



**FUNDAÇÃO
UNIVERSIDADE
FEDERAL DE
MATO GROSSO DO SUL**

**FACULDADE DE ENGENHARIAS,
ARQUITETURA E URBANISMO E
GEOGRAFIA**

ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DA GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA:
ESTUDO DE CASO EM UM SUPERMERCADO NO MATO GROSSO
DO SUL**

Giovanna Bertoldo Cassiano

**Campo Grande MS
15 de julho de 2020**



**FUNDAÇÃO
UNIVERSIDADE
FEDERAL DE
MATO GROSSO DO SUL**

**FACULDADE DE ENGENHARIAS,
ARQUITETURA E URBANISMO E
GEOGRAFIA**

ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DA GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO EM UM SUPERMERCADO NO MATO GROSSO DO SUL

Giovanna Bertoldo Cassiano

Orientador: Professor Doutor Jair de Jesus Fiorentino

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Universidade Federal de
Mato Grosso do Sul na Faculdade de
Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e
Geografia, como requisito parcial para
obtenção do título de Engenheira
Eletricista.

Campo Grande MS
15 de julho de 2020

ANÁLISE DA GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO EM UM SUPERMERCADO NO MATO GROSSO DO SUL

Monografia apresentada à Universidade Federal de Mato Grosso do Sul na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia, para obtenção da Graduação em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Jair de Jesus Fiorentino
Orientador

Prof. Dr. Jéferson Meneguín Ortega

Prof. Dr. Paulo Irineu Koltermann

CAMPO GRANDE MS

2020

DECLARAÇÃO DE AUTORESponsabilidade

Giovanna Bertoldo Cassiano, residente e domiciliada na cidade de Campo Grande, Estado do Mato Grosso do Sul, portador do RG de nº 001.551.748 SSP/MS e CPF nº 019.254.011-46, declaro que o Trabalho de Conclusão de Curso apresentado, com o título “Análise da Geração de Energia Solar Fotovoltaica: Estudo de Caso em um Supermercado no Mato Grosso do Sul” é de minha autoria e assumo a total responsabilidade pelo seu conteúdo e pela originalidade do texto. Declaro que identifiquei e referenciei todas as fontes e informações gerais que foram utilizadas para construção do presente texto. Declaro também que este artigo não foi publicado, em parte, na íntegra ou conteúdo similar em outros meios de comunicação, tendo sido enviado com exclusividade para a Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS).

Campo Grande, 15 de julho de 2020.

Giovanna Bertoldo Cassiano

Dedicado à minha família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família Dayse, Oscar, Vovó Walda, Vovô Severo, Gaya e Nina pelo incentivo e apoio durante toda minha vida educacional. E ao Luis Benites pelo companheirismo.

Aos professores e educadores que estiverem presentes durante minha formação acadêmica.

As empresas que fiz estágio e proporcionaram diversas experiências extracurriculares.

Ao Prof. Doutor Jair de Jesus Fiorentino pelos conselhos, paciência e disposição em me auxiliar na realização desse trabalho.

RESUMO

A tecnologia para sistemas de geração transformou-se nas últimas décadas, possibilitando a diversificação e aumento da utilização de fontes renováveis de energia elétrica, sendo essa protagonista na revolução energética do século XXI. A energia proveniente do sol tornou-se uma promissora fonte renovável de geração, principalmente para países como o Brasil, onde a irradiação solar possui níveis elevados de incidência. Nesse contexto, temos a homologação da resolução normativa nº 482 da ANEEL em 2012, alavancando o crescimento do mercado solar fotovoltaico. Paralelo a este cenário, nos últimos anos, as instituições do poder público vêm motivando, através de incentivos fiscais, a utilização de sistemas a partir de fontes renováveis. Assim, o mercado brasileiro iniciou a implementação de diversos projetos no âmbito de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de energia. Este trabalho tem como objetivo: analisar a geração do sistema fotovoltaico instalado em um supermercado localizado na região do Mato Grosso do Sul, para demonstrar a importância dos estudos de viabilidade técnica a partir dos projetos de implantação do sistema. As metodologias utilizadas são a qualitativa e quantitativo-descritiva. A pesquisa qualitativa contempla acervos de produção científica bibliográfica, em livros e pesquisas on-line. A pesquisa quantitativo-descritiva baseia-se na análise de dados do software, como PV*SOL, plataforma de monitoramento SolarView, estudos de viabilidade técnica e projeto do supermercado sul-mato-grossense. A partir da análise dos dados fornecidos pelo software PV*SOL obteve-se a geração solar fotovoltaica prevista e pela plataforma de monitoramento SolarView, obteve-se a geração solar fotovoltaica produzida do sistema instalado no supermercado. Uma vez analisado os parâmetros da geração solar, determinou-se pouca diferença entre a produção real e previsão de geração do sistema fotovoltaico, assim sendo as soluções indicadas: layout dos módulos, afastamento dos pontos de sombreamento e isolação do sombreamento em uma única entrada de Ponto de Máxima Potência (MPPT) estão de acordo com o projeto e estudo de viabilidade técnica. As conclusões são que no sistema fotovoltaico analisado, os estudos para concepção do projeto considerando o local de instalação proporcionaram uma eficiência maior da geração solar fotovoltaica, viabilizando a instalação.

Palavras-Chave: Fontes Renováveis, Sistema Fotovoltaico, Geração Solar Fotovoltaica, Viabilidade Técnica.

Abstract

The technology for generation systems has been transformed in the last decades, making possible the diversification and increase using of renewable sources of electric energy, being this protagonist in the energy revolution of the 21st century. The solar energy has become a promising renewable source of generation, especially for countries like Brazil, where the solar radiation have high levels of incidence. In this context, we have the approval of the normative resolution No. 482 of ANEEL in 2012, leveraging the growth of the solar photovoltaic market. Parallel to this scenario, in recent years, government institutions have been motivating, through tax incentives, the use of systems from renewable sources. Thus, the Brazilian market started the implementation of several projects within the scope of photovoltaic systems connected to the electricity grid. This work aims to: demonstrate the importance of technical feasibility studies and projects for the implementation of photovoltaic systems connected to the network (SFCRs), analyze the generation of the photovoltaic system installed in a supermarket located in the region of Mato Grosso do Sul, verify and propose technical relevant applications to the efficient operation of this system. The methodology used is a qualitative and quantitative-descriptive. The qualitative research includes collections of bibliographic scientific production, in books and online research. The quantitative-descriptive research is based on the analysis of software data, such as PV * SOL, and the SolarView monitoring platform, technical feasibility studies and the design of the supermarket in Mato Grosso do Sul. From the analysis of the data provided by the PV * SOL software and the SolarView monitoring platform, the simulated and real photovoltaic solar generation, produced by the system installed in the supermarket, was obtained. Once the parameters of the solar generation were analyzed, little difference was determined between the actual production and the generation forecast of the photovoltaic system, thus the indicated solutions: module layout, removal of the shading points and isolation of the shading in a single input. Maximum Power Point (MPPT) are in accordance with the project and technical feasibility study. The conclusions are that, in order to make the photovoltaic system more efficient, technical feasibility studies and projects with generation forecasts must be implemented in keeping with the particularity of the location where the system will be installed.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Potência instalada de sistemas fotovoltaicos conectados a rede (SFCR)	14
Figura 2.2 - Componentes da radiação solar.....	16
Figura 2.3 - Tecnologias utilizadas nas três gerações de módulos fotovoltaicos	19
Figura 2.4 - Sistema fotovoltaico conectado a rede (SFCR).....	20
Figura 2.5 - Fatores de perdas	21
Figura 2.6 - Curva IV e relação com a irradiância.....	22
Figura 2.7 - Curva IV e relação de temperatura	22
Figura 2.9 - Curva PV e pontos de máxima potência relacionados ao inversor	23
Figura 2.10 - Perdas dos arranjos fotovoltaicos nas Curvas VI e PV	24
Figura 2.11 - Principais indicadores de sistemas fotovoltaicos.....	30
Figura 2.12 - Disposição dos módulos no telhado do supermercado.....	33
Figura 2.13 - Vista Norte.....	34
Figura 2.14 - Vista Sul.....	34
Figura 2.15 - Vista Leste	35
Figura 2.16 - Vista Oeste.....	35
Figura 2.17 - Frequência de sombreamento na área nordeste do supermercado	36
Figura 2.18 - Frequência de sombreamento na área sudoeste do supermercado.....	36
Figura 2.19 - Frequência de sombreamento na área sudeste do supermercado	37
Figura 2.20 - Visão geral dos módulos instalados no supermercado	39
Figura 2.21 - Módulos Fotovoltaicos instalados nas áreas nordeste e sudoeste	39
Figura 2.22 - Sombreamento dos módulos fotovoltaicos na área sudeste	40
Figura 2.23 - Sombreamento de uma string na área sudeste	40
Figura 2.24 - Geração Produzida x Geração Prevista.....	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Geração prevista do SF	37
Tabela 3.2 - Indicadores previstos por área e meses do SF	38
Tabela 3.3 - Geração produzida do SF	41
Tabela 3.4 - Indicadores reais por área do SF	41
Tabela 3.5 - Geração prevista, geração produzida e indicadores.	42
Tabela 3.7 - Comparação dos indicadores YF e PR	44
Tabela 3.8 - Comparação dos indicadores LC e LS	44

SUMÁRIO

1.INTRODUÇÃO.....	13
1.1.Justificativa.....	14
1.2.Objetivo.....	14
1.2.1.Objetivos Geral.....	15
1.2.2.Objetivos Específicos	15
1.3.Resumo dos capítulos	15
2.REFERENCIAL TEÓRICO	16
2.1.Energia Solar Fotovoltaica	16
2.2.Sistemas Fotovoltaicos conectados a rede	17
2.2.1.Módulos Fotovoltaicos	18
2.2.2.Inversores.....	19
2.3.Fatores de perdas	20
2.3.1.Perdas por Aumento de Temperatura	24
2.3.2.Perdas por Acúmulo de Sujeira e Sombreamento Parcial.....	24
2.3.3.Perdas nos Inversores	25
2.3.4.Descasamento de Módulos (Mismatch).....	26
2.3.5.Perdas na Fiação Elétrica	26
3.METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO	27
3.1.Software PV*SOL	27
3.2.Plataforma Solarview	29
3.3.Indicadores.....	29
3.3.1.Índice de produção de referência (YR).....	30
3.3.2.Índice de produção do campo fotovoltaico (YA)	30
3.3.3.Índice de produção normal (YF).....	31
3.3.4.Rendimento Global (PR).....	31
3.3.5.Perdas no campo fotovoltaico (LC) e no resto do sistema (LS)	32
4.RESULTADOS E DISCUSSÕES	33
4.1.Análise do PV*SOL	33
4.1.1.Modelo 3D.....	33
4.1.1.Sombreamento	36

4.1.2.Dados de Geração Prevista.....	37
4.2.Análise do Solarview.....	38
4.2.1.Sistema Fotovoltaico Instalado	39
4.2.2.Sombreamento do Sistema Fotovoltaico	40
4.2.3.Dados da Geração Produzida	41
4.3.Comparação da geração prevista, geração produzida e indicadores do sistema fotovoltaico.....	42
5.CONCLUSÕES GERAIS	46
6.REFERÊNCIAS	48
7.Apêndice A-DATASHEET MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E INVERSORES	50

1. INTRODUÇÃO

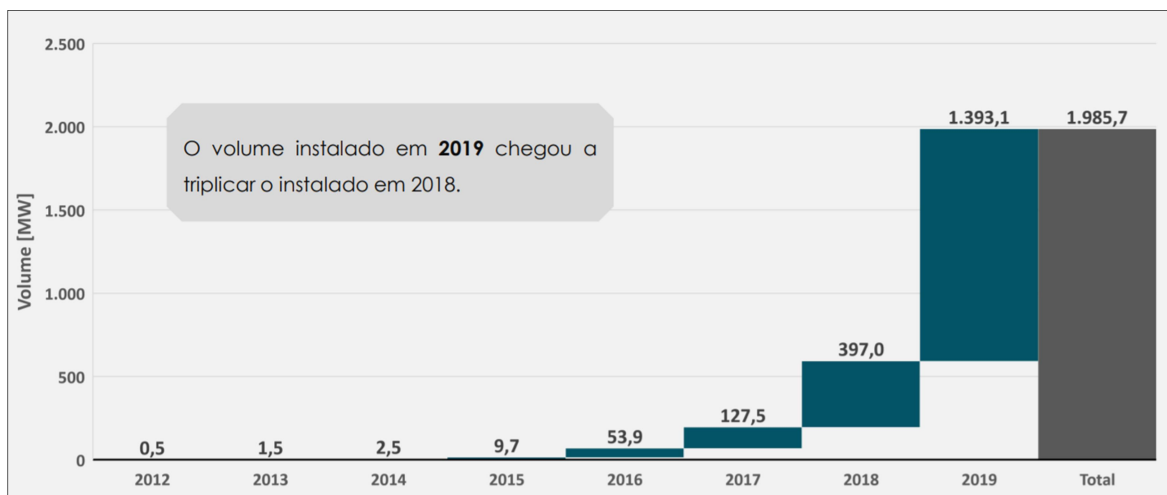
Os avanços das tecnologias e o aumento da demanda de energia elétrica vêm estimulando as utilizações de novas fontes de energia, buscando cada vez mais alternativas não poluentes, diferentes países utilizam-se de fontes renováveis para geração de energia elétrica. Pode-se citar como fontes renováveis de energia: energia hídrica, energia eólica, energia geotérmica, energia das ondas e maré, energia biomassa, energia solar térmica e energia solar fotovoltaica.

A matriz energética brasileira apresenta 45,3% da sua oferta interna de energia em fontes renováveis, sendo 66,6% proveniente de fontes hidráulicas, o que ocasiona uma profunda dependência do ciclo hídrico do país e causa impactos socioambientais com o alagamento de áreas para os reservatórios de água. Quando deficitário os ciclos hídricos são acionadas as termoeletricas que, além de serem grandes emissoras de gás carbônico, possuem um elevado custo de operação e perdas na transmissão de energia elétrica (BEN,2019).

