

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA POLITÉCNICA

KAUÊ DO NASCIMENTO

**ASPECTOS TÉCNICOS DO COMISSIONAMENTO  
DE USINA FOTOVOLTAICA DE 5 MWP**

São Paulo - SP

2022

KAUÊ DO NASCIMENTO

**ASPECTOS TÉCNICOS DO COMISSONAMENTO  
DE USINA FOTOVOLTAICA DE 5 MWP**

Trabalho de conclusão de curso de especialização  
Apresentado ao PECE – Programa de Educação  
Continuada da Universidade de São Paulo como  
Requisito parcial para a obtenção do título de  
Especialista em Energias Renováveis, Geração  
Distribuída e Eficiência Energética.

Orientador: Prof. Me. Cláudio Roberto de Freitas Pacheco

São Paulo - SP

2022

KAUÊ DO NASCIMENTO

ASPECTOS TÉCNICOS DO COMISSIONAMENTO  
DE USINA FOTOVOLTAICA DE 5 MWP

Trabalho de conclusão de curso de especialização apresentado ao PECE – Programa de Educação Continuada da Universidade de São Paulo como requisito parcial para a obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Aprovado em: \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. José Roberto Simões Moreira

---

Prof. Dr. Gustavo de Andrade Barreto

---

Prof. Dr. José Aquiles Baesso Grimoni

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

### Catálogo-na-publicação

Nascimento, Kauê do  
ASPECTOS TÉCNICOS DO COMISSIONAMENTO DE UNSINA  
FOTOVOLTAICA DE 5 MWP / N. Kauê – São Paul, 2022.  
77 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração e Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Energia Solar. 2.Energias Renováveis. 3.Comissionamento. 4.Performance Industriais I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

Dedico este trabalho a todos as pessoas que  
contribuíram direta e indiretamente minha formação  
acadêmica.

"Só sei que nada sei."  
(Sócrates)

## RESUMO

O objetivo desta obra é ter a oportunidade de esclarecer, apresentar e instruir os profissionais inseridos no mercado solar fotovoltaico, mais precisamente na área de comissionamento, focados em geração distribuída, em potência máxima de 5MW, alguns testes necessários que devem ser realizados nos módulos, rastreadores solares e também nos inversores, sempre verificando suas condições de trabalho nos aspectos ambiental, mecânico e elétrico, os quais podem ter impacto significativo de performance e consequentemente financeiro, tentando sempre expressar os valores do não comprimento desses testes. Para isso, utiliza-se um estudo de caso com valores de medições reais, seja da perspectiva financeira, performance ou condições elétricas, sempre se apoiando numa pesquisa quali-quantitativa. Ressalta-se a importância deste trabalho, pois consolidando os possíveis impactos que poderiam acontecer, estes resultaram numa perda relevante de aproximadamente R\$ 3 700,00, levando em consideração a cotação no dia 26/02/2022, no valor de US\$ 5,16, o valor é de US\$ 770,00, de um faturamento diário previsto de R\$ 9 700,00, ou US\$ 1 880,00 ou seja, 37% de uma performance comprometida em caso de negligência dos tópicos abordados do decorrer deste trabalho.

**Palavras-chave:** Comissionamento; Performance, Financeiro, Módulos, Rastreadores solares, Inversores.

## ABSTRACT

The objective of this school work is to have the opportunity to clarify, present and instruct the professionals inserted in the photovoltaic solar market, more precisely in the commissioning area, focused on distributed generation, at a maximum power of 5MW, some necessary tests that must be carried out on the modules ,trackers and also in inverters, always checking their working conditions in the environmental, mechanical and electrical aspects, which can have a significant impact on performance and consequently financial, always trying to express the values of non-compliance with these tests. For this, a case study is used, with values of real measurements, whether from a financial perspective, performance, electrical conditions, always supported by qualitative-quantitative research. The importance of this work is highlighted, as consolidating the possible impacts that could occur, resulted in a relevant loss of approximately R\$ 3,700.00, valuation on 02/26/2022, in the amount of US\$ 5.16, the value is US\$ 770.00, of an expected daily turnover of R\$ 9,700.00, or US\$ 1,880.00 or that is, of an estimated daily turnover of R\$ 9,700.00, that is, 37% of a compromised performance in case of negligence of the topics covered in the course of this work.

**Keywords:** Commissioning; Performance, Financial, Modules, Solar Trackers, Inverters.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 — Horas de sol pleno.....	20
Figura 2 — Diagram Unifilar .....	21
Figura 3 — Diagrama de procedimentos do comissionamento dos módulos.....	25
Figura 4 — Documentação Técnica dos Módulos - Parte I.....	26
Figura 5 — Documentação Técnica dos Módulos - Parte II .....	26
Figura 6 — Curva I-V e V-P.....	28
Figura 7 — Módulos empoeirados .....	31
Fonte: O autor (2022).....	31
Figura 8 — Vegetação alta e sombreando os módulos – exemplo .....	32
Fonte: O autor (2022).....	32
Figura 9 — Produção de energia antes da lavagem e supressão vegetal .....	33
Figura 10 — Produção de energia depois da lavagem e supressão vegetal.....	33
Figura 11 — Ligação Série e Paralelo entre os módulos solares.....	35
Figura 12 — Conectores MC4 desconectados.....	36
Figura 13 — Medição de Polaridade .....	38
Figura 14 — Verificação de tensão de circuito aberto.....	39
Figura 15 — Verificação de corrente de curto da série fotovoltaica .....	40
Figura 16 — Diagrama de montagem do PVChecks em série fotovoltaica .....	42
Figura 17 — Curva IV e desvios que podem ocorrer .....	42
Figura 18 — Hotspot em módulos solares .....	44
Figura 19 — Funcionamento de um Diodo de By-Pass.....	45
Figura 20 — Diagrama de Curva IV .....	46
Figura 21 — Diagrama de procedimentos do comissionamento dos Trackers .....	47
Figura 22 — Montagem de rastreadores solares .....	48
Figura 23 — Vegetação bloqueando a movimentação do rastreador .....	50
Figura 24 — Antena comunicação dos rastreadores .....	51
Figura 25 — Curva de geração solar .....	52
Figura 26 — Verificação de latitude, longitude e Backtracking.....	54
Figura 27 — Funcionamento do Backtracking.....	54
Figura 28 — Diagrama de procedimentos do comissionamento dos Inversores de Frequência.....	56
Figura 29 — Curva de Eficiência do Inversor .....	58

Figura 30 — Instalação dos inversores no SKID.....	59
Figura 31 — Produção reduzida devido altas temperaturas.....	60
Figura 32 — Distâncias Recomendadas e obstruções encontradas .....	60
Figura 33 — Obstrução na entrada de ar do inversor .....	61
Figura 34 — Obstrução na saída de ar do inversor.....	62
Figura 35 — Aperto de conexão CC .....	63
Figura 36 — Deterioração do conector do inversor.....	63
Figura 37 — Aperto de conexão CA.....	64
Figura 38 — Coordenação do disjuntor.....	66
Figura 39 — Ajuste de tensão necessário a serem realizados nos inversores .....	68
Figura 40 — Ajuste de frequência necessário a serem realizados nos inversores ..	68
Figura 41 — Harmônicos que os inversores devem funcionar .....	69
Figura 42 — Ajuste de fator de potência necessário a serem realizados nos inversores....	69
Figura 43 — Configuração de reconexão com a rede no inversor .....	70
Figura 44 — Configuração frequência e tensão no inversor .....	70
Figura 45 — Configuração anti ilhamento no inversor. ....	71

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 — Potencial Solarimétrico - CRESESB .....	18
Tabela 2 — Potencial Solarimétrico - PVSyst .....	19

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BP	Business Plan
GWp / ano	Giga Watt pico por ano
HI	Hora legal
Hs	Hora solar
HSP	Horas de sol pleno
Isc	Corrente de curto circuito dos módulos
IscSTC	Corrente de curto circuito dos módulos sob condições STC
IV	Corrente e Tensão
L	Latitude
Lo	Longitude
MW	Mega Watt
MWp	Mega Watt pico
SPMP	Seguidor do ponto de máxima potência
STC	Standard Test Conditions
Tc	Temperatura da célula solar
TCstc	Temperatura da célula sob condições STC
Voc	Tensão de circuito aberto
VOCstc	Tensão de circuito aberto sob condições STC
w	Ângulo do horário solar
w / m <sup>2</sup>	Watt por metro quadrado
Wp	Watt Pico
Yoc	Coeficiente de temperatura em VOC
Ysc	Coeficiente de temperatura em Isc
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
Nm	Newton metro
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
Prodist	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica

## SUMÁRIO

1	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	15
2	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	17
2.1	POTENCIAL SOLAR .....	17
2.2	DIAGRAMA UNIFILAR .....	20
2.3	ESTUDO ECONÔMICO PARA INSTALAÇÃO DO PARQUE SOLAR ....	22
2.4	PROCESSO PARA OBTER A CONEXÃO ELÉTRICA E AMBIENTAL ...	23
3	<b>ESTUDO DE CASO - COMISSIONAMENTO DE UMA PLANTA FOTOVOLTAICA</b>	25
3.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICO .....	25
3.1.1	Documentação .....	25
3.1.1.1	Folha técnica .....	25
3.1.1.2	Projeto elétrico.....	27
3.1.2	Testes Operacionais.....	29
3.1.2.1	Aspecto Ambiental.....	29
3.1.2.2	Aspecto Mecânico .....	35
3.1.2.3	Aspecto Elétrico.....	37
3.1.2.4	Qualidade de energia. ....	41
3.2	RASTREADOR SOLAR - TRACKER .....	47
3.2.1	Documentação .....	48
3.2.1.1	Folha técnica .....	48
3.2.1.2	Projeto elétrico.....	49
3.2.2	Testes Operacionais.....	49
3.2.2.1	Aspecto Ambiental.....	49
3.2.2.2	Aspecto Elétricos.....	53
3.3	INVERSOR DE FREQUÊNCIA .....	56
3.3.1	Documentação .....	57
3.3.1.1	Folha técnica .....	57
3.3.1.2	Projeto .....	58
3.3.2	Testes Operacionais.....	59
3.3.2.1	Aspectos Ambiental .....	59
3.3.2.2	Aspecto Mecânico .....	62
3.3.2.3	Aspecto Elétrico.....	64

3.3.2.4	Qualidade de energia. ....	67
4	<b>CONCLUSÃO</b> .....	72
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	75

## 1 INTRODUÇÃO

É evidente que há um crescimento no setor de instalação de sistemas fotovoltaicos e, conseqüentemente, o número de profissionais ingressando neste setor também é ascendente.

"A energia solar fotovoltaica vem crescendo e em 2022 as projeções da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) são otimistas. A expectativa é adicionar – considerando as usinas de grande porte e os sistemas de geração própria de energia elétrica – mais de 11,9 gigawatts (GW) de potência instalada, que representa um crescimento de mais de 91,7% sobre a capacidade instalada atual do País, que atualmente é de 13,0 GW." ABSOLAR (2022).

Entretanto, a massa profissional envolvida no desenvolvimento da atividade só é capacitada com novos conhecimentos após a perspectiva que atividade econômica em questão prosperará financeiramente. Segundo o Vasques: "Ainda de acordo com dados da ABSolar, desde 2012, a geração própria e as grandes usinas solares no Estado já contribuíram para a atração de mais de R\$ 9,9 bilhões em investimentos, sendo que mais de 60 mil empregos foram criados no período." (VASQUES, 2022). Ou seja, a capacitação profissional também deverá acompanhar o setor, esse fato pode ser comprovado conforme Maya: "Antes da pandemia, o número de matrículas vinha num crescente, chegando a 3.327 concluintes em 2019. No ano passado, houve uma queda, mas ainda assim 1.645 alunos passaram pela capacitação (cursos de sistemas fotovoltaicos). E 2021 já registra alta procura: até outubro, foram 2.709 inscritos." (MAYA, 2021)

Sabendo desse cenário econômico e capacitação profissional, há também a questão da experiência profissional, no qual preparará o indivíduo para situações nas quais exigirá além das situações teóricas e que consolidarão o conhecimento, assim como diz Mota: "A experiência é acúmulo de tentativas e erros que nós fazemos" (MOTA, 2017).

Diante do fato apresentado anteriormente, as empresas privadas têm como objetivo principal a obtenção de lucros dentro do seu respectivo ramo de atuação. Para o solar fotovoltaico não é diferente, e uma etapa de extrema importância é o comissionamento, ou seja, uma série de testes que devem ser realizados e em seguida verificar a interação entre os equipamentos, para garantir o funcionamento de

planta conforme projetado. O comissionamento é que garantirá que a performance, isto é, o desempenho esperado de um sistema fotovoltaico aconteça, conseqüentemente as atividades realizadas nessa etapa afetam diretamente os resultados financeiros dos quais a empresa necessita para continuar coexistindo.

Para realizar a atividade do comissionamento em planta fotovoltaico é necessário capacitação profissional, porém existem diversas ramificações do conhecimento, ou melhor dizendo, para um profissional da área é necessário ter o domínio pelo menos da norma ABNT NBR 5410 e - IEC 60364-5-52 Instalação elétrica de baixa tensão, também da norma ABNT NBR 16690 e IEC 61557- Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos, da norma ABNT NBR 14039 - Instalações elétricas de Média tensão, além também das normas da concessionária de distribuição elétrica, dos manuais de instalação dos equipamentos, além dos conceitos teóricos literários.

O Estudo de caso abordado neste trabalho, com ênfase nos módulos, rastreadores solares e inversores, utiliza uma pesquisa quali-quantitativa e tem como objetivo antecipar as situações que podem ser verificados e corrigidos no momento da atividade de um comissionamento de uma planta fotovoltaica, numa geração distribuída até 5MW, de modo transcender ao próximo profissional o conhecimento, conhecimento dito anteriormente e também a experiência. Devido a extensão deste tema, serão enfatizados os testes nos quais mais afetam na questão de performance e do retorno financeiro, sempre que possível apresentando resultados obtidos e os impactos, além de literaturas de solar fotovoltaico, conceitos econômicos e regulatórios. Embora importante fica excluído dessa monografia dimensionamento de usinas fotovoltaica, testes de isolamento ôhmica, resistência de isolamento, fuga de corrente de condutores, transformadores, cabine de medição e disjuntores, além de análises medição de resistência elétrica de aterramento, medição de tensão de passo e toque, também sistemas e quadro de comando, UPS.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 POTENCIAL SOLAR

A irradiação solar, além das variações de temperatura, é o principal elemento para a obtenção da geração solar fotovoltaica, sendo esta uma fonte proveniente do Sol e que utiliza módulos fotovoltaicos para que haja a transformação de energia. No entanto, para que essa transformação energética aconteça, é necessário mensurar a quantidade de irradiação para a latitude e longitude na região na qual quer se estabelecer a instalação do gerador fotovoltaico. As medições podem ocorrer com a utilização de um equipamento chamado piranômetro e, com o auxílio de um supervisor, tem a capacidade de armazenar os dados para futuras análises. Também, as estimativas de irradiação solar podem ser obtidas através de dados de satélites e podem apresentar boa exatidão quando relatadas em médias mensais. Além disso, é possível obter as informações utilizando o Atlas Brasileiro de Energia Solar.

Diante do contexto citado, as medições apresentadas na tabela 01 são exemplos retirados de site CRESESB (2018), para a região a qual é o objeto deste estudo, o nordeste de Goiás. O site realiza um compilado de dados, como estimativa matemática, dados de software e dados retirados do atlas brasileiro. Em comparativo a estes dados, na tabela 02 foram retirados os dados de irradiação do software PVSyst, demonstrando que as informações são semelhantes e ambos podem ser considerados para o dimensionamento de uma usina solar.

Tabela 1 — Potencial Solarimétrico - CRESESB

## Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Padre Bernardo

Município: Padre Bernardo, GO - BRASIL

Latitude: 15,201° S

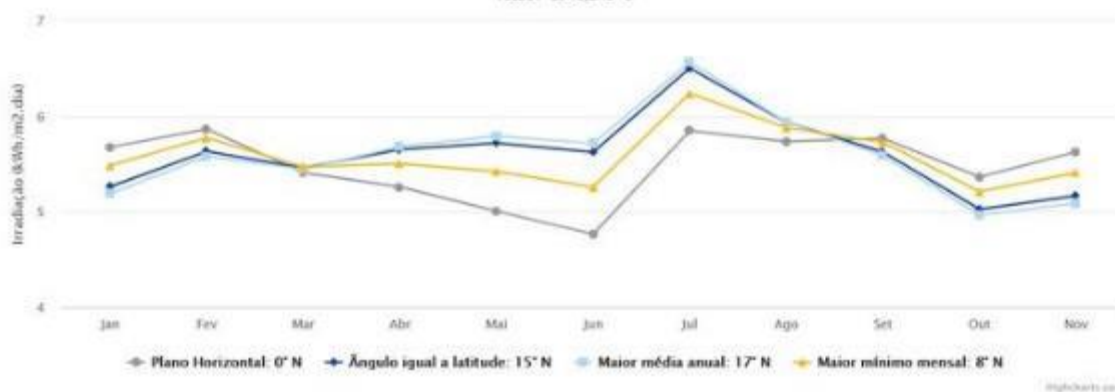
Longitude: 48,249° O

Distância do ponto de ref. ( 15,160278° S; 48,283889° O ): 5,9 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	5,68	5,87	5,41	5,26	5,01	4,77	4,92	5,85	5,74	5,77	5,36	5,63	5,44	1,10
✓	Ângulo igual a latitude	15° N	5,26	5,63	5,46	5,65	5,72	5,62	5,73	6,50	5,94	5,63	5,03	5,17	5,61	1,48
✓	Maior média anual	17° N	5,19	5,58	5,44	5,68	5,79	5,72	5,81	6,56	5,94	5,59	4,96	5,09	5,61	1,60
✓	Maior mínimo mensal	8° N	5,48	5,77	5,47	5,50	5,42	5,26	5,39	6,24	5,88	5,73	5,21	5,41	5,56	1,03

## Irradiação Solar no Plano Inclinado -Padre Bernardo-Padre Bernardo, GO-BRASIL

15,201° S; 48,249° O



Fonte: CRESESB (2018)

Tabela 2 — Potencial Solarimétrico - PVSyst

Geographical site parameters

Geographical Coordinates | Monthly meteo | Interactive Map

Site: **Padre Bernardo (Brazil)**

Data source: SolarGis

	Horizontal global irradiation kWh/m <sup>2</sup> .day	Horizontal diffuse irradiation kWh/m <sup>2</sup> .day	Temperature °C	Wind Velocity m/s
January	6.00	2.56	22.7	1.00
February	5.95	2.31	22.7	1.00
March	5.75	2.16	22.5	1.00
April	5.68	1.64	22.5	1.00
May	5.36	1.34	21.6	1.00
June	5.18	1.07	20.9	1.00
July	5.40	1.13	21.2	1.00
August	6.10	1.28	23.2	1.00
September	6.15	2.11	25.9	1.00
October	6.00	2.44	26.0	1.00
November	5.67	2.66	24.1	1.00
December	5.61	2.62	23.1	1.00
<b>Year</b> ?	<b>5.74</b>	<b>1.94</b>	<b>23.0</b>	<b>1.0</b>

Required Data:

- Horizontal global irradiation
- Average Ext. Temperature

Extra data:

- Horizontal diffuse irradiation
- Wind velocity
- Linke Turbidity
- Relative Humidity

Irradiation units:

- kWh/m<sup>2</sup>.day
- kWh/m<sup>2</sup>.mth
- MJ/m<sup>2</sup>.day
- MJ/m<sup>2</sup>.mth
- W/m<sup>2</sup>
- Clearness Index KI

New Site | Print | Close

Fonte: PVSyst (2022)

Para estimar a quantidade de produção de energia solar, também se verifica a quantidade de horas no qual sol permanece disponível CRESESB para coleta de irradiação, o que é chamado de método de Horas de Sol Pleno (HSP). Para realizar essa estimativa é levado em consideração que a irradiação permaneça em 1000 w/m<sup>2</sup>, conforme apresentado na fórmula a seguir (1) e utilizando o mês de janeiro da tabela 2 como exemplo:

$$HSP = \frac{6[kWh/m^2]}{1[kWh/m^2]} = 6[h/dia] \quad (1)$$

Para exemplificar essa estimativa, na figura 1 abaixo é apresentado como é verificada essa condição de sol de pleno para situação de sol, tempo nublado e chuvoso.

