

# **PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA**

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Eduardo Virgilio Venâncio

**Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico para  
abastecimento de energia às áreas comuns de um condomínio vertical na  
cidade de São Paulo**

São Paulo  
Novembro de 2021

EDUARDO VIRGILIO VENÂNCIO

**Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico para  
abastecimento de energia às áreas comuns de um condomínio vertical na  
cidade de São Paulo**

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como forma de avaliação do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Energia Solar Fotovoltaica

Orientador: Professor Msc. Alvaro Nakano

São Paulo  
Novembro de 2021

## LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.1 Distribuição do consumo global de energia elétrica de São Paulo nos principais setores.
- Figura 1.2 Evolução da Energia Armazenada do SIN no Cálculo do Período Crítico do SIN
- Figura 4.1 Padrão 1 de conexão de microgeração em clientes de baixa tensão multimedidação com inversor junto à entrada de energia ou a 10m no máximo
- Figura 4.2 Padrão 1 de conexão de microgeração em clientes de baixa tensão multimedidação com inversor a mais de 10m da entrada de energia
- Figura 4.3 Movimento de translação da Terra em relação ao Sol, Solstício, Equinócios e Declinação Solar.
- Figura 4.4 Direção do Sol através de um observador na Terra analisando a declinação Solar ( $\delta$ ), ângulo horário ( $\omega$ ) e a latitude ( $\phi$ )
- Figura 4.5 Incidência do Sol em relação a uma superfície plana e inclinada
- Figura 4.6 Tipos de irradiação solar que chegam na Terra
- Figura 4.7 Corte Transversal de uma célula fotovoltaica de silício
- Figura 4.8 Comportamento dos elétrons e lacunas nas células fotovoltaicas
- Figura 4.9 Partes do módulo fotovoltaico
- Figura 4.10 2 Painéis iguais em série
- Figura 4.11 2 Painéis em paralelo
- Figura 4.12 6 Painéis iguais em série
- Figura 4.13 6 Painéis iguais em série e paralelo
- Figura 4.14 Disposição dos módulos fotovoltaicos e respectivas MPPT's
- Figura 4.15 Esquema de ligação do inversor PHB modelo PHB20K
- Figura 4.16 Modelo de *String Box* (Caixa de junção)
- Figura 4.17 Conectores MC4 macho e fêmea
- Figura 4.18 Proteção contra sobretensão transitória de arranjos fotovoltaicos DC
- Figura 5.1 Estudo de caso: vista superior do condomínio vertical – Melrose
- Figura 5.2 Estudo de caso: vista frontal do condomínio vertical – Melrose
- Figura 5.3 Planta do pavimento térreo condomínio Melrose
- Figura 5.4 Gráfico de consumo de energia elétrica do condomínio kWh/mês
- Figura 5.5 Balanço de energia resultante do inversor

Figura 5.6 Faixa de utilização do inversor na entrada da corrente contínua cc.

Figura 5.7 Planta baixa do empreendimento de múltiplas unidades consumidoras dotada dos módulos fotovoltaicos para geração de energia elétrica.

Figura 5.8 Vista frontal dos módulos fotovoltaicos

Figura 5.9 Vista frontal dos módulos fotovoltaicos com a inclinação dos módulos a 21° ( $\beta$ )

Figura 5.10 Sombreamento do prédio vizinho em relação aos módulos fotovoltaicos

Figura 5.11 Sombreamento do prédio vizinho em relação aos módulos fotovoltaicos, distanciamento adotado de 18,5m

Figura 5.12 Planta baixa do empreendimento com o sombreamento em relação aos módulos fotovoltaicos

Figura 5.13 – Energia injetada x Energia consumida

Figura 5.14 – Associação de *strings* na entrada do inversor

Figura 5.15 – Interligação entre os módulos fotovoltaicos até a conexão com a rede elétrica

Figura 5.16 Diagrama de blocos existente do condomínio

Figura 5.17 Gráficos do fluxo de caixa descontado e o acumulado

## LISTA DE TABELAS

- Tabela 4.1 Forma de conexão em baixa tensão em relação à potência
- Tabela 4.2 Lista de documentos para apresentação do projeto de mini ou Microgeração
- Tabela 4.3 Tempo de desligamento em função dos níveis de tensão
- Tabela 4.4 Fator de potência do inversor durante a geração
- Tabela 4.5 Limites de distorção harmônica
- Tabela 4.6 Refletividade do solo Albedo
- Tabela 4.7 Características dos tipos de módulos solares
- Tabela 4.8 Especificação técnica de módulos fotovoltaicos monocristalinos do fabricante Jinko linha Cheetah HC 72M
- Tabela 4.9 Especificação mecânica de módulos fotovoltaicos monocristalinos do fabricante Jinko linha Cheetah HC 72M
- Tabela 4.10 Classificação dos inversores
- Tabela 4.11 Catálogo PHB com informações técnicas dos inversores
- Tabela 4.12 Características dos condutores para sistema fotovoltaico NBR1662/2017
- Tabela 4.13 Cores dos condutores
- Tabela 5.1 Dados climatológicos de São Paulo entre 1981 – 2010
- Tabela 5.2 Consumo de energia elétrica
- Tabela 5.3 Resumo da tabela 5.4 - potencial solar da cidade de São Paulo, conforme dados do CRESESB
- Tabela 5.4 Cálculo do plano inclinado para a cidade de São Paulo
- Tabela 5.5 Especificação técnica de módulo fotovoltaico monocristalino do fabricante Jinko linha Cheetah HC 72M.
- Tabela 5.6 Dados do Inversor PHB20K-MT
- Tabela 5.7 Sequência de cálculo do número de módulos fotovoltaicos
- Tabela 5.8 - Cálculo do fator de dimensionamento do inversor (FDI)
- Tabela 5.9 - Verificação do limite inferior:  $N \times V_{mp(\min)} > \text{Tensão MPPT mínima do inversor}$
- Tabela 5.10 Verificação do limite superior:  $N \times V_{mp(\max)} < \text{Tensão MPPT máxima do inversor}$

Tabela 5.11 Verificação do limite superior noturno:  $N \times Voc(max) <$  Tensão máxima de cc do inversor

Tabela 5.12 Verificação da corrente de curto-círcuito  $I_{SCmax}$  por MPPT < Corrente de curto-círcuito na entrada do inversor

Tabela 5.13 Tabela de sombreamento anual entre as 9hs e 15hs

Tabela 5.14 Energia injetada na rede por Mês x energia consumida

Tabela 5.15 Cálculo de correntes  $I_{SC}$  e tensões máximas nas entradas do inversor

Tabela 5.16 Custos de materiais e serviços para a instalação do sistema fotovoltaico

Tabela 5.17 Fluxo de caixa líquido mensal

Tabela 5.18 Fluxo de caixa descontado e fluxo de caixa acumulado

## LISTA DE SIMBOLOS E ABREVIATURAS

- GWp.....Giga Watts pico  
MWp.....Mega Watts pico  
Wh/m<sup>2</sup>.....Watts pico por metro quadrado  
MWh/ano.....Mega Watts hora por ano  
GWh/ano.....Giga Watts hora por ano  
UF.....Unidade Federativa  
EPE.....Empresa de Pesquisa e Energética  
ANEEL.....Agência Nacional de Energia Elétrica  
PEN.....Plano da Operação Energética  
ONS.....Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PRODIST....Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional  
Gsc.....Constante Solar  
 $\delta$ .....Declinação Solar  
 $\omega$ .....Ângulo Horário do Sol ou Hora Angular  
 $\omega_s$ .....Ângulo Horário do Pôr do Sol  
 $n$ .....Dia do Ano Dado Pelo Calendário  
HS.....Hora Solar  
 $\theta_z$ .....Ângulo Zenital  
 $\alpha$ .....Altitude Solar  
 $\gamma_s$ .....Azimute Solar  
 $\gamma$ .....Ângulo Azimutal da Superfície  
 $\beta$ .....Inclinação da Superfície  
 $\theta$ .....Ângulo de Incidência dos Raios Solares  
Kt.....Índice de Claridade  
Ho.....Irradiação Extraterrestre Sobre o Plano Horizontal da Superfície da Terra  
 $\phi$ .....Latitude  
Hd.....Radiação Direta no Plano Horizontal  
H.....Radiação Solar Sobre o Plano Horizontal  
Voc.....Tensão de Circuito Aberto  
Isc.....Corrente de Curto-Círcuito

Pmp.....Ponto de Máxima Potência  
Imp.....Corrente de Máxima Potência  
Vmp.....Tensão de Máxima Potência  
SPPM.....Seguimento do Ponto de Potência Máxima  
FDI.....Fator de Dimensionamento do Inversor  
Tc.....Temperatura da Célula Fotovoltaica  
Ta.....Temperatura Ambiente  
Tnoc.....Temperatura Nominal de Operação de Célula (NOCT)  
GT.....Radiação Solar Média no Plano da Célula

