



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PRÓ-REITORIA DE GRADUAÇÃO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIAS
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ERIKA ISABEL DA COSTA

**ANÁLISE E SIMULAÇÕES DE ERROS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
*ON-GRID.***

CARAÚBAS - RN

2022

ERIKA ISABEL DA COSTA

**ANÁLISE E SIMULAÇÕES DE ERROS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
*ON-GRID.***

Monografia apresentada a Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Engenheira Eletricista.

Orientador:

Prof. Dr. Rodrigo Prado de Medeiros

CARAÚBAS - RN

2022

ERIKA ISABEL DA COSTA

**ANÁLISE E SIMULAÇÕES DE ERROS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
*ON-GRID.***

Trabalho de conclusão de curso apresentado
à Universidade Federal Rural do Semi-Árido –
UFERSA, Campus Caraúbas, como parte dos
requisitos necessários para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:


D.Sc. Rodrigo Prado de Medeiros
Orientador

Antônio Alisson
Alencar Freitas
2022-06-21 17:26:19
M.Sc. Antônio Alisson Alencar Freitas
Examinador Interno

WALBER MEDEIROS
LIMA
Assinado de forma digital por
WALBER MEDEIROS
LIMA
Dados: 2022.06.20 14:30:49 -03'00'
D.Sc. Walber Medeiros Lima
Examinador Interno

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

C837 Costa, Erika .
ANÁLISE E SIMULAÇÕES DE ERROS EM SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS ON-GRID. / Erika Costa. - 2022.
57 f. : il.

Orientador: D.Sc. Rodrigo Prado.
Monografia (graduação) - Universidade Federal
Rural do Semi-árido, Curso de Engenharia
Elétrica, 2022.

1. Sistema fotovoltaico. 2. inversor. 3.
simulações. 4. on-grid. 5. software PV*Sol. I.
Prado, D.Sc. Rodrigo, orient. II. Título.

Ficha catalográfica elaborada por sistema gerador automático em conformidade
com AACR2 e os dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Biblioteca Campus Caraúbas
Bibliotecária: Dalvanira Brito Rodrigues
CRB: 15/700

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

Dedico aos meus pais Edineuza e João, e
ao meu irmão Erico, que são meus maiores
incentivadores e apoiadores.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, pois acredito que todas as realizações e acontecimentos em minha vida são sobe permissão e orientação Dele, por isso, devo o meu primeiro agradecimento ao ser mais importante da minha vida.

Aos meus pais, Edineuza e João, sou imensamente grata pelo esforço e dedicação que me proporcionaram para concluir essa etapa muito importante em minha vida. Ao meu irmão Erico, agradeço por acreditar e apoiar esse sonho. Aos meus tios e demais familiares que me apoiaram durante essa trajetória, muito obrigada.

Sou grata pelas minhas amigas, Eliandra, Tayrine, Karina, Glayciana, que me apoiaram e deram ânimo para concluir essa importante etapa.

Por fim, sou grato ao meu orientador Prof. Dr. Rodrigo Prado, pela disponibilidade e toda dedicação e apoio no desenvolvimento desse trabalho.

“Consagre ao Senhor tudo o que você faz, e os seus planos serão bem-sucedidos. Provérbios 16.3.”

Bíblia Sagrada.

RESUMO

Os sistemas fotovoltaicos residenciais *on-grid* apresentam diversas vantagens tais como: economia na conta de energia, geração de uma energia limpa e renovável, entre outras. Porém, a má execução de um projeto de um sistema fotovoltaico pode resultar em diversas desvantagens, tais como: problemas de ponto quente, geração inferior ao valor projetado, danos aos equipamentos que compõem o sistema como inversores, módulos e cabos, danos à rede da concessionária, e até mesmo situações de alto risco como incêndios. Alguns problemas de projeto e execução são comuns, por isso é importante analisá-los e evitá-los para desenvolver um sistema adequado. A fim de analisar alguns erros em projetos de sistemas fotovoltaicos, o presente trabalho aborda, através de simulações no *software* PV*Sol, dois estudos de caso: um deles envolvendo a análise de perdas por *mismatch* e o outro apresentando uma situação na qual ocorreu um incêndio em um inversor fotovoltaico. Para o primeiro caso, as perdas por *mismatch* foram analisadas em um sistema considerando três diferentes tipos de inversores: inversor string, mincroe inversor e otimizador de potência. No segundo caso, simulou-se um sistema com condições semelhantes ao do caso real abordado a fim de compreender, através do comportamento de algumas variáveis, tais como aumento nas perdas por *mismatch* e diminuição da geração, as causas do acidente ocorrido.

PALAVRAS-CHAVE: Sistema fotovoltaico, inversor, simulações, *on-grid*, *software* PV*Sol, *mismatch*.

ABSTRACT

On-grid residential photovoltaic systems have several advantages such as energy bill savings, clean and renewable energy generation, among others. However, the poor execution of a photovoltaic system project can result in several disadvantages, such as: hot spot problems, generation below the projected value, damage to the equipment that compose the system such as inverters, modules and cables, damage to the electric utility, and even high-risk situations such as fires. Some problems are common and it is important to analyze and avoid them in order to develop a suitable project. In order to analyze some errors in photovoltaic system projects, the present work addresses, through simulations in the PV*Sol software, two case studies: one involving the analysis of mismatch losses and the other presenting a situation in which a fire in a photovoltaic inverter. For the first case, the mismatch losses were analyzed in a system considering three different types of inverters: string inverter, microinverter and power optimizer. In the second case, a system with similar conditions to the real case was simulated in order to understand, through the behavior of some variables, such as increase in mismatch losses and decrease in generation, the causes of the occurred accident.

KEY-WORDS: Photovoltaic system, inverter, simulations, on-grid, PV*Sol software, mismatch.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diagrama sistema fotovoltaico <i>on-grid</i>	18
Figura 2 - Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico <i>on-grid</i>	21
Figura 3 – Composição dos módulos fotovoltaicos.....	22
Figura 4 - Conector MC4.....	23
Figura 5 - Estrutura da <i>string box</i> Clamper.	25
Figura 6 - Inversor <i>string</i> monofásico PHB 8,5KW	27
Figura 7 - Otimizador de potência	27
Figura 8 - Microinversor APsystems QS1A 1500W	28
Figura 9 - Especificação de seção para cabo de aterramento do inversor PHB 8500-MS	32
Figura 10 - Tela inicial do <i>software</i> PV*Sol	35
Figura 11 - Aba de configurações de sistema, clima e rede PV*SOL.....	36
Figura 12 - Configuração modelagem 3D no <i>software</i> PV*Sol	36
Figura 13 - Resultados da simulação no <i>software</i> PV*SOL.....	37
Figura 14 - Perdas por <i>mismatch</i>	38
Figura 15 - Sistema fotovoltaico instalado	39
Figura 16 - Sombreamento telhado Nordeste telhado Sudoeste	40
Figura 17 - Sombreamento	
Figura 18 - Equipamentos utilizados no sistema com inversor <i>string</i>	41
Figura 19 - Resultados de geração com inversor <i>string</i>	41
Figura 20 - Curva característica IV (Inversor <i>string</i>)	42
Figura 21 - Curva característica PV (Inversor <i>string</i>)	43

Figura 22 - Perdas por <i>mismatch</i> dia 01 de janeiro.....	43
Figura 23 – Equipamentos usados no sistema com otimizadores de potência.	44
Figura 24 - Resultados de geração do sistema com otimizadores de potência	44
Figura 25 - Curva característica IV (Sistema com otimizadores de potência)	45
Figura 26 - Curva característica PV (Sistema com otimizadores de potência)	46
Figura 27 - Perdas por sombreamento (Sistema com otimizador de potência)	46
Figura 28 - Equipamentos utilizados para simulação com microinversores	47
Figura 29 - Resultados da simulação com microinversores	47
Figura 30 - Curva característica IV (Sistema com microinversores).....	48
Figura 31 - Curva característica PV (Sistema com microinversores).....	49
Figura 32 - Perdas por <i>mismatch</i> (Sistema com microinversores)	49
Figura 33 - Incêndio em inversor fotovoltaico	51
Figura 34 - Equipamentos utilizados (Sistema com quantidades de módulos diferentes para o mesmo MPPT).....	51
Figura 35 - Notificação de tensões diferentes para o mesmo MPPT.....	52
Figura 36 – Resultados da simulação para o sistema semelhante ao estudo de caso ..	52
Figura 37 - Perdas por <i>mismatch</i> para o sistema semelhante ao estudo de caso	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Especificações do módulo fotovoltaico JKM525M-75HL4-TV	24
Tabela 2 – Dados da entrada CC do inversor PHB 8500-MS	30
Tabela 3 – Dados de saída CA do inversor PHB8500-MS	33
Tabela 4 – Seção mínima do condutor de proteção	34
Tabela 5 - Comparativos dos sistemas analisados	50

SIGLAS E SIMBOLOGIAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
NBR	Norma Brasileira
DPS	Dispositivo de proteção contra surto
QCA	Quadro CA
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
UFERSA	Universidade Federal Rural do Semi-Árido
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>

SUMÁRIO

SUMÁRIO	16
1 INTRODUÇÃO	17
1.1 OBJETIVOS.....	19
1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	19
2 REFERENCIAL TEÓRICO	20
2.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO <i>ON-GRID</i>	20
2.1.1 Módulos fotovoltaicos	22
2.1.2 String box.....	25
2.1.3 Inversor.....	26
2.1.4 Conexões CC e CA.....	29
2.1.5 Aterramento	31
3 MATERIAIS E MÉTODOS	34
3.1 ANÁLISE DE ERROS.	34
3.2 O <i>SOFTWARE</i> PV*Sol.....	34
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	38
4.1 <i>MISMATCH</i> EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	38
4.1.1 Análise com Inversor <i>string</i>	40
4.1.2 Análise com otimizadores de potência	44
4.1.3 Análise com Microinversores.....	46
4.2 INCÊNDIO NO INVERSOR FOTOVOLTAICO	50
5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	54
REFERÊNCIAS.....	55

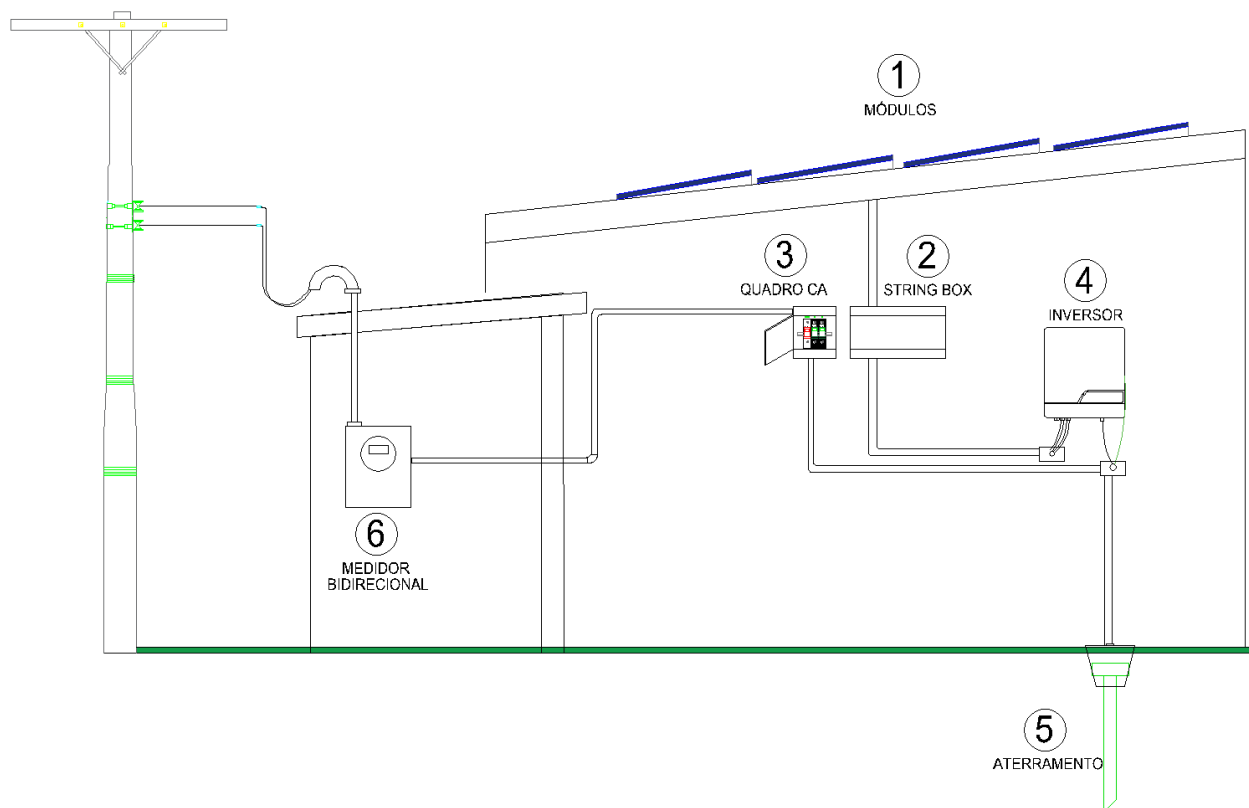
1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos o mercado fotovoltaico cresceu consideravelmente no Brasil. Apenas em outubro de 2021 houve um aumento de 46,6%, e a previsão para o ano de 2022 é que o aumento seja ainda maior, já que desde 2020 a geração distribuída cresceu 230% ao ano (G1, 2021). Com o aumento considerável da demanda, há diversos profissionais prestando tal serviço. Contudo, é válido ressaltar a importância do bom desenvolvimento e execução dos projetos seguindo as normas que o regem, como ABNT NBR 16690 e, ABNT NBR 5410, ABNT NBR 16274 e ABNT NBR 5419.