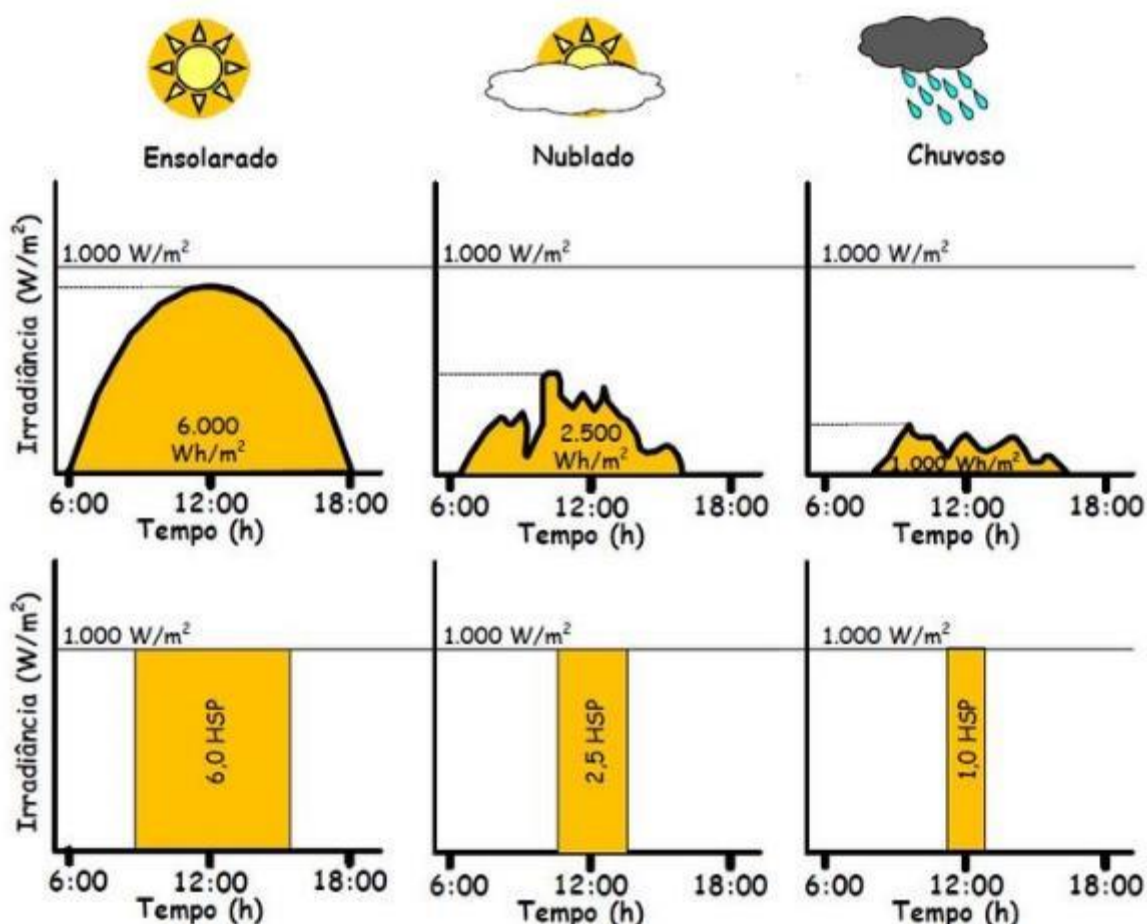


Figura 1 — Horas de sol pleno

Fonte: Pinho (2014)

## 2.2 DIAGRAMA UNIFILAR

O atual gerador fotovoltaico instalado na região de centro-oeste do país, no estado de Goiás, foi construído para suprir um consumo de energia de 13.176 MWh/ano. Para isso, se estabeleceu uma usina solar de 5,544 MWp, constituída de 12.600 módulos bifaciais de 440Wp, sendo 28 módulos em série e 18 em paralelo por

inversor, do fabricante Trina Solar. Com relação aos inversores, possui 25 instalados no site, da marca Huawei, de potência de 175 kW, totalizando 4,375 MW (AC). Na parte de transformação de energia, foram instalados dois transformadores de 2,5 MW, elevando a tensão de 800V para 13,8KV até a cabine de medição e proteção. A cabine é composta por relés de proteção, seguindo as recomendações do Prodist - Módulo 3, além de Transformadores de potencial e Transformadores de Corrente, medidores de energia, etc. Por fim, após a cabine de medição e proteção, a energia é escoada para a linha de distribuição da concessionária local. Na figura 2 abaixo é apresentado o fluxograma unifilar resumindo o sistema

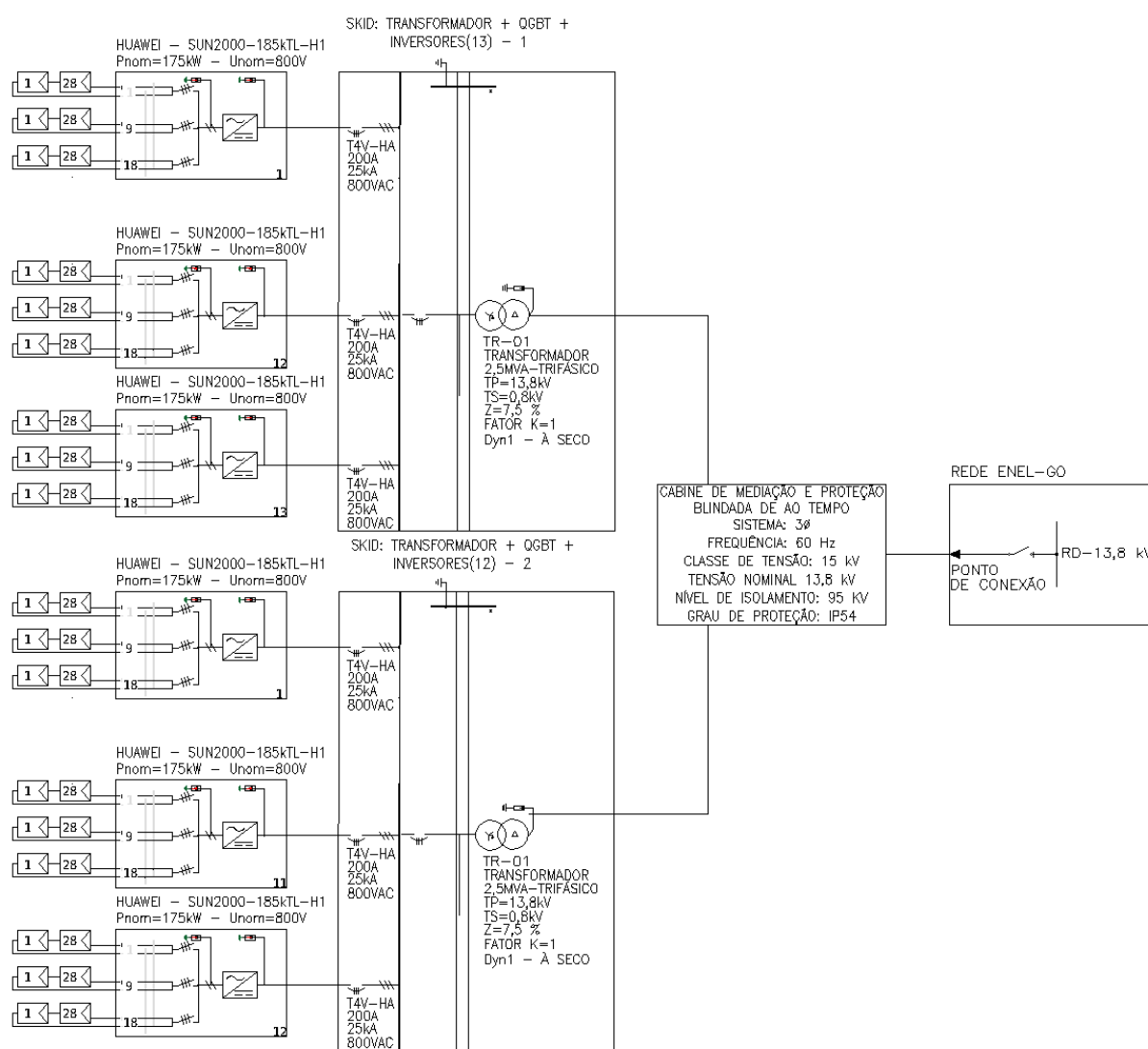


Figura 2 — Diagram Unifilar

Fonte: O autor (2021)

## 2.3 ESTUDO ECONÔMICO PARA INSTALAÇÃO DO PARQUE SOLAR

Para a implementação de um projeto, neste caso um parque solar, deve-se observar e aplicar ferramentas econômicas que tem como objetivo apresentar numericamente o quanto será necessário de investimento inicial, quanto tempo terá de retorno do valor investido, bem como taxa de retorno, valor presente líquido e o custo de manutenção deste sistema. As ferramentas utilizadas e os valores serão apresentados abaixo.

**CAPEX** - Capital de investimento inicial de investimento, ou seja, valores monetários para construção da usina, aquisição de equipamentos, contratação de mão de obra, etc. Para elaboração deste parque, foi despendido um valor de R\$ 20 milhões de reais, nas cotações de 2021.

**TIR** - A taxa interna de retorno tem como finalidade trazer para valor presente todas as despesas e os investimentos, de modo que ambos sejam iguais, ou seja, possua um VPL nulo. Com isso, é possível verificar qual percentual de ganhos obtidos sobre um investimento. Neste projeto foi estimado uma TIR de 13,7%.

**VPL** - O valor presente líquido tem como finalidade de trazer todos os fluxos de caixas que acontecerão no futuro para valor presente, ou seja, é a diferença do valor presente das receitas menos o valor presente dos custos, de modo que se o valor final foi positivo, isso significará um projeto economicamente viável. Com isso, o projeto em questão possui um contrato R\$ 426 MWh gerado, conta R\$ 600 MWh de tarifa de energia cobrado pela concessionária local, sendo um valor de retorno mensal de R\$ 9,7 mil por dia, R\$ 3,5 milhões por ano e em 15 anos R\$ 45,8 milhões de reais.

**PAYBACK DESCONTADO** - Tempo de retorno sobre o capital investido, ou seja, quanto tempo demorará para que o valor inicial para construção da usina retorne e seja considerado como lucro. Sendo um dos elementos mais importantes na transformação de energia, segundo o fabricante do painel solar, os módulos podem chegar a 25 anos de utilização com até 80% da sua capacidade original. Visto isso, o retorno para do capital inicial é de 7 anos.

## 2.4 PROCESSO PARA OBTER A CONEXÃO ELÉTRICA E AMBIENTAL

A usina atual se enquadra como A4 verde, com capacidade instalada de 5,544 MWp, onde possui dois transformadores de 2,5 MW, segundo a normativa da ANEEL - 724 - Prodinst módulo 3. A conexão deverá ser feita em média tensão, mas para isso se faz necessário realizar a consulta de acesso na concessionária local, onde será apresentada a informação de acesso com as características da rede como a tensão, bitola do condutor existente, necessidade de reforço da rede existente, instalação de religador, bem como a capacidade de suportabilidade da subestação da concessionária e também o aceite para seguir para próxima etapa. Após a consulta de acesso realiza-se a solicitação de acesso, no qual será apresentado o estudo de proteção, o diagrama unifilar, layout básico da usina, memorial descritivo, unidade consumidoras que receberão os créditos de geração, entre outros. Com a aprovação da concessionária local é emitido o parecer de acesso, documento que libera a construção da usina, conexão com a rede existente, bem como a instalação do medidor de energia, sendo tudo isso com validade 120 dias.

Segundo a lei 20.694, publicada 26 de dezembro de 2019, no estado de Goiás, fica estabelecido o licenciamento ambiental através da declaração de registro eletrônico ao empreendimento, através do órgão estadual da Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (SEMAD). Para tal feito, é necessário realizar o cadastramento de pessoa jurídica, do empreendimento e da finalidade da construção e do empreendimento. Para a construção de uma usina solar fotovoltaica é necessário apenas a licença ambiental simplificada (LAS) que segundo o Ministério do Meio Ambiente:

"É concedida antes de iniciar-se a implantação do empreendimento ou atividade e, em uma única fase, atesta a viabilidade ambiental, aprova a localização e autoriza a implantação e a operação de empreendimento ou atividade, estabelecendo as condições e medidas de controle ambiental que deverão ser atendidas. A concessão da LAS geralmente está associada à classificação do empreendimento quanto ao grau de impacto ambiental gerado, sendo aplicada à empreendimentos ou atividades de pequeno ou micro porte e baixo potencial poluidor" (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2021)

Com essa concessão, não é necessária a consulta e liberação do IBAMA, porém haverá visitas técnicas do órgão SEMAD em loco, para validação das informações entregues no sistema. Vale lembrar também que a concessão é válida somente para supressão de vegetação nativa ou para a instalação em áreas de proteção de manancial, quando for o caso.

### 3 ESTUDO DE CASO - COMISSONAMENTO DE UMA PLANTA FOTOVOLTAICA

#### 3.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICO

As características, bem como os procedimentos para o comissionamento para os módulos fotovoltaico, serão apresentadas no decorrer deste estudo e este está resumido em tópico segundo a figura 3 abaixo.

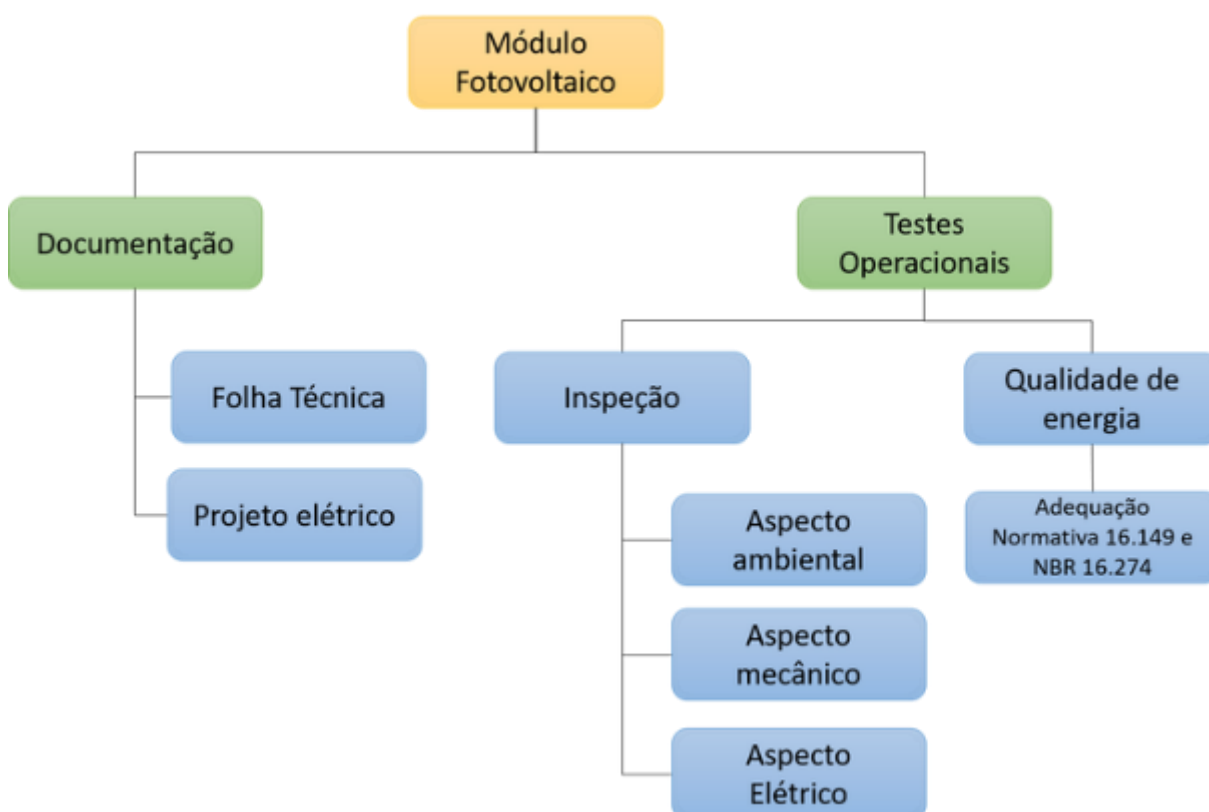


Figura 3 — Diagrama de procedimentos do comissionamento dos módulos

Fonte: O autor (2021)

#### 3.1.1 Documentação

##### 3.1.1.1 Folha técnica

O módulo utilizado para constituir a usina fotovoltaica foi da fabricante Trinasolar, modelo DuoMax, Bifacial, Monocristalino, de potência de 440 Wp,

composto por 144 células. Com isso, a partir informações anteriores, na figura 04 e 05 abaixo serão apresentados os dados técnicos elétricos.

ELECTRICAL DATA (STC)					
Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	430	435	440	445	
Power Output Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	40.5	40.8	41.1	41.4	
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	10.62	10.67	10.71	10.75	
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	48.7	48.9	49.1	49.3	
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	11.20	11.24	11.28	11.32	
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	19.5	19.7	19.9	20.2	

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.  
\*Measuring tolerance:  $\pm 3\%$ .

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 435 Wp front)					
Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	457	479	500	522	544
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	11.20	11.74	12.27	12.80	13.34
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	49.0	49.1	49.2	49.3	49.4
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	11.80	12.36	12.93	13.49	14.05
Pmax gain	5%	10%	15%	20%	25%

Power Bifaciality: 70 $\pm$ 5%.