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	13
2. OBJETIVO GERAL.....	18
2.1 Objetivos específicos .....	18
3. METODOLOGIA.....	19
4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	20
4.1 Normas Técnicas .....	20
4.1.1 Resolução Normativa REN687/2015 na Modalidade de Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras de Microgeração e Minigeração Distribuída....	20
4.1.2 NT-6.012 – Requisitos Mínimos para Interligação de Microgeração e Minigeração Distribuída – Enel São Paulo (antiga Eletropaulo).....	23
4.2 Geometria Solar .....	30
4.3 Irradiação Solar Extraterrestre .....	39
4.4 Irradiação Solar Direta, Difusa e Refletida (Albedo).....	41
4.5 Irradiação Solar sobre Superfície Inclinada.....	42
4.6 Conceitos de Energia e Sistema Fotovoltaico.....	44
4.7 Módulo Fotovoltaico.....	47
4.8 Inversor de Frequência Fotovoltaico.....	55
4.9 <i>String Box</i> ou Caixa de Junção.....	61
4.10 Cabos de Energia do Sistema Fotovoltaico.....	62
4.11 Método HSP (Horas de Sol Pleno - CRESESB).....	66
5. Estudo de caso .....	73
5.1 Características do Local do Estudo de Caso.....	73
5.2 Demanda de Consumo de Energia Elétrica do Condomínio.....	78
5.3 Base de Dados Solares do CRESESB.....	81
5.4 Definição da Quantidade de Módulos Fotovoltaicos.....	83
5.5 Sombreamento na Área de Instalação dos Módulos Fotovoltaicos.....	95
5.6 Definição Da Energia Gerada e Injetada na Rede.....	107
5.7 Instalação Elétrica da Geração de Energia Solar do Condomínio.....	110

5.8 Viabilidade Econômica do Sistema de Geração Fotovoltaico.....	115
5.9 Conclusão.....	121
Referências Bibliográficas.....	122

## RESUMO

As instalações de fontes de energia renováveis estão em fase de expansão no mundo. No Brasil 63,8% (2020, EPE) da geração de energia elétrica são provenientes das usinas hidrelétricas, cujo desempenho vem sendo impactado ao longo dos últimos anos com a falta de chuva, devido ao aquecimento global. Diante dessa condição de níveis baixos nos reservatórios são acionadas as termelétricas resultando em um custo operacional maior e consequentemente a elevação do preço das tarifas de energia elétrica. São Paulo é a cidade que mais consome energia elétrica nesse país, conhecida pelo mundo através de suas milhares de edificações verticais, divididas em prédios residenciais e comerciais. Todos esses empreendimentos são compostos de condomínios, onde o custo do consumo de energia elétrica das áreas de uso comum é rateado entre as diversas unidades consumidoras do local somando-se ao consumo individual de cada condômino. O sistema fotovoltaico é um dos recursos de fontes renováveis mais indicados em uma zona urbana. Muitas construtoras em seus projetos já estão adotando esse sistema, pois além de trazer benefícios financeiros aos futuros investidores que irão comprar uma unidade, também auxiliam na contribuição da redução de emissão de CO<sub>2</sub> para o meio ambiente. A adoção dessa tecnologia fotovoltaica não se restringe apenas aos novos empreendimentos, mas também as construções existentes, trazendo benefícios para seus usuários. Essa monografia foi baseada no desenvolvimento de projeto de uma microgeração distribuída fotovoltaica destinada a um condomínio vertical residencial existente, situado no bairro do Jaraguá na cidade de São Paulo, dimensionado para gerar energia elétrica equivalente ao consumo das áreas comuns enquadrando conforme a revisão REN687/2015 da Aneel, como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras. Foi levantado o consumo de energia do condomínio, a área disponível para a instalação dos equipamentos, dimensionamento do sistema, análise dos materiais empregados, pesquisa das regulações pertinentes ao caso em questão, e finalizando com o estudo de viabilidade econômica do projeto.

**Palavras chave:** energia solar fotovoltaica, microgeração distribuída, condomínio vertical, multiplas unidades consumidoras, viabilidade economica.

---

## ABSTRACT

*Installations of renewable energy sources are expanding around the world. In Brazil 63.8% (2020, EPE) of electricity generation comes from hydroelectric plants, whose performance has been impacted over the past few years with the lack of rain, due to global warming. In view of this condition of low levels in the reservoirs, the thermoelectric plants are activated, resulting in a higher operating cost and, consequently, an increase in the price of electricity tariffs. São Paulo is the city that consumes the most electricity in this country, known around the world for its thousands of vertical buildings, divided into residential and commercial buildings. All these developments are made up of condominiums, where the cost of electricity consumption in areas of common use is apportioned among the various consumer units in the location, adding to the individual consumption of each unit. The photovoltaic system is one of the most suitable renewable sources resources in an urban area. Many construction companies in their projects are already adopting this system, as in addition to bringing financial benefits to future investors who will buy a unit, they also help in the contribution of reducing CO<sub>2</sub> emissions to the environment. The adoption of this photovoltaic technology is not restricted to new projects, but also to existing buildings, bringing benefits to its users. This monograph was based on the development of a photovoltaic distributed microgeneration project for an existing vertical residential condominium, located in the Jaraguá neighborhood in the city of São Paulo, sized to generate electricity equivalent to the consumption of common areas, in compliance with the REN687/2015 revision of Aneel, as an enterprise with multiple consumer units. The energy consumption of the condominium was surveyed, the area available for the installation of equipment, system sizing, analysis of the materials used, research on regulations relevant to the case in question, and ending with the project's economic feasibility study.*

**Keywords:** photovoltaic solar energy, distributed microgeneration, vertical condominium, multiple consumer units, economic viability.

---

## 1. INTRODUÇÃO

Segundo o relatório Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) o Brasil é o sétimo país no mundo em termos de capacidade instalada de geração elétrica de 170,118GW (2019), sendo que em São Paulo apresenta uma capacidade de geração elétrica de 20,166GW (2019) representando 11,9% da geração elétrica do país.

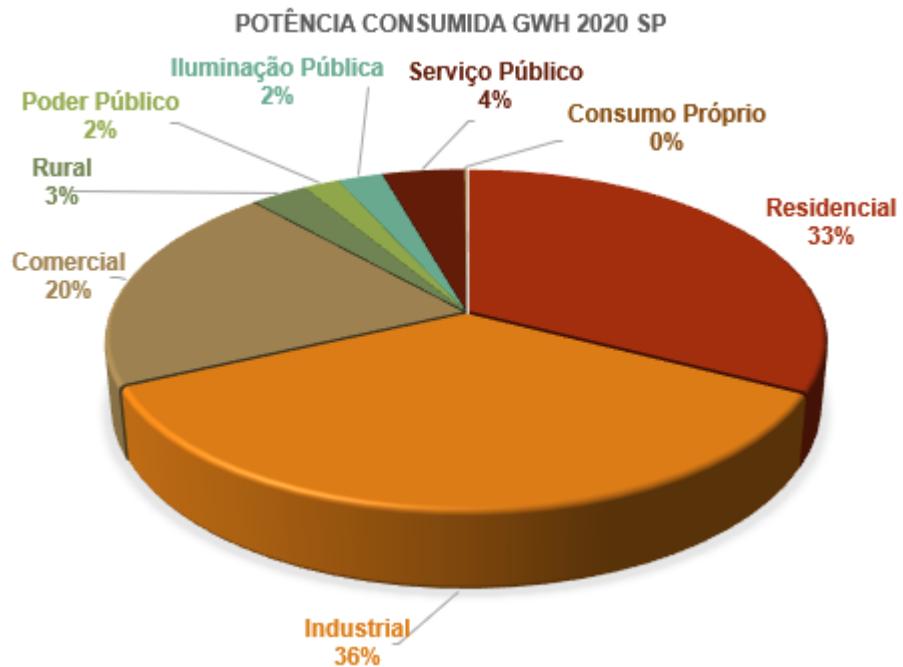
Ainda segundo a EPE (2021), a geração de energia Solar contribui com 3,287GW (2020), ou seja, apenas 1,93%, na matriz elétrica nacional, gerando 10.717GWh/Ano (2020)<sup>11</sup>. Apesar de um número pouco expressivo se comparado com as outras fontes de energia renováveis, a energia fotovoltaica é a que mais cresce ano após ano.

A potência elétrica consumida residencial e comercial em São Paulo (UF) no ano de 2020 representou 53% do montante consumido no estado, seguido de 36% destinados para as indústrias, 3% rural, 2% poder público, 2% iluminação pública e 4% para serviços públicos e consumo próprio (EPE, 2020), conforme pode ser observado na Figura 1.1.

---

<sup>11</sup> EPE: Dados coletados do Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021 - Workbook.

Figura 1.1 - Distribuição do consumo global de energia elétrica de São Paulo nos principais setores.