Dadas estas características, considerando as dimensões territoriais e as elevadas taxas de irradiação solar brasileira, os valores de insolação diários no Brasil estão entre 4.500 Wh/m² e 6.000 Wh/m² enquanto a Alemanha possui menos de 3.500 Wh/m², é razoável esperar que o país alcance um potencial de geração fotovoltaica pelo menos dez vezes superior à capacidade instalada na Alemanha (VILLALVA, 2017).

Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) homologou a resolução normativa nº 412, que estabeleceu as premissas gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL,2012). Deste então, a capacidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), passou de 397 MW em 2018 para 1.393,1 MW em 2019, totalizando uma potência instalada de 1.985,7 MW, a Figura 2.1 mostra um gráfico sobre o assunto (ANEEL, 2019; GREENER,2019). Desta forma, nota-se o crescimento da geração de energia solar fotovoltaica a partir do ano de 2016, principalmente devido aos incentivos governamentais e maiores acessos as tecnologias relacionadas a sistemas de geração de energia solar.

Figura 2.1 - Potência instalada de sistemas fotovoltaicos conectados a rede (SFCR)



Fonte: (GREENER,2019)

1.1. JUSTIFICATIVA

A adesão das diferentes classes consumidoras a energia solar fotovoltaica e o constante desenvolvimento de tecnologias proporciona cada vez mais o crescimento de alternativas técnicas para projetos fotovoltaicos. As resoluções normativas e políticas de incentivos no Brasil contribuem também para este avanço.

A partir dos pontos citados acima se torna viável a elaboração de sistemas fotovoltaicos tecnicamente mais eficientes e lucrativos. Busca-se assim uma utilização melhor dos equipamentos e recursos disponíveis em cada local onde será instalado o sistema fotovoltaico, visando uma alta geração de energia e baixas perdas ocasionadas durante a elaboração e instalação do sistema fotovoltaico.

1.2. OBJETIVOS

Nas próximas subseções serão descritos os objetivos gerais e específicos.

1.2.1. Objetivo Geral

Analisar a geração do sistema fotovoltaico instalado em um supermercado localizado na região do Mato Grosso do Sul, para demonstrar a importância dos estudos de viabilidade técnica a partir dos projetos de implantação do sistema.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Demonstrar a importância dos estudos de viabilidade técnica e projetos para implementação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs) destacando as perdas de geração de energia solar fotovoltaica.
- Analisar a geração do sistema fotovoltaico instalado em um supermercado localizado na região do Mato Grosso do Sul.
- Verificar e propor às aplicações técnicas pertinentes a operação eficiente do sistema fotovoltaico sul-mato-grossense.

1.3. RESUMO DOS CAPÍTULOS

O trabalho contém 5 (cinco) capítulos sendo cada um descrito como:

- Capítulo 1: Apresenta introdução do tema, justificativa do trabalho, objetivos gerais e específicos.
- Capítulo 2: Elabora a fundamentação teórica sobre sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFPC), explicação de conceitos técnicos relacionados às perdas de geração fotovoltaica, impactando na eficiência dos sistemas fotovoltaicos instalados.
- Capítulo 3: Aborda o software e plataforma utilizados, descrição dos indicadores e os bancos de dados desenvolvidos durante a elaboração do trabalho.
- Capítulo 4: Analisa e discorre os resultados obtidos através do software, plataforma e comparação entre geração prevista e produzida.
- Capítulo 5: Finaliza o tema desenvolvido, concluindo os capítulos 3 e 4.

2.REFERENCIAL TEÓRICO

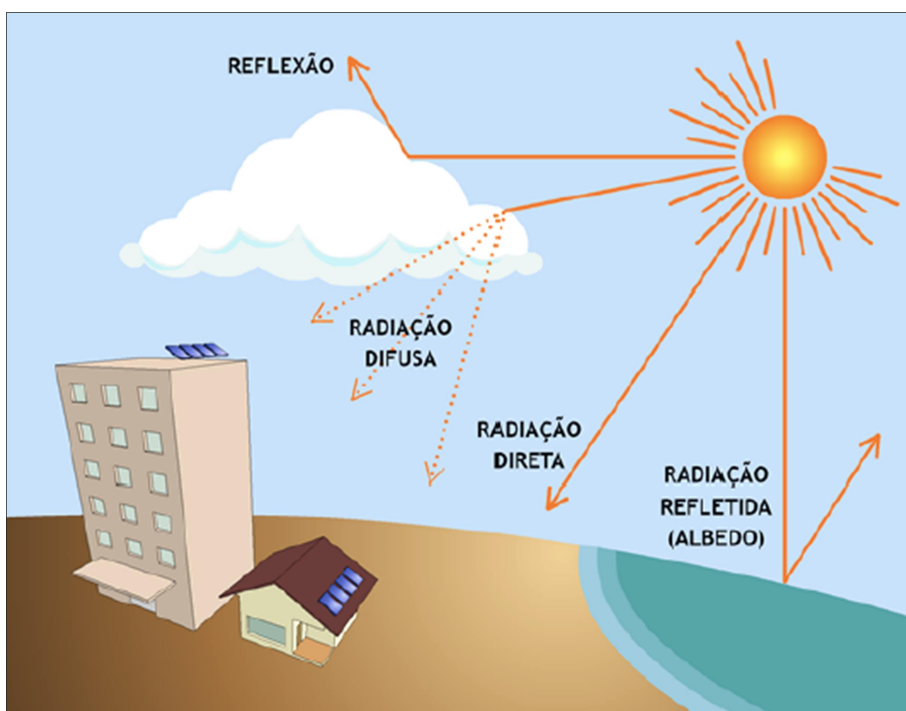
Com o intuito de promover uma compreensão positiva do tema, serão apresentados nas seções e subseções conceitos básicos referentes à energia solar fotovoltaica, sistemas fotovoltaicos conectados à rede e fatores de perdas.

2.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Conforme a CRESESB (2014), a conversão da radiação solar em eletricidade (Efeito Fotovoltaico) é chamada de energia solar fotovoltaica, sendo a unidade fundamental deste processo a célula fotovoltaica, um dispositivo fabricado com material semicondutor.

Neste contexto é importante definirmos que a radiação solar possui três componentes: Direta, Difusa e Albedo, como mostrado na Figura 2.2 (PINHO E GALDINO, 2014). A radiação solar é um termo amplo, podendo ser utilizado como irradiância solar, referindo-se ao fluxo de potência (valor instantâneo), ou irradiação solar, referindo-se em termos de energia por unidade de área (valor integrado).

Figura 2.2 - Componentes da radiação solar



Fonte: (PINHO E GALDINO, 2014)

De acordo com a NBR 10899 (2006):

- Irradiância (G) é a taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área. Sua unidade é o watt por metro quadrado [W/m^2].
- Irradiância direta (G_{dir}) é a irradiância solar incidente em uma superfície, de incidência direta, descontando-se irradiação difundida e refletida pela atmosfera.
- Irradiância difusa (G_{dif}) é a potência radiante do céu, difundida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, excluída a irradiância direta.
- Irradiância global (G_{hor}) é a potência radiante solar, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, que é igual à irradiância direta mais a irradiância difusa.
- Albedo (G_{alb}) é o índice relativo à fração da energia radiante solar, recebida em uma unidade de área, devida à refletância dos arredores e do solo onde está instalado um dispositivo.
- Irradiância total (G_{tot}) é a potência radiante solar total com todas as suas componentes (direta, difusa e albedo), por unidade de área, em uma superfície com qualquer inclinação.
- Irradiação Solar é a irradiância solar integrada durante um intervalo de tempo. Sua unidade é o watt hora por metro quadrado [Wh/m^2]. É representada por “H” quando integrada em um dia [$\text{Wh}/\text{m}^2.\text{dia}$].

Ao captar a radiação solar, os sistemas fotovoltaicos, produzem corrente elétrica. Essa corrente é coletada e processada por dispositivos controladores e conversores, podendo ser armazenada em baterias ou utilizada diretamente em sistemas conectados à rede elétrica (VILLALVA, 2015).

2.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE

O sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de energia opera em paralelismo. O objetivo desse sistema é gerar energia para o consumo local (VILLALVA, 2015). Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (2015), os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três categorias: Sendo essas:

- Microgeração: Potência instalada até 75 KW.
- Minigeração: Potência instalada de 75 KW até 5MW.
- Usinas de eletricidade: potência instalada acima de 5 MW.

Os sistemas fotovoltaicos de minigeração normalmente são utilizados em consumidores comerciais e industriais, construídos com o objetivo de suprir parcial ou totalmente a demanda de energia elétrica desses consumidores, reduzindo sua dependência da energia elétrica da rede pública, proporcionando economia na conta de eletricidade e imunidade contra a elevação do preço da energia elétrica (VILLALVA, 2015).

As inovações tecnológicas e as mudanças econômicas, aliadas à regulação ambiental mais restritiva da última década, resultaram em uma renovação do interesse pela geração distribuída, (FREITAS & HOLANDA, 2015). De acordo com Urbanetz (2010) os SFPCRs são vistos como uma forma de geração distribuída (GD) ao longo dos alimentadores da rede elétrica de distribuição.

No Brasil, existem diferentes tipos de configurações para sistemas fotovoltaicos conectados a rede (SFPCRs), normalmente para minigerações de energia a configuração é composta por: módulos solares fotovoltaicos, inversores, transformadores e medidor bidirecional. Nas subseções seguintes destacaremos os equipamentos com tecnologias novas e atuais.

2.2.1. Módulos Fotovoltaicos

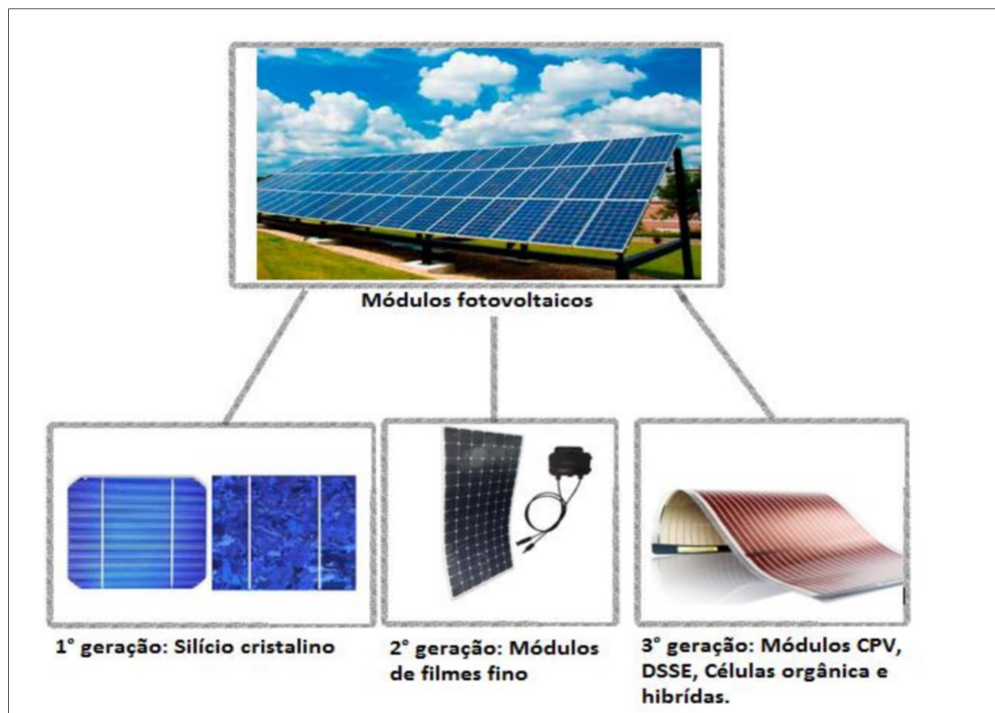
Um conjunto de células fotovoltaicas, conectadas eletricamente e montadas para resistir à exposição ao ar livre e intempérie, é denominado módulo fotovoltaico (VILLALVA, 2015). A principal especificação de um módulo é a potência nominal, que é a potência de saída sob as condições-padrão de referência para ensaio (VIANA, 2010). Condições padrão de ensaio: 1.000 W/m², 25°C e Massa de Ar 1,5 (IEC 60904-3, 2019).

Na tecnologia solar fotovoltaica, os módulos foram identificados em diferentes gerações pela indústria. O módulo fotovoltaico produzido a partir do silício cristalino corresponderia à primeira geração. A segunda geração é considerada aquela baseada em filmes finos inorgânicos, por exemplo: CdTe, disseleneto de cobre e índio (CIS), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e silício amorfo (a-Si). A terceira engloba tecnologias orgânicas, pontos quânticos (PQs), células tandem/multijunção, células de portadores quentes (*hot carriers*), células solares sensibilizadas por corantes (DSSC) e tecnologias de *upconversion* (ELY, 2014; SWART, 2014).

Ainda sobre a terceira geração é útil definir que as células solares possuem a seguinte consideração: são células que permitem uma utilização mais eficiente da luz solar do que as células baseadas em um único band-gap eletrônico. De forma geral, a terceira geração deve

ser altamente eficiente, possuir baixo custo/watt e utilizar materiais abundantes e de baixa toxicidade. A Figura 2.3 mostra as tecnologias utilizadas nas três gerações.

Figura 2.3 - Tecnologias utilizadas nas três gerações de módulos fotovoltaicos



Fonte: (SOLAR POWE EUROPE, 2015)

Os módulos fotovoltaicos quando conectados em série/paralelo formam estruturas conhecidas com strings, que posteriormente originam os arranjos dos sistemas fotovoltaicos (VILLALVA,2015)

2.2.2. *Inversores*

Os inversores são responsáveis pela conversão CC-CA para conexão dos módulos a rede elétrica de energia, suas principais características são: número máximo de strings na entrada, número de entradas por MPPT, tensão de operação na conexão com a rede, frequência da rede elétrica, distorção de corrente injetada na rede, grau de proteção, temperatura de operação, potência de corrente alternada na saída, potência de corrente contínua na entrada e rendimento/eficiência (VILLALVA, 2015).