Figura 4 — Documentação Técnica dos Módulos - Parte I

Fonte: TrinaSolar (2020)

TEMPERATURE RATINGS		MAXIMUM RATINGS	
NMOT(Nominal Module Operating Temperature)	41°C ( $\pm 3^\circ\text{C}$ )	Operational Temperature	-40~+85°C
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	- 0.35%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	- 0.25%/°C	Max Series Fuse Rating	20A
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.04%/°C		

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

WARRANTY		PACKAGING CONFIGURATION	
10 year Product Workmanship Warranty		Modules per box: 35 pieces	
30 year Power Warranty		Modules per 40' container: 770 pieces	

(Please refer to product warranty for details)

Figura 5 — Documentação Técnica dos Módulos - Parte II

Fonte: TrinaSolar (2020)

### 3.1.1.2 Projeto elétrico

A configuração obtida para cada conjunto de inversor é com 28 módulos em série, resultando em uma tensão 1142 V, devido a limitação de entrada Vcc do inversor e maior eficiência de produção. Já a ligação em paralela, a configuração possui 2 strings, ou seja, 28 módulos em cada série, totalizando 56, apresentando uma corrente elétrica total de 21 A.

Sobre as condições Standard Test Conditions (STC), com 12.600 módulos, em uma área total de 27.822 m<sup>2</sup> e módulos bifaciais de potência 440Wp, a capacidade instalada total é de 5.544 MWp e levando em consideração uma média 10h de geração por dia, sendo 365 dias por ano, a planta tem capacidade geração total no ano de 21 760 GWp / ano.

Vale lembrar que os valores apresentados em pico (p), são sob condições ideais, ou seja, quando a planta ou a instalação de módulos fotovoltaicos possuem uma irradiação em 1000 w/m<sup>2</sup> em uma temperatura de 25° C. Desse modo, é possível obter os valores tensão e corrente e com isso traçar o gráfico da curva I-V conforme apontado no manual e na figura 06 abaixo. Nota-se que as variações de irradiação interferem diretamente as condições de corrente, assim como as variações de temperatura interferem diretamente na tensão e conseqüentemente o fator entre tensão e corrente causam variações no produto da potência.

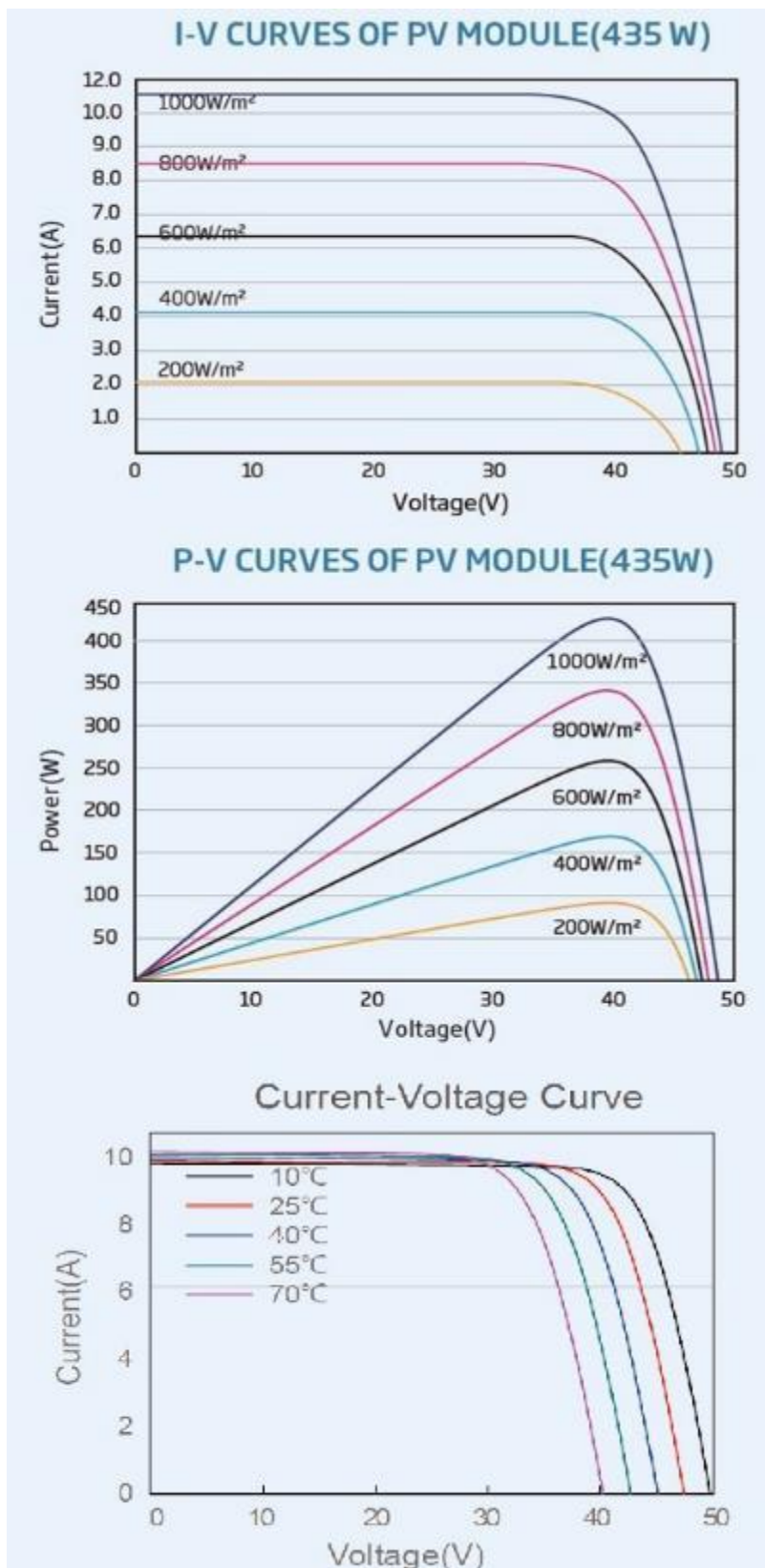


Figura 6 — Curva I-V e V-P

Fonte: TrinaSolar (2020)

### 3.1.2 Testes Operacionais

Os testes que serão apresentados a seguir têm como objetivo avaliar as condições de operação dos módulos, visando verificar principalmente as condições que mais impactarão a performance e financeiramente. Poderá haver mais verificações além desses tópicos apresentados, porém com menor relevância do ponto de vista de retorno de capital investido. Vale ressaltar que os pontos apresentados abaixo têm como embasamento o manual do fabricante, boas práticas de engenharia, também o embasamento normativo, utilizando a NBR 16149, NBR 16274, IEC IEC 61557.

#### 3.1.2.1 Aspecto Ambiental

Os aspectos ambientais têm como objetivo garantir que as condições meteorológicas e ecológicas não interfiram na captação de irradiação direta e difusa no plano dos módulos e conseqüentemente na eficiência de produção. As medidas apresentadas são recomendações do fabricante e boas práticas da engenharia, sendo elas: limpeza dos módulos e vegetação local.

Para questões de limpeza, é necessário a remoção de vegetação local, bem como a limpeza dos módulos que são necessários devido aos fatores de empoeiramento proveniente da circulação de automóveis dentro da instalação e por redemoinhos de poeira, conforme apresentado na figura 7 e 8. Para a empresa TrinaSolar (2020, p. 25), a simples utilização de pano úmido e sabão neutro e água são necessários para limpeza, conforme manual "When cleaning the modules, use a soft cloth together with a mild detergent and clean water. Take care to avoid severe thermal shocks which might damage the module by cleaning modules with water which has a similar temperature to the modules being cleaned. Use dry or wet soft clean cloth to clean the PV modules; use of non-corrosive solvents or hard objects are strictly prohibited".

Como se trata de um módulo bifacial, ou seja, utiliza tanto a parte frontal quanto a parte traseira, as recomendações da TrinaSolar (2020, p. 25) são: "The back surface

of the module normally does not need to be cleaned but, in the event this is deemed necessary, avoid the use of any sharp projects that might damage the penetrating the substrate material".

Apesar de ser uma tarefa relativamente simples, os impactos para produção afetam diretamente a eficiência da geração, e conseqüentemente os impactos financeiros previstos em Business Plan (BP). Para exemplificar essa situação, nas figuras 9 e 10 abaixo demonstram-se o antes e depois da lavagem dos módulos, levando em consideração a aproximação da irradiação e temperatura nos dias 05/09/2021 (antes da lavagem e supressão vegetal) e 24/09/2021 (depois da lavagem e supressão vegetal).



Figura 7 — Módulos empoeirados

Fonte: O autor (2022)



Figura 8 — Vegetação alta e sombreando os módulos – exemplo

Fonte: O autor (2022)

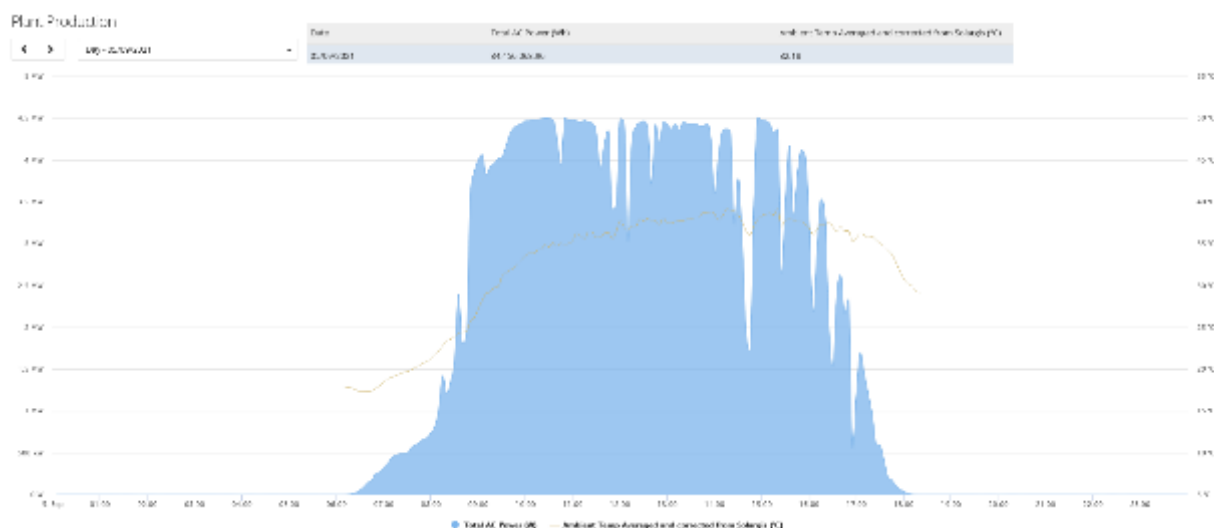


Figura 9 — Produção de energia antes da lavagem e supressão vegetal  
Fonte: O autor (2022)

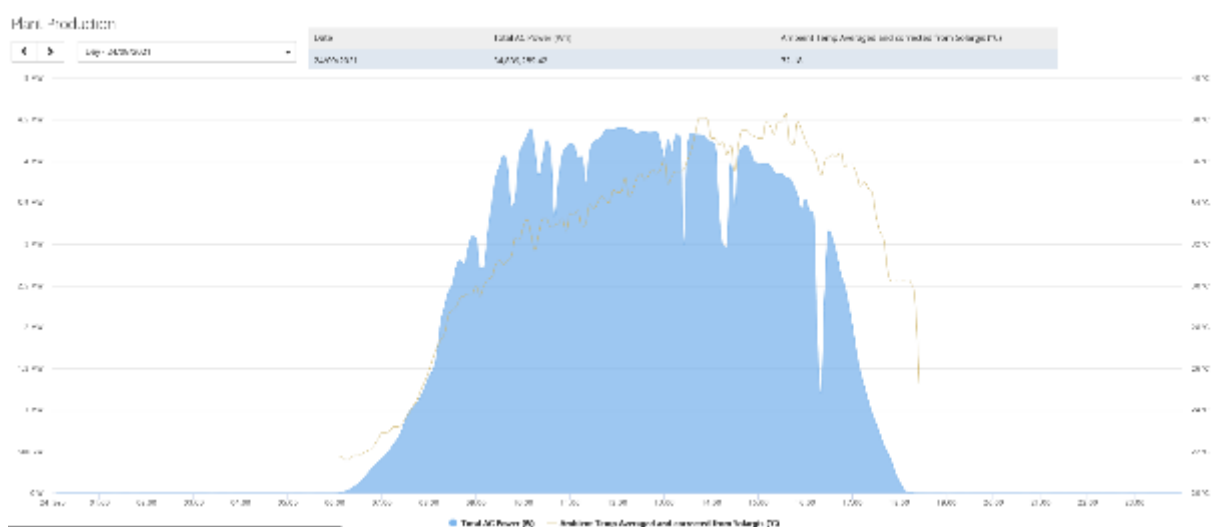


Figura 10 — Produção de energia depois da lavagem e supressão vegetal  
Fonte: O autor (2022)

A produção de energia no dia 05/09/21, antes da supressão vegetal e lavagem dos módulos foi de 34 456 068.96 Wh de energia, com uma temperatura média de 32.18° C e uma irradiação total no plano do módulo de 7 280.37 Wh/m<sup>2</sup>. Já para o dia 24/09/21 foi produzido 34 839 289.42 Wh, numa temperatura média de 32.18° C e uma irradiação total no plano do módulo de 7 201.54 Wh/m<sup>2</sup>. Verificou-se que, após a supressão vegetal, lavagem dos módulos, e considerando uma irradiação e também

uma temperatura próximas, houve um aumento de 1% a mais na produção final. Isso resultará aproximadamente em 383 kW a mais de geração. Levando em consideração a tarifa bruta na época em contrato foi de 426 R\$/MW, isso resultará um acréscimo de R\$148,00 em apenas um dia, ou seja, esse valor poderá ter um aumento final de R\$ 4 400,00 reais no final do mês.

### 3.1.2.2 Aspecto Mecânico

No decorrer do comissionamento há diversas checagens no quesito verificação de instalação mecânica nos módulos como: utilização de parafusos e elementos de fixação de metal com característica bimetalico para evitar corrosão galvânica, bem como o torque desses elementos, também há espaçamento entre módulos de no mínimo 30cm entre eles devido a contração e expansão dos materiais por conta da temperatura, abraçadeiras de fixação dos cabos do tipo de proteção UV. Entretanto, o ponto focal dessa monografia será a conexão do MC4 (conector elétrico), que é responsável por realizar a junção elétrica entre módulos, possibilitando a ligação série e paralela, conforme figura 11 abaixo.

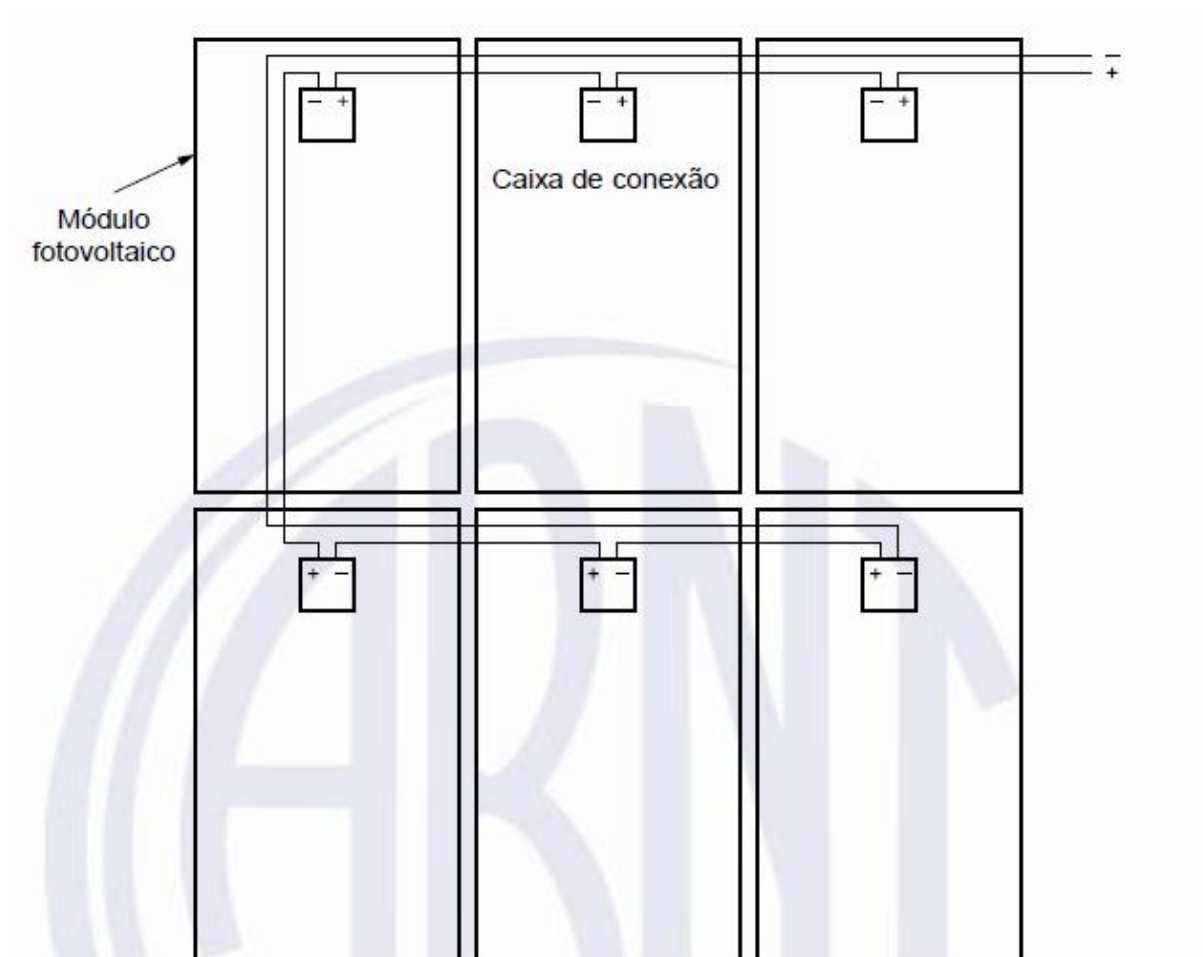


Figura 11 — Ligação Série e Paralelo entre os módulos solares

Fonte: ABNT NBR 16690 (2019, p. 50)

No momento da inspeção verificou-se que havia cerca de 15 strings desconectadas, ou seja, ligações seriadas dos módulos fotovoltaica abertas mais de 2 dias. Esse fato foi constatado após a rotação dos rastreadores solares, conforme figura 12, isto porque as conexões entre módulos apresentavam-se curtas e para isso foram realizadas extensões dos cabos.