Os sistemas fotovoltaicos residenciais apresentam vantagens com a geração de uma energia renovável e vantagens econômicas em casos de sistemas *on-grid*. Porém, a má execução e erros de projetos podem resultar em diversas desvantagens, tais como: problemas de ponto quente, geração inferior ao valor projetado, danos aos equipamentos que compõem o sistema como inversores, módulos e cabos, danos à rede da concessionária, e até mesmo situações de alto risco como incêndios. Alguns problemas são comuns e é importante analisá-los e evitá-los para desenvolver um projeto adequado.

Os sistemas fotovoltaicos *on-grid* são ligados à rede da concessionária e operam injetando a energia gerada diretamente na rede elétrica. O medidor bidirecional da concessionária promove o desconto de créditos de acordo com o que foi injetado pela geração do sistema.

A Figura 1 apresenta um diagrama dos equipamentos e funcionamento dos sistemas *on-grid*. Os equipamentos são representados pelos tópicos: 1) Módulos: são responsáveis por captar a radiação solar e através da movimentação dos elétrons gerar uma corrente contínua; 2) Stringbox: componente responsável pela proteção da corrente contínua do sistema fotovoltaico; 3) Quadro CA: proteção das conexões em corrente alternada; 4) Inversores: são responsáveis pela conversão de corrente contínua para corrente alternada; 5) Aterramento: os sistemas fotovoltaicos precisam de um bom sistema de aterramento para proteção contra descarga das estruturas de fixação dos módulos e também na proteção do inversor; 6) Medidor bidirecional: É capaz de medir a energia consumida e gerada, medindo assim em duas direções.

Figura 1 - Diagrama sistema fotovoltaico *on-grid*

Fonte: Autoria própria, 2022

Devido às inúmeras vantagens, há diversos profissionais da área projetando e executando usinas fotovoltaicas. Contudo, é válido destacar a importância de projetar corretamente seguindo os parâmetros determinados pelas normas, trabalhando com as proteções corretas de conexões CA, conexões CC e aterramento. Além de analisar corretamente os *datasheets* e manuais dos equipamentos, pois o mau dimensionamento ou erros no sistema pode ocasionar em danos como equipamentos danificados, geração muito inferior ao valor projetado, sistema com aterramento de má qualidade, temperaturas elevadas em equipamentos, sistemas com potências superiores aos valores suportados pelo inversor, diferentes quantidades de módulos em entradas do mesmo MPPT e erros na instalação de conexões CC.

Por isso, é válido desenvolver uma pesquisa para alertar e orientar os profissionais da área a desenvolverem sistemas de forma correta e segura, seguindo os padrões regidos pelas normas e utilizando as proteções adequadas para o projeto e execução.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é promover um estudo comparativo entre sistemas fotovoltaicos, apresentando análises de sistemas com perdas por *mismatch* e o estudo de um incêndio em um inversor fotovoltaico. O intuito é simular os sistemas no *software* PV*Sol, apresentando os valores de geração, perdas e outros fatores que interferem no sistema. Além do comparativo, apresentar a causa principal dos erros e mostrar correções e/ou soluções para o determinado sistema.

Objetivos específicos:

- Compreender o sistema fotovoltaico *on-grid* e as normas que o regem;
- Analisar problemas por *mismatch* em sistemas fotovoltaicos;
- Analisar estudo de caso sobre incêndio em inversores;
- Simular no PV*Sol sistemas semelhantes aos apresentados nos estudos de caso;
- Apresentar comparativos dos sistemas simulados;
- Apresentar causa e soluções para os erros analisados.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho de conclusão de curso está estruturado da seguinte maneira:

- O capítulo 2 trata-se da fundamentação teórica a respeito do sistema fotovoltaico *on-grid*;
- O capítulo 3 descreve a metodologia de análise aplicada aos estudos de caso. Nesse capítulo serão explicados os erros e a apresentação do programa PV*Sol;
- No capítulo 4 serão apresentados os resultados das simulações, com os gráficos de perdas, os valores das gerações de cada sistema e os parâmetros estabelecidos para análise. Além disso, serão apresentadas as principais causas e soluções dos erros analisados.
- O capítulo 5 apresenta as conclusões da pesquisa, bem como possíveis sugestão de trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

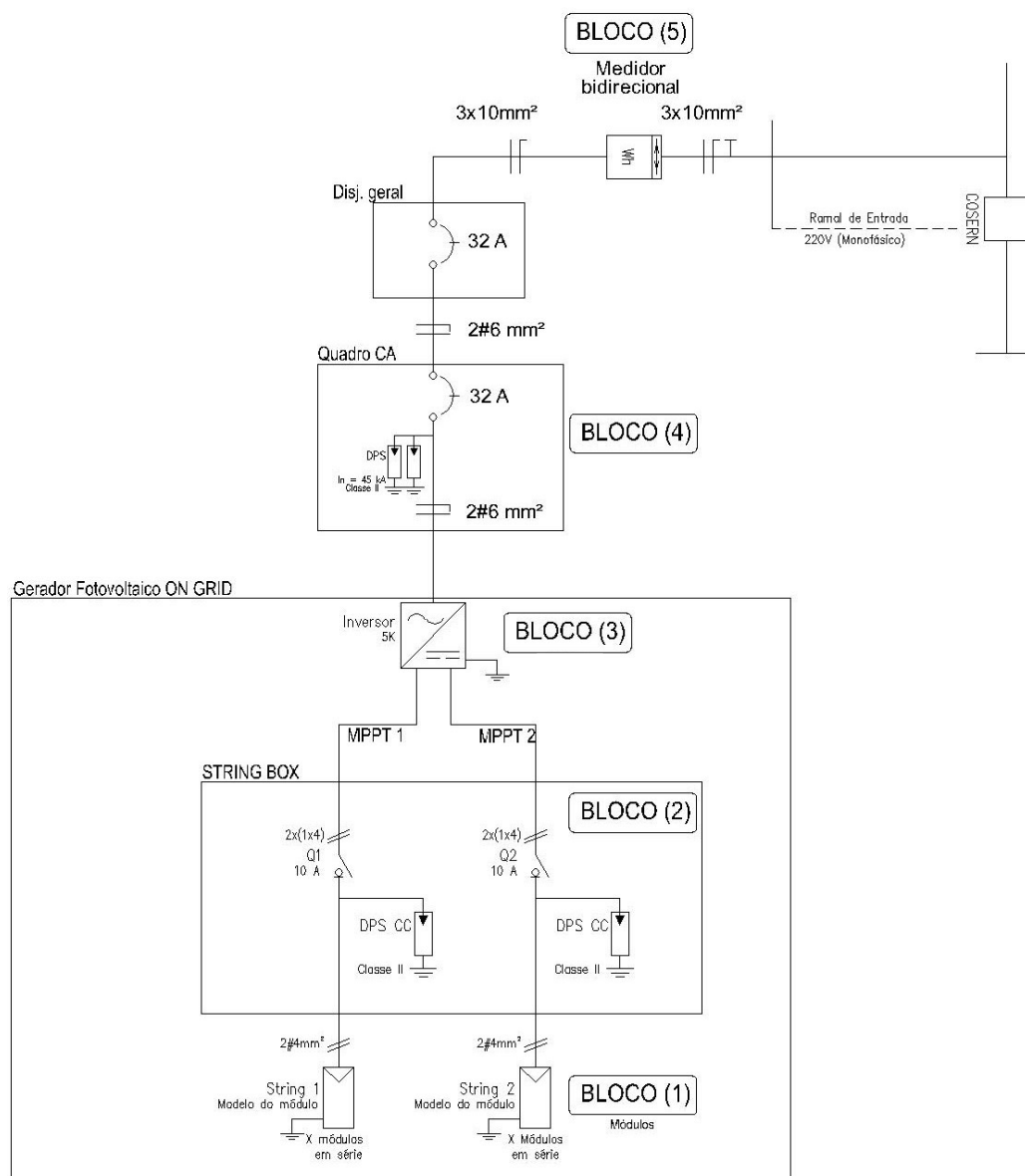
Este capítulo tem como objetivo contextualizar os principais conceitos utilizados no desenvolvimento deste trabalho, apresentando detalhadamente o funcionamento dos sistemas fotovoltaico *on-grid* e as normas utilizadas para a implementação do sistema.

De acordo com Souza (2019): “Energia solar fotovoltaica nada mais é do que a conversão direta da radiação solar em energia elétrica. Essa conversão é realizada pelas chamadas células fotovoltaicas, compostas por material semicondutor”. A energia solar pode ser gerada a partir de dois sistemas: os sistemas fotovoltaicos *off-grid* e *on-grid*. Ambos os sistemas atuam através da captação de luz solar que induz a movimentação dos elétrons. O movimento ordenado dos elétrons no interior do módulo fotovoltaico gera uma diferença de potencial na placa, proporcionando assim a geração de eletricidade.

A grande diferença é que o sistema *off-grid* é ligado apenas à bancos de baterias estacionárias responsáveis por armazenar a energia gerada pelos módulos, já o sistema *on-grid* é ligado à rede da concessionária. Há também os sistemas híbridos, que são sistemas ligados à rede e à banco de baterias. Uma das maiores vantagens do sistema *on-grid* é que quando a unidade geradora produzir uma quantidade de energia maior que o seu consumo, a energia será enviada à rede pública e poderá ser utilizada como créditos em até 60 meses (ANEEL,2016). O presente trabalho visa abordar sistemas ligados à rede, por isso, será detalhado apenas o sistema *on-grid*.

2.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO *ON-GRID*

Os sistemas fotovoltaicos *on-grid* são sistemas ligados à rede elétrica da concessionária. Para a instalação desses sistemas, um parecer de acesso deve ser solicitado à concessionária pelo responsável técnico do projeto. Este parecer é um documento de liberação para execução da obra fotovoltaica na residência, considerando uma aplicação residencial. Após a liberação do documento, pode-se iniciar a instalação do sistema. E ao concluir, a concessionária trocará o medidor da residência por um medidor bidirecional. O medidor bidirecional (bloco 5 apresentado na figura 2), é responsável por fazer a medição da energia consumida e da energia injetada na rede elétrica, ou seja, a energia gerada pelo sistema fotovoltaico. É através da leitura do medidor bidirecional que a concessionária calcula o valor a ser cobrado na fatura de energia elétrica do cliente. O sistema fotovoltaico *on-grid* é composto pelo conjunto de equipamentos utilizados para geração de energia elétrica. O diagrama unifilar apresentado na figura 2 ilustra os equipamentos e as conexões existentes nesse tipo de sistema.

Figura 2 - Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico *on-grid*

Fonte: Autoria própria, 2022

O diagrama da Figura 2 apresenta o seguinte funcionamento: os módulos fotovoltaicos captam a luz solar gerando energia elétrica em corrente contínua (VILLALVA, 2012). Os cabos CC vindo dos módulos são ligados à *stringbox*, que é o equipamento responsável por proteger as conexões CC contra surtos. O inversor é o equipamento responsável por converter a corrente contínua em corrente alternada, além de apresentar parte da proteção do sistema. O quadro CA é composto por disjuntor e DPS que atuam na proteção das conexões CA do sistema, protegendo o inversor e os cabos utilizados para ligações em corrente alternada. E, para garantir a segurança do sistema, os equipamentos devem ser aterrados. Para melhor

compreensão, os tópicos a seguir trazem informações, no que diz respeito ao funcionamento e ao dimensionamento, acerca dos equipamentos que compõem o sistema.

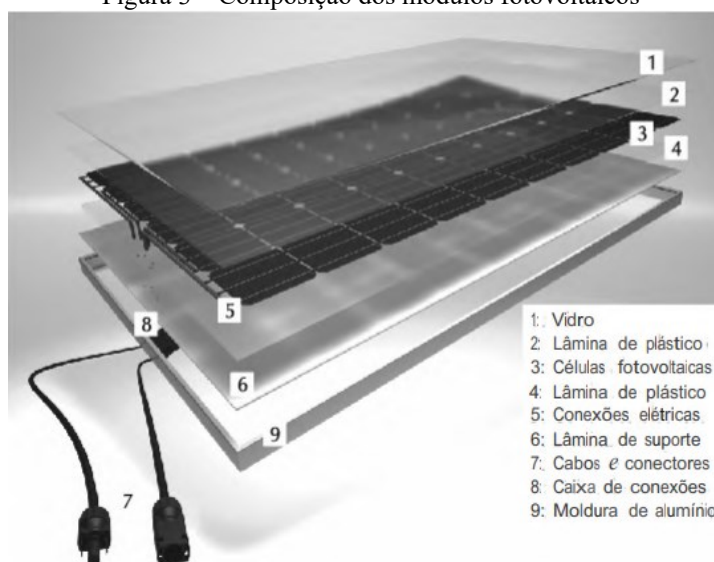
2.1.1 Módulos fotovoltaicos

Apresentado no bloco 1 do diagrama da figura 2, os módulos fotovoltaicos, painel solar ou placa solar são termos utilizados para nomear um conjunto de células compostas por materiais semicondutores. Para a fabricação dos módulos, o semicondutor mais utilizado geralmente é o silício. De fato, cerca de 95% das células fotovoltaicas fabricadas no mundo são de silício, já que este é um material muito abundante e barato (VILLALVA, 2012).

Os módulos podem ser monocristalinos ou policristalinos. A diferença entre os dois tipos é que o módulo monocristalino é mais puro, ou seja, é formado por apenas um cristal de silício. Já os módulos policristalinos são formados por vários cristais de silício fundido (LIMA, 2018).

Os módulos são fabricados com as devidas proteções necessárias para que o material tenha uma longa vida útil. A Figura 3 apresenta a divisão dos materiais que compõem o painel fotovoltaico.

Figura 3 – Composição dos módulos fotovoltaicos



Fonte: VILLALVA, 2012.