Ainda de acordo com Villalva os inversores conectados à rede elétrica apresentam os seguintes recursos: chave de desconexão de corrente contínua, proteção contra fuga de corrente, rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), detecção de ilhamento e

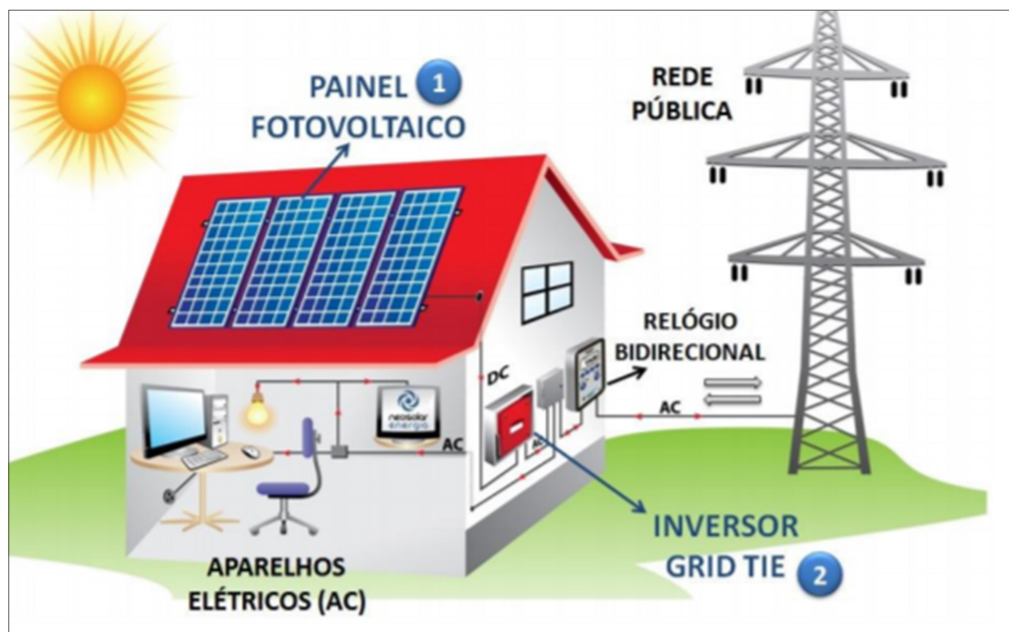
reconexão automática e em alguns modelos isolação com transformadores de baixa ou alta frequência.

Para conectar os inversores, localizados entre as potências de 10 KW até 500 KW, ao sistema de distribuição é necessário que a geração atenda aos parâmetros determinados pela ANEEL. Esses parâmetros são representados pelo elemento de desconexão, elemento de interrupção, transformador de acoplamento, proteção de sub e sobretensão, proteção de sub e sobrefrequência (ANEEL, 2015).

Os inversores podem ser dos seguintes tipos: *central-inverters*, *string-inverters*, *micro-inverters* e *smart-optimizer*. Esses tipos são utilizados dependendo de diversos fatores relacionados ao local onde será instalado o sistema, viabilidade econômica e técnica (WEG, 2018).

Na figura 2.4 temos a representação de um sistema solar fotovoltaico conectado a rede (SFCR).

Figura 2.4 - Sistema fotovoltaico conectado a rede (SFCR)



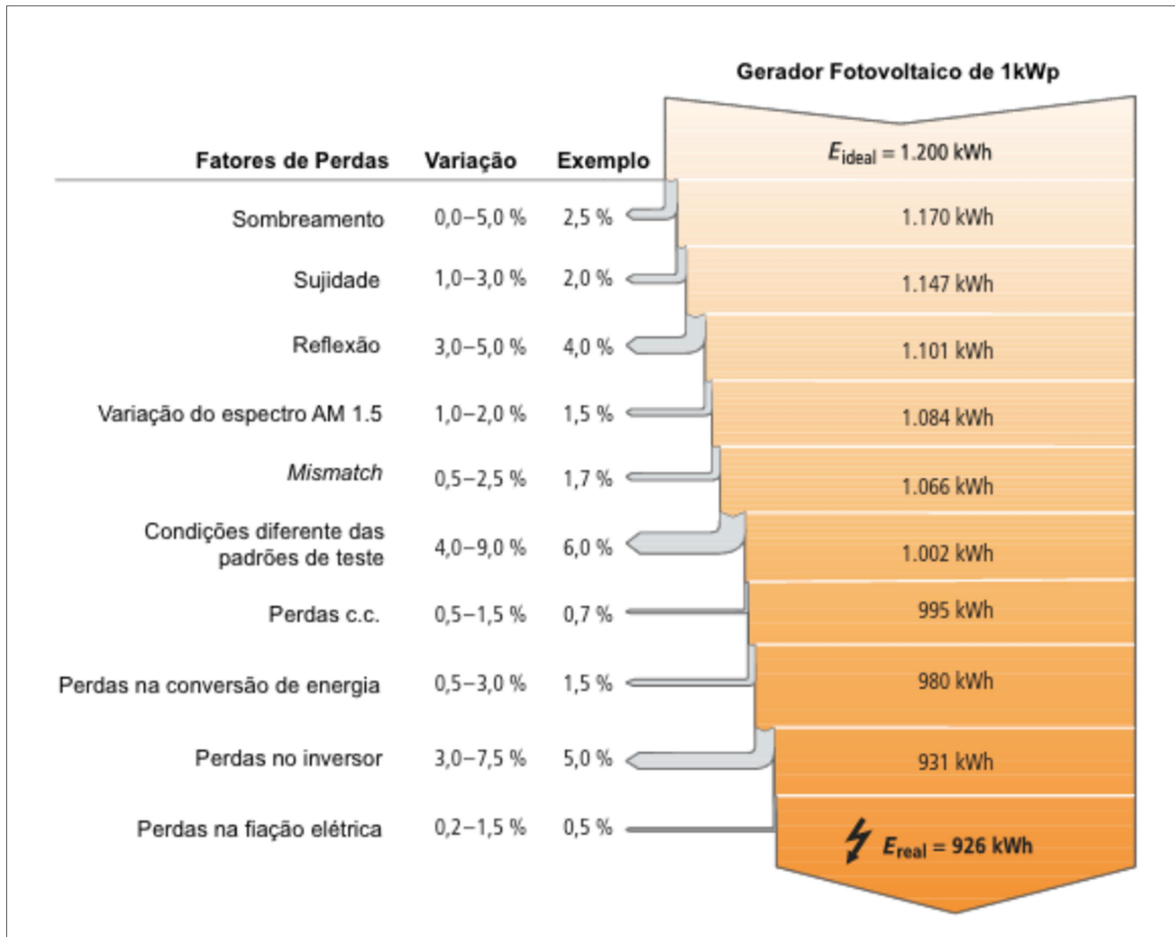
Fonte: (NEOSOLAR, 2013)

2.3. FATORES DE PERDAS

Visando uma melhoria na geração dos SFCRs é necessário entender as principais perdas relacionadas aos equipamentos fotovoltaicos e ao processo de instalação dos sistemas. Esta seção descreve as principais perdas consideradas por especialistas no assunto.

De acordo com a Sociedade Alemã de Energia Solar (DGS, 2013) podemos quantificar as perdas por energia solar fotovoltaico como representado na Figura 2.5.

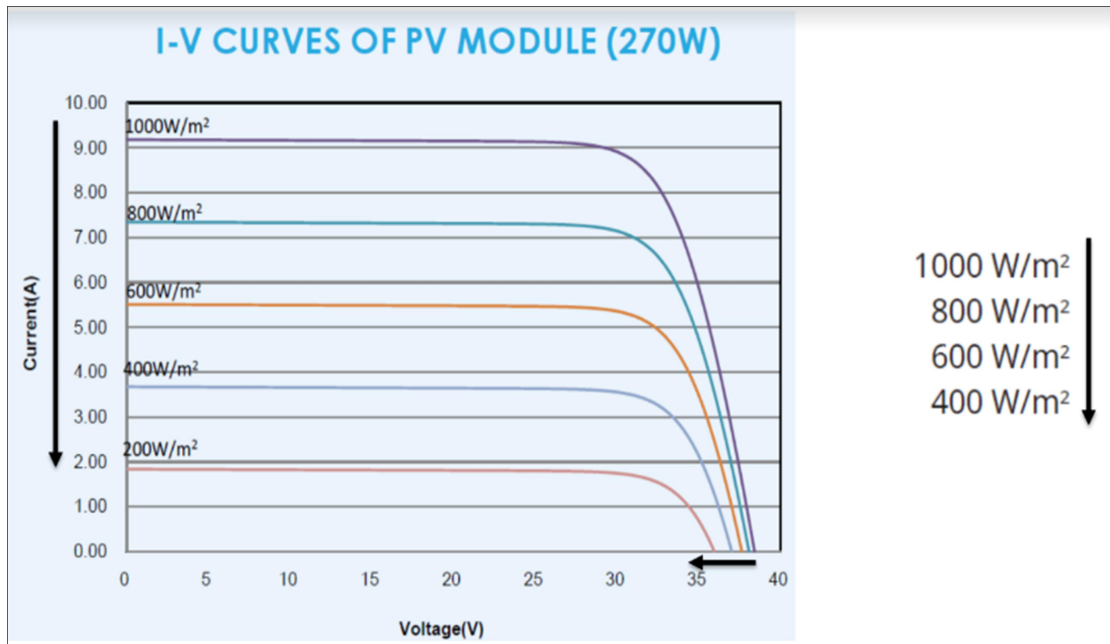
Figura 2.5 - Fatores de perdas



Fonte: (DGS,2013)

As perdas fotovoltaicas nos SFPR podem ser correlacionadas as curva IV, relação entre corrente e tensão, essas características podem ser avaliadas em relação à irradiância ou temperatura dos módulos conforme demonstrado na Figura 2.6 e Figura 2.7, e também, as curvas PV, potência e tensão, considerando a atuação dos pontos de máxima potência nos módulos e inversores, representados na figura 2.8 e 2.9 (WEG,2018).

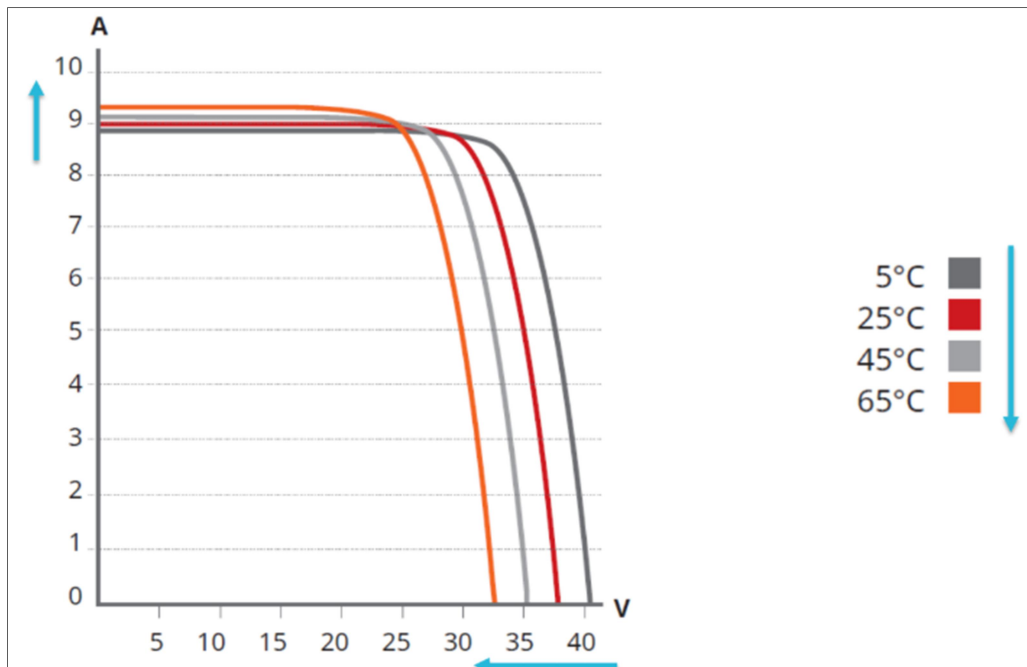
Figura 2.6 - Curva IV e relação com a irradiância



Fonte: (WEG,2018)

Na Figura 2.6 pode-se observar que quanto menor a irradiância incidente no módulo menor corrente considerando uma tensão constante de 30V.