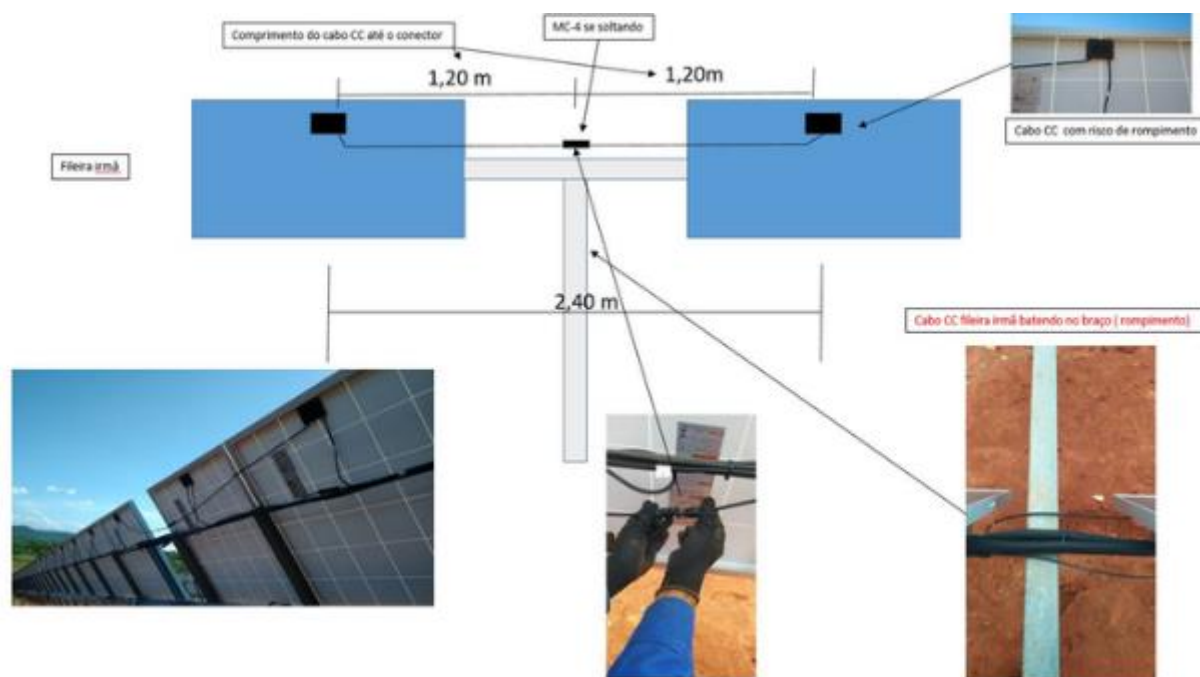


Figura 12 — Conectores MC4 desconectados

Fonte: O autor (2022)

Sabe-se que a planta tem capacidade de potência instalada AC de 4,375 MW e que no momento do comissionamento a estação do ano era primavera, ou seja, 12h de geração, isto é, equinócio, o total de geração é de um dia é de 52,5 MWh/dia, e isso se estendo para dois dias o total é de 105 MWh/dia. Com 15 strings paradas por dois dias equivale 3,4 MWh/dias de perda de energia e por contrato firmado o custo de geração é de 426 R\$/MWh, com isso houve custo reparado de aproximadamente de R\$ 1.500,00 reais nos dois dias.

### 3.1.2.3 Aspecto Elétrico

Há diversos testes elétricos que são realizados e baseados que utiliza-se a ABNT NBR 16274. Seguindo a norma existente e com foco em módulos fotovoltaicos é exigido o ensaio de categoria um, que neste caso é obrigatório para qualquer sistema fotovoltaico, sendo eles: ensaio nos condutores AC; continuidade a terra e ligação equipotencial; ensaio de polaridade; ensaio de caixa de junção; ensaio de curto-circuito CC; ensaio de tensão de circuito aberto CC; ensaio funcionais; ensaio de isolamento dos condutores CC. Há diversos testes a serem realizados de categoria um e todos possuem grau de importância dentro do sistema. Entretanto, os enfoques serão aqueles que poderão expor a eficiência do sistema e também o modelo financeiro, sendo eles: ensaio de polaridade, ensaio de curto-circuito e tensão de circuito aberto.

Já os de categoria dois não são obrigatórios e é necessário ter realizado de categoria um, são eles: Curva IV da série fotovoltaica; inspeção com câmera infravermelha. Esses testes serão abordados no tópico de qualidade de energia.

O teste de polaridade das strings consiste em verificar os polos positivos e negativos antes de realizar a conexão com inversor, apenas utilizando um multímetro como ferramenta, conforme figura 13 abaixo. O que pode também ocasionar corrente reversa além da polaridade é o sombreamento, segundo Vinturini: "a corrente reversa pode ocorrer por diferenças de tensão de circuito-aberto causadas por sombras, por desigualdades entre módulos ou por defeitos (como o curto-circuito de alguma célula ou algum módulo da string)" (Vinturini, 2019). Apesar de simples essa verificação, ele também ressalta que "Dependendo da intensidade dessa corrente o módulo poderá superaquecer, oferecendo riscos de incêndio e degradação acelerada dos componentes" (Vinturini, 2019).

Sabendo desses possíveis efeitos, os inversores utilizados neste projeto possuem tecnologia para detectar esse tipo inconsistência e inibir o funcionamento de todas as strings conectadas. Suponha-se que se três inversores estivessem parados por apenas um dia por conta de polaridade invertida, levando consideração 52,5 MWh/dia e R\$ 426,00 / MWh, estima-se cerca de uma perda de capital de R\$ 2.658,24 por dia.

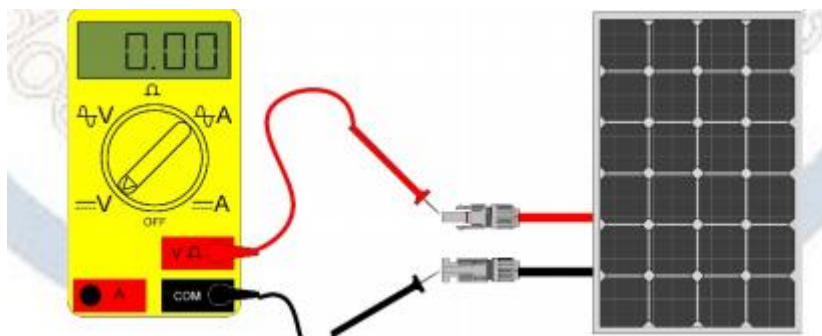


Figura 13 — Medição de Polaridade

Fonte: Neto e Borges (2020, p. 18)

Outra maneira de verificar a instalação elétrica dos módulos fotovoltaica é utilizando o teste de tensão de circuito aberto, no qual também se utiliza um multimetido de grandezas elétricas adequado para circuito de corrente contínua, conforme figura 14. Esse teste está relacionado diretamente com Lei de Kirchoff, de conservação da energia, isto é, soma algébrica das tensões em circuito em série é igual a zero. Para isso basta inserir o corpo de prova na saída seriada das strings.

A aplicação do teste tem como objetivo a verificação de sujeira em módulos, más conexões, possíveis avarias nos módulos, efeitos da temperatura sobre a eficiência. Caso se evidencie o fato é necessário realizar os testes módulo por módulo para verificar qual está danificado e/ou realizar uma inspeção visual.

"A finalidade da medição da tensão de circuito aberto dentro da sequência de ensaios do regime de ensaio categoria 1 é verificar se as séries de módulos estão corretamente conectadas e, especificamente, se o número esperado de módulos estão conectados em série. Esquecer uma interconexão ou interligar equivocadamente um número errado de módulos dentro de uma série fotovoltaica é um erro relativamente comum, especialmente em sistemas maiores, e o ensaio de tensão de circuito aberto rapidamente identifica essas falhas." ABNT NBR 16274 (2014)



Figura 14 — Verificação de tensão de circuito aberto

Fonte: Neto e Borges (2020)

Ainda segundo a norma ABNT NBR 16274, para validar os testes e obter um valor satisfatório, a leitura de tensão de circuito aberto da série fotovoltaica deve, então, corresponder ao valor esperado com tolerância máxima calculada de  $\pm 5\%$ , para isso, aplica-se a fórmula (2) abaixo para adaptar os valores sob condições STC para as condições dos valores registradas in loco.

$$V_{oc} = VOC_{stc} \cdot (1 + Y_{oc} \cdot (T_c - TC_{stc})) \quad (2)$$

$V_{oc}$  = Tensão de circuito aberto

$VOC_{stc}$ : Tensão de circuito aberto sob condições STC

$Y_{oc}$ : Coeficiente de temperatura de  $VOC$

$T_c$ : Temperatura da célula

$TC_{stc}$ : Temperatura da célula sob condições STC

Os testes de curto-circuito tem como finalidade verificar os condutores dos módulos, bem como validação do funcionamento do sistema e comportamento da corrente mediante a irradiação exposta nos módulos sem influência dos inversores. A irradiação mínima para este teste deve ser igual ou maior  $700 \text{ W/m}^2$ . Deve-se utilizar

um alicate amperímetro e uma "caixa de ensaio de curto" com a possibilidade de seccionamento e que possibilite colocar o circuito em curto, vide figura 15 abaixo.

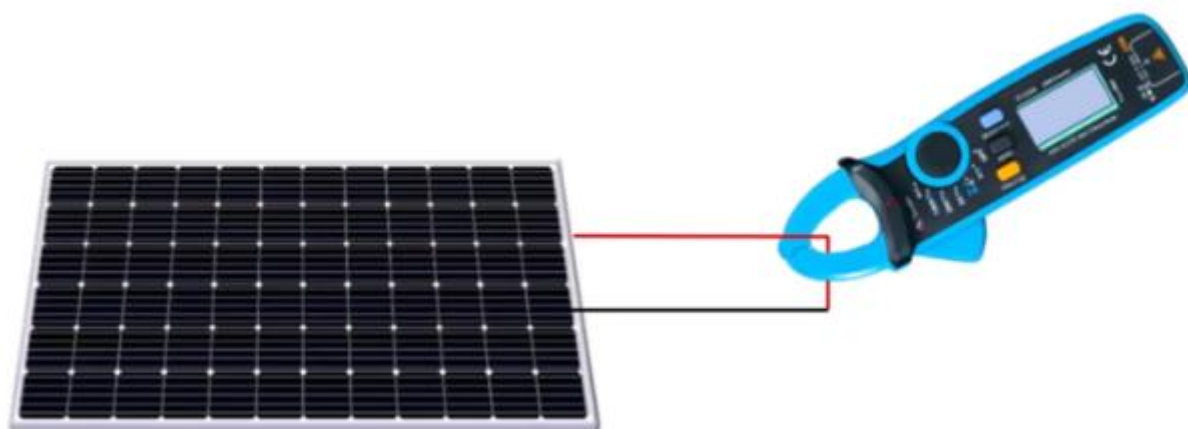


Figura 15 — Verificação de corrente de curto da série fotovoltaica

Fonte: Shibuya (2021)

Assim como a tensão de circuito aberto, de corrente de curto também segue a norma ABNT NBR 16274 e para validar os testes e obter um valor satisfatório, a leitura da corrente em série fotovoltaica deve, então, corresponder ao valor esperado com tolerância máxima calculada de  $\pm 5\%$ . Para isso, aplica-se a fórmula (3) abaixo para adaptar os valores sob condições STC para as condições dos valores registradas in loco.

$$I_{sc} = I_{SCstc} \cdot (1 + Y_{sc} \cdot (T_c - T_{Cstc})) \quad (3)$$

$I_{sc}$  = Corrente de curto do módulo solar

$I_{SCstc}$ : Corrente de curto do módulo solar sob condições STC

$Y_{sc}$ : Coeficiente de temperatura de ISC

$T_c$ : Temperatura da célula

$T_{Cstc}$ : Temperatura da célula sob condições STC

#### 3.1.2.4 Qualidade de energia.

Outro método para avaliação de qualidade de energia dos módulos fotovoltaicos é através da utilização de um equipamento chamado traçador de curva IxV. Além de realizar os testes simultaneamente de corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto, assim eliminando a possibilidade de realizar com multímetro, também apresenta como resultado o descasamento de parâmetros de tensão e corrente entre módulos (mismatch), sombreamento nos módulos, células danificadas, diodo de by-pass em curto circuito e resistência entre as strings. Observa-se na figura 16 os efeitos que podem aparecer no momento da medição.

Para a medição, é necessário que contenha a célula de referência que deverá ser instalado no plano do módulo e será responsável por coletar os dados de irradiação direta e difusa. O sensor de temperatura será instalado parte traseira do módulo e por meio da condução térmica coletará a informação de temperatura do módulo. Para os cabos, se faz necessário conectar o vermelho no positivo e o preto no negativo no final da série fotovoltaica, o verde na malha de aterramento para drenar a corrente no qual circulará no equipamento e o azul para realizar a equipotencialização. Com essas conexões, além das configurações de característica do módulo, o traçador de curva é capaz de coletar os dados de corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto, de modo a extrapolar os valores para condição STC, sendo a plotagem dos valores será conforme figura 17.

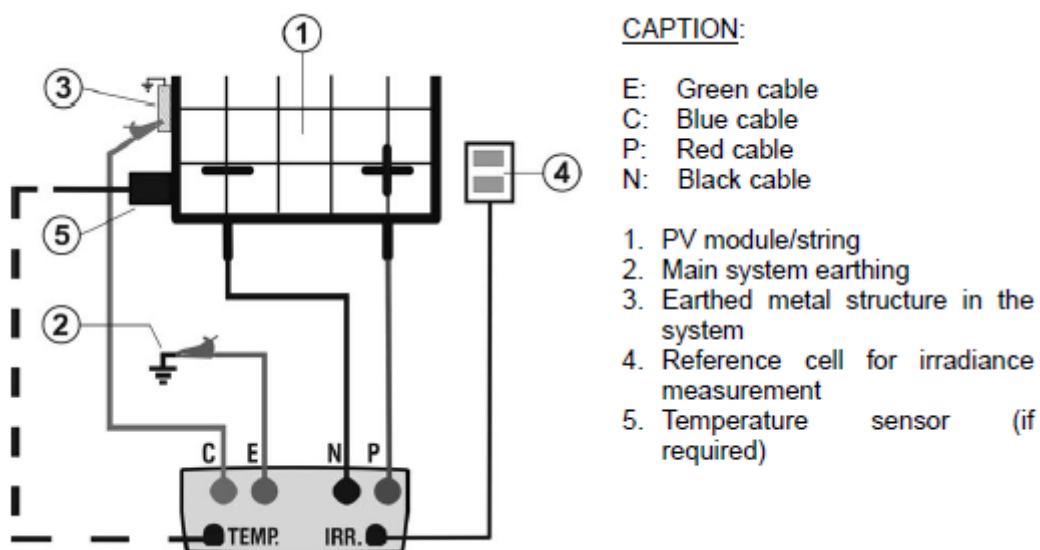


Figura 16 — Diagrama de montagem do PVChecks em série fotovoltaica

Fonte: HT Italia (2017)

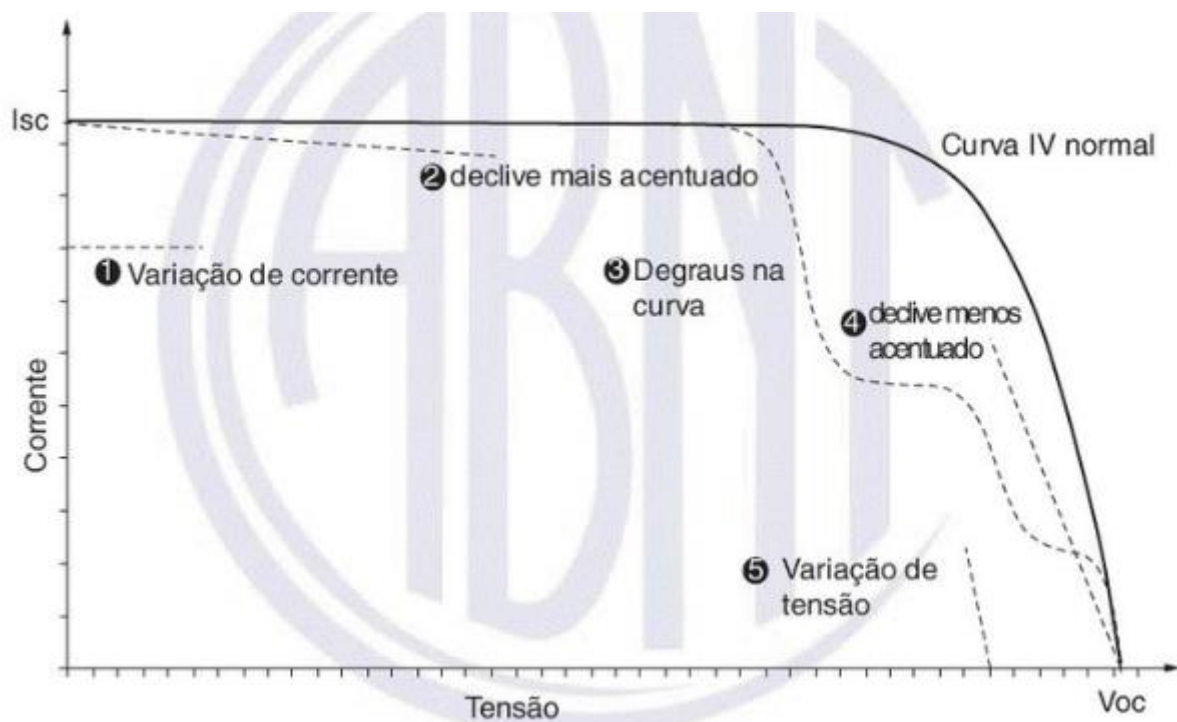


Figura 17 — Curva IV e desvios que podem ocorrer

Fonte: ABNT NBR 16274 (2014)

É importante salientar que para realização deste teste é vital que os módulos estejam limpos, devidamente conectados em série e em paralelo, com uma irradiação mínima de  $700\text{w/m}^2$ , com uma tolerância de erro entre o medidor e o esperado de no máximo  $\pm 5\%$

Para o item 1 mencionado na figura 17, ou seja, variações na corrente, verifica-se algumas possibilidades para este fato: sujidade nos módulos, causada por dejetos de pássaros e empoeiramento (esses efeitos podem ser verificados visualmente nos módulos); degradação dos módulos após o primeiro ano de utilização; no momento da medição pode ocorrer o cadastramento das características do módulo de forma incorreta, ou quantidade de módulos em série pode estar incomparável, ou até mesmo mudança abrupta da irradiação no momento da medição. Neste, é necessário verificar as características elétricas nas etiquetas que acompanham os módulos.

Já para o item 2, as causas são devido a grande diferença na fabricação dos módulos, também conhecido como mismatch, neste caso a diferença se dá na  $I_{sc}$ , ou até mesmo no sombreamento de menor relevância. Para isso, deve-se fazer a substituição dos módulos ou corrigir a angulação para que não haja sombreamento. Outro fato que pode levar a esse declive são os problemas nas conexões entre células dos módulos solares, com isso gerando pontos quentes, também conhecido com hotspot, conforme a figura 18 abaixo. Para essa situação é necessário realizar os testes de termografia, no qual utiliza-se um equipamento capaz de apresentar a temperatura específica de um objeto.