A caixa de conexões apresentada na figura 3 é um componente utilizado para interligar os cabos ao sistema, fazendo que a corrente contínua flua até o inversor e seja convertida em corrente alternada. Na maioria dos módulos, os conectores utilizados nos cabos são MC4 ou MC3, que são conectores usados nos terminais dos cabos CC, nas conexões das *strings* e também nas entradas no inversor (VILLALVA, 2020). A figura 4 apresenta a ilustração do conector MC4.

Figura 4 - Conector MC4



Fonte: VILLALVA, 2020.

As especificações de tensões, correntes e potência dos módulos fotovoltaicos variam a depender do fabricante, mas o seu funcionamento é sempre o mesmo.

Para o dimensionamento dos módulos é necessário levar em consideração tanto a sua orientação e inclinação quanto as suas próprias características (especificações).

- Orientação e inclinação dos módulos

A orientação do módulo é a direção para onde a face do módulo deve apontar e a inclinação é a angulação do módulo. A orientação e inclinação ideal dependem da localização do sistema. Para os países localizados no hemisfério sul, tais como o Brasil, a orientação deverá ser para o norte, pois segundo Energês, 2020,

“Com o passar dos meses o plano da trajetória do Sol se move no horizonte, fazendo com que a posição do poente (e do nascente) varie ao longo do ano. Isto se deve à inclinação do eixo de rotação da Terra de 23,5° em relação ao plano da órbita da Terra em torno do Sol. Essa não linearidade fica mais evidente conforme a latitude do local aumenta, ou seja, quanto mais próximo à Linha do Equador, menor esta variação. Por isso, o ângulo de inclinação que o módulo fotovoltaico deve ficar depende da latitude que o sistema está.”

Logo, pode-se afirmar que a condição ideal para a instalação de um sistema fotovoltaico no Brasil é usar módulos com orientação para o norte e com inclinação de acordo com a latitude da região. Porém, é válido ressaltar que nas instalações em telhados de residências nem sempre será possível utilizar a inclinação e a orientação ideal, cabendo ao projetista determinar a vertente do telhado mais próxima das condições ideais, para desenvolver e executar um melhor projeto.

- Características do equipamento (*datasheet*)

Para dimensionar o sistema é de grande importância compreender as especificações dos módulos fotovoltaicos, que podem ser acessadas por meio dos manuais ou *datasheets* disponibilizados pelos fabricantes. De fato, cada módulo apresenta tensões, correntes e potências nominais de operação. Para facilitar a compreensão sobre a parametrização dos módulos, a Tabela 1 apresenta alguns dos principais itens de especificação do módulo JKM525M-72HL4-TV, do fabricante JINKO Solar.

Tabela 1 – Especificações do módulo fotovoltaico JKM525M-75HL4-TV

MODELO	JKM525M-75HL4-TV	
	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max}): (Máxima potência do módulo fotovoltaico)	525 Wp	391 Wp
Maximum Power Voltage (V _{mp}): (Máxima tensão do módulo)	40,61 V	37,74 V
Maximum Power Current (I _{mp}): (Máxima corrente do módulo)	12,93 A	10,35 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc}): (Tensão de circuito aberto)	48,27 V	46,50 V
Short-Circuit current (I _{sc}): (Corrente de circuito aberto)	13,64 A	11,02 A
Module Efficiency STC (%):	20,36%	

Fonte: *Datasheet* JINKO Solar, 2020.

O módulo do fabricante JINKO Solar 525Wp é bifacial, isso é, apresenta duas faces. A grande diferença existente entre o módulo convencional e o bifacial é que este último também gera energia através da luz refletida pelo solo em sua face inferior, apresentando, consequentemente, melhores índices de geração para usinas em solo (VILLALVA, 2019).

Os dados apresentados na tabela 1 em STC (Standard Test Conditions) são valores em condições padrões e em NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) são valores em temperatura nominal de operação das células solares. Os módulos apresentam tensões mais baixa.

Para elevar a tensão e, consequentemente, a geração dos sistemas, os módulos fotovoltaicos podem ser associados em série, formando arranjos, ou como também é chamado, *string*. A ligação em série dos módulos deve seguir os padrões estabelecidos pela norma ABNT NBR 16690:2019 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos.

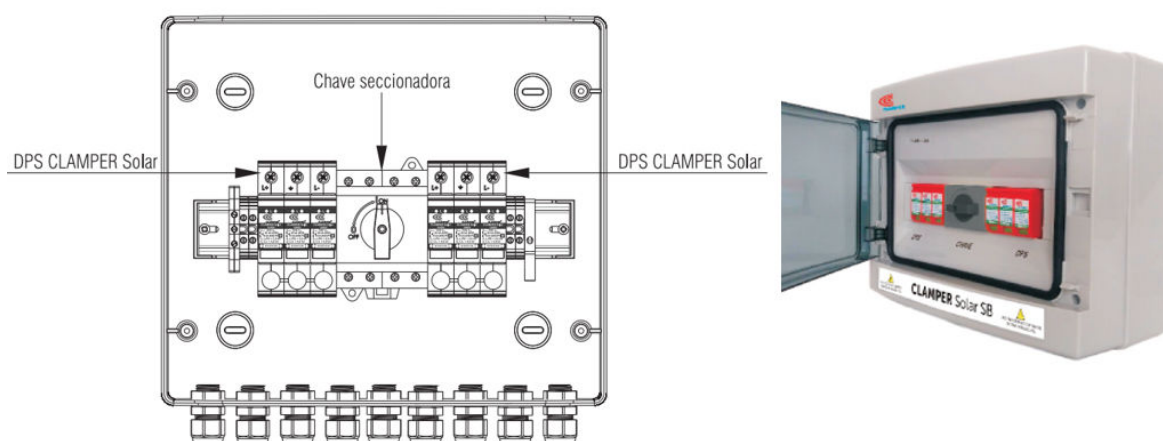
2.1.2 String box

Apresentada no bloco 2 da figura 2, a *string box* é o equipamento utilizado na proteção CC (corrente contínua) do sistema fotovoltaico. Ela recebe os cabos que vem dos módulos e promove a conexão ao inversor. Sua principal função é proteger o sistema contra sobretensões e sobrecorrentes, permitindo o seccionamento do circuito (VINTURINI, 2019).

Para compreender o funcionamento de uma *string box* é necessário entender os componentes que a compõem. Os componentes que podem ser utilizados na *string box* são:

- Invólucro – Local onde são inseridos os componentes de proteção;
- Dispositivo seccionador – Chave seccionadora ou disjuntor;
- Dispositivo de proteção contra sobretensão – DPS;
- Dispositivo de proteção contra sobrecorrente – Disjuntor ou fusível;
- Cabos CC.

Figura 5 - Estrutura da *string box* Clamper.



Fonte: Datasheet Clamper SB

A *string box* apresentada na figura 5 funciona da seguinte maneira: Os três DPS's (dispositivos de proteção contra surtos) apresentados, são utilizados para o contato positivo, negativo e aterramento. Cada entrada apresenta um conjunto de DPS's. Logo, pode-se observar que essa *string box* possui duas entradas. A chave seccionadora possui duas entradas para cada *string*, para conectar o polo positivo e o polo negativo de cada uma delas, fazendo com que o sistema e as proteções sejam ligados de forma segura (ZANI, 2020).

Para dimensionar a proteção correta é necessário conhecer os valores dos seguintes parâmetros: tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito e a máxima corrente reversa nos módulos fotovoltaicos (PONTES, 2020). Conhecendo essas características, pode-se

dimensionar os disjuntores CC, fusíveis e DPSs, os quais poderão ser utilizados para proteção na *string box*.

2.1.3 Inversor

A maioria dos equipamentos utilizados em residências necessita da energia elétrica na forma de corrente alternada. Portanto, é necessária a utilização do inversor para converter a energia gerada por um painel solar, que é na forma de corrente contínua. No inversor fotovoltaico há canais de entradas chamados de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). O MPPT rastreia o ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico. Para otimizar e aumentar a quantidade de módulos por *string*, alguns inversores apresentam duas entradas paralelas conectadas ao mesmo MPPT, fornecendo a possibilidade de reduzir a tensão na entrada, e utilizar uma quantidade maior de módulos fotovoltaicos no mesmo MPPT. A quantidade de módulos fotovoltaicos por *string* é determinada pelas tensões e correntes suportadas pelo MPPT do inversor, e essas informações podem ser obtidas no *datasheet* do equipamento. O inversor fotovoltaico está apresentado no bloco 3 do diagrama da da figura 2

De acordo com Berto (2022), um sombreamento em apenas um módulo pode comprometer a geração de uma *string*, restringindo o fluxo de elétrons que circulam ao longo do módulo solar e, conseqüentemente, reduzindo a intensidade da corrente elétrica produzida pelo mesmo módulo. Logo, deve-se atentar ao local onde os módulos serão instalados, visando buscar sempre o local com menor sombreamento.

Além do sombreamento, para o dimensionamento do MPPT é importante destacar que os módulos fotovoltaicos ligados ao mesmo MPPT devem ter a mesma orientação. Caso os arranjos apresentem orientações diferentes e estejam conectados ao mesmo MPPT, este não terá uma única referência de irradiação, o que pode causar uma diminuição na geração ou falhas no inversor (Campos, 2020). Os inversores para sistemas *on-grid* podem:

- Inversor *string*

O inversor *string* apresenta um MPPT para um arranjo de módulos, ou seja, um conjunto de módulos ligados em série serão monitorados pelo mesmo MPPT. Isso significa que, caso haja sombra em um módulo, a geração de toda a *string* será afetada. A figura 6 apresenta um inversor *string* monofásico.

Figura 6 - Inversor *string* monofásico PHB 8,5KW



Fonte: *Datasheet* Inversor PHB8500-MS

Alguns inversores *strings* apresentam as proteções internas CCs contra sobre sobretensões e sobrecorrentes, dispensando em alguns casos o uso da *string box*, como é o caso de alguns inversores do fabricante PHB.

Além dessas opções, há também implementação de possíveis melhorias com a utilização de otimizadores de potência em inversores *string*.

- Otimizadores de potência

O otimizador de potência nada mais é que um dispositivo com capacidade de reduzir as perdas em sistemas fotovoltaicos, contribuindo na eficiência do sistema. Os otimizadores funcionam como conversores CC-CC que apresenta a função de desenvolver um pré-processamento da energia antes de realizar a ligação ao inversor (SILVA, 2019). O dispositivo melhora o sistema pois localiza o ponto de máxima potência para cada módulo fotovoltaico, fazendo com que opere em suas melhores condições e diminua as perdas no sistema. A figura 7 apresenta detalhes do equipamento.

Figura 7 - Otimizador de potência



Fonte: Canal solar, 2019

Um dos inversores que utilizam a tecnologia de otimizadores de potência é a SolarEdge. A SolarEdge desenvolveu um sistema inteligente que proporciona uma otimização em conversores CC-CC (otimizadores de potência), antes da conversão CC-CA nos inversores fotovoltaicos. Essa conversão é feita separadamente, de modo que o inversor Solaredge opere somente na conversão CC-CA (SOLAREEDGE, 2018). Com a Solaredge há um aumento na produção do sistema devido o rastreamento constante do ponto de máxima potência de cada módulo, além de apresentar o monitoramento individual de cada um deles (SOLAREEDGE, 2018).

Para instalar os otimizadores é necessário fixa-los sob cada painel, fornecendo o rastreamento de cada um deles e ajustando corrente e tensão para utilizar sua máxima potência, e em seguida as conexões CC otimizadas são ligadas ao inversor CC-CA, que apresentará uma melhor geração devido a otimização (LEITE, 2020).

- Microinversores

Os microinversores apresentam um MPPT para cada módulo, ou para uma quantidade menor de módulos em série. Essa configuração é mais vantajosa em telhados com inclinações muito distintas ou com muito sombreamento. Por apresentar um MPPT para cada módulo, pode-se obter um melhor aproveitamento da geração. Além dessa vantagem, a maioria dos microinversores comercializados no mercado apresentam uma maior garantia, e dispensa o uso de *string box* pois já apresenta as proteções CCs internamente integradas. A sua maior desvantagem em relação ao inversor *string* é o preço. Para sistemas maiores, há a necessidade de utilizar vários microinversores, o que em alguns casos não é economicamente viável para o cliente. A figura 8 apresenta um micro inversor do fabricante *Apsystems*.

Figura 8 - Microinversor APsystems QS1A 1500W



Fonte: Datasheet APsystems QS1A 1,5kW

Para dimensionar os inversores fotovoltaico é necessário conhecer a potência de geração desejada, e determinar um inversor que atenda, verificando sua compatibilidade com a quantidade e especificações dos módulos, e o seu *oversizing*. O *oversizing* é o termo utilizado para representar o superdimensionamento do sistema, isto é, quando os módulos apresentam potência superior a potência nominal do inversor (SOUZA, 2019). Para averiguar se a quantidade de módulos a ser instalados está dentro dos valores suportados pelo inversor, deve-se analisar os parâmetros e especificações obtidos nos manuais e *datasheets*.

2.1.4 Conexões CC e CA

As tabelas 2 e 3 apresentam partes do *datasheet* do inversor PHB 8,5 KW. Para melhor compreensão, os tópicos a seguir apresentam os critérios para dimensionamento das conexões CC e CA do inversor apresentado.

- Conexões CC

Para dimensionar as conexões em corrente contínua é necessário compreender as limitações de potência, tensão e corrente para cada canal de entrada do MPPT. A tabela 2 mostra as especificações de dados de entrada (em corrente contínua) do inversor PHB8500-MS.