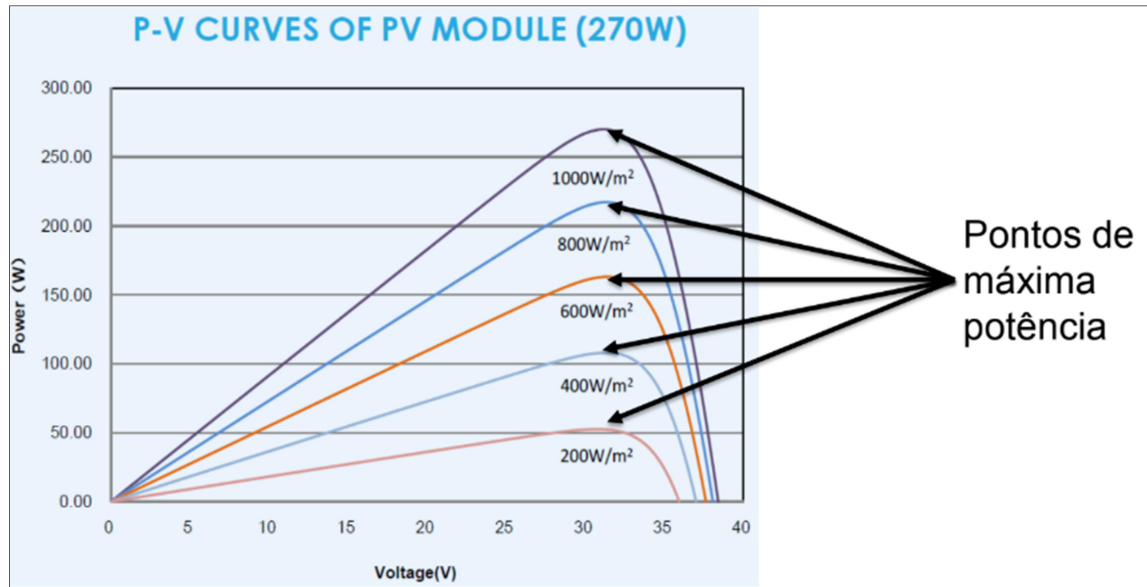
Figura 2.7 - Curva IV e relação de temperatura



Fonte: (WEG,2018)

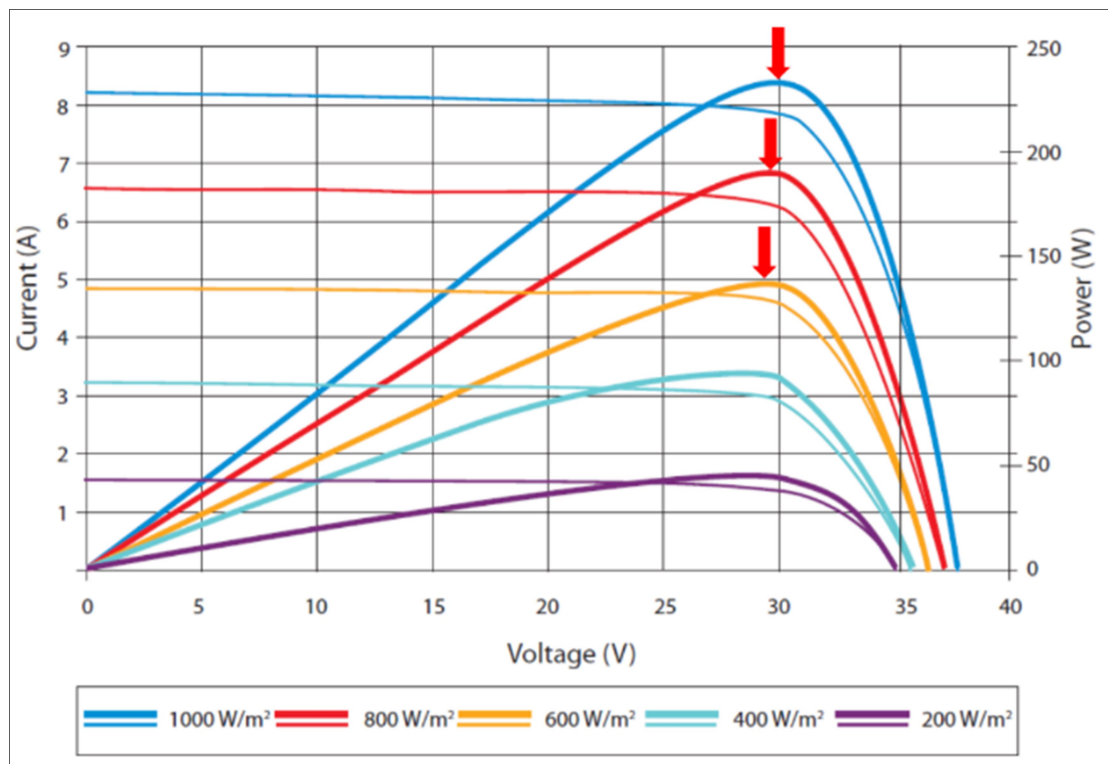
Na Figura 2.7 tem-se que quanto menor a temperatura incidente no módulo menor corrente e maior tensão.

Figura 2.8 - Curva PV e pontos de máxima potência relacionando os módulos



Fonte: (WEG,2018)

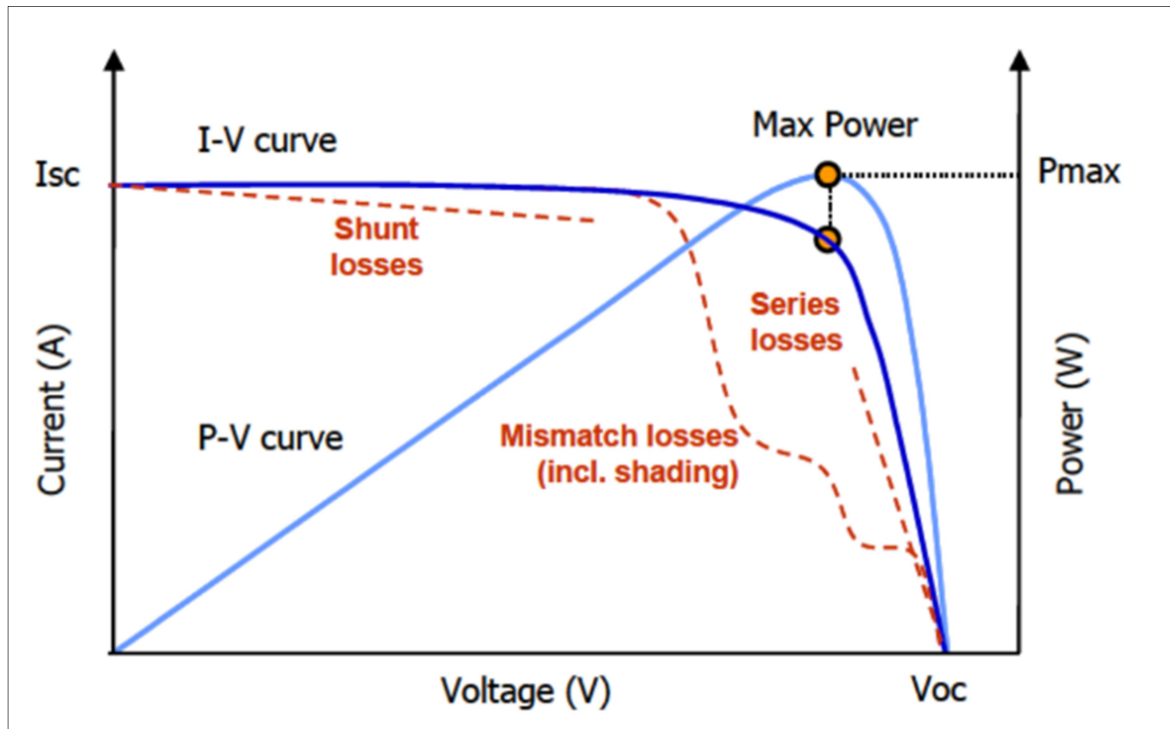
Figura 2.9 - Curva PV e pontos de máxima potência relacionados ao inversor



Fonte: (WEG,2018)

Na Figura 2.9 é válido destacar que as setas vermelhas indicam as melhores curvas de operação do inversor. De acordo com a WEG, pode-se também considerar uma curva de perdas correlacionando os arranjos dos módulos com as curvas VI e PV, conforme representado na Figura 2.10.

Figura 2.10 - Perdas dos arranjos fotovoltaicos nas Curvas IV e PV



Fonte: (WEG,2018)

2.3.1. Perdas por Aumento de Temperatura

Os módulos fotovoltaicos normalmente não operam nas condições normais de ensaio. Assim a temperatura influencia na geração de energia, conforme visto na Figura 2.7. Os módulos fotovoltaicos devem ser montados de forma a dissipar calor facilmente (com boa ventilação) para diminuir as perdas de potência devido a temperatura. Coeficientes de temperatura para variação na tensão de corrente são normalmente especificadas no datasheet do módulo fotovoltaico. (DGS 2013).

A temperatura de operação do sistema fotovoltaico é diretamente influenciada pelo modo de instalação do mesmo. Em um sistema instalado em um telhado, observa-se uma alteração na produtividade do módulo fotovoltaico devido ao comprometimento da ventilação. A produtividade pode variar em $\pm 10\%$ com relação a temperatura (DGS 2013).

2.3.2. Perdas por Acúmulo de Sujeira e Sombreamento Parcial

Em área onde se localizam chaminés, indústrias, fluxo de automóveis constante ou em locais de clima seco, existe maior acúmulo de sujeira nos módulos fotovoltaicos. Para

diminuição do acúmulo de sujeira pode ser utilizado à própria chuva, porém é necessária uma angulação dos módulos em pelo menos 10°. Se o sistema estiver localizado em áreas com muito acúmulo de poeira, uma limpeza regular vai aumentar significativamente o desempenho do sistema (DGS, 2013).

O sombreamento dos módulos solares é dividido em total e parcial, sendo a parcial ocasionada pelas árvores ou dejeto de pássaros. Este sombreamento causa a limitação da corrente em série dos módulos fotovoltaicos, acarretando em perda de potência e riscos de danos aos módulos. Os riscos estão ligados aos pontos quentes criados pelas correntes não dissipadas (PINHO E GALDINO, 2014).

Uma solução para os pontos destacados anteriormente é a utilização dos diodos de desvio (*by-pass*). Outra solução é colocar os arranjos fotovoltaicos distantes das árvores, como nem sempre esta solução é possível, pode-se utilizar de técnicas previstas em projetos para aperfeiçoar a geração do sistema fotovoltaico. As técnicas vão desde o sentido dos painéis fotovoltaicos no telhado até a análise das curvas VI e PV nos arranjos fotovoltaicos.

2.3.3. Perdas nos Inversores

A eficiência de um inversor depende diretamente das perdas em condução e comutação, realizadas pelos semicondutores chaveados pertencentes ao inversor. Estes chaveamentos dos semicondutores são constituídos por fortes componentes harmônicas e são necessários processos de filtragem de sinal com a utilização de indutores e capacitores para obtenção de uma onda senoidal pura. Porém, esses processos promovem perdas e redução de eficiência do inversor (ALMEIDA, 2012).

As topologias dos circuitos eletrônicos e combinação dos módulos aos inversores também acarreta em perdas de eficiência e influencia no carregamento do inversor. Neste sentido pode-se definir carregamento como a relação entre a potência na saída do inversor e sua potência nominal, ambas em corrente alternada (Equação 1) e, rendimento é a relação entre a potência na saída do inversor em CA e a potência na entrada em CC (Equação 3). Ambas as relações também podem ser definidas em termos de energia (ALMEIDA, 2012).

$$P = \frac{P_{saída}}{P_{nominal}} \quad (1)$$

$$\eta = \frac{P_{ca}(saída)}{P_{cc}(entrada)} \quad (2)$$

Conforme destacado anteriormente os inversores podem possuir ou não transformadores que são usados para o isolamento galvânico. Estes transformadores causam perdas, por exemplo, o transformador de baixa frequência causa uma redução do fator de potência da rede, pela sua característica de carga reativa, e também, limita o controle da corrente injetada.

Os inversores sem transformadores são mais eficiente, simples e de baixo custo tendo em vista que a isolação não é necessária entre os lados CC/CA. Contudo, apresenta o problema de correntes de fuga que surgem entre os polos do gerador FV e o neutro da rede e o de capacitâncias parasitas entre o gerador FV e a terra (ALMEIDA, 2012).

2.3.4. Descasamento de Módulos (Mismatch)

As células fotovoltaicas integrantes dos geradores fotovoltaicos possuem características próprias, mesmo que sejam provenientes da mesma linha de produção (ALMEIDA, 2012).

Deve-se analisar as peculiaridades desses parâmetros, pois a incompatibilidade entre características de módulos acarreta a perda por descasamento dos módulos (mismatch), que corresponde a limitação da eficiência global do sistema fotovoltaico devido as células de menor fotocorrente. A perda por mismatch também acontece a partir de acúmulo de resíduos, degradação de alguns módulos na conexão série e sombreamentos parciais.

2.3.5. Perdas na Fiação Elétrica

As perdas por fiação elétrica estão relacionadas às conexões e cabos, em correntes continua e alternada. Entre os fatores de perdas que influenciam os cabos CC, estão: perdas ôhmicas e por raios UV. Instalações feitas corretamente, utilizando conectores MC-4, dimensionamento de qualidade dos cabos, manutenção, verificação da canalização e ligações elétricas são essências.

3. METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO

3.1. SOFTWARE PV*SOL

O software PV*SOL foi desenvolvido pela Solarize sendo utilizado mundialmente. A principal função do software é a estimativa de geração nos sistemas fotovoltaicos. Para esses cálculos são utilizados os seguintes recursos: mapas de satélite, por exemplo, o Google Earth, drones com foto georeferenciada do local e programas arquitetônicos, como o Sketchup.

Este programa contém cálculos de sombreamento sendo possível inserir prédios, vegetação, chaminés, postes, platibandas, muros e possíveis itens que interfiram na geração de energia do sistema fotovoltaico. Utilizam-se bancos climáticos detalhados, recursos de definição de perdas e características técnicas dos módulos e inversores.

No âmbito do dimensionamento da geração do sistema fotovoltaico instalado no supermercado do Mato Grosso do Sul foram utilizados, no modelo 3D, os recursos do *Google Eart* e drone com foto georeferenciada, os dados climáticos apresentados são adquiridos a partir da conexão em tempo real com o *Meteonorm* e foram definidos parâmetros de perdas a partir de conceitos apresentados no Capítulo 2 e normas vigentes para geração de energia solar fotovoltaica.

O *Meteonorm* é um banco de dados climáticos globais. A base de dados consiste em mais de 8.000 estações meteorológicas, cinco satélites geoestacionários e uma climatologia de aerossóis globalmente calibrada. Utiliza-se para os cálculos modelos sofisticados de interpolação com alta precisão para softwares de simulação solar.

Com relação ao modelo 3D é necessária a construção da edificação do supermercado e adição dos possíveis itens de sombreamento, também são inseridos os modelos e quantidades de módulos e inversores. Sendo assim o gerador fotovoltaico do supermercado encontrava-se com os seguintes dados de projeto:

- Cidade/Estado: Campo Grande/MS.
- Tipo da geração: Minigeração.
- Posto de transformação: 112,5 KVA. Foi necessária a instalação de um posto de transformação para unificação das três unidades consumidoras do cliente e instalação do sistema fotovoltaico.