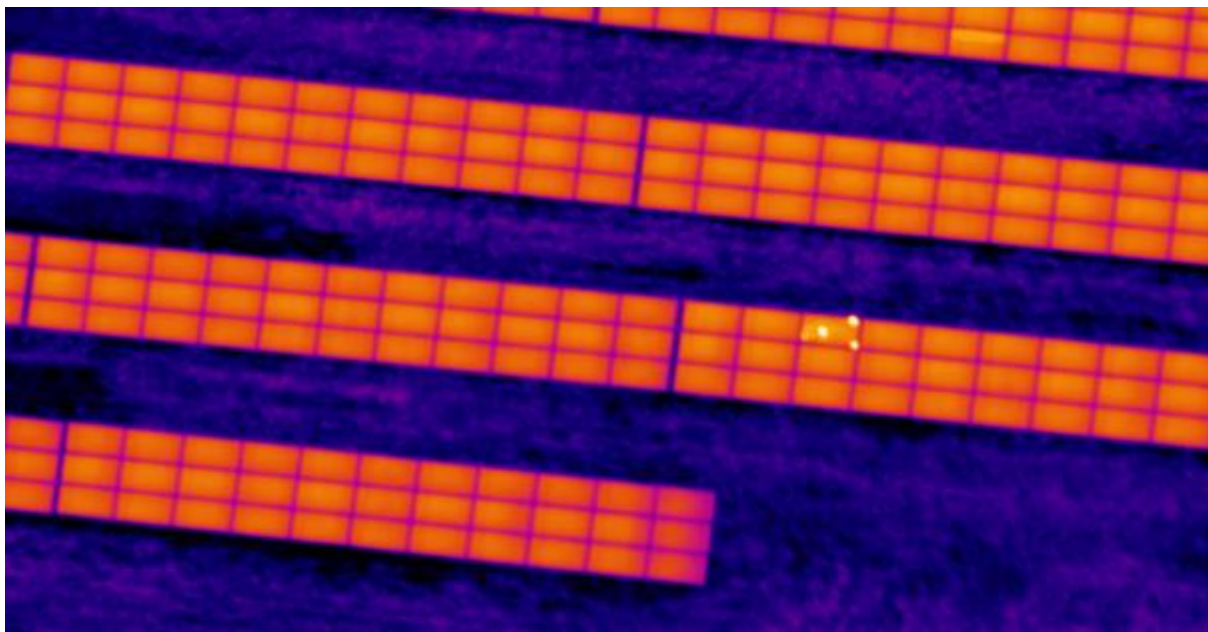


Figura 18 — Hotspot em módulos solares

Fonte: PV MAGAZINE (2017)

O degrau na curva, item de número 3 da figura 17, são problemas relacionados ao diodo de by-pass estar conduzindo uma corrente elétrica, que, por sua vez, não comporta a corrente total da série dos módulos fotovoltaica, ou seja, há um sombreamento parcial dos módulos, ou célula danificada, ou próprio diodo em curto circuito. Segundo o Moreira:

"Os diodos de bypass ficam em paralelo com uma certa quantidade de células. Essa sequência de células em paralelo com um diodo de bypass é como um sub-módulo. Em condições normais, a corrente da string do sistema de energia solar fotovoltaica flui pelo módulo todo, passando por todas as células e por nenhum diodo de bypass. Caso uma pequena quantidade de células sofra sombreamento e uma corrente superior à suportada por elas célula tente fluir, o diodo de bypass em paralelo aquele sub-módulo onde ocorreu o sombreamento é acionado, e a corrente começa a passar por ele em vez de passar pelo sub módulo. Entretanto, ainda flui pelos outros sub-módulos, permitindo que 2/3 do módulo original (neste exemplo) ainda continuem funcionando e gerando energia normalmente" (MOREIRA, 2020). Vide figura 19 abaixo.

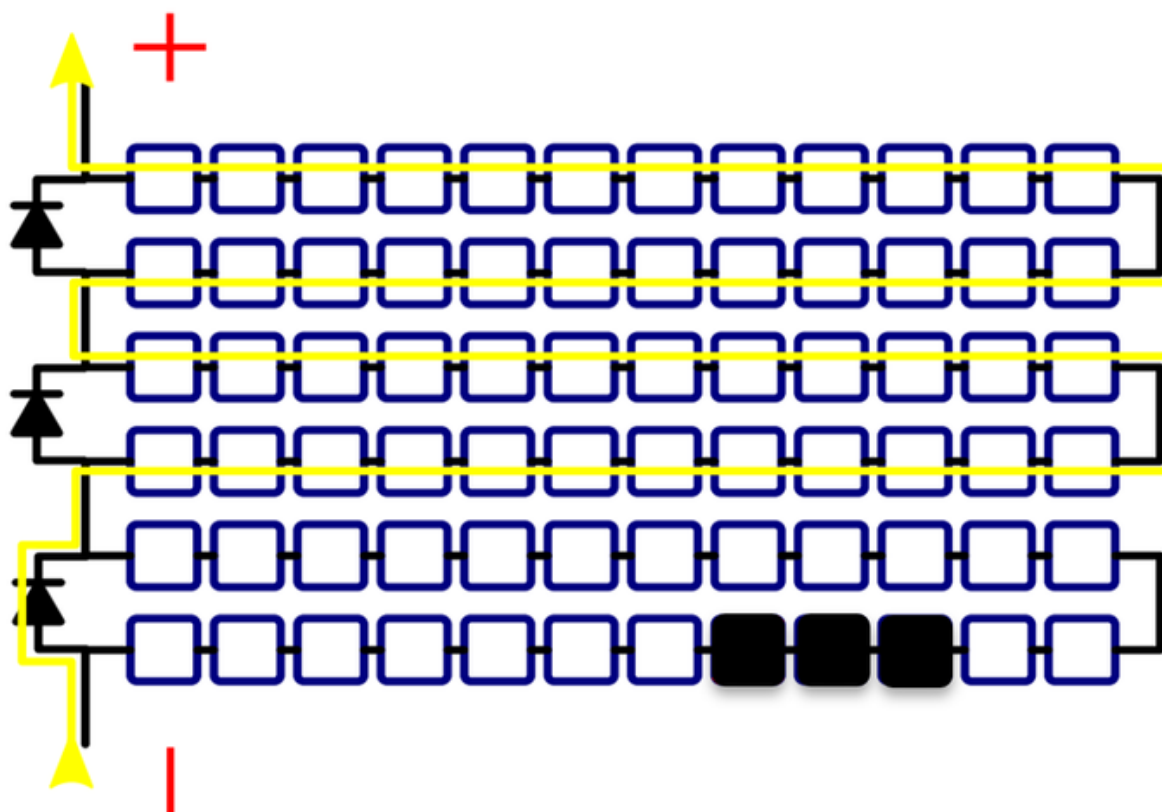


Figura 19 — Funcionamento de um Diodo de By-Pass

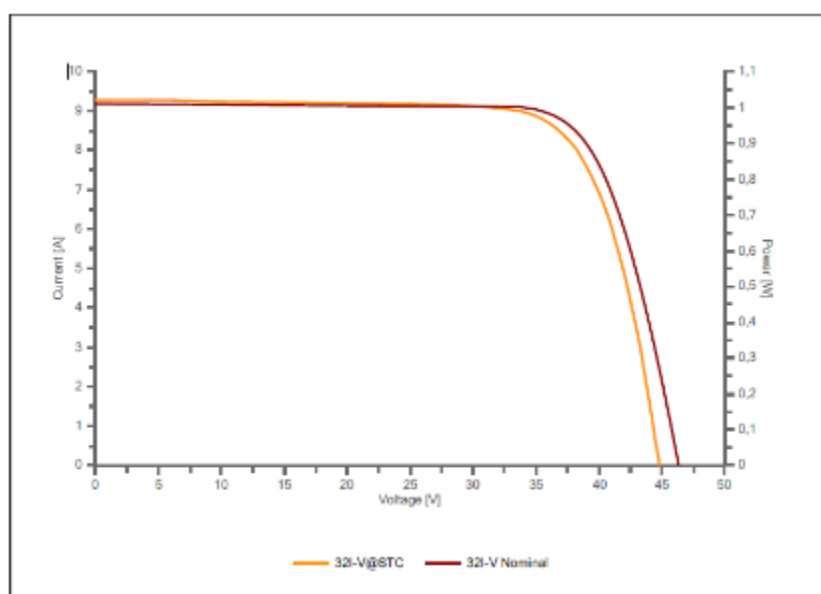
Fonte: Moreira (2020)

O declive menos acentuado (item 4, figura 17), é basicamente influenciada pela resistência elétrica no circuito seriado do sistema fotovoltaico. Os motivos pelos quais levam essa atenuação: o rompimento do cabo condutor elétrico da série fotovoltaica; má conexão dos conectores do fechamento seriado; dimensionamento incorreto dos condutores e também a má crimpagem dos MC4. Para esses casos deve-se realizar os testes de isolamento dos condutores antes da curva I-V, bem como a medição da corrente com multímetro validando a capacidade de suportabilidade de corrente do condutor.

A variação do item 5, da figura 17, redução da tensão, pode ser causada por: quantidade de módulos em série ligados diferentemente do que especificado no traçador; disparidade entre a temperatura real e a medida, podendo o sensor de temperatura mal posicionado no módulo fotovoltaico; sombreamento significativo e uniforme na série de módulos fotovoltaico; ou diodo de by-pass totalmente em curto.

Na figura 20 abaixo apresenta-se um exemplo de medição de curva IV retirado do equipamento traçador de Curva IV. Além da questão gráfica também são apresentados os valores logo abaixo da figura. A primeira linha *32 Measures @OPC*, referencia-se os valores da conexão seriada dos módulos fotovoltaicos. Já o *32 Meas Avg @OPC* são os valores individuais de cada módulo. O *STC* são os valores de *32 Meas AVG @OPC* extrapolados, ou melhor, sobre condições em STC, ou seja, caso os módulos fossem expostos a uma temperatura de 63,8° C e uma irradiação de 1185 W/m<sup>2</sup> eles assumiram tal valor para *Isc* e *Voc*. E por último o *32 Nominal* que são valores apresentados na folha técnica do módulo.

Segundo a ABNT NBR 16274, os valores de *Voc* e *Isc* não podem ultrapassar 5% do valor da medição do que é esperado. Para isso, são comparados os valores de *STC* e *STC Nominal*. Calcula-se os valores e é obtido 3,34% de variação de *Voc* e 1,07%, ou seja, dentro limites aceitáveis, segundo a norma. Além disso é observado o formato da curva e se variações sobre, conforme apontado na figura 17, que neste caso não apresentou nenhuma variação, consequentemente esse conjunto de strings está aceita e terá a potência esperada.



	Nmod	Pmax [W]	Voc [V]	Vmp [V]	Imp [A]	Isc [A]	Irad.Module [W/m <sup>2</sup> ]	Temp [°C]	FF [%]	Temp [°C]	Alpha [%/°C]	Beta [%/°C]	Tol+ [%]	Tol-Degrad. [%]	Years	String	Module	
Max: 32 - JA 325 CEDRO 08/02/2022 13:38		Cl+ (-1.99%)																
32 Measures@OPC	20	6464,61	603,40	624,60	10,35	11,23	1185	63,8	72	AUX	0,0581	-0,33	5	5	2,5	0,7	1	0
32 Meas Avg@OPC	1	323,23	40,17	31,23	10,35	11,23	1185	63,8	72	AUX	0,0581	-0,33	5	5	2,5	0,7	1	0
I2 STC	1	312,85	44,81	36,10	8,67	9,27	1000	25,0	75	AUX	0,0581	-0,33	5	5	2,5	0,7	1	0
32 Nominal	1	325,00	46,38	37,39	8,69	9,17	1000	25,0	76	AUX	0,0581	-0,33	5	5	2,5	0,7	1	0

Figura 20 — Diagrama de Curva IV

Fonte: O autor (2022)

### 3.2 RASTREADOR SOLAR - TRACKER

As características técnicas, bem como os procedimentos para o comissionamento dos rastreadores solares, também denominado como trackers, estão resumidas na figura 21 abaixo e serão detalhados decorrer deste estudo.

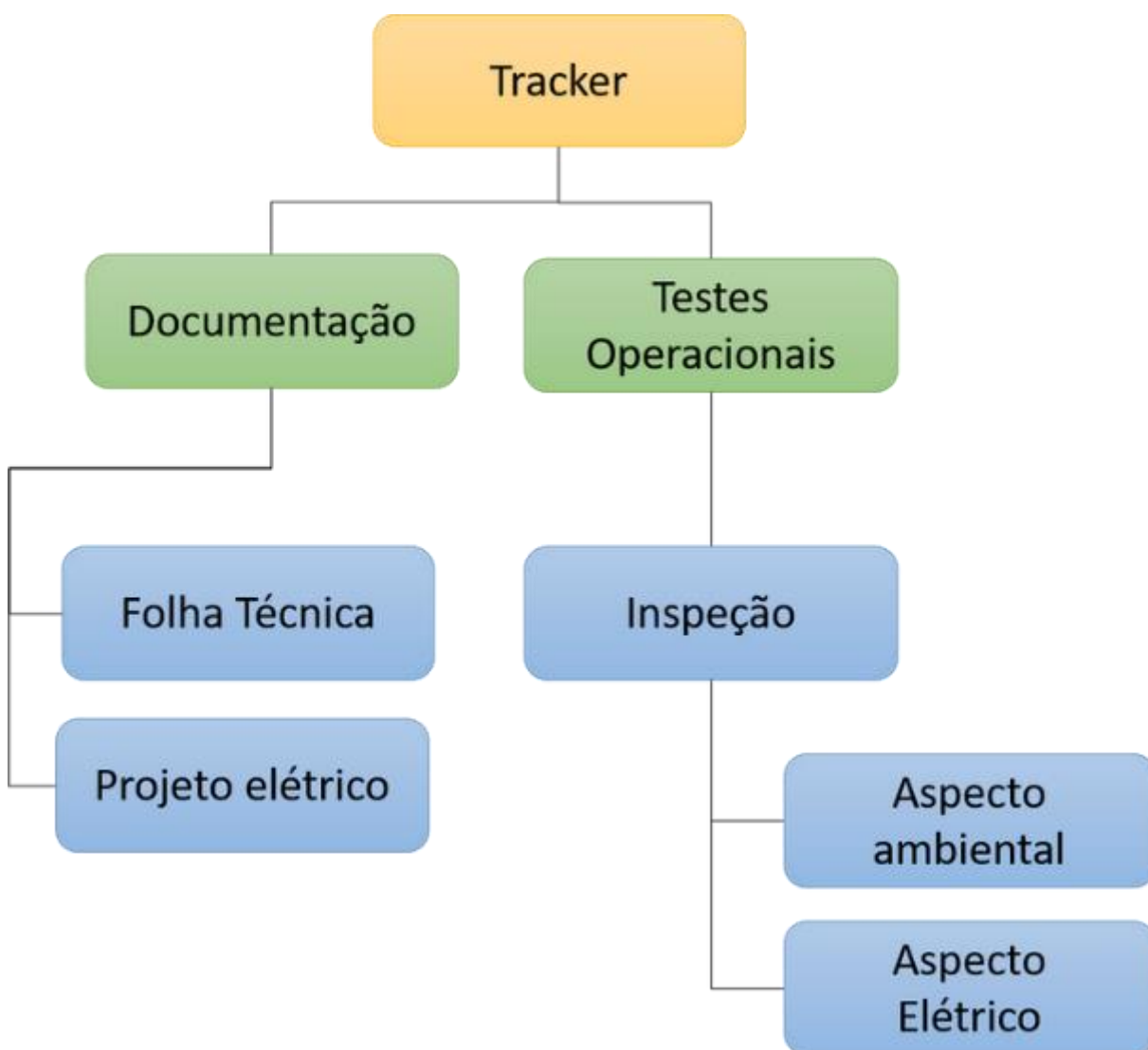


Figura 21 — Diagrama de procedimentos do comissionamento dos Trackers

Fonte: O autor (2022)

### 3.2.1 Documentação

#### 3.2.1.1 Folha técnica

Os rastreadores solares utilizados para elaboração da usina fotovoltaica foram da fabricante STi Norland, modelo STi-H250, Dual Row, com angulação total de  $110^\circ$ , sendo  $55^\circ$  leste e  $55^\circ$  oeste, sistema automático para detecção de ventos, sendo que os motores são autônomos e independentes, devido os módulos fotovoltaicos serem dedicados à alimentação. A comunicação entre trackers é através da utilização da rede zigbee, uma rede wireless, para que haja o rastreamento da irradiação simultânea entre si. A montagem mecânica é representada conforme a figura 22.



Figura 22 — Montagem de rastreadores solares  
Fonte: STi Norland (2020)

### 3.2.1.2 Projeto elétrico

Um rastreador solar é capaz de comportar cerca de 112 módulos fotovoltaicos de 440 Wp, ou seja, um conjunto seriado de módulos solares sobre um tracker é capaz de gerar aproximadamente 50 kWp. De modo geral, a usina fotovoltaica em estudo suporta num total de 113 trackers, num total de 12.600 módulos e 5,5 MWp de potência.

### 3.2.2 Testes Operacionais

Assim como os módulos, os testes que serão apresentados a seguir também que tem como objetivo avaliar as condições que podem afetar a operação, visando verificar principalmente as condições que mais impactarão a performance e financeiramente. Pode haver mais verificações além desses tópicos, porém com menor relevância do ponto de vista de retorno de capital investido. Vale ressaltar que os pontos apresentados abaixo têm como embasamento o manual do fabricante e seguir as boas práticas de engenharia.

#### 3.2.2.1 Aspecto Ambiental

O principal item no aspecto ambiental para ser verificado é a concentração de vegetação abaixo do rastreador, conforme figura 23 e 24. Além de realizar o sombreamento também contribui para o bloqueio da movimentação de rastreo da irradiação, seja por interferência da vegetação no mecanismo de rotação, ou também por interferência na antena de comunicação entre os rastreadores



Figura 23 — Vegetação bloqueando a movimentação do rastreador

Fonte: O autor (2022)



Figura 24 — Antena comunicação dos rastreadores

Fonte: O autor (2022)

Para isso, deve-se observar e realizar a supressão vegetal do local, sendo uma das formas utilizando um aparador de grama, ou até maquinário como: trator com equipamento adaptado para essa atividade. Outra maneira de evitar essa paralisação por falta de comunicação é elevar a antena dos comunicadores.

Apesar de ser uma atividade de simples execução, o fato de haver um tracker ou mais inoperante pode comprometer toda uma performance. Para isso, apresenta-se a figura 24 abaixo.