Tabela 2 – Dados da entrada CC do inversor PHB 8500-MS

Máx. Tensão CC (V)	600
Faixa de Operação SPMP (V)	80-550
Tensão CC de Partida (V)	80
Corrente CC Máxima (A)	12,5/12,5/12,5
Número de Strings / MPPT	3/3
Conector CC	MC4
String Box integrada	

Fonte: *Datasheet* Inversor PHB8500-MS

Para melhor compreensão, segue a explicação para cada item informado na tabela:

- Máxima tensão CC (V): Máxima tensão de entrada por MPPT. Isso significa que, se os módulos forem associados em série, a máxima tensão permitida para o arranjo será de 600 V. Caso esse valor seja ultrapassado, poderá causar danos ao equipamento;

- Faixa de operação SPMP (V): A faixa de operação apresenta o intervalo entre as tensões mínima e máxima por MPPT. Isso significa que o equipamento só poderá funcionar para tensões entre 80V e 550V;
- Tensão CC de partida (V): O inversor funcionará a partir da tensão mínima de 80 V;
- Corrente CC máxima (A): É a corrente máxima suportada por cada entrada do MPPT;
- Conector CC: Tipo de conector de entrada do MPPT;
- *String box* integrada: Proteção CC integrada ao inversor com DPS's e chaves seccionadoras.

Para dimensionar os cabos CC deve-se considerar um cabo superior em 25% à corrente de curto circuito em 80°C *da string*. Além dessa consideração, deve-se respeitar as limitações de queda de tensão (Energyshop, 2019). Para definir a seção do cabo, pode-se utilizar a seguinte equação:

$$A \geq \frac{LI}{\sigma 0,01V} \quad (\text{Equação 1})$$

Onde L é o comprimento do circuito CC, I é a corrente, V é a tensão da *string*, e σ é a condutividade do cobre.

- Conexões CA

O datasheet do inversor PHB 8,5KW informa também os parâmetros de saída em corrente alternada, apresentados na tabela 3. É necessário analisar as saídas e averiguar se a instalação consumidora atende às condições para conexão do equipamento à rede. Há alguns critérios que devem ser preenchidos para que a residência possa receber o sistema, tais como:

- Alimentação da residência: os inversores podem ter conexão monofásica, bifásica e trifásica. Deve-se checar se a residência tem entrada compatível com essas conexões. Ressalta-se que, em residências com alimentação trifásica, pode-se realizar as conexões em apenas uma fase, porém torna-se inviável utilizar um inversor trifásico em residências com alimentação monofásica.
- Carga instalada: a carga instalada da residência deve ser verificada para realizar a instalação do sistema, pois é necessário averiguar se a rede pode receber a injeção de energia projetada para a unidade consumidora, e se pode utilizar o disjuntor de proteção necessário de acordo com as normas estabelecidas pelas concessionárias.

As concessionárias apresentam suas normas de padrões de entradas, que devem ser averiguadas para conferir se a seção dos cabos do ramal de entrada atende à injeção de energia

elétrica necessária e se o disjuntor máximo de entrada permitido pela norma protegerá o sistema projetado.

Segundo a norma Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos (ABNT 16690, 2019), as proteções CA do inversor fotovoltaico devem seguir as condições estabelecidas pela ABNT NBR 5410. A proteção deve conter DPS e disjuntor de proteção (proteção apresentada no bloco 4 da figura 2).

Para dimensionar as seções dos condutores, deve-se considerar a corrente máxima do inversor. Na tabela 3, pode-se observar que a corrente máxima do inversor é igual a 42,5 A. Para determinar a proteção CA desse equipamento, pode-se escolher um disjuntor comercial próximo do valor máximo da corrente, sendo de preferência superior, por questões de segurança.

Tabela 3 – Dados de saída CA do inversor PHB8500-MS

Potência CA nominal (W)	8500
Potência CA máxima (W)	9350
Max. Corrente CA (A)	42,5

Fonte: *Datasheet* Inversor PHB8500-MS

As tabelas 36 e 37 da ABNT NBR 5410:2004 apresentam a seção dos cabos que podem ser utilizados dentro das condições especificadas. O projetista deve averiguar as condições de instalações, quais são os eletrodutos utilizados e a corrente máxima do equipamento para então dimensionar a seção do condutor de acordo com a norma.

2.1.5 Aterramento

O sistema de aterramento é o responsável por direcionar as correntes de fuga para a terra, afim de proteger os equipamentos de descargas atmosféricas, cargas acumuladas nas carcaças dos equipamentos e para facilitar o funcionamento de equipamentos de proteção como fusíveis, DPS e disjuntores. Em um sistema fotovoltaico é de grande importância aterrar os seguintes componentes:

- Módulos fotovoltaicos:

Os módulos fotovoltaicos devem ser aterrados para evitar danos ao inversor fotovoltaico. Além disso, pode-se indicar o aterramento dos trilhos de suporte que recebem os módulos fotovoltaicos, pois caso haja descarga atmosférica no local, o sistema aterrado pode

proteger a estrutura e os equipamentos. A norma 16690 cita o aterramento opcional das peças não energizadas para permitir uma melhor detecção de correntes de fuga para a terra (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2019, p. 48). A norma também indica que a seção mínima para aterrar partes metálicas é de 6 mm².

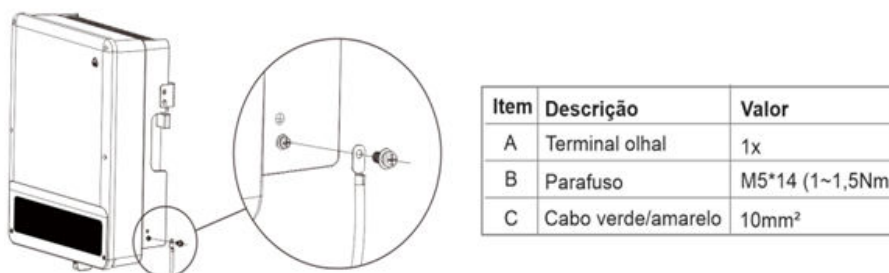
- *String box*:

A *string box* é composta por um conjunto de componentes que são utilizados para proteger as conexões CC do sistema fotovoltaico. Utiliza-se, então, um DPS (dispositivo de proteção contra surtos), o qual deverá estar aterrado para proteger as conexões CC contra sobretensões, fazendo com que estas sejam descarregadas para a terra durante algum surto. Segundo a ABNT 16690 “6.35 Para a proteção no lado em corrente contínua, os DPS devem estar em conformidade com a EN 50539-11 ou a IEC 61643-31 e serem explicitamente classificados para uso no lado em corrente contínua de um sistema fotovoltaico” (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2016, p. 44). Para dimensionar corretamente o DPS e os cabos de aterramento, é necessário seguir as normas citadas acima para evitar riscos ao sistema.

- Inversor fotovoltaico:

Um dos equipamentos mais importantes e mais caros do sistema, o inversor deve ser aterrado corretamente. Estes equipamentos apresentam manuais contendo todas as características e especificações para cabos de aterramento. É importante destacar que os inversores devem ser certificados pelo INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia), para garantir a credibilidade do equipamento. O inversor PHB 8,5 KW, por exemplo, apresenta uma indicação de cabo de 10 mm² para o seu aterramento. A seção 4.3.4 do manual do usuário inversor PHB 8,5KW apresenta as especificações da seção do cabo de proteção, como mostra a figura 9. Cada fabricante e cada inversor apresentam uma indicação de cabo de aterramento diferente, variando de acordo com a corrente de saída CA do inversor e as especificações de cada equipamento.

Figura 9 - Especificação de seção para cabo de aterramento do inversor PHB 8500-MS



Fonte: Manual Inversor PHB8500-MS

- Quadro CA:

O dimensionamento do cabo de proteção do quadro deve ser de acordo com a ABNT NBR 5410. A tabela 4 apresenta as seções indicadas para cabos de proteção utilizados em aterramento. De acordo com a tabela, a seção do cabo de aterramento é dimensionada de acordo com a seção do condutor. Para melhor compreensão do dimensionamento do cabo de aterramento para proteção CA, pode-se considerar o inversor PHB 8,5KW. Para este modelo de inversor, a seção do condutor indicado é de 10 mm², logo, a seção do condutor de proteção CA será também igual a 10 mm².

A fim de evitar potenciais elétricos, todo sistema de aterramento deve ser equipotencializado. A seção 6.4.c da norma ABNT **NBR** 16690, apresenta a indicação de um barramento de equipotencialização do sistema (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2016).

Tabela 4 – Seção mínima do condutor de proteção

Seção dos condutores de fase S mm ²	Seção mínima do condutor de proteção correspondente mm ²
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	S/2

Fonte: ABNT NBR 5410.

A quantidade de hastes necessária para o sistema é dimensionada de acordo com a resistência da terra, e não deve exceder 10 Ω , segundo a seção 3.4.5.1 da norma 5419 (Associação brasileira de normas técnicas ,1977).

Compreendendo os principais conceitos e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, é possível desenvolver projetos de maneira segura e evitar possíveis erros na instalação dos sistemas.

Com o conhecimento apresentado, pode-se analisar estudos de caso de erros em sistemas fotovoltaico. O capítulo 3 apresentará a metodologia de análise aplicada a presente pesquisa.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo serão apresentados as ferramentas e métodos utilizados para realizar as análises dos estudos de caso envolvendo erros em projetos de sistemas fotovoltaicos. As análises apresentadas são baseadas em casos discutidos no site Canal Solar, os quais comumente abordam erros e problemas vistos em projetos de sistemas fotovoltaicos. Como exemplo, escolheu-se analisar neste trabalho um caso envolvendo perdas por *mismatch* e outro caso envolvendo um incêndio ocorrido num inversor fotovoltaico. O *software* utilizado para a simulação dos estudos de caso foi o PV*Sol, que tem como principal função modelar e simular sistemas fotovoltaicos. Tal *software* foi escolhido devido apresentar gráficos de perdas para análise, geração e rendimento do sistema. Além disso, o software apresenta uma versão teste gratuita. Este capítulo apresenta uma breve descrição sobre o *software* PV*Sol, explicando o seu funcionamento quando se quer modelar e simular sistemas fotovoltaicos.

3.1 ANÁLISE DE ERROS.

As análises e estudos de casos apresentados foram baseados nas matérias: “Estudo de caso: incêndio em inversor solar fotovoltaico” escrita por CARVALHO (2019), e “O problema de *mismatch* nas instalações fotovoltaicas” escrita por ARAÚJO (2020). As matérias estão no site canal solar. O site é denominado como um portal de notícias na área de energia solar, e está associado a ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica). A ABSOLAR é uma organização nacional que une empresas do setor fotovoltaico, logo, pode-se comprovar a veracidade das matérias e artigos apresentados no canal solar, validando as matérias de referências utilizadas para análise no presente trabalho.

A metodologia aplicada para essa pesquisa é de caráter exploratório, desenvolvida através de análises e simulações de erros em sistemas fotovoltaicos no *software* PV*Sol. A validação será por meio dos resultados obtidos, analisando os dados geração, perdas e rendimento para cada sistema apresentado.

3.2 O SOFTWARE PV*Sol

O PV*Sol é um *software* utilizado para simulações de sistemas fotovoltaicos. O programa é pago, mas pode-se utilizar a versão teste gratuitamente por 30 dias. Na Figura 10 são ilustrados todos os ícones do menu de ferramentas do *software*, os quais estão numerados de 1 a 9 e serão descritos ao longo desta seção.

Figura 10 - Tela inicial do *software* PV*Sol

Fonte: PV*Sol

De acordo com a Figura 10, o ícone 1 apresenta a aba “Bem vindo”, onde exibe links, guia e documentos iniciais para utilizar o *software*. O ícone 2 mostra a aba de dados principais do projeto e do cliente. No ícone 3 é inserido o tipo de sistema, o clima e as configurações de rede, conforme ilustrado na Figura 10. O ícone 4 apresenta a modelagem em 3D, como mostra a Figura 12. No ícone 5 são apresentadas as configurações dos cabos utilizados no sistema. O ícone 6 apresenta o desenvolvimento do diagrama unifilar do sistema fotovoltaico. O ícone 7 apresenta uma análise financeira, mostrando o investimento financeiro do sistema. O ícone 8 apresenta os resultados principais da simulação como o valor da geração do sistema de acordo com os parâmetros determinados, considerando as perdas por sombreamento, *mismatch*, entre outros. Os resultados também apresentam gráficos de *mismatch*, gráficos de tensão e corrente e gráficos de potência e tensão. Por fim, o ícone 9 gera um relatório com todos os dados da simulação, essa opção está disponível apenas para a versão paga do *software*.