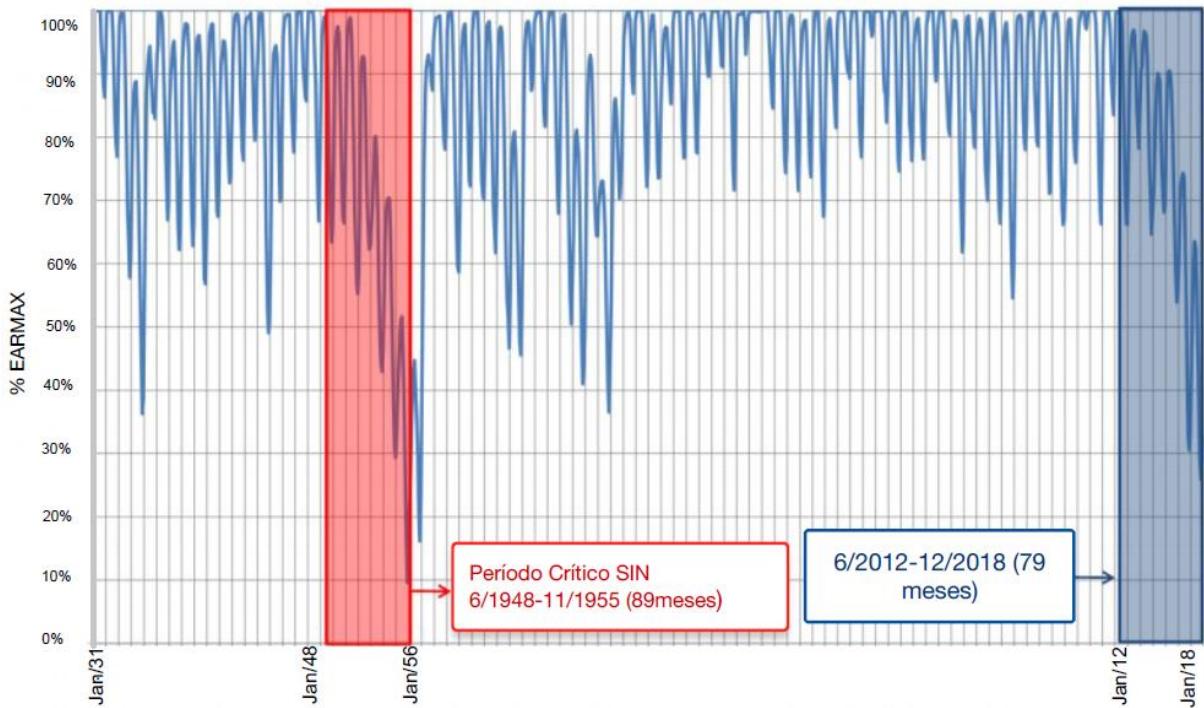


Fonte: Próprio autor: base de dados da EPE (2021)

Analizando o gráfico de potência consumida demonstrado na Figura 1.1, grande parte do consumo de energia elétrica se concentra nas unidades residenciais e comerciais. Quanto maior a adesão dessas unidades na implantação de instalações de energias por fontes renováveis, como por exemplo as energias fotovoltaicas, menor será a demanda de energia elétrica proveniente das hidrelétricas.

Um fato importante que demonstra a necessidade da disseminação de outras soluções de fontes renováveis distribuídas interligadas na rede elétrica é o nível baixo de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. O racionamento no consumo da energia elétrica se tornou uma necessidade no Brasil nos últimos anos devido aos baixos níveis de reservatórios das Usinas Hidrelétricas, cuja capacidade de armazenamento de energia/reservatório atual no subsistema do sudeste/centro oeste é de 23,93%, no subsistema sul é de 35,25%, no subsistema nordeste 51,77% e no subsistema norte 75% (ONS, 2021). A Figura 1.2 que demonstra a evolução da energia armazenada desde o ano de 1931.

Figura 1.2 - Evolução da Energia Armazenada do SIN no Cálculo do Período Crítico do SIN



Sendo: %EARMAX é a porcentagem média de armazenamento máximo de água nos reservatórios do Sistema Integrado Nacional (SIN) no Brasil para geração de energia elétrica.

No gráfico da Figura 1.2 existem dois períodos críticos no armazenamento nos reservatórios do SIN. Um momento crítico, conforme a área destacada em vermelho de 89 meses entre 1948 e 1955 e o outro que se iniciou em 2012 até os dias de hoje na área destacada em azul. É importante explicar que o período crítico é o intervalo de tempo, onde o sistema de armazenamento passa de máximo para o mínimo, sem reenchimentos intermediários (PEN, 2019).

Portanto, conclui-se que no gráfico da Figura 1.2 demonstra que não se pode depender somente das Usinas Hidrelétricas, o país necessita de outras fontes de energias renováveis para complementar a geração de energia elétrica. Diante desse panorama, esse trabalho envolve um projeto de geração distribuída com a adoção de fonte solar fotovoltaica aplicado em um condomínio residencial, limitando-se ao consumo de energia elétrica das áreas comuns do edifício.

Segundo informações do Mapa de Condomínios de São Paulo (LELLO, 2021), as despesas médias de condomínio residenciais por morador, na cidade de São Paulo estão em torno de R\$761,00, chegando a um total de R\$ 9,1 mil por ano, sendo que 20% desse valor é destinado as contas de energia elétrica, água e gás. Para aliviar os valores dessa conta mensal, pode-se reduzir parte desse custo, gerando a energia para essas áreas comuns.

Outro aspecto importante é sobre o enquadramento do projeto proposto dentro das modalidades das resoluções normativas vigentes e relativas a geração distribuída. A Resolução Normativa RN482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) veio a regulamentar o conceito de Micro e Minigeração Distribuída, fazendo com que o consumidor brasileiro pudesse gerar sua própria energia através de fontes renováveis ou cogeração qualificada, também enviar o excedente gerado a rede de distribuição do seu respectivo local.

A REN687/2015 da Aneel é uma atualização da norma REN482/2012 onde foram incluídos e revistos os itens abaixo:

- Limites de potência instalada até 75kW para microgeração e maior de 75kW até 3MW para hídrica ou 5 MW para as demais fontes renováveis.
- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, através da compensação de energia gerada entre diferentes consumidores, como por exemplo, condomínios residenciais e comerciais, desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou propriedades contíguas, ou seja é proibido interligar o sistema fotovoltaico de um prédio de condomínio em outro através das vias públicas enterradas e aéreas.
- Geração compartilhada entre vários de consumidores, dentro da mesma área de concessão (concessionária) ou permissão, pode ser feita através de consórcio ou cooperativa, de pessoa física ou jurídica que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, mas dentro da região da mesma concessionária ou permissão, onde a energia excedente será compensada na conta de energia.

- Autoconsumo remoto onde a pessoa jurídica pode utilizar os créditos entre suas edificações ou pessoa física situadas na mesma área da microgeração ou minigeração de concessão ou permissão.
- Foi aumentado o prazo para utilização dos créditos de 36 meses para 60 meses.

Através da possibilidade de compensação de energia gerada entre diferentes consumidores, os empreendimentos de condomínios verticais e horizontais passaram a encontrar uma alternativa de instalação de sistemas renováveis, visando a sustentabilidade e o crédito nas suas contas de energia.

Segundo Jéssica Sant'Ana da Gazeta do Povo (2017) a construtora MRV tem investido na construção de condomínios com painéis solares em seus empreendimentos pelo Brasil focando na sustentabilidade, nas resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e na redução do custo dos equipamentos. Um dos exemplos é o projeto piloto no Solar do Parque em Salvador, onde a finalidade é cobrir em torno de 80% da cota de energia do condomínio. Outros lançamentos também como o Grand Reserva Paulista e o Unipark também entrarão com a geração de energia elétrica para os respectivos condomínios e o Parthenon em Belo Horizonte também produzirá energia para os apartamentos (MRV, 2020).

A sustentabilidade é um tema muito difundido atualmente no mundo e as empresas estão investindo nesse meio, seja na utilização de materiais recicláveis, uma arquitetura que seja eficiente energética, no aproveitamento da água de reuso, na utilização de energias renováveis em seus empreendimentos etc.

Diante de todos os pontos apresentados, essa monografia se baseia no desenvolvimento de um projeto de um sistema fotovoltaico instalado na cobertura de um edifício residencial na cidade de São Paulo, enquadrado na modalidade de empreendimentos de múltiplas unidades consumidora, com o intuito de gerar energia elétrica equivalente ao consumo das áreas comuns do condomínio. O trabalho envolve uma revisão bibliográfica inicial, seguido de estudo de caso abrangendo o dimensionamento do sistema fotovoltaico, previsão de geração de energia elétrica, balanço da energia, análise econômica e sua viabilidade.