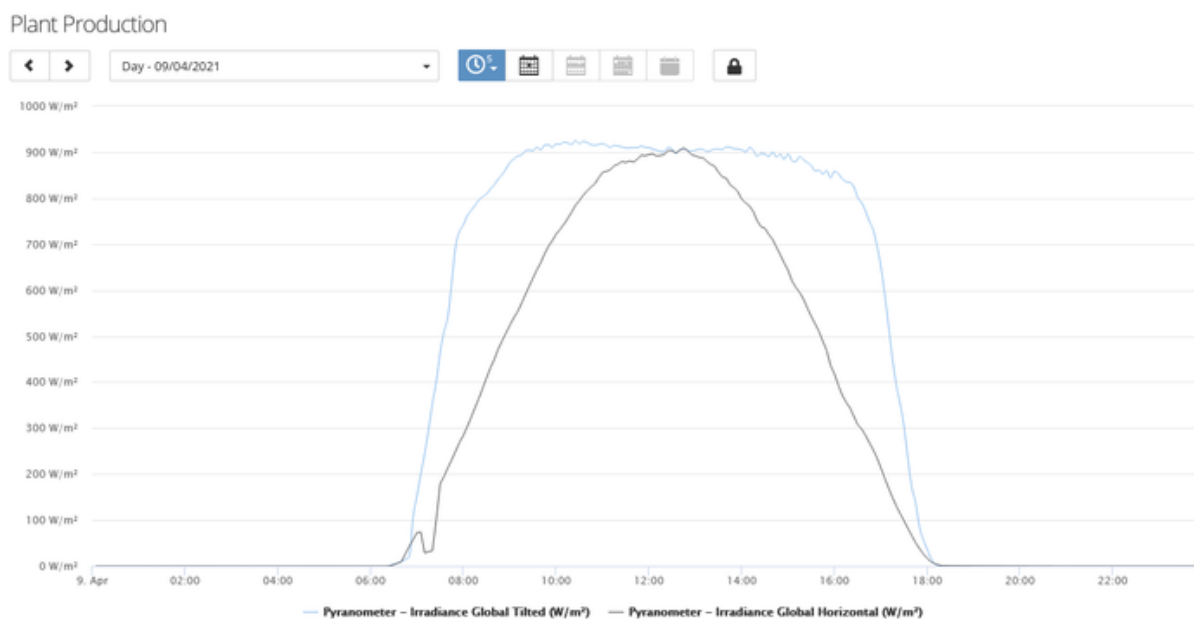


Figura 25 — Curva de geração solar

Fonte: O autor (2022)

A curva de maior área, em azul, da figura 25 acima, representa uma geração com utilização de um rastreador solar, sendo uma energia total de 8,698 kWh/m<sup>2</sup>. Já a curva de menor área, em preto, representa uma geração onde os módulos estão em um plano horizontal a 0°, uma energia total de 6,302 kWh/m<sup>2</sup>. Isso significa que 20 trackers de 113 parados em 0° a energia final seria de 8,274 kWh/m<sup>2</sup>, uma redução de 5% de geração e de ganhos monetários. Esse fato foi considerando uma paralisação em 0° que ainda possui geração e captação de irradiação, porém essas ações também podem ocorrer com equipamento parado se opondo ao sol, fazendo que o prejuízo pode ser ainda mais agravante.

### 3.2.2.2 Aspecto Elétricos

As verificações elétricas e funcionais para o sistema de rastreamento solar baseiam-se nas configurações aplicadas ao sistema de controle. Assim como as verificações anteriores, os trackers também possuem diversas outras verificações elétricas, porém enfatiza-se verificações nos quais impactam diretamente na performance e no resultado do retorno financeiro.

Uma das verificações é a inserção das informações de latitude e longitude no sistema de controle de rastreamento, vide figura 26. Uma atividade relativamente simples, porém, de extrema importância para um sistema solar, pois uma inversão de preenchimento de latitude e longitude no sistema pode ocasionar um posicionamento no globo terrestre onde a quantidade de horas de luz solar pode variar e conseqüentemente absorção da irradiação direta pode ser afetada, ou seja, os rastreadores não acompanharão a mesma angulação do sol para captação de irradiação direta. Para validar esse sistema, basta um equipamento com geolocalização via satélite ou coletar informação descrita no memorial do projeto.

Os rastreadores solares em questão possuem a limitação de angulação de  $\pm 55^\circ$ , ou seja, inicia o dia em  $-55^\circ$  e finaliza em  $55^\circ$ . Entretanto, o sol inicia e se põe sua angulação em  $\pm 90^\circ$ . Esse nascer e se pôr faz com que o sombreamento tenda ao infinito e para isso os rastreadores acionam o sistema chamado backtracking, no qual tem o objetivo de realizar a movimentação dos trackers de  $0^\circ$  para  $-55^\circ$  captando em grande parte a irradiação difusa, até o ponto que o sistema identifica que os trackers estão numa posição em relação ao sol no qual não irá realizar sombreamento nas mesas de atrás, conforme figura 27. Esse sistema intrínseco ao fabricante de tracker e sua verificação é visual.

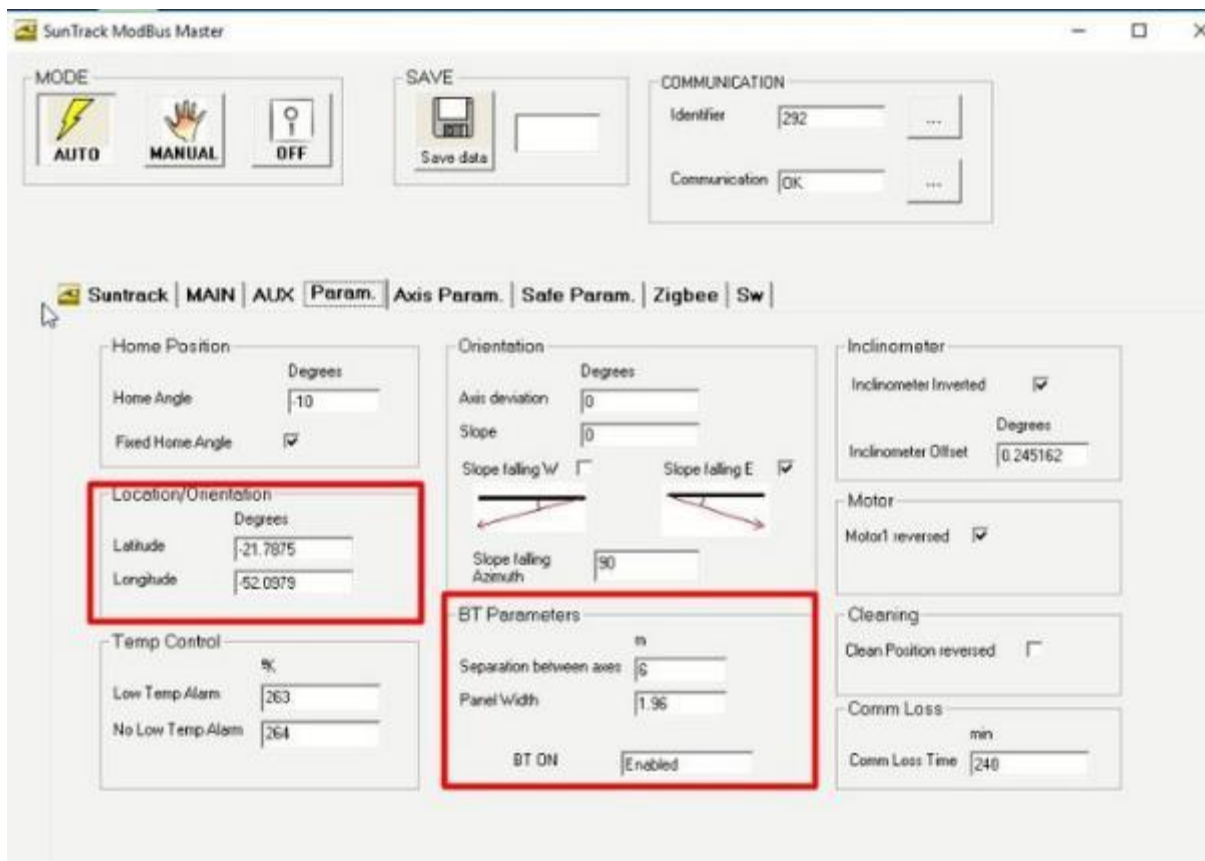
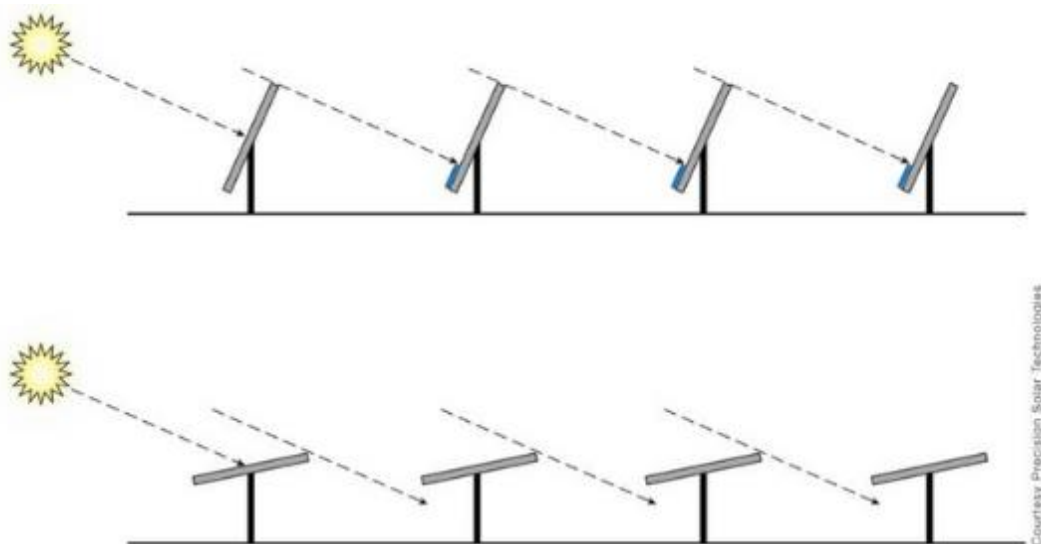


Figura 26 — Verificação de latitude, longitude e Backtracking

Fonte: O autor (2022)



**Backtracking** When the sun's elevation angle is low in the sky, early or late in the day, self-shading between tracker rows has the potential to dramatically reduce system output. Backtracking rotates the array aperture away from the sun, eliminating deleterious effects of self-shading and maximizing ground cover ratio.

Figura 27 — Funcionamento do Backtracking

Fonte: Grana (2020)

Um outro fator importante é se os rastreadores estão seguindo corretamente a angulação da irradiação solar. Para validar essa informação é necessário que os dados implícitos no software do fabricante estejam coerentes com angulação no parque. Neste caso é utilizado um equipamento chamado inclinômetro. Para validar tanto o software quanto o resultado em campo é possível realizar o cálculo seguindo as fórmulas abaixo.

$$w = (Hs - 12) \cdot 15 \quad (4)$$

$$Hs - HL = \frac{4 \cdot (Lo - L)}{60} \quad (5)$$

Hs = Hora Solar

HL: Hora Legal

Lo: Longitude

L: Latitude

w: Ângulo Horário Solar

### 3.3 INVERSOR DE FREQUÊNCIA

As características, bem como os procedimentos para o comissionamento para os inversores de frequência, serão apresentadas no decorrer deste estudo e estão resumidas em tópico segundo a figura 28 abaixo.

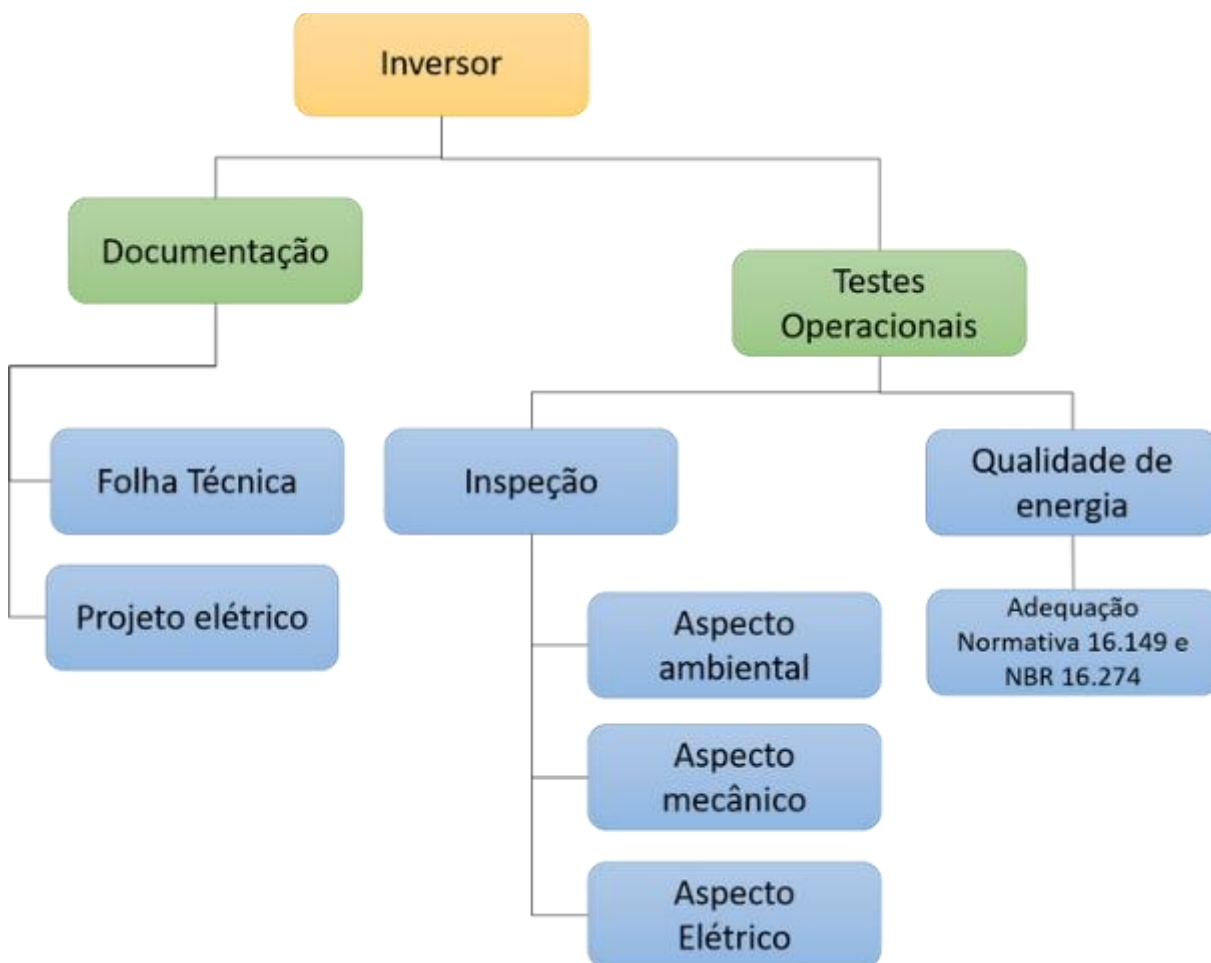


Figura 28 — Diagrama de procedimentos do comissionamento dos Inversores de Frequência

Fonte: O autor (2022)

### 3.3.1 Documentação

#### 3.3.1.1 Folha técnica

Os inversores de frequência adotados são da fabricante Huawei, cujo modelo é o SUN2000-175KTL-H0, sendo as principais informações: Máxima eficiência de 99,03%, sendo essa condição em detrimento da quantidade de módulos em série no qual resultará numa determinada tensão e carga de trabalho, neste caso, quanto de energia transformada os módulos estão sendo capaz de realizar, vide figura 29. Em suas entradas é possível configurar módulos nos quais atingem no máximo 1500V em série. Já em paralelo é viável configurar 18 entradas de strings, mas para encontrar o ponto de máxima potência entre módulos devido as diferenças de fabricação acontecem entre cada duas entradas, isto é, a cada 2 strings o equipamento é capaz de equalizar e encontrar uma tensão e uma corrente que satisfaça a melhor potência. O produto de sua saída entrega uma potência nominal de 175kW, porém suporta uma sobrecarga de até 185kW, além de trabalhar numa tensão de saída de 800V e com uma faixa de ajuste de fator de potência entre 0,8 capacitivo e 0,8 indutivo. Além disso, os equipamentos são dispostos de proteção elétricas como sub / sobre tensão, sub / sobre frequência, anti-alheamento, sincronismo de tensão com a rede da concessionária, polaridade invertida das strings, sobre corrente.

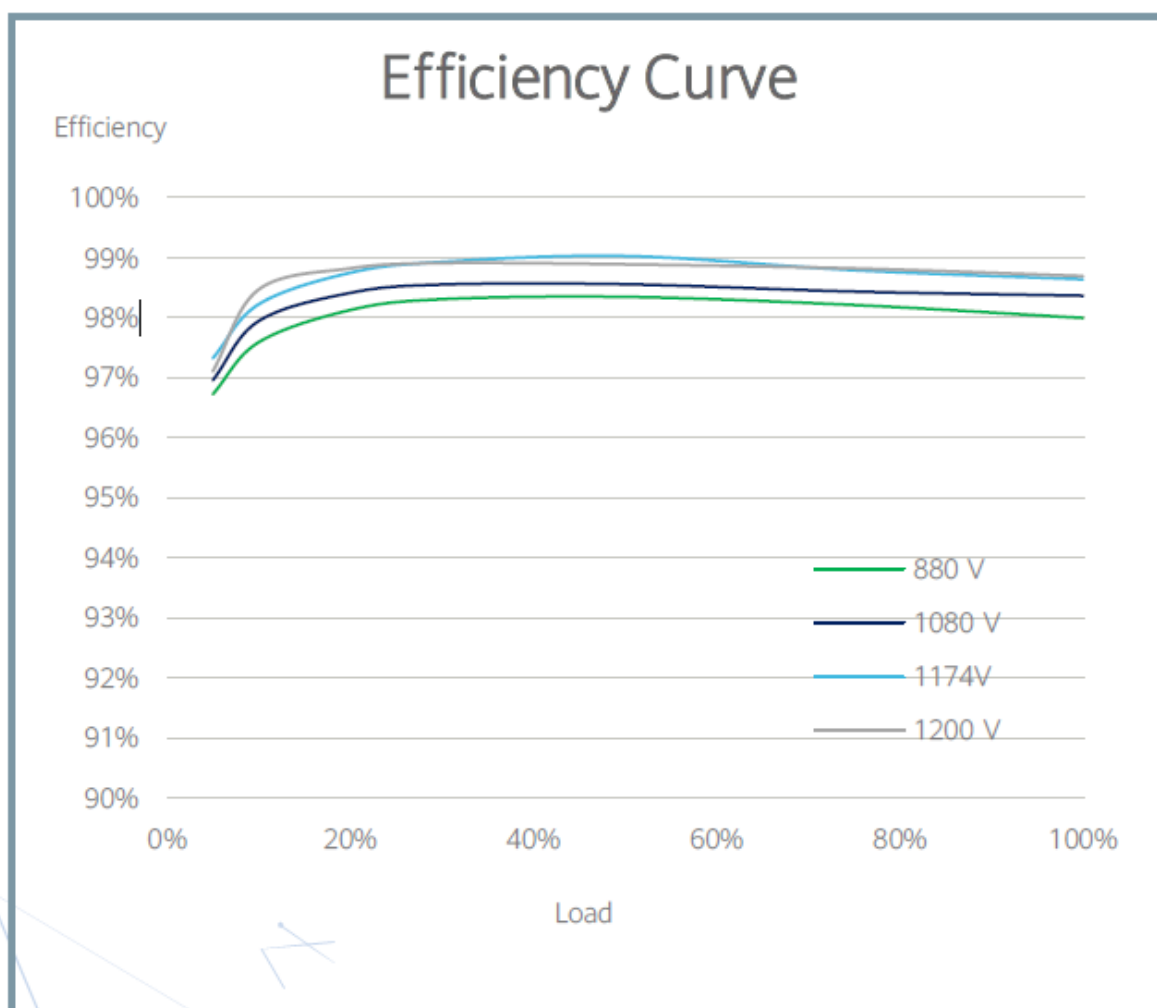


Figura 29 — Curva de Eficiência do Inversor

Fonte: Huawei (2020)

### 3.3.1.2 Projeto elétrico

No estudo de caso em questão foram instalados 25 inversores, sendo que cada um possui 504 módulos, de 440Wp e num total de 221kWp em sua entrada. Em sua saída pode chegar a 185kW, que somados apresentam uma potência instalada de 4,375 kW e com a sobrecarga podem chegar até 4,625 kW, sendo que a geração mensal prevista em projeto é de 1GWh e de 13GWh para o ano. Todos os equipamentos são instalados em SKID, local onde há proteção de irradiação direta e agrupa-os em único local, segundo figura 30.