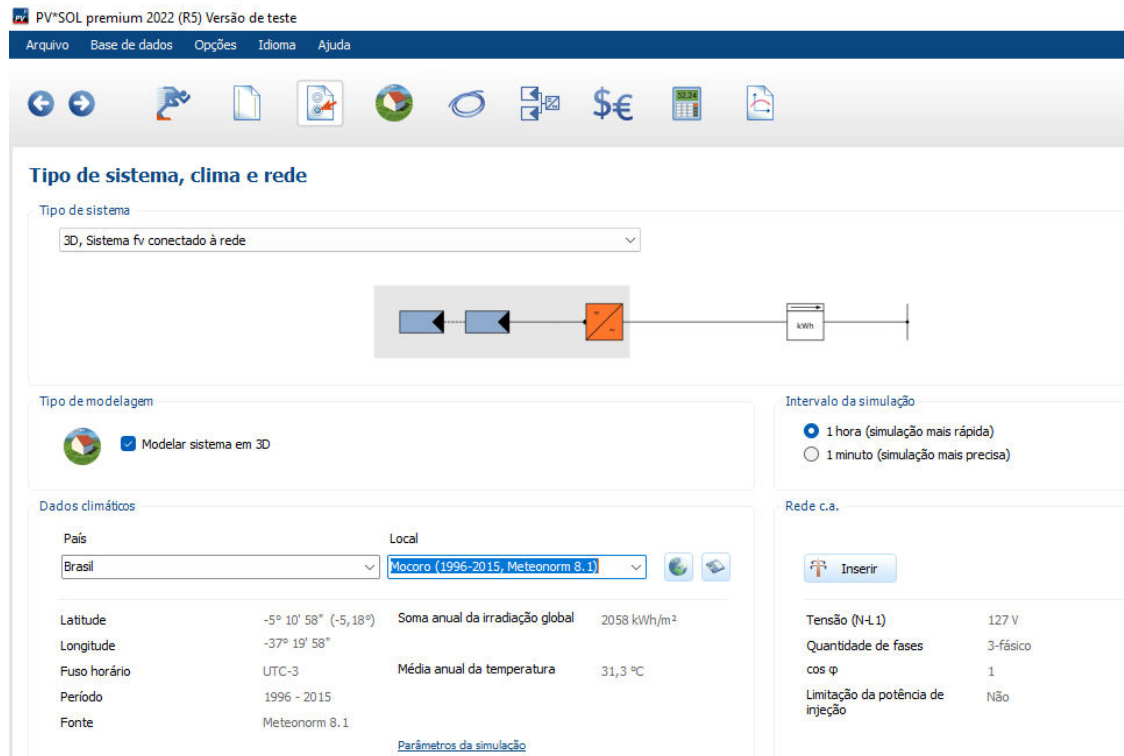
A aba de configuração de sistema, clima e rede é importante para determinar as características iniciais do sistema. Nessa configuração é importante determinar o local onde o sistema será implementado para obter-se os dados climáticos, para que a partir disso, o *software* possa apresentar um resultado mais preciso. Além dessa configuração, são determinados os dados de rede da unidade geradora. A Figura 12 ilustra detalhes da aba referente ao ícone 4.

A configuração de modelagem 3D é uma das mais importantes para os resultados do sistema. Nesta aba são inseridas as características da residência, como inclinação, angulação, entre outras; também são inseridas as principais características do sistema como os módulos, inversores, conexões e modelagem do sistema.

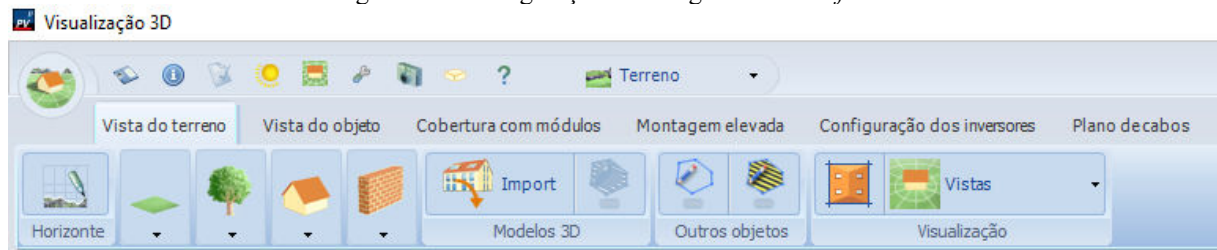
A modelagem 3D proporciona a construção da residência e a simulação da montagem do sistema, apresentando as porcentagens de perdas em cada módulo e mostrando o sombreamento em cada hora, dia e mês do ano. Logo, a configuração dessa aba é uma das mais importantes para os resultados apresentados no projeto. A Figura 13 apresenta detalhes da aba do ícone 8.

Por fim, a aba de resultados apresenta gráficos de análise e a geração do sistema, que auxiliaram nos resultados e análises da presente pesquisa.

Figura 11 - Aba de configurações de sistema, clima e rede PV*SOL



Fonte: PV*Sol

Figura 12 - Configuração modelagem 3D no *software* PV*Sol

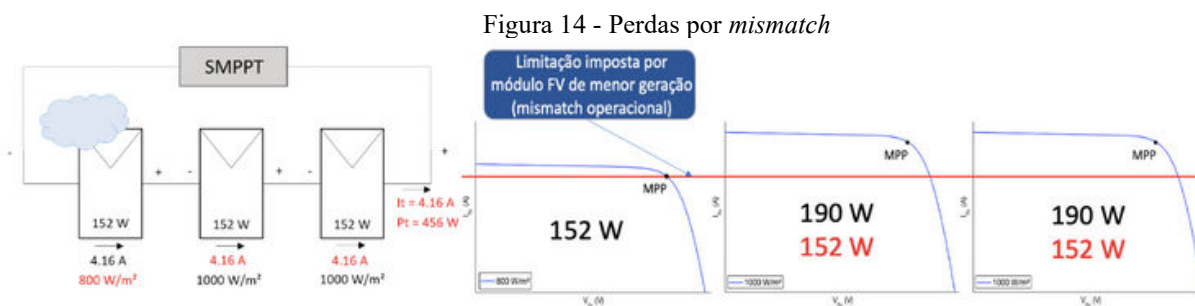
Fonte: PV*Sol

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados os resultados das simulações realizadas, como gráficos e dados para elaborar um comparativo dos sistemas apresentados. Para os estudos de caso, serão abordadas as causas principais dos erros, bem como possíveis soluções e/ou correções para os sistemas.

4.1 MISMATCH EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

O *mismatch* é também conhecido como descasamento ou incompatibilidade, e ocorre quando os módulos fotovoltaicos ligados ao mesmo arranjo apresentam potências diferentes devido a causas de fabricação ou causas externas. A Figura 14 apresenta como funciona a perda por *mismatch*.



Fonte: Profjl, 2020.

A Figura 14 apresenta três módulos fotovoltaicos de 190 Wp, onde apenas o primeiro módulos apresenta sombreamento. Analisando os gráficos no lado direita da figura, é possível observar que a potência de pico para esse módulos diminui devido o sombreamento, resultando em uma potência de 152 W. Logo, como todos os módulos estão ligados em série, todo sistema será afetado, fazendo com que todos os módulos atuem com a potência de 152 W (LUCAS, 2020).

O artigo técnico escrito por Ericka Araújo (2020) no site canal solar apresenta como ocorrem as perdas por *mismatch* e como preveni-las em sistemas fotovoltaicos. A autora cita que o *mismatch* é um assunto pouco conhecido pelos projetistas, e que necessita de atenção já que, em casos graves, pode-se arruinar o projeto fotovoltaico, afetando o sistema e causando uma diminuição na geração do sistema.

O *mismatch* pode ocorrer na própria fabricação do material, isto é, quando os módulos de mesmo modelo apresentam diferentes potências. Há também as perdas de operação, que são por causas ambientais como sujeira, alta temperatura, sombreamento, trincas nos módulos, entre outros. As perdas por fabricação podem ser de até 5% individualmente em cada módulo

ou 7 % quando o módulo é inserido em arranjos, já as perdas por operação, variam de acordo com as interferências externas (ARAÚJO, 2020).

As perdas por *mismatch* de fabricação não podem ser controladas, mas pode-se analisar o sistema para evitar ao máximo as perdas por operação. Em telhados com muito sombreamento, as perdas serão inevitáveis. Contudo, o projetista deve dimensionar e projetar o sistema levando em consideração as perdas calculadas, por isso a importância de ter conhecimento sobre as perdas por *mismatch*, pois apesar de em alguns casos serem inevitáveis, é importante que o projetista analise se, mesmo com as perdas, o consumo do cliente será suprido com a geração do sistema baseado em simulações.

Além das análises, há tecnologias mais adequadas para possibilitar a diminuição das perdas, como os microinversores e otimizadores de potência. Para verificar a melhor opção em casos de grande sombreamento, analisou-se três sistemas fotovoltaicos no PV*Sol, sob as mesmas condições de sombreamento e com os mesmos módulos. As simulações foram realizadas com inversor *string*, otimizadores de potência e microinversores. Além disso, os gráficos e a geração em cada sistema serão analisados, para apresentar a melhor opção para esse tipo de problema.

A nível de análise, foi desenvolvido um sistema fotovoltaico residencial com orientações, dimensões e sombreamento propositalmente elaborados para realizar as análises. Para obter as coordenadas geográficas, foi inserida a localização da residência na cidade de Mossoró/RN. Para a simulação foi utilizado um ângulo azimute de 30° com inclinação do telhado de 19° para os telhados com orientações nordeste e sudeste da residência. A Figura 15 apresenta a residência com os módulos instalados e todos os obstáculos inseridos.

Figura 15 - Sistema fotovoltaico instalado

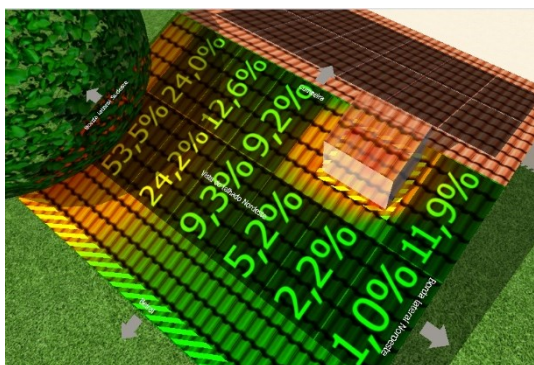


Fonte: Autoria própria, 2022

De acordo com a Figura 15, foram inseridos três grandes obstáculos: um pavimento superior, uma árvore e uma caixa d'água, todos eles com o intuito de causar sombreamento no sistema para que se pudesse analisar as perdas por *mismatch* desse sistema.

O *PV*Sol* apresenta as porcentagens de perdas por sombreamento em cada módulo através das Figuras 16 e 17.

Figura 16 - Sombreamento telhado Nordeste



Fonte: Autoria própria, 2022

Figura 17 - Sombreamento telhado Sudoeste



Fonte: Autoria própria, 2022

A partir disso, pode-se desenvolver três principais análises: análise com inversor *string*, análise com microinversores e análises com otimizadores de potência.

4.1.1 Análise com Inversor *string*

Com os parâmetros iniciais estabelecidos, foi simulado um sistema fotovoltaico de 7,7 kWp com 22 módulos da Jinko Solar de 350W cada. No *software* é necessário inserir um valor de previsão de perdas por *mismatch* de fabricação, como não é possível obter o valor exato, o sistema sugere utilizar 2% de perdas. Logo, os valores totais de perdas por *mismatch* apresentados serão devidos ao sombreamento do sistema acrescido do valor padrão de 2% de perdas oriundas da fabricação. Para realizar a simulação foram utilizados os seguintes componentes:

- 22 módulos – JKM350M-6TL3
- 1 Inversor – PHB6000D-NS

A Figura 18 apresenta os equipamentos inseridos no *software* e a divisão das *strings*, sendo 10 módulos no MPPT 1 e 12 módulos no MPPT 2.

Figura 18 - Equipamentos utilizados no sistema com inversor *string*

✓ **CONFIGURAÇÃO: RESIDENCIA-Água Nordeste + RESIDENCIA-Água Sudoeste**

INVERSOR 1: ☐ Conexão polistring

✓ 1 x PHB ELETRONICA Ltda. PHB6000D-NS

☐ Otimizador de potência

Modo operacional: PMP 1, PMP 2

✓ PMP 1: 1 String x 10 Módulos em série RESIDENCIA-Água Nordeste

✓ PMP 2: 1 String x 12 Módulos em série RESIDENCIA-Água Sudoeste

Fonte: Autoria própria, 2022

Após o procedimento de configuração de dados, a simulação foi iniciada, gerando os resultados apresentados na Figura 19.

Figura 19 - Resultados de geração com inversor *string*

Sistema fotovoltaico	
Potência do gerador fotovoltaico	7,70 kWp
Rendimento anual específico	1.288,77 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	67,31 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	22,8 %/Ano
Injeção na rede	9.929 kWh/Ano
Injeção na rede no primeiro ano (incl. degradação do módulo)	9.929 kWh/Ano
Consumo em espera (Inversor)	6 kWh/Ano
Emissões de CO ₂ evitadas	4.664 kg/ano

Fonte: Autoria própria, 2022

A Figura 19 apresenta os valores de um sistema com geração média anual de 1.288,77 kWh, com perdas por sombreamento equivalentes a 22,8%, apresentando um sistema com rendimento de apenas 67,31%. Analisando os presentes valores, é nítido que as perdas por sombreamento causam um impacto negativo no desempenho do sistema, diminuindo sua geração e eficiência.

Para avaliar as perdas dos módulos fotovoltaicos adicionados ao sistema, pode-se analisar as curvas características IV e PV. A curva IV esboça a corrente do sistema como função da tensão que é fornecida pelo conjunto de módulos. Já a curva PV compara os valores de pico da potência dos módulos em relação à tensão máxima.

Para as curvas características apresentadas nas Figuras 20 e 21 foram utilizados os seguintes parâmetros:

- **String 1** (10 módulos localizados na vertente nordeste do telhado):

Curva azul – Resultados da simulação se não houvesse sombreamento

Curva vermelha – Resultado da simulação com sombreamentos apresentados.

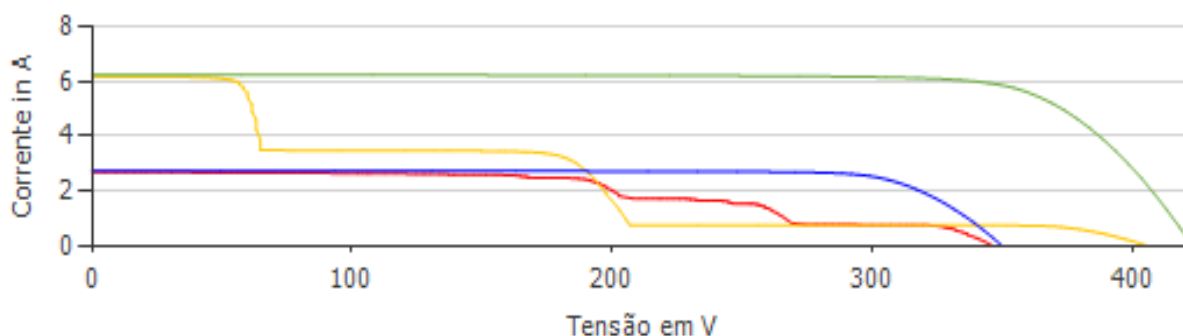
- **String 2** (12 módulos localizados na vertente sudoeste do telhado):

Curva verde – Resultados da simulação se não houvesse sombreamento

Curva amarelo – Resultado da simulação com sombreamentos apresentados.