## **2. OBJETIVO GERAL**

Análise da viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico para o abastecimento de energia às áreas comuns de um condomínio vertical situado no Bairro do Jaraguá na cidade de São Paulo.

### **2.1 Objetivos específicos**

- Pesquisa de literaturas e normas
- Procedimentos junto a concessionária
- Dimensionamento do sistema fotovoltaico
- Principais materiais e equipamentos empregados
- Levantamento da arquitetura do estudo de caso e do centro de medição
- Definição do melhor local e dos espaços da construção
- Resultados de geração e balanço da energia
- Análise econômica e sua viabilidade
- Conclusão

### **3. METODOLOGIA**

Através da posição geográfica do local a ser estudado, haverá o levantamento das suas respectivas coordenadas a fim de descobrir os dados solarimétricos utilizados no dimensionamento dos módulos solares através de banco de dados presentes no CRESESB. Configuração do arranjo entre os módulos fotovoltaicos, encontrar as suas características elétricas existentes para o cálculo das correntes e tensões que será consequentemente utilizado no dimensionamento dos cabos, dispositivos de proteção e infraestrutura seca.

Para a escolha dos materiais é importante levar em consideração as tecnologias existentes atualmente, seus tempos de utilizações, os espaços necessários de implantação dos módulos solares, a dificuldade de se executar a instalação identificando as peças necessárias de fixação e as manutenções preventivas a serem executadas posteriormente.

No estudo de caso, haverá o levantamento da arquitetura do local e seus respectivos espaços físicos, identificação do diagrama elétrico existente para conexão da rede fotovoltaica a rede da distribuidora. Estudo de todos os documentos necessários exigidos pela concessionária, juntamente com os prazos necessários durante o processo de aprovação.

Levantamento da média de energia a ser gerada no empreendimento, de acordo com os equipamentos fotovoltaicos a serem escolhidos e o consumo elétrico do local de estudo.

Identificação da fase de projeto, levantamento de documentação necessária para instalação do sistema fotovoltaico em condomínio vertical e prazos necessários para aprovação final.

Análise do resultado obtido com o dimensionamento visando a viabilidade econômica do empreendimento através dos custos de capex e opex.

## 4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 4.1 Normas Técnicas

A seção 4.1.1 descreve a norma REN687/2015 identificando pontos importantes na aplicação em um projeto de micro e minigeração de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras. É importante salientar que existem trechos da norma indicados a seguir que podem ser aplicados também para geração compartilhada e/ou autoconsumo remoto, apesar do foco nesse caso ser em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras. A abordagem será em torno do Capítulo II da norma REN687/2015 que retrata o acesso aos sistemas de distribuição e o capítulo III que descreve como funciona o sistema de compensação de energia elétrica.

Na seção 4.1.2 estão os requisitos mínimos e necessários para a interligação da micro ou minigeração distribuída na rede da concessionária de energia elétrica local, que nesse trabalho se trata da Enel/SP na cidade de São Paulo. A norma NT-6.012 aborda temas de características técnicas, tais como, potências adequadas para o sistema de micro e minigeração, frequência, limites de distorções harmônicas mínimos, fator de potência nos inversores durante a geração, padrão de conexão conforme o tipo de instalação, tempo de desligamento do sistema de geração durante a falta de energia por parte da concessionária e os documentos necessários para se pedir o acesso a rede da concessionária.

#### 4.1.1 Resolução Normativa REN687/2015 na Modalidade de Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras de Microgeração e Minigeração Distribuída

Conforme já descrito o sistema em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras será feito de forma a gerar energia elétrica para atender o montante equivalente ao consumo das áreas comuns das edificações. Essa aplicação só é válida para unidades consumidoras que estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas em relação a localização da central geradora. É importante mencionar que não se deve utilizar as vias públicas, seja de

passagem aérea ou subterrânea para interligação do sistema, nem interligação de propriedades de terceiros, que não fazem parte do empreendimento.

A seguir as regras conforme resolução normativa REN687/2015 que podem ser aplicadas aos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras:

- O capítulo II Art. 4º REN687/2015 da Aneel, diz:

Os participantes do sistema de compensação de energia elétrica não necessitam de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora, apenas devem ser feito um acordo operativo para minigeração ou microgeração, segundo os termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST<sup>2</sup>.

Se houver a necessidade de instalação de central geradora de minigeração ou microgeração com potência superior a disponibilizada pela concessionária de energia do local, o consumidor pode pedir o aumento da potência, mesmo que não consuma a carga solicitada, devendo obedecer às regras impostas pelos termos do inciso LX, art. 2º da resolução nº 414, de 9 de setembro de 2010:

“Potência disponibilizada: potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora, segundo os critérios do Grupo A<sup>3</sup>: Demanda contratada em (kW) e Grupo B<sup>4</sup>: Corrente elétrica multiplicada pela tensão nominal, observando o número de fases, expressa em (kVA).”

Não se pode dividir a central geradora de energia elétrica em unidades de menor porte no intuito de enquadrar nos limites da potência para microgeração ou minigeração distribuída. No caso de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras a máxima potência a ser utilizada na geração deve ser a disponibilizada pela distribuidora, conforme potência existente na linha de medição da respectiva entrada de energia da edificação.

Quando houver a solicitação para emitir a informação ou parecer de acesso junto a concessionária local da instalação da nova unidade geradora de energia, deve-se ficar atendo aos prazos impostos na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST e

---

<sup>2</sup> Seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)– “Descreve os procedimentos para acesso da micro e minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica ao sistema de distribuição”.

<sup>3</sup> Grupo A – Consumidores de Alta Tensão – Unidades consumidoras com tensão igual ou superior a 2,3 (kV).

<sup>4</sup> Grupo B – Consumidores de Baixa Tensão – Unidades consumidoras com tensão inferior a 2,3 (kV).

na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. É fundamental cumprir os prazos para que não ocorra o cancelamento do processo da unidade geradora em questão.

Nos casos particulares de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras e para geração compartilhada, o solicitante deve enviar um termo de compromisso de solidariedade entre os integrantes do empreendimento, de forma que todos estejam cientes do acordo de geração e compensação de energia entre as partes além do formulário de acesso da minigeração ou microgeração distribuída para a concessionária local.

- No capítulo II Art. 5º REN687/2015 da Aneel, diz:

No caso de geração compartilhada os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição para conexão da microgeração distribuída deve ser de responsabilidade do solicitante de acesso. O mesmo se aplica para todos os integrantes da minigeração distribuída.

- No capítulo III Art. 6º. REN687/2015 da Aneel, diz:

Certifica a todos os consumidores de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras podem participar do sistema de compensação de energia elétrica. E ressalta que toda energia ativa injetada na rede de distribuição da concessionária local será cedida a mesma e retornará em forma de crédito para o consumidor, devendo ser consumido os créditos dentro de 60 (sessenta meses).

- No capítulo III Art. 6-A. REN687/2015 da Aneel, diz:

Proíbe a participação de consumidores no sistema de compensação de energia elétrica através de microgeração ou minigeração, quando o consumidor não for o proprietário do local onde será feito a geração de energia elétrica.

- No capítulo III Art. 7º. REN687/2015 da Aneel, diz:

Para empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras o excedente de energia elétrica considerada nos cálculos dos créditos é o mesmo da energia injetada na rede de distribuição da concessionária. Quando o excedente de energia elétrica não for compensado pela unidade consumidora, pode-se utilizar os créditos para outra unidades consumidoras seguindo o acordo feito durante a aprovação do processo de geração de energia elétrica junto a concessionária de energia local. Deve-se seguir os percentuais acordados através de instrumentos jurídicos onde

foram demonstrados a solidariedade entre os integrantes. Quando houver a necessidade de mudança de acordos entre os integrantes a distribuidora deve ser acionada 60 dias antes da aplicação da distribuição dos créditos. Se a fatura da conta de energia da geradora for do tipo convencional os créditos gerados devem ser considerados como geração em período fora de ponta<sup>5</sup>, caso sejam utilizados em outra unidade consumidora.

#### **4.1.2 NT-6.012 – Requisitos Mínimos para Interligação de Microgeração e Minigeração Distribuída – Enel São Paulo (antiga Eletropaulo)**

A norma NT-6.012 especifica condições básicas para elaboração do projeto de microgeração e minigeração distribuída que interligará a distribuidora Enel na cidade de São Paulo, através de inversores com paralelismo permanente visando os aspectos de proteção, operação e segurança conforme Resolução Normativa REN482/2012, REN517/2012, REN687/2015 e REN786/2017 da ANEEL.