- Classe Consumidora: Cliente conectado na Alta Tensão com Faturamento na Baixa Tensão (Optante BT).
- Média do Consumo Anual: 12.759 KWh/mês.
- 374 módulos fotovoltaicos fabricados pela AstroSemi modelo CHSM72M-HC com potência nominal de 375W.
- 3 inversores fabricados pela Huawei sendo 2 inversores do modelo SUN2000-36KTL e 1 inversor do modelo SUN2000-33KTL-A.
- Autotransformador de 110 kVA Ligação: Y-Y (aterrado) 380/220V.

No que diz respeito aos parâmetros da simulação temos as seguintes definições:

- Tensão fase e neutro: 127V.
- Quantidade de fases: Trifásico.
- Fator de potência: 0,97.
- Latitude: -22,11° 6' 32".
- Longitude: -56° 31' 15".
- Inclinação: 20°.
- Soma anual da irradiação global: 1.832 KWh/m².
- Média Anual de temperatura: 24,2°C.
- Perdas por desvio do espectro padrão: 1,00%.
- Modelo de cálculo para irradiação difusa: Hofmann.
- Modelo de cálculo para irradiação no nível inclinado: Hay & Davies.
- Perdas de potência devido a queda de tensão nos diodos de desvio: 1,0%.
- Perdas de potência devido a Mismatch ou menor rendimento: 2,5%.
- Perdas por reflexão com valor médio ao longo do ano: 5%.
- Perdas de potência devido à sujeira ao longo do ano: 3%.
- Perdas por cabeamento CA e CC: 2,5%.
- Perdas no transformador de acoplamento: 5%.
- Perdas no inversor e conversão CC: 9%.
- Perdas devido às condições diferentes dos padrões de teste: 9%.
- Limites de configuração do carregamento dos inversores.
 - Máximo: 125%.
 - Mínimo: 90%.
- Temperatura considerada para cálculo de tensão mínima no MPP (irradiação 1.000W/m²): 70°C.

- Temperatura considerada para cálculo de tensão mínima no MPP (irradiação 1.000W/m^2): 70°C .
- Temperatura considerada para cálculo de tensão máxima no MPP (irradiação 1.000W/m^2): 15°C .
- Temperatura considerada para cálculo de tensão máxima em circuito aberto no MPP (irradiação 1.000W/m^2): -10°C .

Com relação ao sombreamento o programa verifica os itens adicionados no modelo 3D e utiliza os parâmetros apresentados para calcular e estimar a geração do sistema fotovoltaico.

3.2. PLATAFORMA SOLARVIEW

A plataforma Solarview tem como objetivos monitorar os inversores em tempo real. Esta plataforma fornece informações através de avisos, por exemplo, avisos de interrupções da geração, e contém bancos de dados que podem ser extraídos para o Excel.

Os bancos de dados fornecidos pela plataforma apresentam informações sobre potência CA, energia CA, corrente de fase, tensão de linha, tensão de fase, frequência de linha, fator de potência, horas de injeção de potência CC, Corrente CC por MPPT e tensão CC por MPPT. Todas as informações são medidas de cinco em cinco minutos durante o dia.

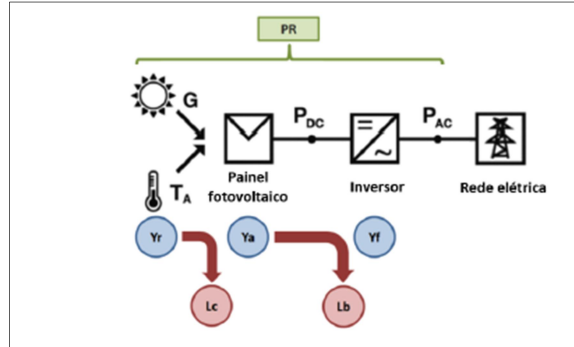
A partir deste recurso foi possível a inserção de fórmulas e cálculos no Excel para verificação da geração produzida e indicadores do supermercado sul-mato-grossense. No capítulo seguinte serão apresentados o resultados das tabelas dinâmicas e fórmulas utilizadas no Excel para determinação da geração produzida do sistema fotovoltaico.

3.3. INDICADORES

Conforme apontado nos objetivos específicos, os indicadores abaixo foram calculados para análise da geração do sistema fotovoltaico instalado no Mato Grosso do Sul. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, *International Energy Agency*), existem diversos parâmetros de performance para análise de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Se destacam os seguintes parâmetros: índice de produção de referência (YR), índice de produção do

campo fotovoltaico (YA), índice de produção normal (YF), rendimento global (PR), perdas no campo fotovoltaico (LC) e perdas no resto do sistema (LS). (KUMAR, 2017)

Figura 2.11 - Principais indicadores de sistemas fotovoltaicos



Fonte: (GUERRA,2018)

3.3.1. Índice de produção de referência (YR)

O índice de produção de referência é a quantidade total de energia produzida no sistema quando se diz que o sistema está funcionando com eficiências nominais, ou seja, no STC. Considera-se representado como a razão entre irradiância incidente no plano do gerador e irradiância global no STC. (KUMAR, 2017) Esse indicador pode ser calculado de acordo com a equação abaixo:

$$YR = \frac{G_{pg}}{G_{ref}} \quad (3)$$

Onde: G_{pg} é irradiância incidente no plano do gerador (kWh/m^2) e G_{ref} é a irradiância global padrão (1 kW/m^2).

3.3.2. Índice de produção do campo fotovoltaico (YA)

O índice de produção do campo fotovoltaico refere-se a energia produzida em CC pela potência nominal instalada e é dada pela equação abaixo: (KUMAR, 2017)

$$YA = \frac{E_{cc}}{P_{inst}} \quad (4)$$

Onde: E_{cc} é a energia solar produzida pelo gerador fotovoltaico durante um mês (kWh) e P_{inst} é a potência nominal instalada do gerador fotovoltaico sob condições de teste padrão (kWp).

3.3.3. *Índice de produção normal (YF)*

O Índice de produção normal, *Final Yield* (YF) ou Produtividade é a energia útil injetada na rede. Correspondente à energia gerada em kWh pela potência instalada do sistema em kWp e é fundamental para a determinação do desempenho de um sistema fotovoltaico. (KUMAR, 2017; NARIMATU, 2018; CRIBARI, 2018; GUIMARÃES, 2018). Representada pela equação 5.

$$YF = \frac{E_g}{P_{inst}} \quad (5)$$

Onde: E_g é a quantidade de energia gerada por mês (kWh) e P_i é a potência nominal instalada do gerador fotovoltaico sob condições de teste padrão (kWp).

3.3.4. *Rendimento Global (PR)*

O Rendimento Global, Performance Ratio (PR) ou Taxa de Desempenho é uma unidade de medida que atribui um fator de qualidade ao sistema. Seu valor é fornecido em porcentagem, e tem como objetivo fornecer relação entre rendimento real gerado por um sistema fotovoltaico com o rendimento esperado visto nos cálculos. Também pode ser interpretado como a relação entre o índice de produção normal (YF) e o índice de produção de referência (YR). (SMA, 2011; KUMAR, 2017) Apresentada na equação 6.

$$PR = \frac{(E_g * 100)}{E_e} \quad (6)$$

Onde: E_g é a quantidade de energia gerada por mês (kWh) e E_e é a quantidade de energia prevista (kWh/mês).

Quando mais próximo de 100% o valor encontrado, mais eficaz é o sistema fotovoltaico. Sistemas eficientes normalmente atingem no mínimo 80%. O acompanhamento regular da performance ratio permite o controle do progresso do rendimento do sistema fotovoltaico, sendo possível detectar falhas (SMA, 2011)

3.3.5. Perdas no campo fotovoltaico (LC) e no resto do sistema (LS)

A primeira perda energética do sistema é no campo fotovoltaico (LC), onde a energia é perdida por diversos fatores, incluindo perdas térmicas, na fiação CC, pela qualidade do módulo, sombreamento, sujeira, perdas de regulação e as outras ineficiências. Depois, ainda existem as perdas no inversor e elementos de proteção e conexão à rede. Pode-se calcular a partir dos índices descritos e conforme as equações 7 e 8. (KUMAR, 2017)

$$LC = YR - YA \quad (7)$$

$$LS = YA - YF \quad (8)$$

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1. ANÁLISE DO PV*SOL

A seção propõe a apresentação dos dados estimados para a geração do sistema fotovoltaico no supermercado do Mato Grosso do Sul.

4.1.1. Modelo 3D

Conforme descrito na metodologia às imagens do Google Earth e do drone foram inseridas no modelo 3D do programa, assim como os possíveis pontos de sombreamento e disposição dos módulos fotovoltaicos, como visto nas Figuras 2.12, 2.13, 2.14, 2.15 e 2.16.

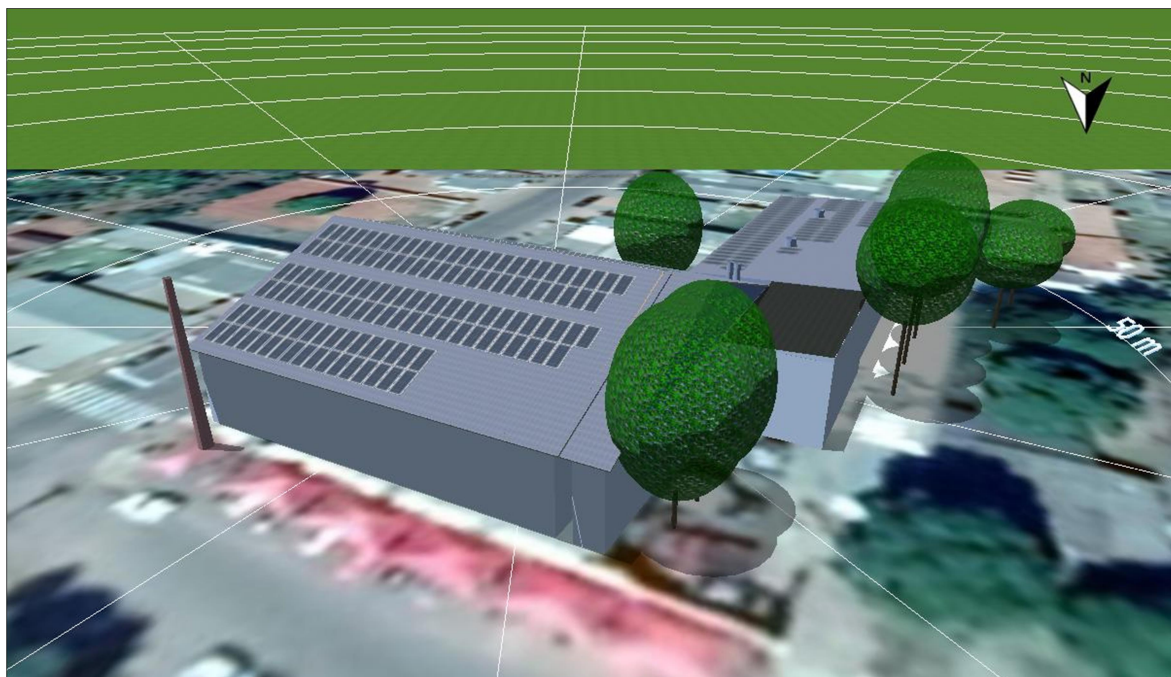
Figura 2.12 - Disposição dos módulos no telhado do supermercado



Fonte: (AUTOR, 2019)

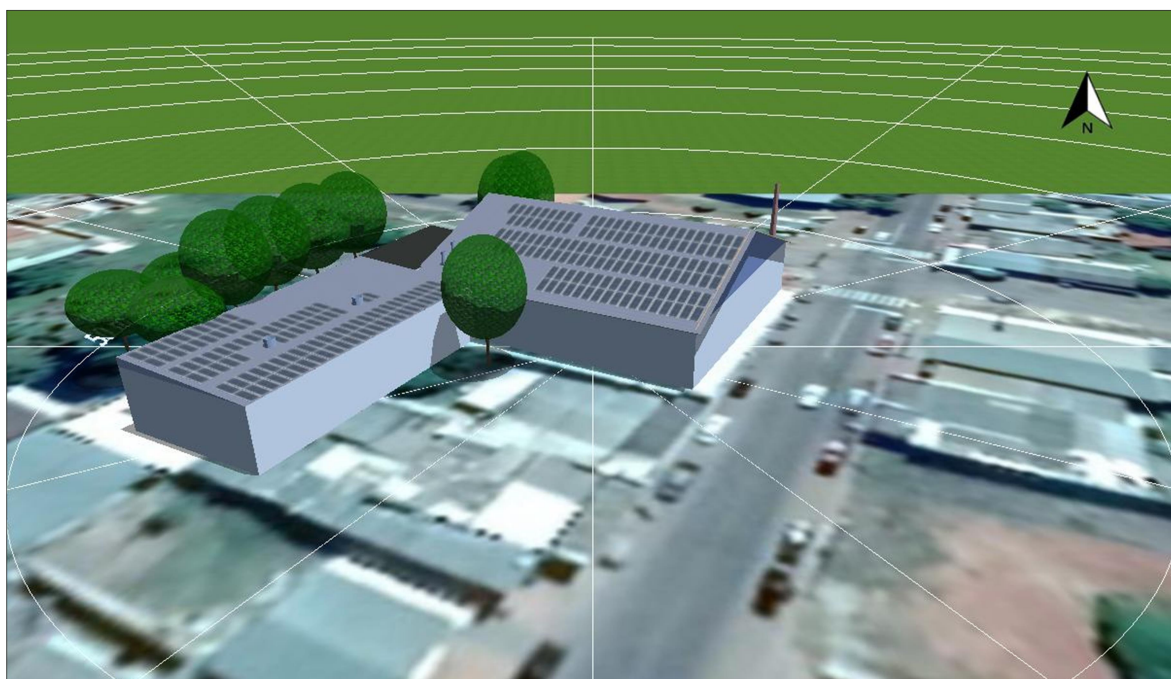
Na Figura 2.12 visualizam-se de forma nítida os elementos de sombreamento, poste, chaminé, exaustor e árvores. Nas figuras 2.13, 2.14 e 2.15 temos uma noção do tamanho das árvores que variam de 10 a 15 metros e do poste que possui 12 metros de altura.