A Figura 20 apresenta as curvas IV para o sistema com e sem sombreamento. Os resultados apresentados foram simulados considerando o horário das 15:00 por este ser o horário com maior variação nas curvas IV. As curvas com ausência de sombreamento apresentam valores diferentes pois além da curva verde apresentar uma string com maior quantidade de módulos, no horário das 15:00 horas o sol está próximo ao sentido oeste, favorecendo a string 2 devido a sua orientação.

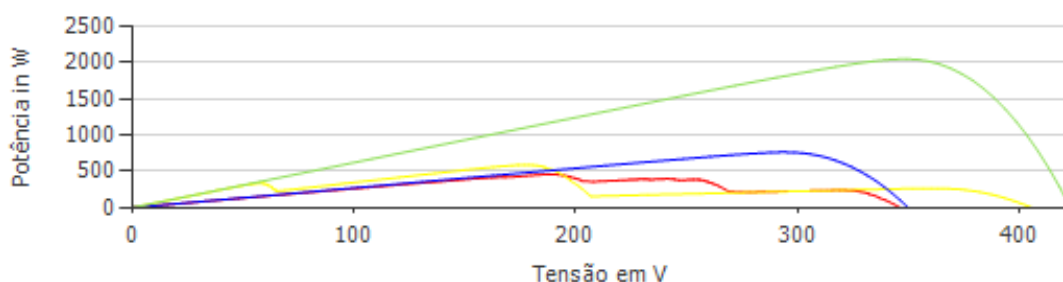
Figura 20 - Curva característica IV (Inversor *string*)



Fonte: Autoria própria, 2022

Analisando a curva característica IV da Figura 20 é possível perceber que há uma diminuição na corrente nas curvas vermelhas e amarelas (curvas que apresentam resultados da simulação com sombreamento). A diminuição da corrente é causada pelo sombreamento, pois à medida que os módulos são sombreados é reduzido o fluxo elétrico nas células dos módulos. Se comparado com as curvas para o sistema sem sombreamento (curvas verde e azul), é possível perceber que o sistema real apresenta variações na corrente que causam a diminuição na potência dos módulos, e consequentemente as perdas por *mismatch*.

Pode-se analisar também a curva característica PV, apresentada na Figura 21.

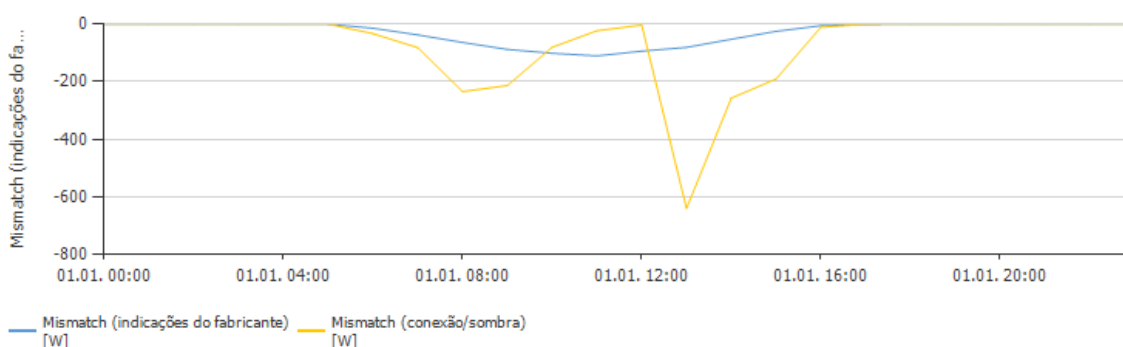
Figura 21 - Curva característica PV (Inversor *string*)

Fonte: Autoria própria, 2022

Analisando a curva característica PV apresentada na Figura 21, pode-se observar que também há variação do valor ideal para o sistema. As curvas amarela e vermelha são as curvas PV para o sistema com sombreamento, ou seja, o sistema real simulado. Há uma diminuição na potência das *strings* que aumenta as perdas e causam a diminuição da geração do sistema.

Os últimos gráficos apresentados nessa análise são referentes a perdas por *mismatch*, apresentada na figura 22 com perdas por fabricação representadas em azul (estimadas em 2%), e perdas por sombreamento representadas em amarelo.

A figura 22 apresenta os resultados de perdas por *mismatch* no dia 01 de janeiro, apresentado uma maior perda no intervalo compreendido entre 12:00 e 15:00 horas da tarde. As perdas na vertical do gráfico são as perdas em potência devido o *mismatch*, e na horizontal do gráfico é apresentado o horário do dia. O gráfico apresenta as perdas e diminuição na potência do sistema devido ao sombreamento e outros fatores que causam a incompatibilidade.

Figura 22 - Perdas por *mismatch* dia 01 de janeiro

Fonte: Autoria própria, 2022

4.1.2 Análise com otimizadores de potência

O sistema com potência de 7,7 kWp é simulado com otimizadores de potência, utilizando os seguintes componentes:

- 22 módulos – JKM350M-6TL3
- 1 Inversor – SolarEdge SE6000H-US
- 22 otimizadores – P401-Worldwide

A tecnologia SolarEdge foi utilizada com um otimizador de potência para cada módulo, a fim de diminuir as perdas. As divisões das *strings* e os equipamentos inseridos no *software* estão apresentados na Figura 23.

Figura 23 – Equipamentos usados no sistema com otimizadores de potência.



Fonte: Autoria própria, 2022

Após o procedimento de configuração de dados, a simulação foi iniciada, gerando os resultados apresentados na Figura 24.

Figura 24 - Resultados de geração do sistema com otimizadores de potência

Sistema fotovoltaico	
Potência do gerador fotovoltaico	7,70 kWp
Rendimento anual específico	1.352,74 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	70,66 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	20,3 %/Ano
Injeção na rede	10.427 kWh/Ano
Injeção na rede no primeiro ano (incl. degradação do módulo)	10.427 kWh/Ano
Consumo em espera (Inversor)	11 kWh/Ano
Emissões de CO ₂ evitadas	4.896 kg/ano

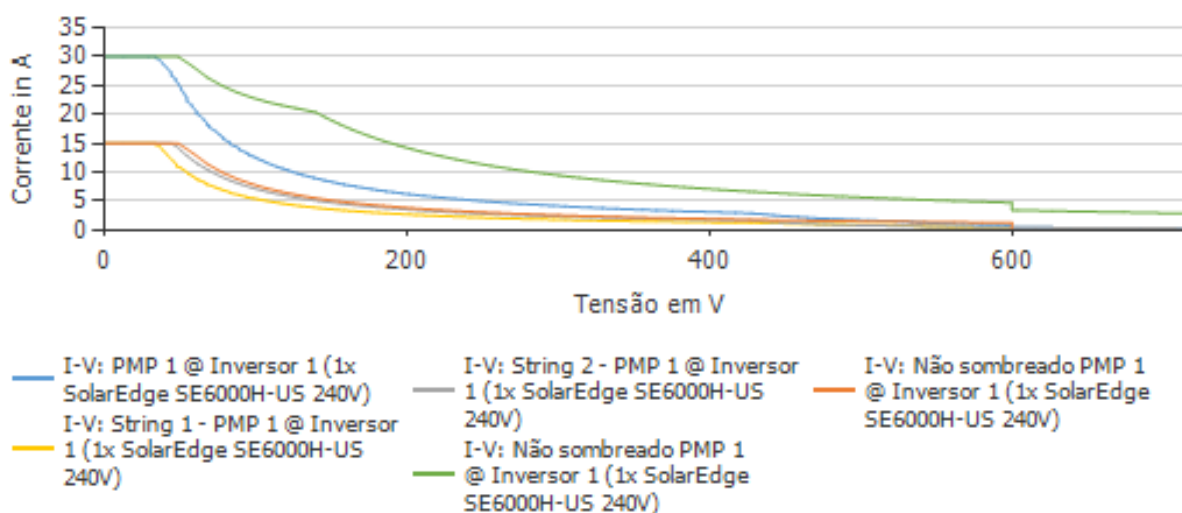
Fonte: Autoria própria, 2022

A Figura 24 apresenta os valores de um sistema com geração média anual de 1.352,74 kWh, com perdas por sombreamento de 20,3%, apresentando um sistema com rendimento de apenas 70,66 %. Analisando os presentes resultados, é notório que o sistema com otimizadores de potência apresentou um melhor funcionamento em relação ao inversor *string*. Isso ocorre,

pois, os otimizadores de potência reduzem as perdas através da conversão CC-CC antes da conversão CC-CA, auxiliando a localizar o ponto de máxima potência para cada módulo fotovoltaico, fazendo com que os módulos atuem em suas melhores condições, consequentemente resultará em uma maior geração do sistema.

Para esse sistema também é possível analisar as curvas características IV e PV. A Figura 25 apresenta a curva característica IV, apresenta correntes superiores aos valores de corrente obtidos na curva característica IV da seção 4.1.1. Esse aumento de corrente ocorre, pois, o otimizador de potência apresenta a configuração de aumentar a corrente e equilibrar as tensões dos módulos, a fim de obter o melhor rendimento do arranjo fotovoltaico.

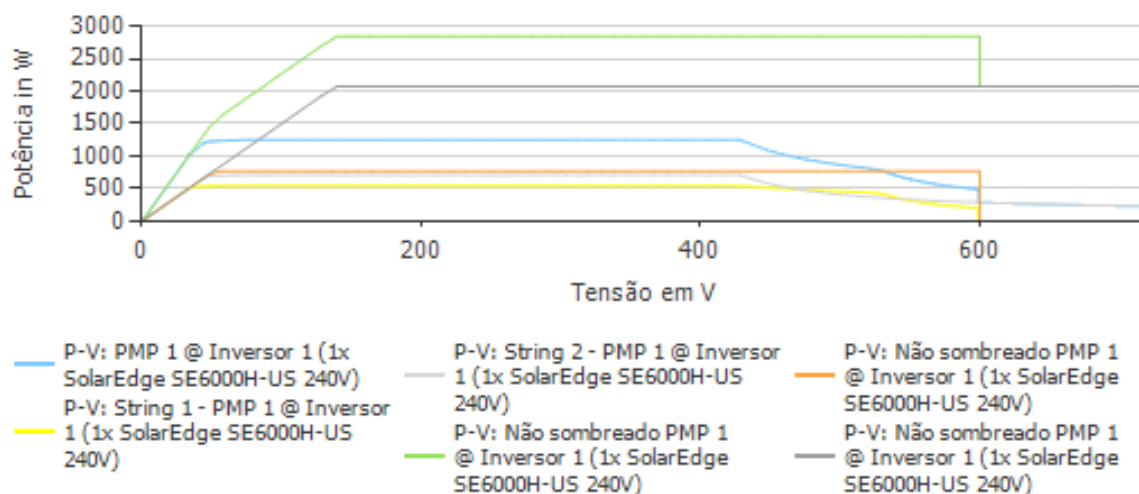
Figura 25 - Curva característica IV (Sistema com otimizadores de potência)



Fonte: Autoria própria, 2022

A curva característica PV apresentada na Figura 26 apresenta um sistema com potência superior ao valor da curva característica PV apresentada na seção 4.1.1. Com o aumento da corrente e otimização do sistema, o otimizador faz com que o MPPT consiga rastrear o ponto de máxima potência da curva característica, e para esse ponto, cada módulo atua em seu máximo pico de potência. Devido a isso, o sistema com otimizadores de potência apresenta um melhor rendimento e melhor geração se comparado ao inversor *string*.

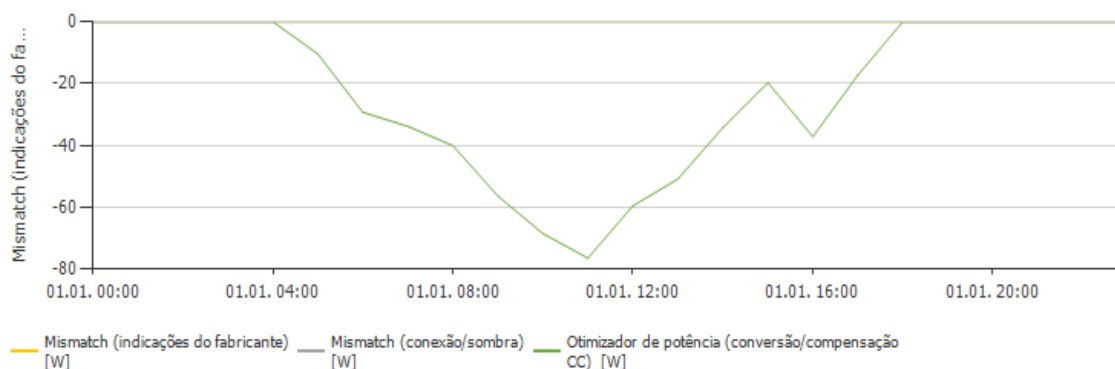
Figura 26 - Curva característica PV (Sistema com otimizadores de potência)



Fonte: Autoria própria, 2022

Com os otimizadores de potência não haverá diferentes potências, pois o otimizador deixará o sistema uniforme. Porém, ainda haverá perdas por sombreamento, o que resultará na diminuição da geração do sistema. Para analisar as perdas, o *software* apresenta o gráfico de perdas por *mismatch* dadas pelo sombreamento em cada horário do dia (Figura 27).