Algumas das principais descrições relacionadas com o projeto desse trabalho estão listadas os requisitos técnicos segundo a NT-6012:

- Segundo a potência instalada na conexão de geração distribuída em baixa tensão, deve-se seguir a forma de conexão (monofásico, bifásico ou trifásico) como especificado na Tabela 4.1, fornecida pela norma NT-6012:

Tabela 4.1 - Forma de conexão em baixa tensão em relação à potência

<b>Potência instalada</b>	<b>Forma de conexão</b>
≤ 20 kW	Monofásico, bifásico ou trifásico
> 20kW	Trifásico

Fonte: Enel São Paulo, 2018

<sup>5</sup> O período fora ponta representa o período do dia em que o consumo de energia elétrica é mais baixo é quando a capacidade máxima das linhas de transmissão de energia está longe de ser atingida.

- Somente é permitido o paralelismo permanente de geração de inversores até 10kW certificados pelo INMETRO. Para os inversores com potência superiores à 10kW é exigida a certificação internacional de instituições acreditadas ou reconhecidas pelo INMETRO, onde deve ser apresentada a concessionária para validação do equipamento. O intuito é verificar se o equipamento possui as características necessárias para ser conectado na rede da distribuidora de energia dentro das margens de segurança do sistema de geração fotovoltaico.
- A potência de geração de energia para a rede de baixa tensão é limitada pela capacidade da entrada de energia do consumidor, caso essa potência de geração de energia elétrica seja maior do que a capacidade de entrada de energia, deve-se adequar a entrada para atender essa nova demanda de energia de exportação.
- Clientes de baixa tensão, os inversores, quadros e painéis de proteção e comando do sistema de paralelismo devem ser localizados próximos à caixa de medidores e em local abrigado.” Fora desse local somente com prévia autorização da concessionária. Edificações de multimedição em BT também precisarão de autorização da concessionária para o posicionamento dos inversores e quadros de energia.
- Proibida a instalação de inversores sobre forro, laje, mezanino ou qualquer parte de edificação de difícil acesso.
- Na Tabela 4.2 são indicados os documentos necessários para apresentação do projeto junto a concessionária Enel:

**Tabela 4.2: Lista de documentos para apresentação do projeto de minigeração ou microgeração**

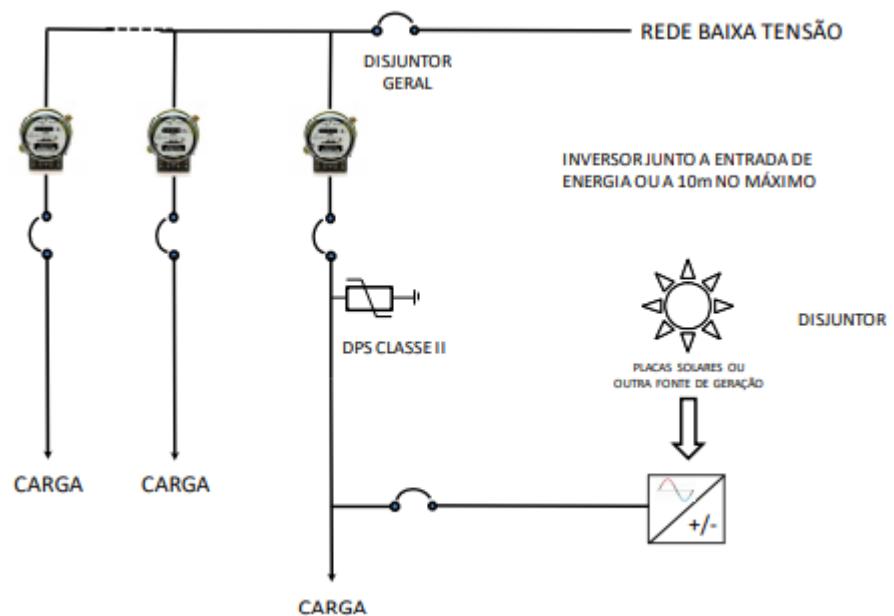
<b>Descrição dos Documentos</b>
Documento de comprovação de vínculo entre cliente e projetista/executor da obra;
Documentos do cliente cadastrado como responsável pela unidade consumidora (RG ou CPF para pessoas físicas e CNPJ para pessoas jurídicas);
Diagrama unifilar das instalações;
<b>Instalações de baixa tensão, encaminhar relatório fotográfico do padrão de entrada de energia, tais como:</b>
Com portas externas fechadas e abertas;
Com as portas internas não lacradas abertas;
Com portas externas fechadas e abertas;
Capacidade do dispositivo de proteção geral;
Ampacidade do condutor da entrada de energia;
Diagrama funcional do sistema de paralelismo quando tratar de máquinas girantes;
Características dos TP's, TC's e disjuntores que fazem parte do sistema de paralelismo, onde aplicáveis;
Memorial descritivo da instalação;
<b>Dados da geração:</b>
Potência;
Desenho do projeto de instalação;
Desenho de localização da instalação da geração e recinto de painéis;
Número de registro de concessão do inversor pelo INMETRO;
ART referente ao projeto e execução;
Ajustes de tensão, controle de fator de potência, frequência, religamento do inversor;
Catálogo do(s) fabricantes (s) do(s) inversor(es);
Catálogo do(s) fabricantes (s) e área a ser ocupada pelos módulos fotovoltaicos;
Número de módulos fotovoltaicos e de arranjos;

Fonte: Enel São Paulo, 2018

- O sistema de geração através do inversor deverá se desconectar da rede no máximo em 2 segundos após a queda de energia por parte da concessionária de energia.

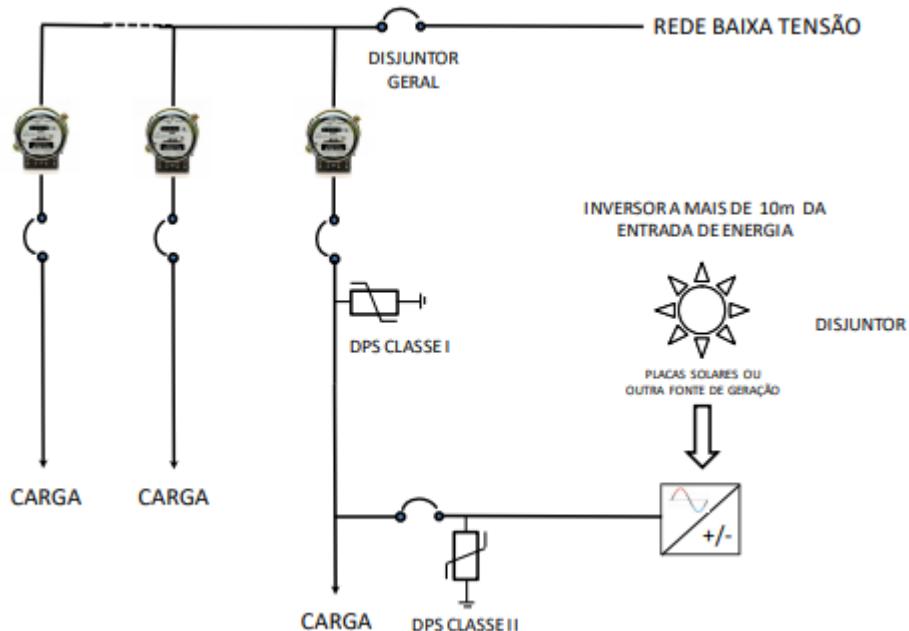
- É proibido o ilhamento de geradores conectados ao sistema elétrico da concessionária de energia, contudo o sistema de geração deve ser provido de dispositivos que operem corretamente, quando a rede da concessionária de energia estiver desenergizada.
- A reconexão da geração de energia deve suportar o religamento automático da rede por parte da concessionária e aguardar um período de 180 segundos para reconectar o sistema de geração com segurança.
- Antes da inspeção do sistema de geração por parte da concessionária deve-se apresentar os laudos de aferição, calibração e ensaios das proteções e demais comandos o intuito é comparar os resultados nessas duas análises uma por parte do consumidor e outro por parte da concessionária.
- O projeto de geração fotovoltaica aprovado pela concessionária Enel de São Paulo deve ser executado conforme o que foi projetado, caso contrário será reprovada a instalação.
- As Figuras 4.1 e 4.2 demonstram o diagrama unifilar padrão 1 e 2 respectivamente de conexão da microgeração em clientes de baixa tensão com multimedição. A diferença entre os dois tipos é a distância do inversor em relação a entrada de energia e consequentemente as características dos dispositivos de proteção contra surto (DPS) e sua necessidade de instalação conforme o diagrama. Essas duas características de diagrama unifilar poderão ser utilizadas no estudo de caso proposto nessa monografia.

Figura 4.1 – Padrão 1 de conexão de microgeração em clientes de baixa tensão dotada de multimedição e com inversor junto a entrada de energia ou a 10m no máximo:



Fonte: Enel São Paulo, 2018

Figura 4.2 – Padrão 1 de conexão de microgeração em clientes de baixa tensão dotada de multimedição e com inversor a mais de 10m da entrada de energia:



Fonte: Enel São Paulo, 2018

- A geração de energia deve obedecer aos parâmetros listados na Tabela 4.3, que demonstra a porcentagem da tensão no ponto de conexão e o seu respectivo tempo máximo de desligamento da rede garantindo dessa forma que o sistema de micro e minigeração atendam os requisitos de operação.

