \times \frac{P_{dc}}{P_n}$	---	---

where:

Symbol	Description	Measuring unit
$G_p$	Irradiance measured on PV module surface	[W/m <sup>2</sup> ]
$G_{STC}$	Standard Irradiance = 1000	[W/m <sup>2</sup> ]
$P_n$	Rated Power = sum of all Pmax values of the section of the PV plant being measured	[kW]
$P_{dc}$	DC power measured at the PV generator's output	[kW]
$R_{fv2}$	Correction factor depending on the Temperature of PV Cells (Tcel) measured or calculated according to the type of selected correction relationship	
$ \gamma $	Absolute value of the thermal coefficient of Pmax of the PV modules included in the plant section being measured.	[%/°C]
NOCT	(Normal Operating Cell Temperature) = Temperature the cells under reference conditions are brought to (800W/m <sup>2</sup> , 20°C, AM=1.5, air speed =1m/s).	[%/°C]

The previous relationships are valid if **Irradiance > Min Irradiance** (see the User Manual of the MASTER instrument) and the irradiance values are "steady", i.e. for each sample taken, **with IP ≤ 1min, the difference between the maximum and minimum irradiance values measured must be < 20W/m<sup>2</sup>**

The final OUTCOME can be:

- **Non-displayable:** if the obtained values are inconsistent (e.g. nDC > 1.15) or if irradiation has never reached a **steady** value > minimum threshold set.
- The maximum performance of the system

The highest performance (maximum value of nDC) is detected according with previous relationships

## ANEXO 2: FOLHA DE DADOS – MEDIDOR DE IRRADIAÇÃO HT304N



### HT304N

Rel. 1.00 del 24/08/11

Reference cell for sun irradiation measurement

Pag 1 of 1

#### WARNINGS ABOUT USE OF REFERENCE CELL HT304N



- HT304N is a passive sensor and do not require any power supply
- Avoid exposing the instrument to mechanical shock paying additional attention to the glass
- Protect the glass against any contact with abrasive surfaces
- Do not apply any voltage to instrument's outputs
- Install the sensor in position clear of obstructions that may introduce shading or reflections effects by distorting the sensor reading
- Always check the parallelism between the sensor and the photovoltaic module under consideration (error max  $\pm 2^\circ$ ). The non-perfect parallelism between the sensor and the PV module surface could affect the outcome of the measure
- The usage of the stirrup is highly recommended. Fix the stirrup in a central position of the PV module edge. The stirrup is provide of a fixing screw compatible with holes placed on the back side of the PV module frame
- Once positioned the stirrup, insert the sensor into its holder with its connectors oriented downside (if possible) in order to avoid shadowing effects
- Expose the sensor to the test conditions (radiation temperature, inclination) at least 1 minute before performing the readings in order to avoid working with the sensor not yet in steady state

## 1. TECHNICAL SPECIFICATIONS

### Irradiation

Range [W/m <sup>2</sup> ]	Accuracy (*)
50 ÷ 1400	$\pm 3.0\%$ of readings

(\*) Accuracy is grant under the following conditions:

- Temperature:  $-20 \div 50^\circ\text{C}$  ; Incidence angle:  $90^\circ \pm 25^\circ$  ; Air mass (AM): 1.5

## 2. GENERAL SPECIFICATIONS

Available reference cells:

MONO Crystalline and MULTI Crystalline Silicon

### Guidelines

Safety:

IEC/EN 61010-1

Technical literature:

IEC/EN 61187

Calibration:

IEC/EN 60904-2

Mechanical protection:

IP65 in compliance with IEC/EN 60529

Pollution degree:

2

### Mechanical characteristics

Dimensions (LxWxH):

120x85x40 mm

Weight:

260g

### Environmental conditions

Working temperature:

 $-20^\circ\text{C} \div 50^\circ\text{C}$ 

Storage temperature:

 $-20^\circ\text{C} \div 60^\circ\text{C}$ 

This instrument complies with the requirements of the European Low Voltage Directive 2006/95/CE (LVD) and EMC Directive 2004/108/CE

HT ITALIA SRL

Via della Boaria 40 - 48018 Faenza (RA)- Italy

Tel: +39-0546-621002 - Fax: +39-0546-621144

email: [export@htitalia.it](mailto:export@htitalia.it) - web: <http://www.ht-instruments.com>

### Anexo 3: Folha De Dados - Modulo Solar Cs6u



## MAXPOWER CS6U-315 | 320 | 325 | 330P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

#### KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to 16.97 %



Outstanding low irradiance performance of up to 96.0 %



High PTC rating of up to 91.55 %



IP67 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

 **CanadianSolar**



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

#### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2008 / Quality management system  
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

#### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / MCS / INMETRO / CEC AU  
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE  
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1  
IEC 60068-2-68: SGS  
Take-e-way



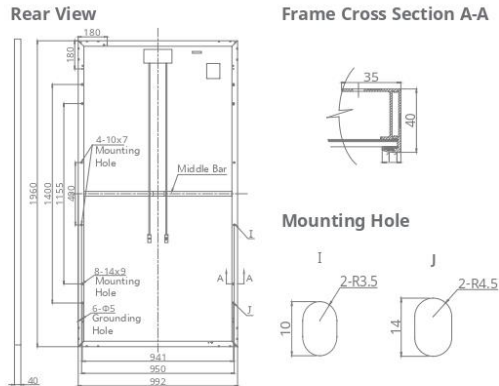
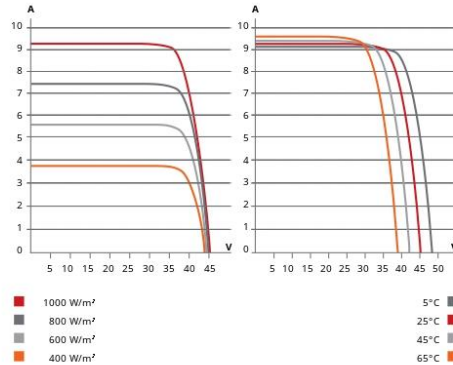
\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 17 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

#### CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)



**ENGINEERING DRAWING (mm)****CS6U-320P / I-V CURVES****ELECTRICAL DATA | STC\***

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1960×992×40 mm (77.2×39.1×1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

**ELECTRICAL DATA | NOCT\***

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

**PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE**

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

**PARTNER SECTION**