Figura 2.13 - Vista Norte



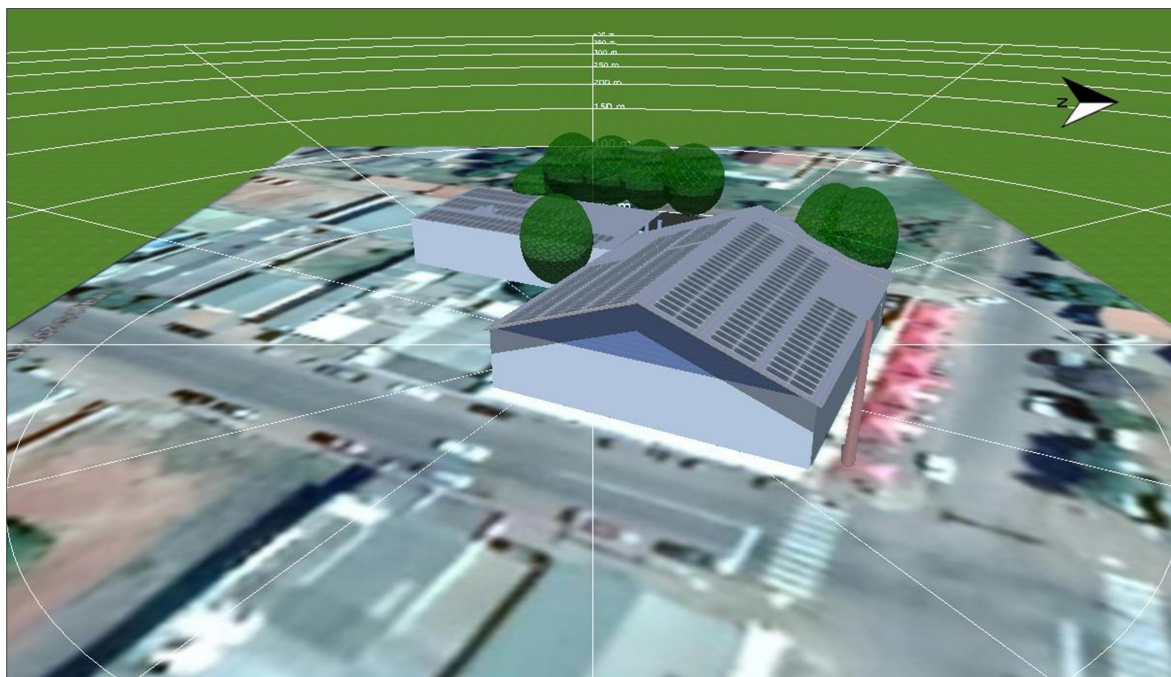
Fonte: (AUTOR, 2019)

Figura 2.14 - Vista Sul



Fonte: (AUTOR, 2019)

Figura 2.15 - Vista Leste



Fonte: (AUTOR, 2019)

Figura 2.16 - Vista Oeste

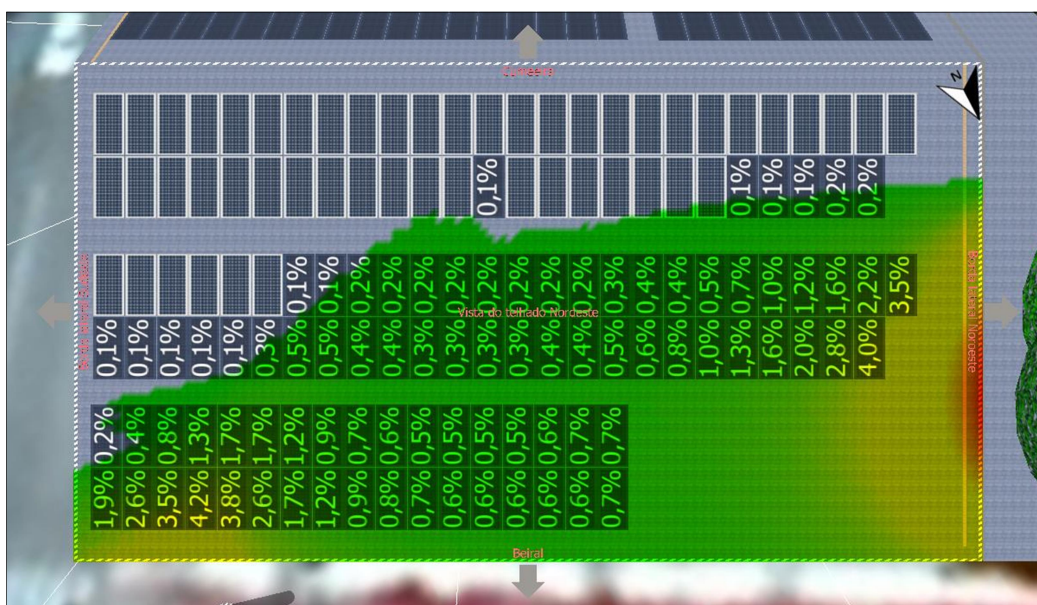


Fonte: (AUTOR, 2019)

4.1.1. Sombreamento

Nas Figuras 2.17, 2.18 e 2.19 estão destacados as porcentagens da frequência de sombreamento nos módulos fotovoltaicos. Na área nordeste, Figura 2.17, estão instalados 136 módulos de 375 W conectados a um inversor do modelo SUN2000-36KTL, a área sudoeste, Figura 2.18, apresenta a mesma configuração, e respectivamente, a Figura 2.19 contém a área sudeste com 102 módulos fotovoltaicos conectados ao inversor do modelo SUN2000-33KTL-A.

Figura 2.17 - Frequência de sombreamento na área nordeste do supermercado



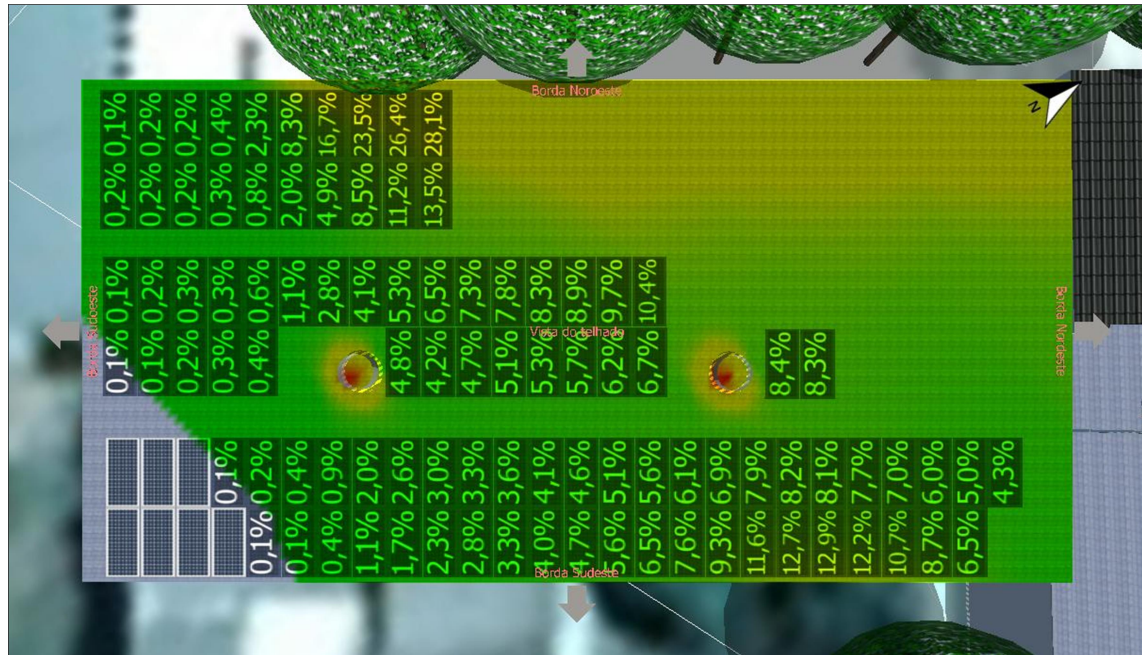
Fonte: (AUTOR, 2019)

Figura 2.18 - Frequência de sombreamento na área sudoeste do supermercado



Fonte: (AUTOR, 2019)

Figura 2.19 - Frequência de sombreamento na área sudeste do supermercado



Fonte: (AUTOR, 2019)

4.1.2. Dados de Geração Prevista

Com base nos parâmetros apresentados e a partir do modelo 3D foi possível pelo programa calcular os dados da tabela 3.1. Esses dados estimam a geração para cada mês do ano e apresentam a média anual de geração.

Tabela 3.1 - Geração prevista do SF

Meses	Geração Prevista (KWh/mês)
Janeiro	14.879,00
Fevereiro	12.209,00
Março	12.952,00
Abril	10.760,00
Mai	10.092,00
Junho	8.217,60
Julho	9.380,30
Agosto	10.929,00
Setembro	11.523,00
Outubro	13.798,00
Novembro	14.724,00
Dezembro	15.552,00
Total Média Anual	12.084,66

Fonte: (AUTOR, 2019)

Na tabela 3.2 temos a geração prevista, índice de produção de referência (YR), índice de produção do campo fotovoltaico (YA), índice de produção normal (YF), rendimento global (PR), além das perdas no campo fotovoltaico (LC) e perdas no resto do sistema (LS). A geração e os indicadores estão calculados para cada área onde estão instalados os módulos fotovoltaicos e para os meses (janeiro, fevereiro e março) que serão analisados. A Tabela 3.2 contém também o total calculado para cada mês do sistema fotovoltaico.

Tabela 3.2 - Indicadores previstos por área e meses do SF

Mês: Janeiro								
Área	Energia Prevista CA - Epg (KWh/mês)	Energia Prevista CC - Epcc (KWh/mês)	YR (KWh/m²/ dia)	YA (KWh/KWp/ dia)	YF (KWh/KWp/ dia)	PR (%)	LC	LS
Nordeste	5.448,70	5.961,68	5,63	3,77	3,45	74,11	1,86	0,32
Sudoeste	5.449,10	5.960,88	5,76	3,77	3,45	72,04	1,99	0,32
Sudeste	3.978,10	4.343,36	5,86	3,66	3,35	67,85	2,19	0,31
Total mês SF	14.875,90	16.265,92	17,25	11,20	10,25	71,33	2,02	0,32
Mês: Fevereiro								
Área	Energia Prevista CA - Epg (KWh/mês)	Energia Prevista CC - Epcc (KWh/mês)	YR (KWh/m²/ dia)	YA (KWh/KWp/ dia)	YF (KWh/KWp/ dia)	PR (%)	LC	LS
Nordeste	4.580,50	5.005,68	4,97	3,38	3,10	73,63	1,59	0,29
Sudoeste	4.420,70	4.829,36	4,86	3,27	2,99	71,71	1,60	0,28
Sudeste	3.204,60	3.495,12	5,00	3,15	2,89	66,58	1,85	0,26
Total mês SF	12.205,80	13.330,16	14,84	9,80	8,97	70,64	1,68	0,28
Mês: Março								
Área	Energia Prevista CA - Epg (KWh/mês)	Energia Prevista CC - Epcc (KWh/mês)	YR (KWh/m²/ dia)	YA (KWh/KWp/ dia)	YF (KWh/KWp/ dia)	PR (%)	LC	LS
Nordeste	5.079,20	5.556,96	5,31	3,51	3,21	73,32	1,80	0,30
Sudoeste	4.492,30	4.912,40	4,57	3,11	2,84	72,36	1,47	0,27
Sudeste	3.377,00	3.687,84	5,04	3,11	2,85	65,65	1,93	0,26
Total mês SF	12.948,50	14.157,20	14,93	9,73	8,90	70,44	1,73	0,28

Fonte: (AUTOR,2020)

4.2. ANÁLISE DO SOLARVIEW

Esta seção contém a maneira como foi instalado o sistema fotovoltaico e a análise da geração produzida a partir da plataforma Solarview.

4.2.1. Sistema Fotovoltaico Instalado

Nas Figuras 2.20 e 2.21 estão demonstradas as formas como os módulos fotovoltaicos estão instalados no supermercado sul-mato-grossense assim como os pontos de sombreamento.

Figura 2.20 - Visão geral dos módulos instalados no supermercado



Fonte: (AUTOR,2020)

Figura 2.21 - Módulos Fotovoltaicos instalados nas áreas nordeste e sudoeste



Fonte: (AUTOR,2020)

4.2.2. Sombreamento do Sistema Fotovoltaico

Nas figuras 2.22 e 2.23 estão destacados os sombreamentos no sistema fotovoltaico instalado. Estes sombreamentos são de imagens instantâneas, ou seja, o sombreamento é para certa hora do dia.

Figura 2.22 - Sombreamento dos módulos fotovoltaicos na área sudeste



Fonte: (AUTOR,2020)

Figura 2.23 - Sombreamento de uma string na área sudeste



Fonte: (AUTOR,2020)

4.2.3. Dados da Geração Produzida

A partir da instalação apresentada nas imagens e da conexão do sistema com a rede de energia elétrica monitorou-se durante os meses de janeiro, fevereiro e março os parâmetros do sistema, através da plataforma Solarview.

Estes dados fornecidos pela plataforma foram trabalhados de acordo com a descrição apresentada na metodologia e seus resultados estão descritos nas Tabelas 3.3 e 3.4. A Tabela 3.3 destaca as gerações para os meses de janeiro, fevereiro e março de 2020, e respectivamente, na ultima linha encontra-se a geração média total destes meses.