Tabela 4.3 - Tempo de desligamento em função dos níveis de tensão

Tensão no ponto de conexão (% à $V_{nominal}$ )	Tempo máximo de desligamento
$V < 80\%$	2s
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação
$110\% < V$	0,2s

Fonte: Enel São Paulo, 2018

- A faixa de trabalho da frequência do sistema de micro e minigeração deve obedecer a relação da porcentagem obtida da potência gerada (P) divida pela potência máxima (PM):  $(P/PM)\%$  em função frequência

da rede para a desconexão por sobre/sub frequência deve ser 100% entre a 57,5Hz e 60,5Hz e caindo para 40% a 62Hz.

- É facultado ao consumidor habilitar a contribuição de reativos pelo inversor. Caso se opte por essa contribuição o inversor deve ser capaz de variar, conforme a Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Fator de potência do inversor durante a geração

Descrição do sistema de geração conforme a potência nominal	Fator de potência do inversor	Variação admitida de fator de potência no inversor	Tempo para o sistema de geração operar no fator adequado com a variação de
Sistemas de Geração distribuída com potência nominal ≤ 3kW	ideal = 1 de 0 à 50% de sua potência de geração	acima de 50% da potência: Admite-se 0,98 indutivo até 0,98	10 segundos (s)
Sistemas de Geração distribuída com potência nominal 3kW < 6kW	ideal = 1 de 0 à 50% de sua potência de geração	acima de 50% da potência: o inversor inicia a exportação de energia reativa tendendo a 0,95 a	10 segundos (s)
Sistemas de Geração distribuída com potência nominal > 6kW	ideal = 1 de 0 à 50% de sua potência de geração	acima de 50% da potência: 0,90 indutivo até 0,90 Capacitivo	10 segundos (s)

Fonte: Enel São Paulo

- A distorção harmônica total de corrente não deve ultrapassar os limites estabelecidos na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Limites de distorção harmônica

Harmônicas ímpares	Fator de potência do inversor
3º a 9º	< 4,0%
11º a 15º	< 2,0%
17º a 21º	< 1,5%
23º a 33º	<0,6%

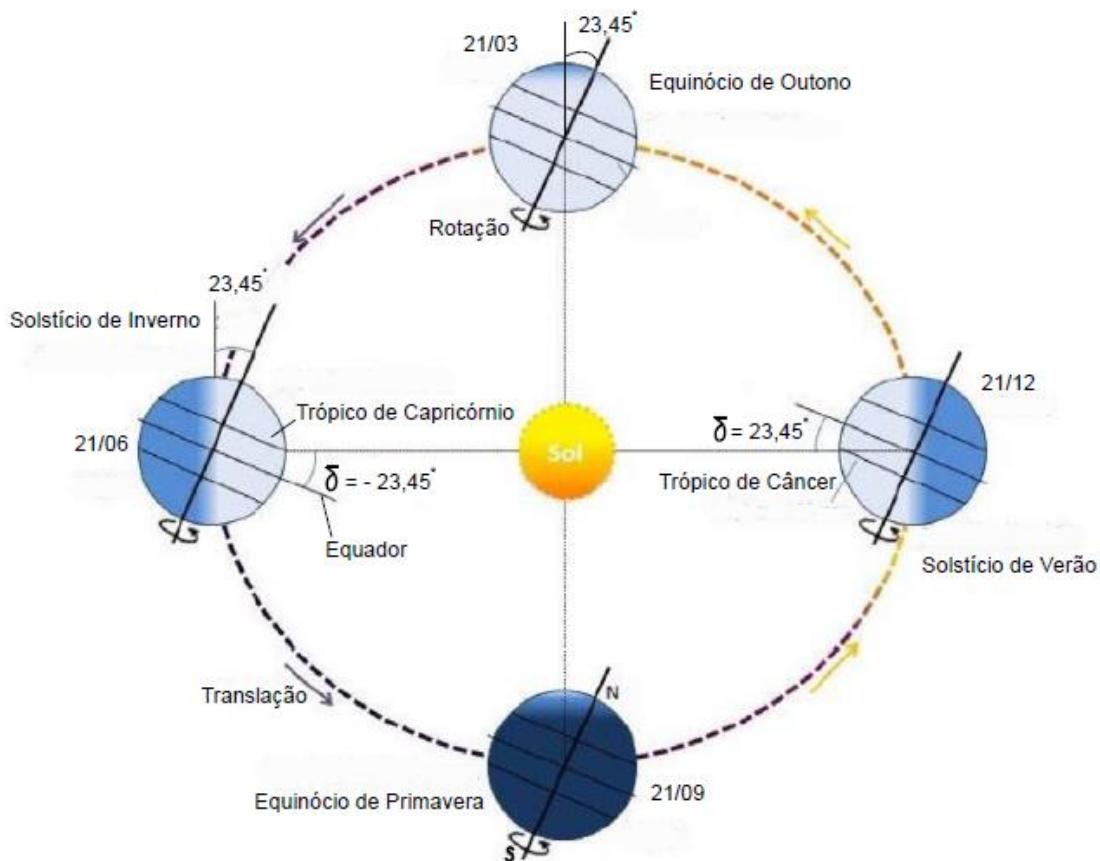
Fonte: Enel São Paulo, 2018

- O sistema de geração e a caixa de acoplamento devem estar conectados no sistema de aterramento da entrada de energia, recomenda-se aterrarr as partes metálicas dos quadros de forma a permitir a abertura livre das portas de acordo com os padrões estabelecidos pela Enel de São Paulo.
- A Enel possui 3 tipos de formulários de acesso, sendo dois para microgeração distribuída onde há um para potência igual ou inferior a 10kW e outro para potência superior a 10kW. Para a minigeração distribuída há um formulário de acesso.
- O acessante deve responder todas as informações solicitadas nos formulários, sob pena de não aprovação ou solicitação de revisão por parte da concessionária.

## 4.2 Geometria Solar

A Terra move-se no sentido anti-horário em torno do seu eixo com a duração de 24 horas para girar os 360 graus, com isso a luz do Sol vai iluminando as diferentes áreas da terra ao longo dessas horas, mas a iluminação não consegue ser igual em todos os locais, pois o eixo na qual a terra faz essa rotação possui uma inclinação de 23,45°. Conforme Figura 4.3 observa-se o posicionamento da Terra em relação ao Sol em diferentes fases do ano.

Figura 4.3 – Movimento de translação da Terra em relação ao Sol, Solstício, Equinócios e Declinação Solar.



Fonte: Galdino, 2014

Através dessas informações de relação entre o Sol e a Terra temos as épocas de Solstícios de Verão e Inverno e os Equinócios de Outono e Primavera, na qual a radiação solar exposta no globo terrestre é diferente nessas épocas. Nos Solstícios de Verão os dias são mais longos que as noites e no inverno as noites são mais longas que os dias. Já nos equinócios os hemisférios norte e sul são igualmente iluminados, onde a duração dos dias e noites são iguais nos dois hemisférios. Esses dados são importantes no dimensionamento do sistema de geração fotovoltaico. Nos próximos passos vamos entender toda a geometria envolvida nessa relação observada na Terra.

Como início dessa análise encontra-se a declinação solar ( $\delta$ ), que é a variação angular entre a direção do Sol e o plano do Equador ao longo do ano entre  $-23,45^\circ < \delta < 23,45^\circ$ , onde o ângulo no hemisfério Norte é positivo e no Sul é negativo.