Figura 30 — Instalação dos inversores no SKID

Fonte: O autor (2022)

### 3.3.2 Testes Operacionais

#### 3.3.2.1 Aspectos Ambientais

Um dos itens importantes a se verificar dentro de comissionamento em relação ao inversor de frequência no que tange a aspecto ambiental é a temperatura de trabalho do equipamento. Segundo a documentação técnica do fabricante, o equipamento pode trabalhar numa faixa de temperatura de  $-25^{\circ}\text{C}$  até  $60^{\circ}\text{C}$ . Isso se deve por fato de o equipamento ser composto por componentes eletrônicos de potência, no qual a temperatura de trabalho deva ser controlada. Esse fato pode ser constatado através da curva de geração do inversor, pois uma vez com altas temperaturas, ele reduzirá sua produção afim de manter a integridade física dos componentes, conforme figura 31. Essa análise pode-se feita verificando a curva de geração e verificando-se as condições de instalação em campo, para esse feito notou-se que a instalação mecânica estava em desacordo com manual, figura 32 e 33, de modo a dificultar a entrada de ar e havia instalação de insetos se manifestando nas saídas de ar do equipamento, figura 34.



Figura 31 — Produção reduzida devido altas temperaturas

Fonte: O autor (2022)

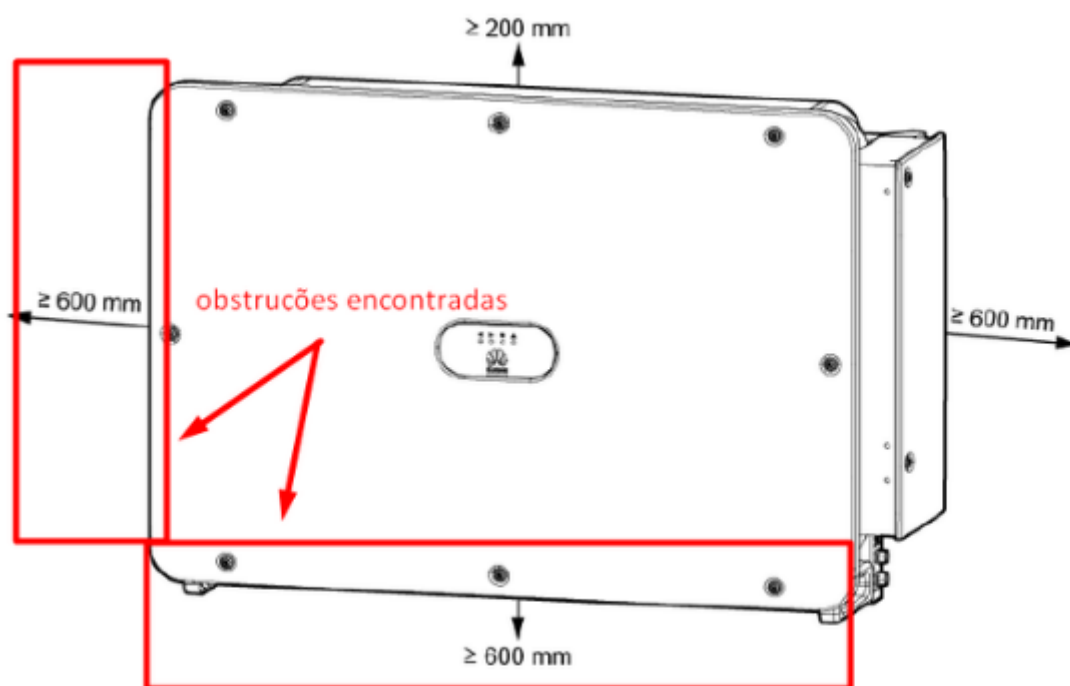


Figura 32 — Distâncias Recomendadas e obstruções encontradas

Fonte: Huawei (2020)



Figura 33 — Obstrução na entrada de ar do inversor

Fonte: O autor (2022)



Figura 34 — Obstrução na saída de ar do inversor

Fonte: O autor (2022)

Esse fato apresentou uma redução ou perda de produção de dois inversores que resultou em 600kwh a menos, ou seja, neste dia a planta produziu apenas 16,5MWh e poderia produzir 17,1 MWh, uma atenuação de aproximadamente 4%, neste caso considerando R\$ 426 por MWh é diminuição de aproximadamente de R\$300,00 por dia.

### 3.3.2.2 Aspecto Mecânico

A verificação mecânica de suma importância é a validação das conexões elétricas nos inversores. Essas conexões são tanto nos terminais de conexão dos cabos de CC, quanto dos terminais CA. Para os terminais CC é sempre importante realizar os reapertos tanto em torno do seu eixo, quanto ao encontro do inversor, figura 35. Ainda que a atividade represente pequena complexidade, o fato de existir uma corrente onde o fluxo ordenado dos elétrons é em um único sentido e contínuo, faz com que sua extinção possa ocasionar a deterioração e a perda do equipamento, como apontado na figura 36.

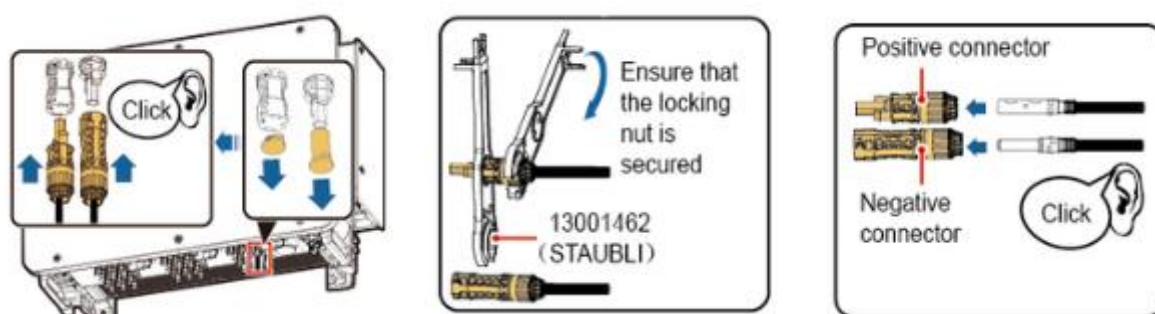


Figura 35 — Aperto de conexão CC

Fonte: Huawei (2020)



Figura 36 — Deterioração do conector do inversor

Fonte: O autor (2022)

Nos conectores CA, é importante verificar além da marcação do torqueamento, o próprio torque com a utilização de um torquímetro. Sempre importante verificar as condições nos quais o manual do fabricante apresenta, sendo que para esse inversor é necessário aplicar uma força de 25 a 30 Nm, figura 37. A não realização desta tarefa implica em aquecimento dos componentes de união entre o condutor elétrico e o inversor e pode ocasionar incineração do equipamento.

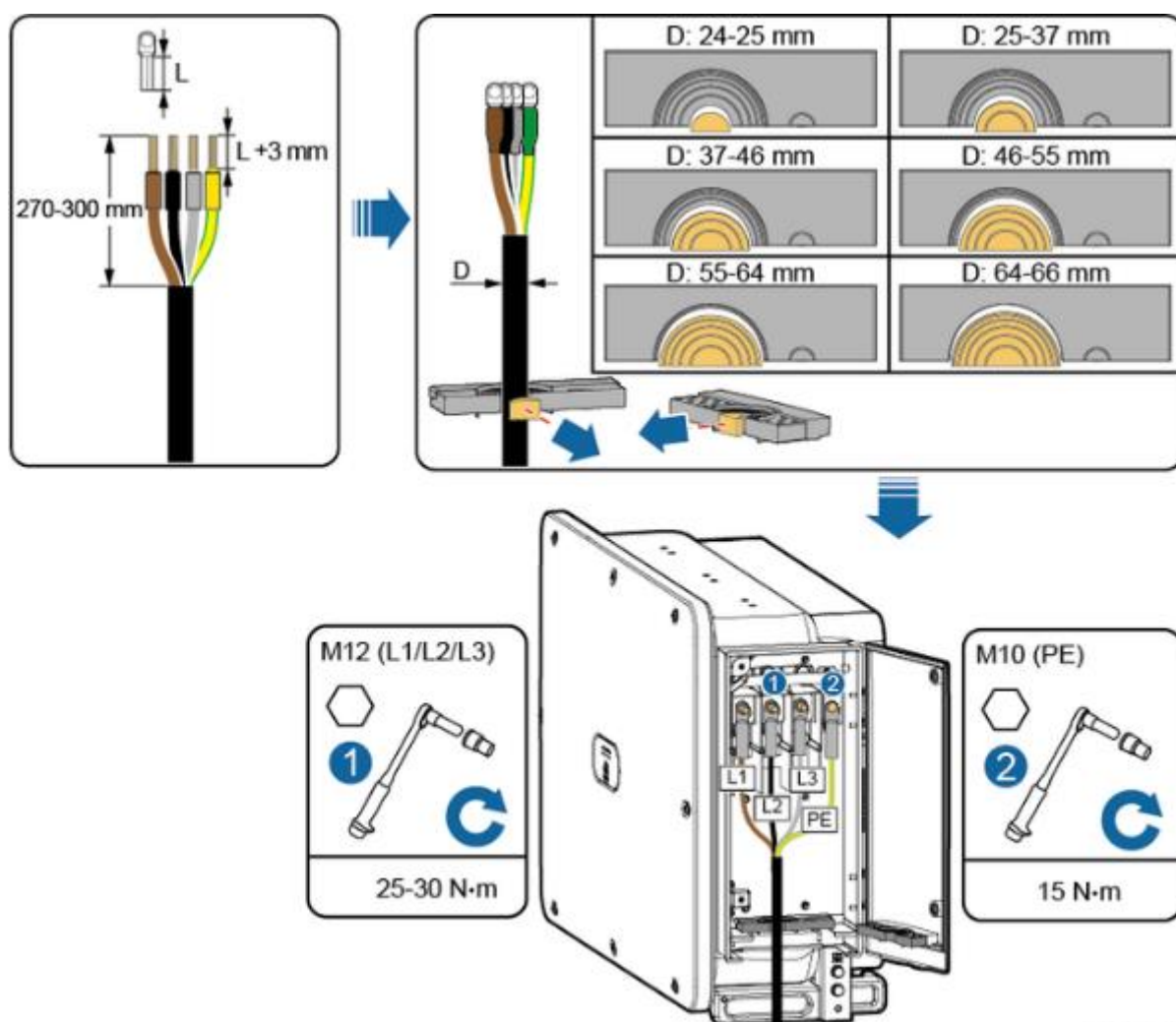


Figura 37 — Aperto de conexão CA

Fonte: Huawei (2020)

### 3.3.2.3 Aspecto Elétrico

Para aspecto elétrico é importante a ser considerado o ajuste de proteção de corrente dos inversores. Esta etapa de verificação está além do especificado na norma de comissionamento de usina fotovoltaica, neste caso NBR 16274, ou até mesmo no manual de instruções do inversor. Esta regulagem está presente na norma NBR 5410 - instalações elétricas de baixa tensão. Este ajuste consiste em coordenar a corrente de curto-circuito e sobre corrente da proteção dos inversores e condutores, ou seja,

configurar o disjuntor de proteção para que ele desarme devidamente em momentos de anomalias com corrente. Em caso de negligência desta atividade, pode ocorrer o desligamento dos inversores indevidamente, interrompendo por diversas vezes a geração, ou até mesmo incinerar a instalação elétrica por não atuação do dispositivo. Para curto-circuito a NBR 5410 (2008), " A capacidade de interrupção do dispositivo deve ser no mínimo igual à corrente de curto-circuito presumida no ponto onde for instalado". Já para sobrecarga, a NBR 5410 (2008), "Para que a proteção dos condutores contra sobrecargas fique assegurada, as características de atuação do dispositivo destinado a prove-la devem ser tais que:"

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (6)$$

$I_b$  = Corrente de projeto ou equipamento

$I_n$ : Corrente de dispositivo de proteção ou disjuntor

$I_z$ : Capacidade de condutor de corrente do condutor elétrico

Neste projeto, a corrente de curto presumida é de 13kA, para isso adquiriu-se um disjuntor capaz de suportar uma corrente de curto de 15kA, entretanto sua sensibilidade estará ajustada para 3kA, isto é, no momento da anomalia com corrente ele removerá o circuito do inversor com 3 mil amperes. Para sobrecarga, avaliou-se que corrente nominal do equipamento é de 135A, o ajuste de sobrecarga do disjuntor em 150A e a capacidade de condução do condutor elétrico em 165A. Na figura 38 abaixo verifica-se, em amarelo, que no ajuste de sobrecarga em  $0,6 \times I_n$ , ou seja, 150A e em vermelho o ajuste em  $11 \times I_n$ , isto é aproximadamente 3kA.

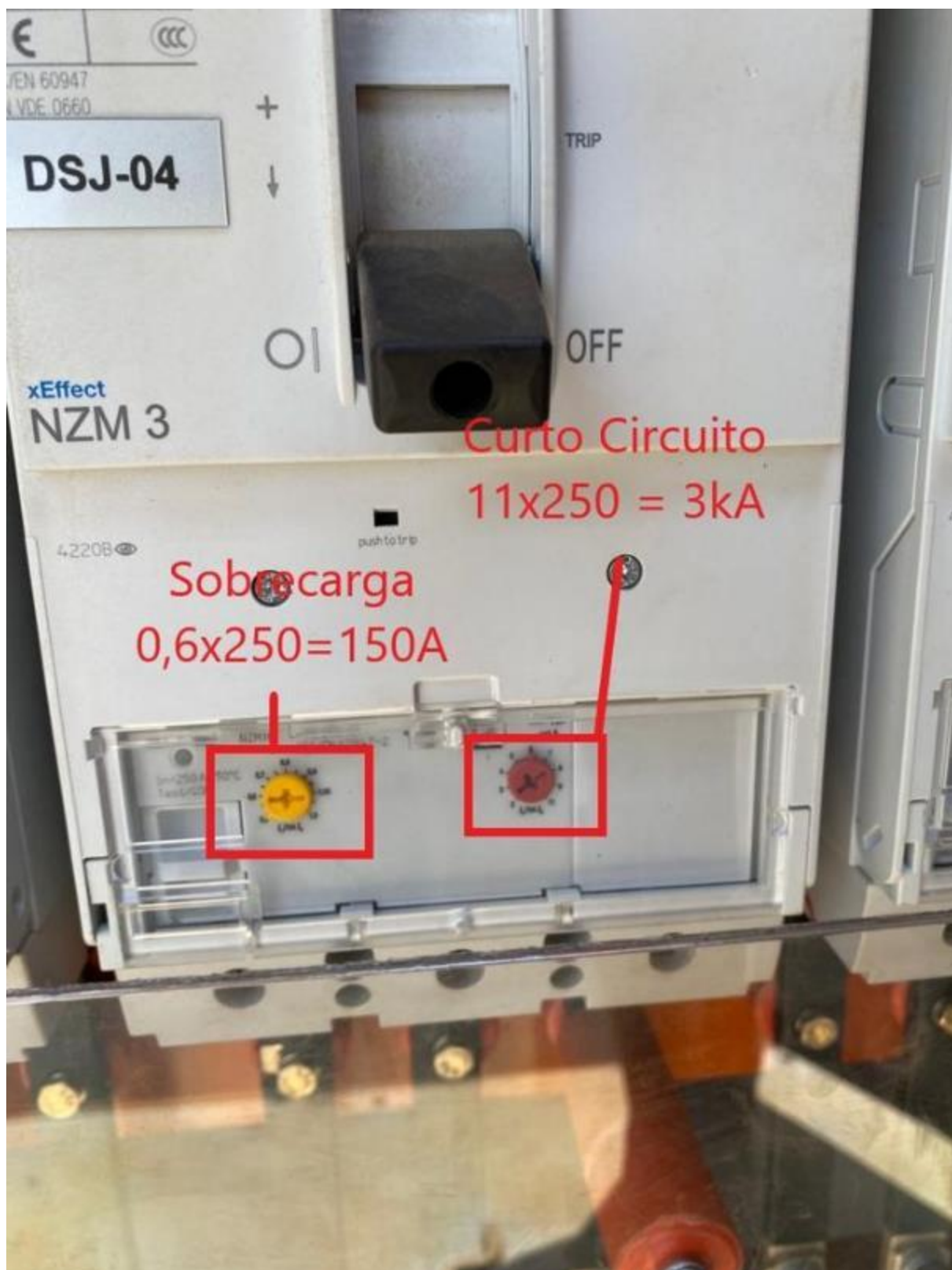


Figura 38 — Coordenação do disjuntor

Fonte: O autor (2022)

#### 3.3.2.4 Qualidade de energia.

Ao conectar um sistema fotovoltaico na rede distribuição é necessário seguir alguns pré-requisitos nos quais são estabelecidos pela ANEEL, Prodist - Módulo 3, e são ajustados para cada região do país. Os requisitos estão atrelados a qualidade geração de energia a partir do inversor, caso não atendido, o equipamento deverá ser desligado automaticamente do sistema, sendo eles: range de tensão nominal de trabalho, range de frequência nominal de trabalho, anti-ilhamento, reconexão, harmônicos e Fator de potência. Como grande parte das máquinas elétricas necessitam que uma certa linearidade seja de tensão e corrente para seu funcionamento, também pelo fato de uma país necessitar de energia para seu crescimento sem que haja interrupções no sistema de energia, então a agência nacional de energia elétrica exige das distribuidoras uma qualidade de energia elétrica. Com isso os repasses dessa qualidade também são exigidos pelos geradores de distribuição, neste caso, solar fotovoltaico.