Tabela 3.3 - Geração produzida do SF

Meses	Geração Real (KWh/mês)
Janeiro	13.108,57
Fevereiro	12.732,16
Março	12.579,65
Total Média 3 Meses	12.806,79

Fonte: (AUTOR,2020)

A Tabela 3.4 apresenta a geração produzida, índice de produção de referência (YR), índice de produção do campo fotovoltaico (YA), índice de produção normal (YF), rendimento global (PR), além das perdas no campo fotovoltaico (LC) e perdas no resto do sistema (LS) do sistema fotovoltaico conectado na rede. Os cálculos estão divididos nas áreas instaladas do sistema e pelos meses analisados, sendo a última linha da Tabela 3.4 um o total calculado para cada mês do sistema fotovoltaico.

Tabela 3.4 - Indicadores reais por área do SF

Mês: Janeiro								
Área	Energia Produzida CA - Erg (KWh/mês)	Energia Produzida CC - Ercc (KWh/mês)	YR (KWh/m²/dia)	YA (KWh/KWp/dia)	YF (KWh/KWp/dia)	PR (%)	LC	LS
Nordeste	4.875,62	4.961,36	5,63	3,14	3,08	89,48	2,50	0,05
Sudoeste	4.211,57	4.286,53	5,76	2,71	2,66	77,29	3,05	0,05
Sudeste	4.021,38	4.090,08	5,86	3,45	3,39	101,09	2,41	0,06
Total mês SF	13.108,57	13.337,97	17,25	9,30	9,14	89,29	2,65	0,05

Mês: Fevereiro								
Área	Energia Produzida CA - Erg (KWh/mês)	Energia Produzida CC - Ercc (KWh/mês)	YR (KWh/m²/dia)	YA (KWh/KWp/dia)	YF (KWh/KWp/dia)	PR (%)	LC	LS
Nordeste	4.690,11	4.772,59	4,97	3,23	3,17	102,39	1,75	0,06
Sudoeste	4.139,13	4.212,20	4,86	2,85	2,80	93,63	2,02	0,05
Sudeste	3.902,93	3.969,64	5,00	3,58	3,52	121,79	1,42	0,06
Total mês SF	12.732,17	12.954,42	14,84	9,65	9,49	105,94	1,73	0,06
Mês: Março								
Área	Energia Produzida CA - Erg (KWh/mês)	Energia Produzida CC - Ercc (KWh/mês)	YR (KWh/m²/dia)	YA (KWh/KWp/dia)	YF (KWh/KWp/dia)	PR (%)	LC	LS
Nordeste	4.506,96	4.585,93	5,31	3,10	3,05	88,73	2,21	0,05
Sudoeste	4.256,92	4.331,50	4,57	2,93	2,88	94,76	1,65	0,05
Sudeste	3.815,77	3.881,02	5,04	3,50	3,44	112,99	1,54	0,06
Total mês SF	12.579,65	12.798,45	14,93	9,53	9,37	98,83	1,80	0,05

Fonte: (AUTOR, 2020)

4.3. COMPARAÇÃO DA GERAÇÃO PREVISTA, GERAÇÃO PRODUZIDA E INDICADORES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Conforme apresentado nos resultados das subseções 4.1.3 e 4.2.3, pode-se comparar a geração prevista, geração produzida e indicadores do sistema fotovoltaico no supermercado. A Tabela 3.5 representa o resumo dos valores da geração prevista e produzida pelo sistema considerando os meses de janeiro, fevereiro e março.

Tabela 3.5 - Geração prevista, geração produzida e indicadores.

Meses	Energia Prevista CA - Epg (KWh/mês)	Energia Produzida CA - Erg (KWh/mês)	Energia Prevista CC - Epcc (KWh/mês)	Energia Produzida CC - Ercc (KWh/mês)
Janeiro	14.875,90	13.108,57	16.265,92	13.337,97
Fevereiro	12.205,80	12.732,17	13.330,16	12.954,42
Março	12.948,50	12.579,65	14.157,20	12.798,45
Total	13.343,40	12.806,80	14.584,43	13.030,28

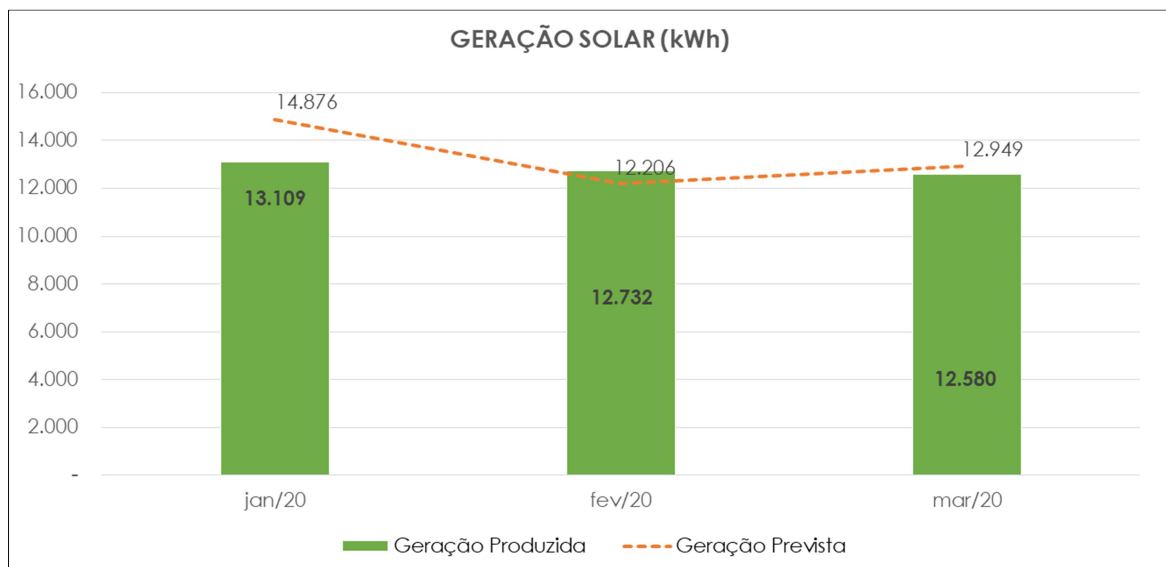
Fonte: (AUTOR, 2020)

A partir da Tabela 3.5 pode-se analisar que nos meses de janeiro e março temos uma geração de energia menor do que a prevista, porém no mês de fevereiro a geração produzida supera a prevista. Analisando somente os meses expostos na tabela 3.5 vemos que a geração produzida está abaixo (4%) da geração prevista.

Comparando a geração produzida (Tabela 3.5) com a prevista anualmente (Tabela 3.1), temos que a média produzida, 12.806,80 kWh/mês, ainda é superior a previsão anual de 12.084,66 kWh/mês. Observa-se que a diferença em porcentagem dessas gerações está também em 4%.

Sendo o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados a rede realizado através da avaliação de energia necessária durante um ano e considerando que as diferenças em porcentagem (mês/mês; mês/ano) ainda são iguais, conclui-se que durante o ano ainda haverá uma compensação da energia gerada. Na figura 2.24 pode-se visualizar uma comparação gráfica da geração.

Figura 2.24 - Geração Produzida x Geração Prevista



Fonte: (AUTOR, 2020)

As tabelas 3.2 e 3.4 apresentam os indicadores para análise do sistema fotovoltaico instalado. Na tabela 3.6, 3.7 e 3.8 serão comparados os indicadores previstos e os reais do sistema fotovoltaico. O sinal positivo na comparação significa um indicador real melhor do que o previsto, o sinal negativo representa um indicador previsto melhor que o real e, o sinal de igual demonstra que o indicador permaneceu o mesmo.

Tabela 3.6 - Comparação entre os indicadores YR e YA

Meses	YR Previsto (KWh/m ² /dia)	YR Reais (KWh/m ² /dia)	Comparação YR	YA Real (KWh/KWp/dia)	YA Real (KWh/KWp/dia)	Comparação YA
Janeiro	17,25	17,25	=	11,20	9,14	+
Fevereiro	14,84	14,84	=	9,80	9,65	+
Março	14,93	14,93	=	9,73	9,53	+

Fonte: (AUTOR, 2020)

Tabela 3.7 - Comparação dos indicadores YF e PR

Meses	YF Previsto (KWh/KWp/dia)	YF Real (KWh/KWp/dia)	Comparação YF	PR Previsto (%)	PR Real (%)	Comparação PR
Janeiro	10,25	9,14	+	71,33	89,29	+
Fevereiro	8,97	9,49	+	70,64	105,94	+
Março	8,90	9,37	+	70,44	98,83	+

Fonte: (AUTOR, 2020)

Tabela 3.8 - Comparação dos indicadores LC e LS

Meses	LC Previsto	LC Real	Comparação o LC	LS Previsto	LS Real	Comparação o LS
Janeiro	2,02	2,65	-	0,32	0,05	+
Fevereiro	1,68	1,73	-	0,28	0,06	+
Março	1,73	1,80	-	0,28	0,05	+

Fonte: (AUTOR, 2020)

Com relação aos indicadores da Tabela 3.6, observa-se que o índice de produção de referência (YR) permanece constante e índice de produção do campo fotovoltaico (YA) apresenta uma melhora em relação ao previsto. O índice de produção de referência permanece o mesmo, pois se considera os dados globais de irradiação no seu cálculo. A melhora no índice de produção do campo fotovoltaico indica uma maior produção de energia CC considerando a potência instalada do sistema fotovoltaico.

Na Tabela 3.7 o índice de produção normal (YF) está com valores melhores que o previsto o que demonstra uma produtividade do sistema fotovoltaico acima do estimado. A função deste indicador é também verificar o desempenho do sistema fotovoltaico, a partir da comparação realizada na Tabela 3.7, também afirma-se que o sistema fotovoltaico instalado do supermercado está com ótimo desempenho.

Ainda com relação à Tabela 3.7 destaca-se o rendimento global (PR) com valor variando acima de 80%, implicando assim em um sistema fotovoltaico eficiente, com excelente rendimento e poucos períodos de falhas ou desligamento.

A Tabela 3.8 descreve as perdas no campo fotovoltaico (LC) e no resto do sistema (LS). As perdas LC estão abaixo do previsto, sendo assim, pode-se afirmar que as perdas por sujeira, sombreamento, entre outras destacadas anteriormente, apresentam um maior impacto no sistema fotovoltaico instalado. Já as perdas LS, perdas no inversor, cabeamento CA e conexão com a rede estão melhores que o previsto, o que demonstra um dimensionamento condizente com a realidade do local de instalação.

A partir das comparações dos indicadores destacam-se alguns pontos adotados no projeto que permitiram uma geração eficiente, com poucas perdas e com bom desempenho do sistema fotovoltaico. Dentro destes pontos estão: layout dos módulos e a configuração do sistema fotovoltaico.

Sobre os layouts é válido destacar que áreas com maior sombreamento, área sudoeste, compreende a menor quantidade de módulos, sendo estes isolamentos em um único ponto de máxima potência. Também pode-se dizer que os módulos estão localizados no melhor ponto de instalação, considerando as normas técnicas, como distanciamento do para raio Franklin do supermercado e sombreamento. Como medida de combate ao sombreamento e sujeira também foi solicitado ao cliente à poda constante das árvores localizadas próximas à edificação e limpeza dos módulos.

Por fim, pode-se afirmar que a configuração do sistema fotovoltaico contribuiu para as baixas perdas LS e maiores indicadores de PR e YF que influenciaram positivamente a geração produzida.

5. CONCLUSÕES GERAIS

Em uma visão geral, o desenvolvimento da análise da geração do sistema fotovoltaico implementado em um supermercado localizado no estado do Mato Grosso do Sul demonstrou a relevância das perdas que devem ser consideradas para uma geração fotovoltaica mais eficiente.

Primeiramente, destacaram-se as principais perdas consideradas no sistema fotovoltaico, como por exemplo, perdas por sombreamento, e também, demonstraram-se as formas utilizadas para cálculos de geração prevista, geração produzida e indicadores, levando-se em consideração os bancos de dados do software PV*SOL e plataforma Solarview.

Após este levantamento, foram apresentados resultados com os valores para geração prevista, geração produzida e indicadores. Compararam-se os valores para verificação da geração prevista e produzida em um supermercado sul-mato-grossense, sendo encontrada uma perda aceitável de 4% entre a geração produzida e prevista.

Realiza-se assim uma comparação entre os indicadores, considerando os três meses analisados, o desempenho global (PR) e produtividade (YF) são maiores que o estimado, demonstrando a boa eficiência e excelente rendimento do sistema fotovoltaico.

Ainda sobre os resultados, as perdas no campo fotovoltaico (LC) apresentam uma variação maior que o esperado. Essa variação pode estar ligada a fatores como o sombreamento das árvores que não foram podadas ou sujeira nos módulos fotovoltaicos. Com relação às perdas no resto do sistema (LS) os indicadores se mostram ótimos, pode-se assim afirmar que este indicador contribuiu positivamente para os níveis de geração reais atingidos.

Desta forma, mostra-se que as perdas na geração solar fotovoltaica devem ser bem avaliadas considerando-se individualmente cada local onde será instalado o sistema fotovoltaico e aplicando técnicas normativas corretas na integração do sistema fotovoltaico com a rede já existente no local.

De forma geral conclui-se que durante o desenvolvimento do projeto e a avaliação da geração existem diversos fatores que impactando na geração de energia dos sistemas fotovoltaicos, sendo que alguns deles muitas vezes podem ser minimizados, mas não retirados por completo, tornando os estudos das perdas importante para melhor atuação do projetista. Deve-se também ser levado em conta nessas avaliações as intenções do

proprietário e possíveis desvios na execução do projeto, assim como, os prazos de entrega do projeto para a concessionária de energia.

Para continuidade do estudo das perdas para os sistemas fotovoltaicos sugere-se que sejam incluídos estudos dos próximos meses da geração solar fotovoltaica até alcançar um ano validando os indicadores apresentados, e também, a realização da comparação entre a geração solar fotovoltaica instalada no supermercado do estado Mato Grosso do Sul com gerações de mesma potência instaladas em condições semelhantes.

6. REFERÊNCIAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 10899: Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia. Rio de Janeiro. 2006

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482/2012: Condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Brasília: Aneel, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687/2015: Condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Brasília: Aneel, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Unidades consumidoras com geração distribuída – resumo por tipo de geração. 2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em 04 mar. 2020.