Figura 27 - Perdas por sombreamento (Sistema com otimizador de potência)



Fonte: Autoria própria, 2022

4.1.3 Análise com Microinversores

Com os mesmos parâmetros e mesmas condições de potência de 7,7 kWp, o presente sistema é simulado com microinversores. A diferença nessa configuração é que as perdas por *mismatch* de fabricação não foram consideradas, pois o sistema apresentará um MPPT para cada módulo, fazendo com que cada módulo utilize sua máxima potência em relação a

fabricação. Logo, para essa análise serão apresentados apenas perdas de *mismatch* por sombreamento. Os materiais utilizados na simulação são:

- 22 módulos – JKM350M-6TL3
- 11 Inversor – Hoymles HM-800

Cada microinversor comporta dois módulos fotovoltaicos, sendo um módulo para cada MPPT. A Figura 28 apresenta a divisão das *strings* e as configurações dos equipamentos inseridos no *software*.

Figura 28 - Equipamentos utilizados para simulação com microinversores

The figure shows two side-by-side screenshots of a software interface for configuring microinverters. The left panel is titled 'CONFIGURAÇÃO: RESIDENCIA-Água Nordeste' and the right panel is titled 'CONFIGURAÇÃO: RESIDENCIA-Água Sudoeste'. Both panels show the configuration for 'INVERSOR 1' with a checkbox for 'Conexão polistring' (unchecked), a dropdown menu showing '5 x Hoymles Power Electro...' (selected), and a button 'HM-800'. Below this is a checkbox for 'Otimizador de potência' (unchecked). At the bottom, there are two rows for 'PMP 1' and 'PMP 2', each with a dropdown menu showing '1 String x 1 Módulos em série'.

Fonte: Autoria própria, 2022

Após o procedimento de configuração de dados, a simulação foi iniciada, gerando os resultados apresentados na Figura 29.

Figura 29 - Resultados da simulação com microinversores

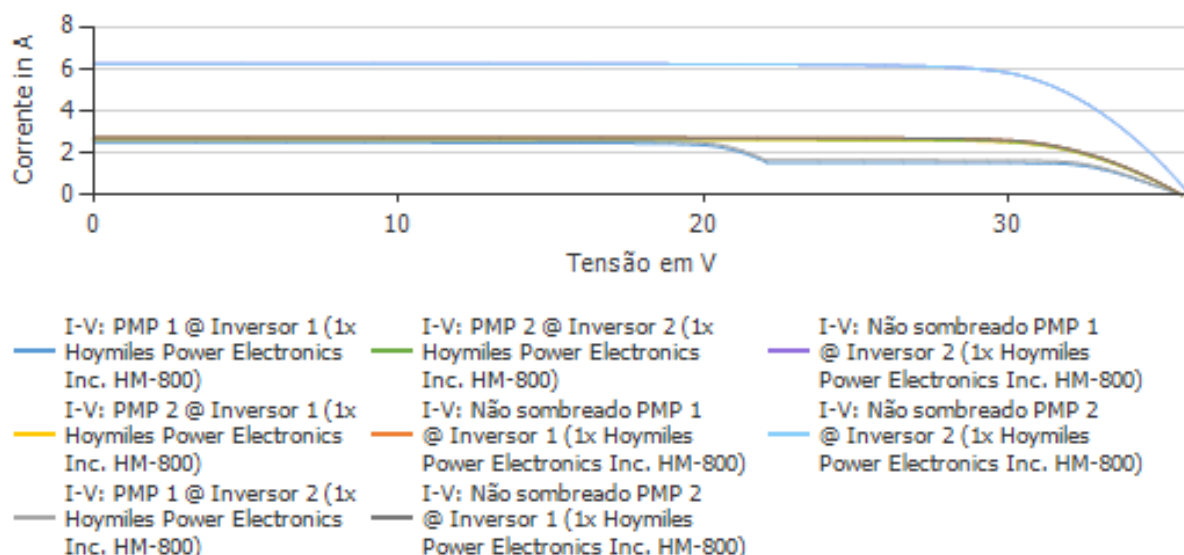
Sistema fotovoltaico	
Potência do gerador fotovoltaico	7,70 kWp
Rendimento anual específico	1.361,96 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	71,14 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	20,0 %/Ano
Injeção na rede	10.492 kWh/Ano
Injeção na rede no primeiro ano (incl. degradação do módulo)	10.492 kWh/Ano
Consumo em espera (Inversor)	5 kWh/Ano
Emissões de CO ₂ evitadas	4.929 kg/ano

Fonte: Autoria própria, 2022

A Figura 29 apresenta os valores de um sistema com geração média anual de 1.361,96 kWh, com perdas por sombreamento de 20,0%, apresentando um sistema com rendimento de apenas 71,14 %. Comparando com os sistemas anteriores, é possível perceber que o sistema com microinversores apresentou um melhor rendimento e consequentemente uma melhor geração para o sistema.

A figura 30 apresenta a curva característica IV apresentada a simulação com microinversores .

Figura 30 - Curva característica IV (Sistema com microinversores)

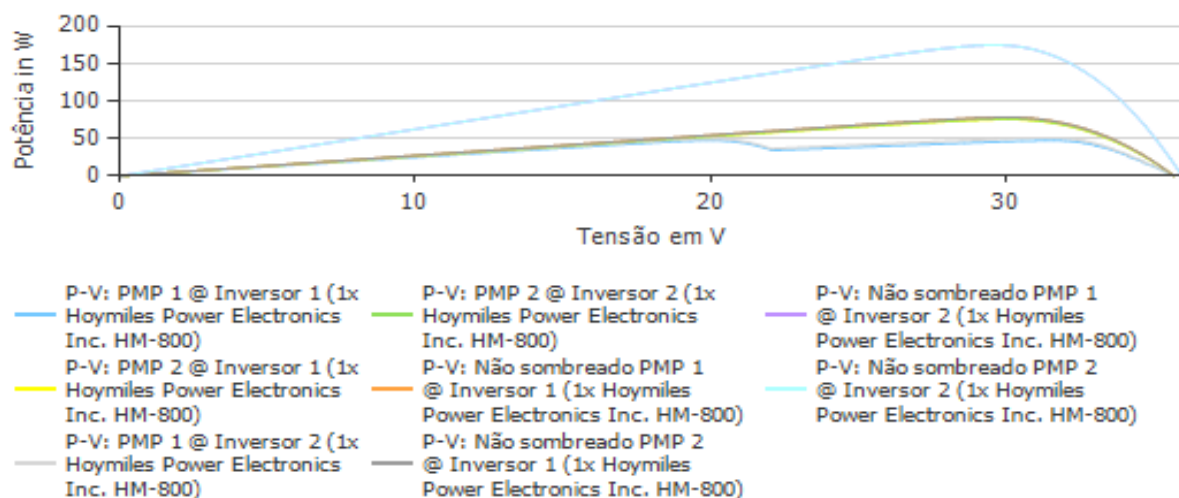


Fonte: Autoria própria, 2022

Como o sistema comporta 11 microinversores, a análise detalhada do sistema resultaria em uma análise muito extensa. A fim de apresentar apenas as perdas por *mismatch* em comparativo, pode-se analisar os módulos com maiores porcentagens de perdas por sombreamento, que são os módulos com perdas 53,5% e 24,0% ligados no inversor 1 (apresentados na Figura 16). Analisando a curva característica IV apresentada na figura 29 é notório que o sistema apresentou resultados próximos dos valores obtidos na curva IV sem sombreamento.

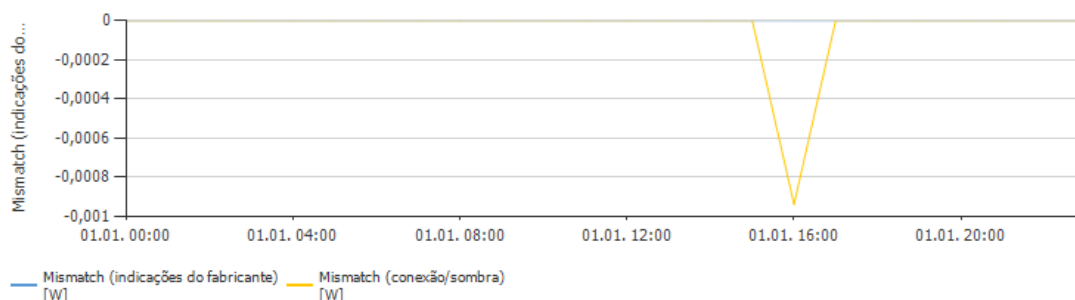
A Figura 31 apresenta a curva característica PV para o sistema com microinversores, apresentando resultados próximos dos valores obtidos na curva PV sem sombreamento.

Figura 31 - Curva característica PV (Sistema com microinversores)



Fonte: Autoria própria, 2022

As perdas por *mismatch* são apresentadas na figura 32, mostram apenas as perdas por sombreamento, apresentando maiores perdas no período de 15:00 às 16:00 horas.

Figura 32 - Perdas por *mismatch* (Sistema com microinversores)

Fonte: Autoria própria, 2022

Obtendo o resultado das três análises, é possível realizar um comparativo entre os sistemas para averiguar qual a melhor opção para solucionar as perdas no sistema projetado.

A Tabela 5 apresenta o comparativo dos principais dados obtidos nas três simulações apresentadas.

Tabela 5 – Comparativos dos sistemas analisados

TIPO	Rendimento anual (kWh/kWp)	Desempenho do sistema (%)	Diminuição do rendimento por sombreamento (%)	Injeção anual na rede
Inversor <i>string</i>	1.288,77	67,31	22,8	9.929
Otimizadores de potência	1.352,74	70,66	20,3	10.427
Microinversores	1.361,96	71,14	20,0	10.492

Fonte: Autoria própria, 2022

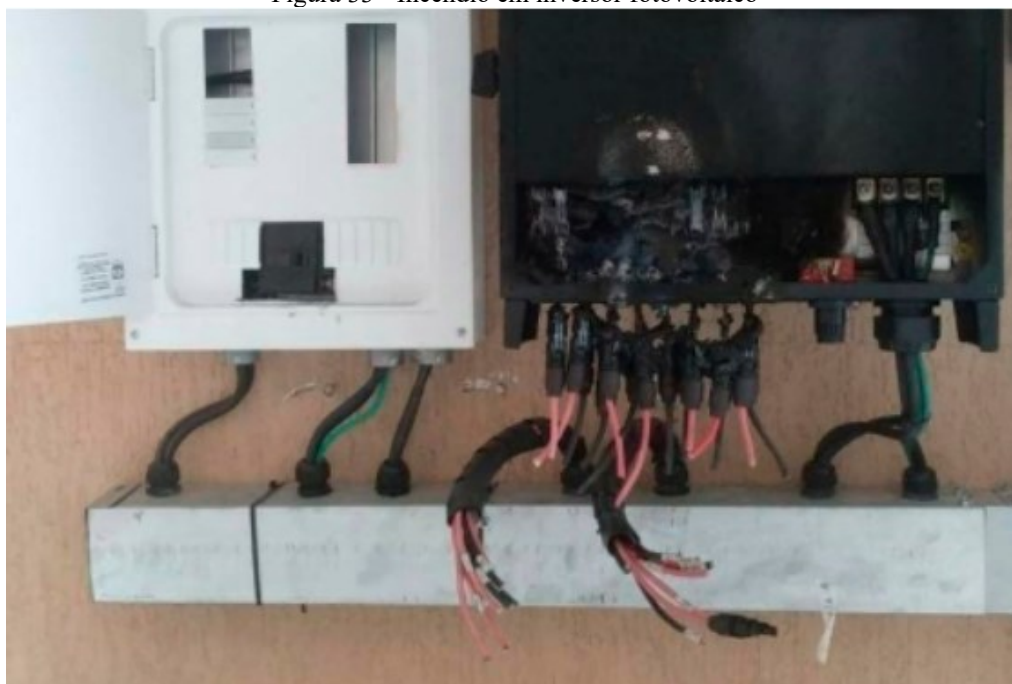
Obtendo as análises e resultados de cada simulação, e verificando a Tabela 5, é possível verificar que os microinversores e otimizadores de potência são ferramentas que podem auxiliar na diminuição de perdas por *mismatch*. Os resultados obtidos na tabela mostram que a melhor solução seria o microinversor, por apresentar uma melhor geração e rendimento do sistema. A grande desvantagem das utilizações dos otimizadores e microinversores é o valor do material, devido a isso, nem sempre é economicamente viável aplicar na residência do cliente. Porém, ter ciência da existência de perdas por *mismatch* ajuda ao projetista a se atentar a essa situação, e buscar uma melhor maneira de implementar o sistema, sendo o principal objetivo suprir o consumo do cliente.

4.2 INCÊNDIO NO INVERSOR FOTOVOLTAICO

A matéria “Estudo de caso: incêndio em inversor solar fotovoltaico” (CARVALHO 2019), mostra uma ocorrência onde foi apresentado um incêndio em um inversor devido a erros em um projeto de sistema fotovoltaico. O estudo apresenta um incêndio em um inversor fotovoltaico de 40kW com 125 módulos ligados a ele.

O problema inicial foi a geração inferior ao valor dimensionado, e por isso necessitou de manutenção no sistema. A equipe fez o desligamento do disjuntor CA que conecta o inversor à rede, e em seguida foi desligado a chave seccionadora CC (integrada ao inversor). Em seguida, as entradas dos MPPTs foram desconectadas, retirando os cabos CC que chegavam até o inversor. Na primeira tentativa de desconectar o sistema foi gerado um arco elétrico e no mesmo instante o incêndio iniciou. Após o ocorrido, o sistema foi analisado e foi descoberta a causa do problema. A Figura 33 ilustra o inversor após o acidente ocorrido.