A declinação solar ( $\delta$ ) é composta pela seguinte expressão (Eq.1):

$$\delta = 23,45 \times \text{sen} (360/365 \times (284 + n)) \text{ (Eq1)}$$

Sendo:

$n$ : É o dia do ano dado pelo calendário e pode ser encontrado seguindo a expressão (Eq.2):

$$n = \text{Dia} + ((\text{Mês} - 1) \times 30 + \text{Cor}) \text{ (Eq.2)}$$

Sendo:

**Dia:** Pode considerar o número de 1 a 31, conforme o mês que está sendo analisado.

**Cor:** (fator correção), deve-se seguir umas das seguintes condições: (Eq.3) ou (Eq.4) ou (Eq.5), onde o valor de mês é igual ao número do mês a ser analisado, por exemplo Janeiro é o mês 1, Fevereiro é o mês 2 e assim por diante até Dezembro que considerado o número 12:

$$\text{Se: Mês} \leq 2 - \text{então Cor} = \text{Int} (\text{Mês}/2) \text{ (Eq.3)}$$

$$\text{Se: } 2 < \text{Mês} \leq 8 - \text{então Cor} = (\text{Int} (\text{Mês}/2) - 2) \text{ (Eq.4)}$$

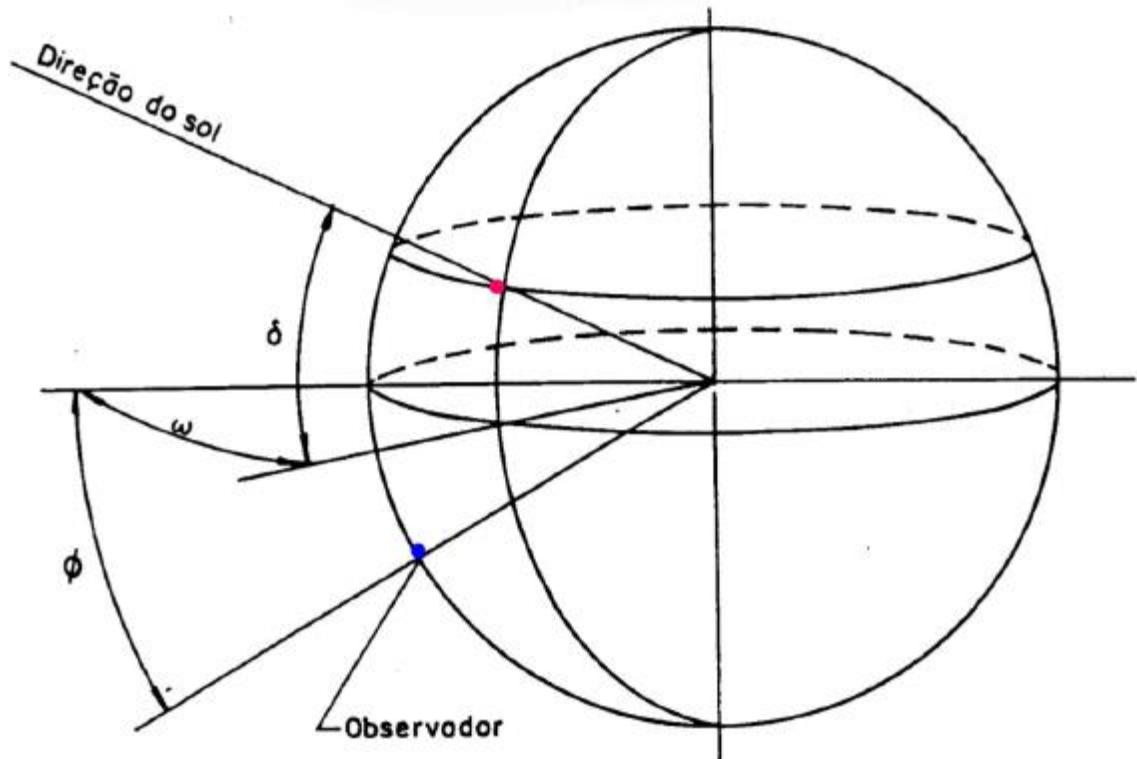
$$\text{Se: Mês} > 8 - \text{então Cor} = (\text{Int} (\text{Mês}/2 + 1/2) - 2) \text{ (Eq.5)}$$

Sendo:

**Int:** Será o menor inteiro contido no número obtido. Por exemplo se o valor obtido na expressão for 1,8, considera-se o número inteiro 1.

Dependendo do dia do mês a declinação solar da Terra poderá variar conforme já descrito nas expressões. A Figura 4.4 demonstra a relação dessa declinação solar ( $\delta$ ) em função do ângulo horário ( $\omega$ ) e a latitude ( $\phi$ ).

Figura 4.4 – Direção do Sol através de um observador na Terra analisando a declinação Solar ( $\delta$ ), ângulo horário ( $\omega$ ) e a latitude ( $\phi$ ).



Fonte: Pacheco, 2017

O ângulo horário ( $\omega$ ) seria o deslocamento angular de Leste para Oeste em relação a direção do Sol. Calcula-se através da expressão (Eq.6):

$$\omega = (HS-12) \times 15 \text{ (Eq.6)}$$

O ângulo horário pode variar na seguinte condição:  $-180^\circ \leq \omega \leq 180^\circ$ , Quando  $\omega < 0$  representa as manhãs e  $\omega > 0$  representa as tardes.

Sendo:

HS: É a Hora Solar utilizada para dimensionar o ângulo horário ( $\omega$ ), conforme a expressão (Eq.7):

$$HS = HL + ((4 \times (Lo - L) + (9,87 \times \text{sen}(2 \times ((360/364) \times (n - 81)) - 7,53 \times \text{cos}((360/364) \times (n - 81)) - 1,5 \times \text{sen}((360/364) \times (n - 81)))) / 60) \text{ (Eq.7)}$$

Sendo:

HL (Hora Legal): É a hora a ser analisada no dia a ser calculado, referente à longitude da hora legal (Lo). Considera-se HL um número inteiro da hora, por exemplo: 15h:30min - Utilizar 15,5hora.

Lo (Longitude hora legal): Para São Paulo = 45°(Oeste (O)), quando for horário de verão considera-se Lo = 30° (O).

L (Longitude do local): Onde será instalado o sistema de geração fotovoltaico.

Pode-se calcular também o ângulo horário do pôr do Sol (ws), utilizando a expressão (Eq.8), pois a duração do dia em um local de latitude ( $\phi$ ), pode variar no decorrer do ano, devido a óbita da terra em relação ao Sol durante as diferentes estações do ano.

$$ws = \arccos(-\tan(\phi) \times \tan(\delta)) \text{ (Eq.8)}$$

Sendo:

$\phi$ : Latitude

$\delta$ : Declinação Solar

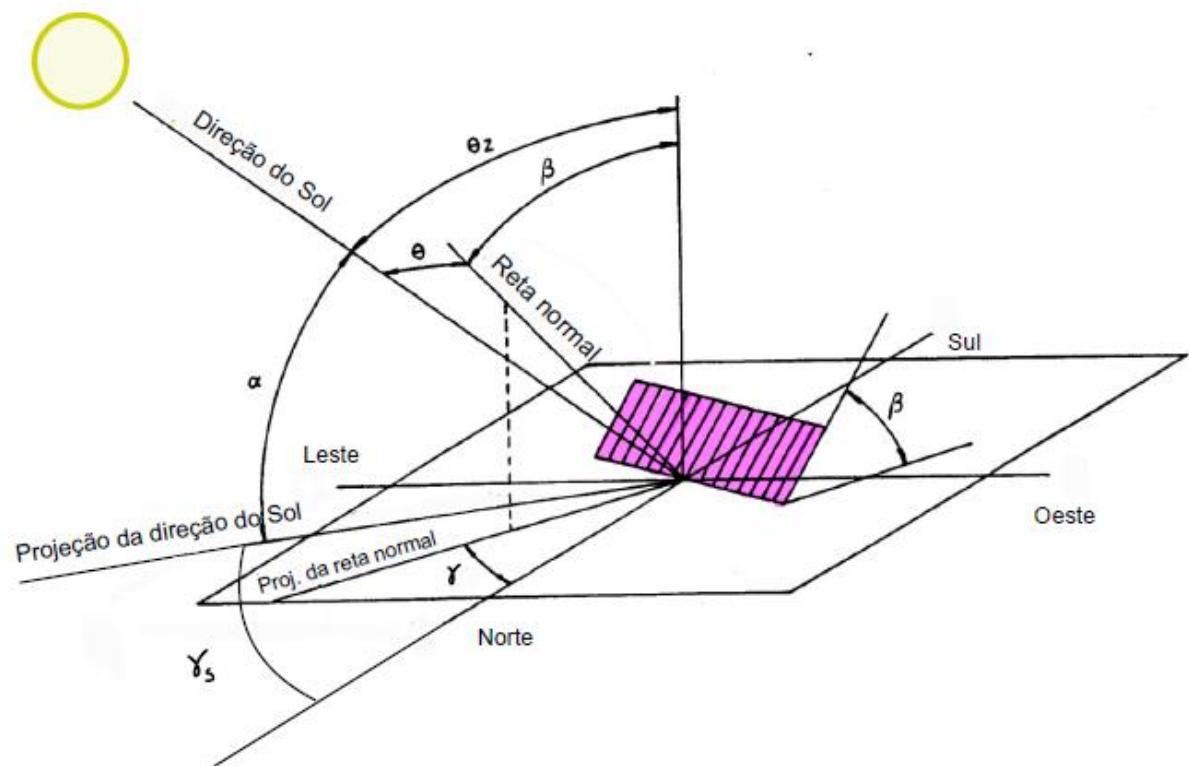
Para calcular o ângulo horário do nascer do Sol a expressão é igual, porém com sinal negativo no resultado.