ALMEIDA, P. M. Modelagem e controle de conversores estáticos fonte de tensão utilizados em sistemas de geração fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição. Juiz de Fora, 2006.

CRESESB/CEPEL. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito; Grupo de trabalho de Energia Solar. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro:2014.

DGS - German Solar Energy Society. Planning and Installing Photovoltaic Systems. 2013

ELY, Fernando e SWART, W. Jacobus. Energia solar fotovoltaica de terceira geração, 2018. Disponível em <http://www.ieee.org.br/wp-content/uploads/2014/05/energia-solar-fotovoltaica-terceira-geracao.pdf> Acesso em 01 de abril de 2020.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – Síntese do Relatório Final do Balanço FREITAS, B.M. e HOLLANDA, L. (2015). Micro e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor. FGV Energia, White Paper n° 1Energético Nacional 2019. Ministério de Minas e Energia – MME. Brasília – DF. 2019.

GREENER. Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 4° Trimestre de 2019. Disponível em <https://www.greener.com.br/pesquisas-de-mercado/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-4o-trimestre-de-2019/>. Acesso em 25 de março de 2020.

GUERRA, J. A. Modelado Energético de los componentes de un sistema fotovoltaico: Diapositiva de la asignatura D.A.S.E.S. del M.U. en Ing. de la Energía de la UPM curso 2017/2018. Madrid UPM, , 2018.

IEC - International Electrotechnical Commission - IEC 60904-3:2019 : Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance, 2019.

KUMAR, N. M. et al. Performance analysis of 100 kWp grid connected Si-poly photovoltaic system using PVsyst simulation tool. Energy Procedia, v. 117, p. 180–189, 2017.

NARIMATU, S. R. Beatrice, CRIBARI, A. Felipe e GUIMARÃES, T. Warley. Avaliação de um Sistema Fotovoltaico Comercial de 14,56 kWp no município de Serra, 2018.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. CRESESB. 2014.

SMA, 2011. Informações técnica. Performance ratio – fator de qualidade para sistema fotovoltaico.

SOLAR POWER EUROPE. Global Market Outlook for Photovoltaics until 2017. Belgium, 2015.

URBANETZ JR, J. Aspectos tecnológicos e operacionais da geração fotovoltaica. Conferência Internacional Smart Energy Paraná. 2014d.

URBANETZ JR, J. Energia Fotovoltaica - Módulo Introdução. 2014. URBANETZ JR, J. Energia Fotovoltaica - Módulo Introdução. 2014.

URBANETZ JR, J. Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: Sua Influência na Qualidade da Energia elétrica e Análise dos Parâmetros que Possam Afetar a Conectividade. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2010.

VIANA, T. S. Potencial de geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos com concentrador no Brasil. (Tese de Doutorado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFSC, Florianópolis, 2010.

VILLALVA, Marcelo Gradella. Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e aplicações. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015.

WEG, Levi Santos Cidral Junior. Apresentação: Treinamento em Energia Solar (Residencial/Comercial), 2018.

7. APÊNDICE A-DATASHEET MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E INVERSORES

AstroSemi™

Incredible Power for Small Body

360W~380W

Monocrystalline PV Module

CHSM72M-HC Series

Tier 1
Bloomberg

No.1
PHOTON

MunichRe
Insured

DNV GL
2018 TOP performance

10-year Warranty for Materials and Processing
25-year Warranty for Extra Linear Power Output
(1st year ≤ 3%, 2nd~25th years ≤ 0.7% / year)

KEY FEATURES

+5W

OUTPUT POSITIVE TOLERANCE

Guaranteed 0~+5W positive tolerance ensures power output reliability.

INNOVATIONAL HALF-CELL TECHNOLOGY

Improves the module output, decreases the risk of micro-crack, enhances the module reliability.

INNOVATIVE PERC CELL TECHNOLOGY

Excellent cell efficiency and output.

REDUCE SHADOW LOSS

Effectively reduces the effect of shadow on the module surface.

REDUCE INTERNAL MISMATCH LOSS

Reduces mismatch loss and improves output.

PASSED HAIL TEST

Certified to hail resistance: ice ball size (d=45mm) and ice ball velocity (v=30.7m/s).

PID RESISTANCE

Excellent PID resistance at 96 hours (@85°C /85%) test, and also can be improved to meet higher standards for the particularly harsh environment.

Multi-Busbar Module could be the option

COMPREHENSIVE CERTIFICATES

First solar company which passed the TUV Nord IEC/TS 62941 certification audit.

ASTROENERGY

A CHINT COMPANY

For Global Market

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

STC rated output (P_{mpo})*	360 Wp	365 Wp	370 Wp	375 Wp	380 Wp
Rated voltage (V_{mpo}) at STC	39.15V	39.47V	39.71V	39.94V	40.26V
Rated current (I_{mpo}) at STC	9.20 A	9.25 A	9.32 A	9.39 A	9.44 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at STC	47.13V	47.44V	47.64V	47.89V	48.18V
Short circuit current (I_{sc}) at STC	9.64 A	9.71 A	9.80 A	9.88 A	9.95 A
Module efficiency	18.3%	18.5%	18.8%	19.0%	19.3%
Rated output (P_{mpo}) at NOCT	265.1 Wp	268.8 Wp	272.5 Wp	276.2 Wp	279.9 Wp
Rated voltage (V_{mpo}) at NOCT	36.13V	36.44V	36.66V	36.88V	37.17V
Rated current (I_{mpo}) at NOCT	7.34 A	7.38 A	7.43 A	7.49 A	7.53 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at NOCT	43.70V	43.99V	44.17V	44.40V	44.67V
Short circuit current (I_{sc}) at NOCT	7.75 A	7.80 A	7.87 A	7.94 A	8.00 A
Temperature coefficient (P_{mpo})	- 0.376%/°C				
Temperature coefficient (I_{sc})	+0.043%/°C				
Temperature coefficient (V_{oc})	- 0.282%/°C				
Normal operating cell temperature (NOCT)	46±2°C				
Maximum system voltage (IEC/UL)	1500V _{DC}				
Number of diodes	3				
Junction box IP rating	IP 67				
Maximum series fuse rating	15 A				

* Measurement tolerance $\pm 3\%$

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s

MECHANICAL SPECIFICATIONS

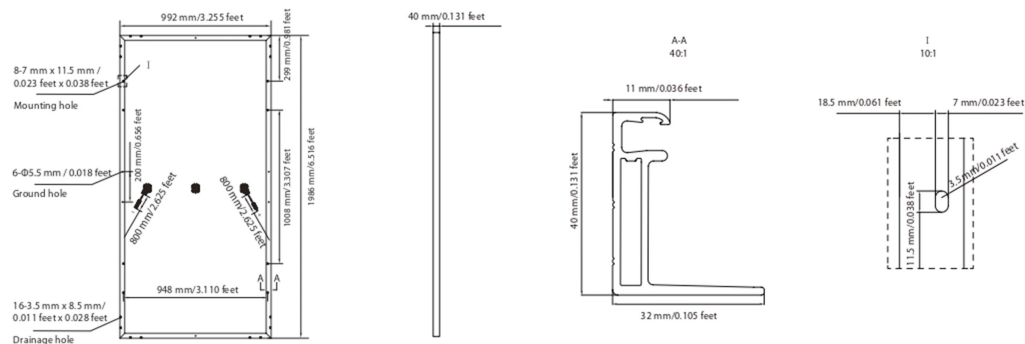
Outer dimensions (L x W x H)	1986 x 992 x 40 mm 78.19 x 39.06 x 1.57 in
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Module composition	Glass / EVA / Backsheet (white)
Front glass thickness	3.2 mm / 0.13 in
① Cable length (IEC/UL)	800 mm / 31.50 in
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm ² / 12 AWG
② Maximum mechanical test load	6000 Pa
Fire performance (IEC/UL)	Class C (IEC) or Type 1 (UL)
Connector type (IEC/UL)	MC4 compatible

① Option: 1100 mm for defined projects in advance.

② Refer to Astronergy Crystalline Silicon PV Module Installation Manual or contact technical department.

Maximum Mechanical Test Load=1.5×Maximum Mechanical Design Load.

MODULE DIMENSION DETAILS

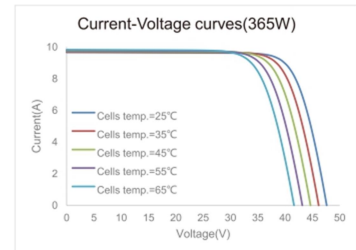
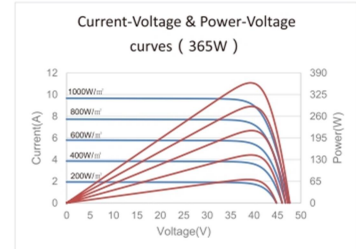


© Chint Solar (Zhejiang) Co., Ltd. Reserves the right of final interpretation, please contact our company to use the latest version for contract.

www.astronergy.com

Astronergy 12-2018

CURVE



PACKING SPECIFICATIONS

① Weight (module only)	22.2 kg / 48.94 lbs
② Packing unit	27 pcs / box
Weight of packing unit (for 40'HQ container)	645 kg / 1422 lbs
Number of modules per 40'HQ container	594 pcs

① Tolerance ± 1.0 kg

② Subject to sales contract



Smart String Inverter

SUN2000-33KTL-A



Smart

- 8 strings intelligent monitoring and fast trouble-shooting
- Power Line Communication (PLC) supported
- Smart I-V Curve Diagnosis supported

Efficient

- Max. efficiency 98.6%
- European efficiency 98.4%
- 4 MPPT per unit, effectively reducing string mismatch

Safe

- DC switch integrated, safe and convenient for maintenance
- Residual Current Monitoring Unit (RCMU) integrated
- Fuse free design

Reliable

- Natural cooling technology
- Protection degree of IP65
- Type II surge arresters for both DC and AC

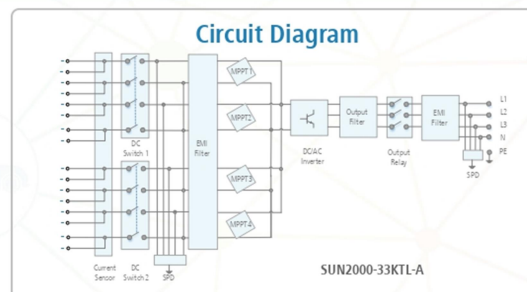
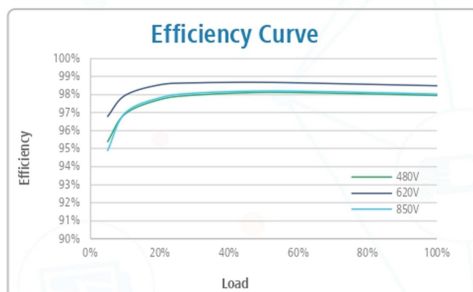
Always Available for Highest Yields

solar.huawei.com/eu/



Smart String Inverter (SUN2000-33KTL-A)

Technical Specifications	SUN2000-33KTL-A
	Efficiency
Max. Efficiency	98.6%
European Efficiency	98.4%
	Input
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	250 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	620 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
	Output
Rated AC Active Power	30,000 W
Max. AC Apparent Power	33,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	30,000 W
Rated Output Voltage	230 V / 400 V, 3W + N + PE;
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	43.3 A
Max. Output Current	48 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ~ 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	Protection
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
	Communication
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
USB	Yes
RS485	Yes
Power Line Communication (PLC)	Yes
	General
Dimensions (W x H x D)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 inch)
Weight (with mounting plate)	62 kg (136.7 lb.)
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
	Standard Compliance (more available upon request)
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62116
Grid Code	IEC 61727, VDE-AR-N-4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, C10/11, EN 50438-Turkey



The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. For more information, please visit solar.huawei.com. Version No. 01-1-201807

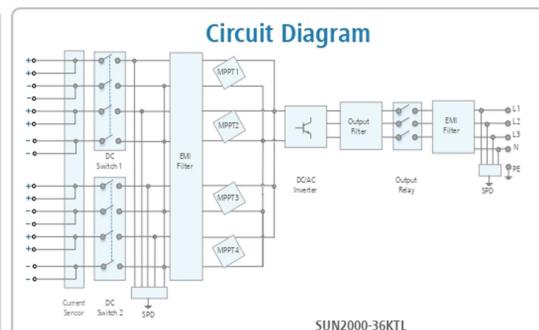
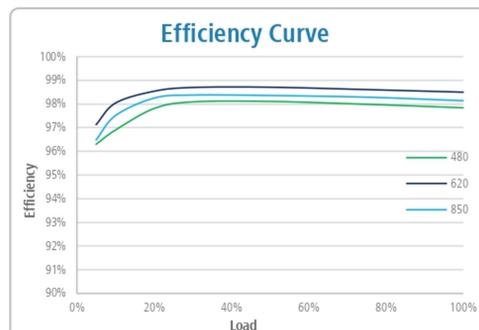
Always Available for Highest Yields

solar.huawei.com/eu/



Smart String Inverter (SUN2000-36KTL)

Technical Specifications	SUN2000-36KTL
	Efficiency
Max. Efficiency	98.6%
European Efficiency	98.4%
	Input
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	250 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	620 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
	Output
Rated AC Active Power	36,000 W
Max. AC Apparent Power	40,000 VA
Max. AC Active Power ($\cos\phi=1$)	Default 40,000 W; 36,000 W optional in settings
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	54.6 A @380 V, 52.2 A @400 V
Max. Output Current	60.8 A @380 V, 57.8 A @400 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	Protection
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
	Communication
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Power Line Communication (PLC)	Yes
	General
Dimensions (W x H x D)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 inch)
Weight (with mounting plate)	62 kg (136.7 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
	Standard Compliance (more available upon request)
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, AS/NZS, G59/3, PEA, MEA, Resolution No.7, VDE 0126-1-1



The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. For more information, please visit solar.huawei.com. Version No. 01-201807

Always Available for Highest Yields

solar.huawei.com