Range nominal de tensão, frequência, harmônicos e fator de potência, são grandezas elétricas que são monitoradas pelas concessionárias locais e são passíveis de multas para o empreendimento de geração caso o não cumprimento. Para isso, conforme Ente nazionale per l'energia elettrica (2018), os requisitos de funcionamento para o inversor estão apresentados nas figuras 39, 40 e 41, 42.

<b>Faixa de tensão no ponto de conexão (% TR)</b>	<b>Tempo de desconexão (s)</b>
$TL \geq 1,20$	0,5
$1,10 \leq TL < 1,20$	10
$0,8 < TL < 1,10$	Operação Normal
$0,7 < TL \leq 0,8$	10
$TL \leq 0,7$	1,5

**NOTA:** TL –Tensão de Leitura, TR – Tensão de Referência

Figura 39 — Ajuste de tensão necessário a serem realizados nos inversores

Fonte: Ente nazionale per l'energia elétrica (2018)

<b>Faixa de frequência no ponto de conexão (Hz)</b>	<b>Tempo de Desconexão (s)</b>
$f \leq 56,5$	Instantâneo
$56,5 < f \leq 57,5$	5
$57,5 < f \leq 58,5$	10
$59,9 \leq f \leq 60,1$	Operação Normal
$62 \leq f \leq 63,5$	30
$63,5 \leq f < 66$	10
$f \geq 66$	Instantâneo

Figura 40 — Ajuste de frequência necessário a serem realizados nos inversores

Fonte: Ente nazionale per l'energia elétrica (2018)

<b>Harmônicas ímpares</b>	<b>Limite de distorção (%)</b>
3° a 9°	< 4,0
11° a 15°	< 2,0
17° a 21°	< 1,5
23° a 33°	< 0,6
<b>Harmônicas pares</b>	<b>Limite de distorção (%)</b>
2° a 8°	< 1,0
10° a 32°	< 0,5

Figura 41 — Harmônicos que os inversores devem funcionar

Fonte: Ente nazionale per l'energia elétrica (2018)

<b>Potência Nominal – Pn (kW)</b>	<b>Faixa de fator de potência</b>	<b>Fator de potência configurado em fábrica</b>
$P_n \leq 3$	0,98 indutivo – 0,98 capacitivo	1
$3 < P_n \leq 6$	0,95 indutivo – 0,95 capacitivo	1
$P_n > 6$	0,90 indutivo – 0,92 capacitivo	1

Figura 42 — Ajuste de fator de potência necessário a serem realizados nos inversores

Fonte: Ente nazionale per l'energia elétrica (2018)

Já os anti ilhamento, isolamento de geração do sistema fotovoltaica no momento da cessão da rede, bem com a reconexão, são medidas de controle e segurança para o operador da linha, ou seja, num momento de operação de manutenção no sistema da rede elétrica de distribuição, a geração distribuída deve cessar por completo sua geração e o tempo de reconexão após a intervenção da

concessionária local é de 180s. Todos os itens mencionados são editáveis e aberto para configuração no inversor de frequência, vide figuras 43, 44 e 45.

The screenshot shows the 'Grid Parameters' tab in the inverter configuration software. The interface includes a header with tabs for 'Device Information', 'Grid Parameters', 'Protection Parameters', 'Feature Parameters', 'Power Adjustment', and 'String Access Detection'. Below the header is a section for 'Adjust total energy yield'. The main area contains a table with columns for 'Signal Name', 'Value', 'Unit', and 'Information'. The row for 'Grid connection duration after power grid recovery' is highlighted with a red box, showing a value of 180 and a range of [0-7200].

Signal Name	Value	Unit	Information
<input type="checkbox"/> Grid code	ABNT 989 15145-MV400		
<input type="checkbox"/> Isolation	Input ungrounded(with TT)		
<input type="checkbox"/> Output mode	Three-phase, three-wire		
<input type="checkbox"/> Auto start upon grid recovery	Enable		
<input type="checkbox"/> Grid connection duration after power grid recovery	180	s	[0-7200]
<input type="checkbox"/> Grid reconnect frequency upper limit	60 Hz	Hz	[50.00-72.00]
<input type="checkbox"/> Reactive power compensation (cosφ-P) trigger voltage	105	%	[100-130]
<input type="checkbox"/> Reactive power compensation (cosφ-P) exit voltage	98	%	[75-130]

Figura 43 — Configuração de reconexão com a rede no inversor

Fonte: O autor (2022)

The screenshot shows the 'Protection Parameters' tab in the inverter configuration software. The interface includes a header with tabs for 'Device Information', 'Grid Parameters', 'Protection Parameters', 'Feature Parameters', 'Power Adjustment', and 'String Access Detection'. Below the header is a section for 'Adjust total energy yield'. The main area contains a table with columns for 'Signal Name', 'Value', 'Unit', and 'Information'. The rows for 'Level-1' protection settings are highlighted with a red box, showing values for voltage, time, and frequency protection.

Signal Name	Value	Unit	Information
<input type="checkbox"/> Insulation resistance protection	0.037	MΩ	[0.020-1.500]
<input type="checkbox"/> Unbalance voltage protection	50.0	%	[0.0-50.0]
<input type="checkbox"/> Phase angle offset protection	Disable		
<input type="checkbox"/> 10 minute OV protection	600.0	V	[480.0-720.0]
<input type="checkbox"/> 10 minute OV protection time	200	ms	[50-7200000]
<input type="checkbox"/> Level-1 OV protection	528.0	V	[480.0-720.0]
<input type="checkbox"/> Level-1 OV protection time	10000	ms	[50-7200000]
<input type="checkbox"/> Level-1 UV protection	384.0	V	[24.0-480.0]
<input type="checkbox"/> Level-1 UV protection time	10000	ms	[50-7200000]
<input type="checkbox"/> Level-1 OF protection	62.00	Hz	[60.00-69.00]
<input type="checkbox"/> Level-1 OF protection time	30000	ms	[50-7200000]
<input type="checkbox"/> Level-1 LF protection	57.50	Hz	[51.00-60.00]
<input type="checkbox"/> Level-1 LF protection time	10000	ms	[50-7200000]

Figura 44 — Configuração frequência e tensão no inversor

Fonte: O autor (2022)

Adjust total energy yield				
Signal Name	Value	Unit	Information	
<input type="checkbox"/> Soft start time	20	s	[1-1800]	
<input type="checkbox"/> Shutdown gradient	50 000	%/s	[0-100 000 000]	
<input type="checkbox"/> Hibernate at night	Disable			
<input type="checkbox"/> MBIUS communication	Automatic			
<input type="checkbox"/> RS485-2 communication	Enable			
<input type="checkbox"/> Upgrade delay	Enable			
<input type="checkbox"/> Tracker controller	No tracking controller			
<input type="checkbox"/> LVRT	Enable			
<input type="checkbox"/> LVRT threshold	384.0	V	[240.0-480.0]	
<input type="checkbox"/> LVRT positive sequence reactive power compensation factor	2.0		[0.0-10.0]	
<input type="checkbox"/> LVRT negative sequence reactive power compensation factor	0.0		[0.0-10.0]	
<input type="checkbox"/> LVRT zero current mode threshold	336.0	%	[0.0-480.0]	
<input type="checkbox"/> HVRT	Disable			
<input type="checkbox"/> VRT exit hysteresis threshold	24.0		[0.0-48.0]	
<input type="checkbox"/> VRT active current limiting percentage	100	%	[10-120]	
<input type="checkbox"/> VRT active power recovery gradient	800	%/s	[1-10000]	
<input type="checkbox"/> Grid voltage protection shield during HVRT/LVRT	Enable			
<input type="checkbox"/> Active islanding	Enable			
<input type="checkbox"/> Soft start time after grid failure	300	s	[1-1800]	

Figura 45 — Configuração anti ilhamento no inversor.

Fonte: O autor (2022)

## 4 CONCLUSÃO

A crescente demanda pela instalação de um sistema solar fotovoltaico faz com que a capacitação profissional não acompanhe e com isso o aprendizado vem com decorrer da experiência. Para isso, o trabalho apresentado corroborou para que este fato não aconteça no comissionamento. Visto que o comissionamento é o conjunto de testes a serem realizados para o pleno funcionamento da planta solar fotovoltaica, os aspectos de avaliação do sistema exposto neste documento enfatizaram os testes que tem a maior probabilidade de impactar financeiramente e na questão da performance, lembrando que há demais testes que podem ser realizados e futuramente títulos para novas monografias.

Para os módulos fotovoltaicos foram apresentados como item a ser verificado dentro de um comissionamento a questão lavagem dos módulos e supressão vegetal, sendo um sub-item relacionados a aspectos ambientais, que resultaram um aumento de produtividade diário de 1%, ou seja, um acréscimo diário de R\$148,00, podendo chegar até R\$ 4 440,00 de arrecadação a mais. No aspecto mecânico, foi abordado a questão de desconexão dos módulos por dois dias e conseqüentemente a falta de geração, no qual foi evitado um impacto negativo de R\$ 1 500,00, correspondente a 2,8% de performance. Já para o aspecto elétrico, foram apresentados os ensaios de polaridade, ensaio de curto-circuito e tensão de circuito aberto, sendo que o testes no qual havia informação, neste caso o de polaridade, evitou um impacto financeiro de R\$ 2 658,24, isto é, um impacto de performance de 27%. Em relação a qualidade de energia, foi exposto a questão do teste de curva IxV, e correlacionam os valores encontrados nos testes de tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito, bem como a interpretação dos gráficos plotados, apesar de o estudo de caso não ter apresentado falhas no momento do comissionamento, o ensaio em questão tem impacto direto tanto na performance quanto no financeiro, pois um módulo que apresentar problema impacta em toda série fotovoltaica.

No quesito trackers, também foi apresentado as questões do comissionamento ambiental, que teve como efeito de performance e como consequência financeira, a paralisação de 20 trackers de 113 devido a vegetação e a falta de comunicação entre os equipamentos, onde representou um possível impacto de 5% da performance, cerca de R\$ 500,00 a menos. Como relatado no decorrer deste trabalho, há diversos

testes que podem complementar essa obra, por isso o aspecto mecânico do rastreador solar não apresentou informações, porém essa verificação esteve correlacionada com outros aspectos, por exemplo o ambiental. Já para o aspecto elétrico dos trackers, foram apresentadas as verificações com sistema no qual comanda o rastreamento do equipamento com relação a irradiação do sol, sendo um teste no qual deve ser comparado as variáveis do software com movimento em campo.

O gerador de energia elétrica, inversor, demonstrou como aspecto ambiental a questão da climatização do equipamento diante ao seu funcionamento natural, no qual apresentou uma possível perda de 4% de geração, cerca de R\$ 300,00 / dia, devido a obstrução da ventilação. Também foram apresentados os aspectos mecânicos, onde atentou a questão de conexão elétrica e possíveis consequências elétricas, e a questão do torqueamento. No aspecto elétrico, abordou-se a questão da coordenação e seletividade do sistema de proteção dos inversores, bem como seu impacto. Por fim, a qualidade de energia expôs os ajustes necessários para o funcionamento do inversor dentro das normas vigentes e não cumprimento dos ajustes.

Tendo em vista todos os testes nos quais apresentam maior impacto de performance e financeiro no âmbito ambiental, mecânico e elétrico, dos respectivos equipamentos: módulos, rastreadores solares e também os inversores, notou-se um resultado positivo na lavagem e supressão vegetal nos módulos, neste caso de 1%. Entretanto, verificou-se possíveis impactos negativos financeiros de aproximadamente R\$ 3 700,00 reais, levando em consideração a cotação no dia 26/02/2022, no valor de US\$ 5,16, o valor é de US\$ 770,00, ou seja, por volta de 37% de comprometimento de performance da usina, ou seja, do faturamento aproximado diário de R\$ 9 700,00 por dia, ou US\$ 1 880,00, poderia passar para R\$ 6 000,00, sendo em dólar US\$ 1 162,00. Esses impactos podem agravar toda elaboração de business plan, modificando toda a projeção de um payback, seja ele simples ou descontado, além de modificar um resultado esperado de uma TIR e um VPL, ou seja, reduzir atratividade e elaboração de futuros projetos. Para isso, destacou-se a importância de aplicação de alguns testes, os equipamentos a serem utilizados, bem como a forma de validação dos resultados para que minimize ou até extinga os impactos financeiros e de performance no momento de um comissionamento numa planta solar fotovoltaica. Enaltecendo o trabalho em questão, a disseminação do

conhecimento é de suma importância, pois impacta diretamente na performance de uma usina e conseqüentemente no faturamento. Para isso, o trabalho apresentado consolida, amplia, acrescenta o conhecimento necessário para um comissionamento correto, pois além da questão normativa, seja para sistema fotovoltaico, no caso a NBR 16274, há diversos outros documentos que devem ser consultados, por exemplo o manual de instalação do equipamento e também a consulta de normas associadas à instalação elétrica, isto é a NBR 5410 e IEC 60364-5-52, assim como a importância dos conceitos básicos de solar fotovoltaico, ou seja, as equações que representam o fenômeno físico de acompanhamento do sol, também a consulta de documento associados a concessionária de distribuição elétrica, isso tudo para garantir um funcionamento correto do sistema.

Para continuidade desta obra ou futuros trabalhos como forma de complemento, pode-se avaliar quais impactam poderiam acontecer com TIR, VPL e payback de um business plan. Também é válido ressaltar os testes nos quais que foram comentados no decorrer do trabalho, porém por falta de dados não foram apresentados os impactos financeiros. As usinas fotovoltaicas enfrentam muitos problemas com distúrbios elétricos provenientes da rede da concessionária elétrica de distribuição, no qual acarreta por diversas vezes o desligamento e isso há um impacto financeiro e de performance que poderá ser abordado também.

## REFERÊNCIAS

ABNT NBR 5410. Instalação elétrica de baixa tensão, 17 mar. 2008.

ABNT NBR 16274. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho: Rio de Janeiro, 1ed, 60p, 6 abr. 2014.

ABNT NBR 16690. Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto: Rio de Janeiro, 1 ed, 65 p., 3 out. 2019.

ABSOLAR. **Um ano promissor para a energia solar**. Canal Bioenergia. São Paulo, 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/um-ano-promissor-para-a-energia-solar/>. Acesso em: 6 fev. 2022.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. 7 ed. Brasília, 2016. 74 p.

CRESESB. **Potencial Solar - SunData v 3.0**. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 17 ago. 2021.

DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A.. **Solar Engineering of Thermal Processes**. John Wiley & Sons, v. 1, f. 472, 2013. 944 p.

ENTE NAZIONALE PER L'ENERGIA ELÉTRICA. **Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará/Enel Distribuição Goiás/ Enel Distribuição Rio**. Goiás, 2018. 42 p.

GEHRINGER, Max. **AS DICAS DE MAX GEHRINGER SOBRE COMO PLANEJAR A CARREIRA E PREVINIR O FRACASSO**. Rio de Janeiro: A Crítica, 24 set. 2017. Disponível em: <https://www.acritica.com/channels/cotidiano/news/as-dicas-de-max-gehringer-sobre-como-planejar-carreira-e-prevenir-fracasso>. Acesso em: 6 fev. 2022.

GOIÁS. Secretária de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável. Lei n. 20.694, de 26 de dezembro de 2019. **Diário Oficial**, Goiás, 26 de dezembro de 2019, ano 2019.

GRANA, Paul. **Are trackers undermining their own success?** Solar Power World. Chicago, 2020. Disponível em: <https://www.solarpowerworldonline.com/2020/02/folsom-labs-are-trackers-undermining-their-own-success/>. Acesso em: 28 jan. 2022.

HT ITALIA. **PVchecks**: usermanual. Itália, 2017. 68 p.

HUAWEI. **SUN2000-185KTLH1**: Datasheet\_Smart String Inverter. China, 2020.

MAYA, Amanda. **Energias solar e eólica geram empregos e aumentam procura por cursos**. Agência de notícias da Industrial. 2021. Disponível em: <https://noticias.portaldaindustria.com.br/noticias/educacao/energias-solar-e-eolica-geram-empregos-e-aumentam-procura-por-cursos/>. Acesso em: 6 fev. 2022.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Etapas do licenciamento**. Portal Nacional de Licenciamento Ambiental. Brasília, 2021. Disponível em: <http://pnla.mma.gov.br/etapas-do-licenciamento>. Acesso em: 6 fev. 2022.

MOREIRA, Hugo Soeiro. **Diodos de bypass e de bloqueio nos sistemas de energia solar fotovoltaica**. Canal Solar. Campinas, 2020. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/diodos-de-bypass-e-de-bloqueio-nos-sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica/>. Acesso em: 21 jan. 2022.

MOREIRA, José Roberto Simões. **Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética**. São Paulo: LTC, 2017. 416 p.

NETO, José Diniz; BORGES, Matheus Rodrigues. **PIT – Plano de Inspeção e Testes**. 00 ed. Goiânia, 2020. 63 p.

PINHO, João Tavares; GALDINHO, Marco Antônio. et al. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014. 530 p.

PV MAGAZINE. **Hot spots**: Causes and effects. 2017. Disponível em: <https://pv-magazine-usa.com/2017/08/22/hot-spots-causes-and-effects/>. Acesso em: 21 jan. 2022.

PVSYST SA. **Study of Photovoltaic System**. 2012 ed. Geneva

SHIBUYA, Marcelo. **Medição de Isc (corrente de curto circuito) e Voc de módulos fotovoltaicos**. Youtube. São Paulo, 2021. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=iSRf-mLE3-U>. Acesso em: 11 jan. 2022.

STI NORLAND. **Manual de Montagem**. São Paulo, 2020. 105 p.

TRINASOLAR. **Duomax & duomax twin user manual**. Changzhou, f. 28, 2020.

VASQUES, Emilyn. **Marco legal promete mover mercado de trabalho no País**. Diário do Comércio. Belo Horizonte, 2022. Disponível em:

<https://diariodocomercio.com.br/economia/marco-legal-promete-mover-mercado-de-trabalho-no-pais/>. Acesso em: 6 fev. 2022.

VINTURINI, Mateus. **Causas e efeitos da corrente reversa nos módulos fotovoltaicos**. Canal Solar. São Paulo, 2019. Disponível em:

<https://canalsolar.com.br/corrente-reversa-fotovoltaico/>. Acesso em: 10 jan. 2022.

ZILLES, Roberto; MACÊDO, Wilson Negrão; OLIVEIRA, Sérgio Henrique Ferreira de. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Oficina de Textos, v. 3, 2016.