Figura 33 - Incêndio em inversor fotovoltaico



Fonte: Canal solar, 2019.

Após o acidente, foi verificado que o arranjo ligado ao segundo MPPT do inversor apresentava quantidades diferentes de módulos ligados em paralelo, ou seja, quantidades de módulos diferentes nos canais de entrada do mesmo MPPT. Com o intuito de analisar o erro e verificar o estudo de caso, foi simulado um sistema semelhante apresentando o mesmo erro do estudo de caso, mostrando o funcionamento do sistema, as perdas e apresentando o principal motivo do acidente analisado.

O sistema simulado foi semelhante ao apresentado na seção 4.1, apresentando um sistema de 7,7 kWp com módulos Jinko solar JKM350M-6TL3 e inversor PHB6000-D-NS. A Figura 34 apresenta os equipamentos inseridos no PV*Sol.

Figura 34 - Equipamentos utilizados (Sistema com quantidades de módulos diferentes para o mesmo MPPT)

CONFIGURAÇÃO: RESIDENCIA-Água Nordeste + RESIDENCIA-Água Sudoeste

INVERSOR 1: ☒ Conexão polistring

1 x PHB ELETRONICA Ltda. PHB6000D-NS

☐ Otimizador de potência

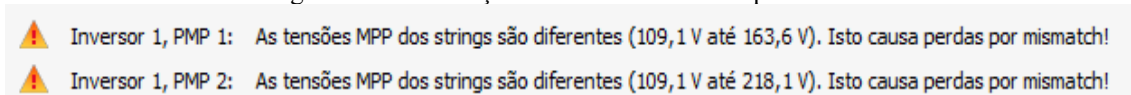
Modo operacional: PMP 1, PMP 2

PMP 1:	1	String x	6	Módulos em série	RESIDENCIA-Água Nordeste	✗
	1	String x	4	Módulos em série	RESIDENCIA-Água Nordeste	✗
	+ Adicionar linha		☐ Ligar strings em série			
PMP 2:	1	String x	4	Módulos em série	RESIDENCIA-Água Sudoeste	✗
	1	String x	8	Módulos em série	RESIDENCIA-Água Sudoeste	✗
	+ Adicionar linha		☐ Ligar strings em série			

Fonte: Autoria própria, 2022

Analisando a Figura 35 é possível perceber que o MPPT 1 apresenta entradas com 6 e 4 módulos. Já o MPPT 2 apresenta entradas com 4 e 8 módulos. Quando as configurações são inseridas no *software*, automaticamente aparece a notificação apresentada na Figura 34.

Figura 35 - Notificação de tensões diferentes para o mesmo MPPT



Fonte: Autoria própria, 2022

De acordo com a Figura 36, o PV*Sol informa que as tensões estão diferentes e isto pode causar perdas por *mismatch*, pois apresentaram diferentes potências na entrada do MPPT.

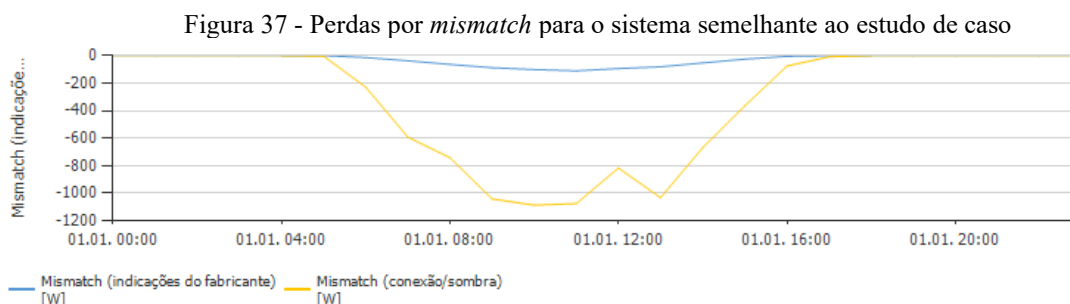
A partir disso, pode-se simular o sistema normalmente. A Figura 36 apresenta os resultados de geração para esse sistema.

Figura 36 – Resultados da simulação para o sistema semelhante ao estudo de caso

Sistema fotovoltaico	
Potência do gerador fotovoltaico	7,70 kWp
Rendimento anual específico	950,27 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	49,36 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	24,5 %/Ano
Injeção na rede	7.192 kWh/Ano
Injeção na rede no primeiro ano (incl. degradação do módulo)	7.192 kWh/Ano
Consumo em espera (Inversor)	6 kWh/Ano
Emissões de CO ₂ evitadas	3.439 kg/ano

Fonte: Autoria própria, 2022

A Figura 36 apresenta os valores de um sistema com geração média anual de 950,27 kWh, com perdas por sombreamento de 24,5%, apresentando um sistema com rendimento de apenas 49,36 %. Se for comparado ao sistema apresentado na seção 4.1.1 é notória a diferença em geração, rendimento e desempenho no sistema. Isso ocorre, pois, a perda por *mismatch* é maior devido à variação de potência nas entradas do MPPT. A Figura 37 apresenta o gráfico de perdas por *mismatch* para essa análise.



Fonte: Autoria própria, 2022

Com as simulações apresentadas, é possível compreender o motivo do sistema analisado no estudo de caso ter apresentado uma geração inferior ao valor projetado. As perdas por *mismatch* aumentaram e consequentemente a geração diminuiu. Sabendo o motivo da diminuição da geração, pode-se agora entender o motivo do incêndio. Como o sistema apresentou diferentes quantidades de módulos para as entradas do mesmo MPPT, houve uma diferença de potencial entre as *strings*, resultando em uma corrente reversa na *string* com menor quantidade de módulos. A corrente reversa ocorre quando há desigualdade entre as *strings* em paralelo (CARVALHO, 2019). O acidente ocorreu quando os conectores foram desconectados. O inversor estava desligado, porém havia corrente reversa em uma das *strings*.

O inversor utilizado no sistema apresentava proteção CC integrada com fusíveis, porém, os fusíveis não foram acionados pois segundo o laudo obtido, a intensidade do arco elétrico dado pela corrente reversa apresentou uma corrente abaixo do valor da corrente de interrupção do fusível.

Por fim, é possível concluir que o incêndio ocorreu devido à presença de corrente reversa em uma das *strings* durante a desconexão do conector MC4. O erro teria sido evitado caso o sistema cumprisse as normas e fosse projetado com quantidade iguais de módulos para entradas do mesmo MPPT. Logo, pode-se concluir que o erro apresentado é um erro de projeto. Por isso, é importante orientar os profissionais a desenvolverem bons projetos e acompanharem a execução dos mesmos, para evitar danos ao sistema e apresentar bons resultados nas obras executadas.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foi realizada uma análise de erros presentes em projetos de sistemas fotovoltaicos. Para tanto, utilizou-se o software PV*Sol, o qual incluiu a simulação de dois estudos de caso: um deles envolvendo a análise de perdas por *mismatch* e o outro apresentando uma situação na qual ocorreu um incêndio em um inversor fotovoltaico.

A análise do primeiro caso mostrou o problema acerca de perdas por *mismatch*, que é pouco conhecido por profissionais da área. As análises realizadas mostram simulações com inversores *string*, microinversores, e sistemas com otimizadores de potência. Pelos resultados obtidos, o *mismatch* de fato interfere no rendimento do sistema apresentando uma diminuição da geração. Os otimizadores de potência auxiliam na melhoria dos sistemas, e apresentam um melhor rendimento e otimização do sistema. Porém, de acordo com as simulações apresentadas, os microinversores apresentaram um melhor rendimento e melhor geração para esse sistema.

A segunda análise consiste na simulação e análise de um estudo de caso de incêndio em um inversor fotovoltaico. Essa simulação mostrou o motivo da diminuição da geração nesse sistema, demonstrando que a corrente reversa gerada em uma das strings causou o incêndio no sistema.

O problema do *mismatch* e a presença de diferentes quantidades de módulos no mesmo MPPT, por mais simples que sejam, podem causar danos, às vezes, irreversíveis ao sistema. Logo, é possível concluir a importância de se alertar o projetista quanto ao cumprimento dos padrões estabelecidos pelas normas antes de executar o projeto.

Com base no que foi apresentado, este trabalho pode servir como referência para estudos futuros. A partir deste trabalho, são sugeridos os seguintes temas para trabalhos futuros: estudo específico sobre perdas por *mismatch* e estudo sobre melhorias em sistemas fotovoltaicos.

REFERÊNCIAS

- ARAÚJO, Ericka. **O problema do mismatch nas instalações fotovoltaicas**. 2020. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/mismatch-nas-instalacoes-fotovoltaicas/>. Acesso em: 11 abr. 2022.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT **NBR 16274**, 2014.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT **NBR 16690**, 2016.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT **NBR 5410**, 2005.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT **NBR 5419**, 2000.
- BERTO, Alessandra. **Efeito do sombreamento em módulos solares fotovoltaicos e consequências para o arranjo solar em sistemas de geração de energia solar fotovoltaica (parte I)**. 2018. Disponível em: <https://www.solarbrasil.com.br/blog/efeito-do-sombreamento-em-modulos-solares-fotovoltaicos-e-consequencias-para-o-arranjo-solar-em-sistemas-de-geracao-de-energia-solar-fotovoltaica-parte-i/>. Acesso em: 11 abr. 2022.
- Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Mini Geração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica 2ª Edição, 2016.
- CAMPOS, Vinícius César de. **O que é o MPPT de um inversor solar? Qual a sua função? Qual a sua importância nas instalações fotovoltaicas?** 2020. Disponível em: <https://blog.edeltecsolar.com.br/2020/08/28/o-que-e-o-mppt-de-um-inversor-solar-qual-a-sua-funcao-qual-a-sua-importancia-nas-instalacoes-fotovoltaicas/>. Acesso em: 06 abr. 2022.
- CARVALHO, Jobson. **Estudo de caso: incêndio em inversor solar fotovoltaico**. 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/estudo-de-caso-incendio-em-inversor-solar-fotovoltaico/>. Acesso em: 14 abr. 2022.
- Datasheet INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO MONOFÁSICO PHB 8500W (PHB8500-MS), 2021.
- Datasheet Tiger Pro 72HC-TV 525-545 Watt BIFACIAL MODULE WITH TRANSPARENT BACKSHEET, Jinko Solar, 2020.

ENERGÊS. **COMO POSICIONAR OS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**. 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/como-posicionar-os-modulos-fotovoltaicos/>. Acesso em: 04 abr. 2022.

LEITE, Natália Müller. **A diferença entre a solução SolarEdge e outras topologias de inversores solares**. Disponível em: <https://www.solaredge.com/br/solaredge-blog/solaredge-tipos-de-inversor-solar#:~:text=Sobre%20a%20SolarEdge&text=A%20SolarEdge%20desenvolveu%20uma%20solu%C3%A7%C3%A3o,energia%20produzida%20pelo%20sistema%20fotovoltaico..> Acesso em: 25 maio 2022.

LIMA, Ivan. **DIFERENÇA ENTRE PAINEL SOLAR MONOCRISTALINO E POLICRISTALINO**. 2018. Disponível em: <http://fulltech-rs.com.br/diferenca-entre-painel-solar-monocristalino-e-policristalino/#:~:text=Como%20o%20nome%20indica%2C%20monocristalino%20significa%20%E2%80%9Cum%20%C3%BAnico,15%25%20mais%20eficiente%20do%20que%20suas%20contrapartes%20policristalinas..> Acesso em: 02 abr. 2022.

PV*SOL, Valemtime software.

SILVA, João Lucas de Souza. **Entenda os otimizadores para sistemas fotovoltaicos**. 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/entenda-otimizadores-para-sistemas-fotovoltaicos/#:~:text=A%20fronteira%20entre%20os%20microinversores,pot%C3%Aancia%20do%20sistema%20fotovoltaico%20aumenta..> Acesso em: 12 maio 2022.

SOLAREGE. **Otimizador de Potência Adicionável ao Módulo**. 2018. Disponível em: <https://www.solaredge.com/br/products/power-optimizers#/>. Acesso em: 06 jun. 2022.

SOUSA, Rafaela. "Energia Solar"; *Brasil Escola*. Disponível em: <https://brasilecola.uol.com.br/geografia/energia-solar.htm>. Acesso em 07 de março de 2022.

SOUZA, João Paulo de. **Oversizing e clipping nos sistemas fotovoltaicos**. 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/oversizing-e-clipping-nos-sistemas-fotovoltaicos/#:~:text=Oversizing%20%C3%A9%20o%20termo%20que,acordo%20com%20sua%20pot%C3%Aancia%20nominal..> Acesso em: 20 maio 2022.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações**. São Paulo: Érica, 2012. 224 p.

VILLALVA, Marcelo. **Conectores MC4 genéricos são compatíveis?** 2020. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/conectores-mc4-genericos-sao-compativeis/>. Acesso em: 26 maio 2022.

VILLALVA, Marcelo. **Entenda os módulos fotovoltaicos bifaciais.** 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/modulos-fotovoltaicos-bifaciais/>. Acesso em: 04 abr. 2022.

VINTURINI, Mateus. **Entenda as especificações básicas dos componentes da string box.** 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/entenda-as-especificacoes-basicas-string-box/#:~:text=mesmos%20princ%C3%ADpios%20b%C3%A1sicos,-.A%20string%20box%20%C3%A9%20o%20componente%20de%20prote%C3%A7%C3%A3o%20da%20parte,permite%20o%20seccionamento%20do%20circuito>. Acesso em: 24 mar. 2022.

ZANI, Victor. **Como montar uma STRING BOX SOLAR passo a passo.** 2020. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=Eu0gprwSbBI>. Acesso em: 15 abr. 2022.