Com o valor do ângulo horário do pôr do Sol (ws), consegue-se calcular o tempo de duração da insolação (N), no dia analisado, através da expressão (Eq.9):

$$N = (2/15) \times ws \text{ (9)}$$

O próximo passo é analisar a incidência da radiação solar referente a um ponto sobre a superfície terrestre. Esse ponto pode-se considerar, por exemplo os módulos fotovoltaicos recebendo a irradiação do sol instalado em um local na Terra no hemisfério Sul. O objetivo é demonstrar os cálculos indicados no Brasil, onde se baseará o estudo de caso dessa monografia. A Figura 4.5 demonstra a incidência do Sol sobre uma superfície plana e inclinada.

Figura 4.5 – Incidência do Sol em relação a uma superfície plana e inclinada



Fonte: Pacheco, 2017

O ângulo zenital ( $\theta_z$ ) representa o ângulo que descreve a incidência solar sobre um plano horizontal na terra dado pela direção do Sol com a perpendicular ao plano horizontal, conforme expressão (10):

$$\theta_z = \arccos (\operatorname{sen}(\delta) \times \operatorname{sen}(\phi) + \cos(\delta) \times \cos(\phi) \times \cos(\omega)) \quad (\text{Eq.10})$$

Sendo:

$\delta$ : Declinação Solar

$\phi$ : Latitude

$\omega$ : Ângulo horário

O ângulo zenital ( $\theta_z$ ) varia de 0 a 90°.

A altitude solar ( $\alpha$ ) é o ângulo complementar de  $\theta_z$  (ângulo zenital), sendo que pode ser encontrada conforme expressão (Eq.11):

$$\alpha = 90 - \theta_z \quad (\text{Eq.11})$$

O Azimute solar ( $\gamma_s$ ) é o ângulo formado pela projeção da direção do Sol no plano horizontal e o Norte geográfico, pode ser denominado através da expressão (Eq.12):

$$\gamma_s = \arccos ((\cos(\theta_z) \times \operatorname{sen}(\phi) - \operatorname{sen}(\delta)) / (\operatorname{sen}(\theta_z) \times \cos(\phi))) \quad (\text{Eq.12})$$

O Azimute solar ( $\gamma_s$ ) pode variar de -180 a 180° em relação ao Norte geográfico.  $\gamma_s$  deve possuir o mesmo sinal de  $\omega$  (ângulo horário).

Sendo:

$\theta_z$ : Ângulo zenital

$\phi$ : Latitude

$\delta$ : Declinação solar

A projeção da reta normal do módulo no plano horizontal com o eixo N-S forma o ângulo azimutal de superfície ( $\gamma$ ). Varia também de  $-180^\circ$  a  $180^\circ$  em relação ao Norte geográfico. No sentido horário (leste)  $\gamma < 0$  e no sentido anti-horário (Oeste)  $\gamma > 0$ .

O ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico em relação ao plano horizontal é denominado ( $\beta$ ). O ângulo ( $\beta$ ) pode variar de 0 a  $90^\circ$ . Para utilização da inclinação  $\beta$  em um módulo fotovoltaico, através de um projeto de geração de energia elétrica, deve-se verificar a melhor inclinação no sentido de captar o máximo da irradiação solar. Uma das alternativas é obter dados de irradiação no site do CRESESB, mas há casos em que a instalação dos módulos é feita em um telhado existente com uma inclinação pré-existente, nesse caso pode-se fazer um estudo com a inclinação encontrada, conforme a irradiação do local. Segundo Tomasquim (2016) o ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico, que melhor aproveita o potencial de irradiação solar, é o ângulo igual ao da latitude do local, onde serão instalados os módulos fotovoltaicos para geração de energia elétrica.

O ângulo de incidência ( $\theta$ ) – É o ângulo entre raio do Sol e a reta normal do plano inclinado, e pode ser encontrado conforme a expressão (Eq.13):

$$\theta = \arccos(\operatorname{sen}(\delta) \times \operatorname{sen}(\phi) \times \cos(\beta) - \operatorname{sen}(\delta) \times \cos(\phi) \times \operatorname{sen}(\beta) \times \cos(\gamma) + \operatorname{cos}(\delta) \times \cos(\phi) \times \cos(\beta) \times \cos(\omega) + \operatorname{cos}(\delta) \times \operatorname{sen}(\phi) \times \operatorname{sen}(\beta) \times \cos(\gamma) \times \cos(\omega) + \operatorname{cos}(\delta) \times \operatorname{sen}(\beta) \times \operatorname{sen}(\gamma) \times \operatorname{sen}(\omega)) \quad (\text{Eq.13})$$

Sendo:

$\delta$ : Declinação solar

$\phi$ : Latitude

$\beta$ : Ângulo do módulo Solar em relação ao plano horizontal

$\gamma$ : Ângulo azimutal de superfície

$\theta_z$ : Ângulo zenital

$\omega$ : Ângulo horário

Podemos encontrar também o  $\cos(\theta)$ , na expressão (Eq.14):

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \sin(\delta) \times \sin(\phi) \times \cos(\beta) - \sin(\delta) \times \cos(\phi) \times \sin(\beta) \times \cos(\gamma) + \cos(\delta) \times \\ & \cos(\phi) \times \cos(\beta) \times \cos(\omega) + \cos(\delta) \times \sin(\phi) \times \sin(\beta) \times \cos(\gamma) \times \cos(\omega) + \cos(\delta) \times \\ & \sin(\beta) \times \sin(\gamma) \times \sin(\omega) \quad (\text{Eq.14}) \end{aligned}$$

Sendo:

$\delta$ : Declinação solar

$\phi$ : Latitude

$\beta$ : Ângulo do módulo Solar em relação ao plano horizontal

$\gamma$ : Ângulo azimutal de superfície

$\theta_z$ : Ângulo zenital

$\omega$ : Ângulo horário

No hemisfério sul, como é o caso do Brasil se a superfície do painel estiver diretamente voltada para o norte,  $\gamma = 180^\circ$ , logo  $\cos(\theta)$ , pode ser simplificado, conforme expressão (Eq.15):

$$\cos(\theta) = \cos(\phi + \beta) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega) + \sin(\phi + \beta) \times \sin(\delta) \quad (\text{Eq.15})$$

Sendo:

$\phi$ : Latitude

$\beta$ : Ângulo do módulo Solar em relação ao plano horizontal

$\delta$ : Declinação solar

$\omega$ : Ângulo horário

#### 4.3 Irradiação Solar Extraterrestre

Devido a distância do Sol em relação a Terra, relativamente bem maior que o diâmetro da Terra, a irradiação pode ser considerada através de feixes de raios paralelos entre si.

A energia proveniente da radiação do Sol é definida pela constante solar  $G_{sc}$  que segundo dados da WMO (*World Meteorological Organization*) equivale a 1367W/m<sup>2</sup> para radiação extraterrestre. Essa constante utiliza-se nos cálculos de engenharia em particular nos dimensionamentos dos módulos solares. (CRESESB, 2021).

A irradiação extraterrestre em plano horizontal sobre a Terra ( $G_0$ ) (W/m<sup>2</sup>) pode ser calculada, conforme a expressão (Eq.16):

$$G_0 = G_{sc} \times (1 + 0,033 \times \cos(360 \times n / 365)) \times \cos(\theta_z) \quad (\text{Eq.16})$$

Sendo:

$G_{sc}$ : Constante Solar

$n$ : Dia do ano dado pelo calendário

$\theta_z$ : Ângulo zenital

A irradiação extraterrestre integrada diária sobre uma superfície horizontal ( $H_0$ ) (J/m<sup>2</sup>), pode ser calculada, conforme a expressão (Eq.17):

$$H_0 = 2,75 \times 10^4 \times Gsc \times (1 + 0,033 \times \cos(360 \times n / 365)) \times (1,75 \times 10^{-2} \times \omega_s \times \sin(\delta) \times \sin(\phi) + \cos(\delta) \times \cos(\phi) \times \sin(\omega_s)) \quad (\text{Eq.17})$$

Sendo:

Gsc: Constante Solar

n: Dia do ano dado pelo calendário

$\omega_s$ : Ângulo horário do pôr do Sol

$\delta$ : Declinação solar

$\phi$ : Latitude

A irradiação extraterrestre integrada horária sobre superfície horizontal ( $I_0$ ), pode ser calculada conforme a expressão (Eq.18), um exemplo de utilização dessa fórmula é a verificação da irradiação entre o período do por do sol e o nascer do sol:

$$I_0 = 1,38 \times 10^4 \times Gsc \times (1 + 0,033 \times \cos(360 \times n / 365)) \times (1,75 \times 10^{-2} \times (\omega_2 - \omega_1) \times \sin(\delta) \times \sin(\phi) + \cos(\delta) \times \cos(\phi) \times (\sin(\omega_2) - \sin(\omega_1))) \quad (\text{Eq.18})$$

Sendo:

Gsc: Constante Solar

n: Dia do ano dado pelo calendário

$\omega_1$ : Ângulo horário

$\omega_2$ : Ângulo horário

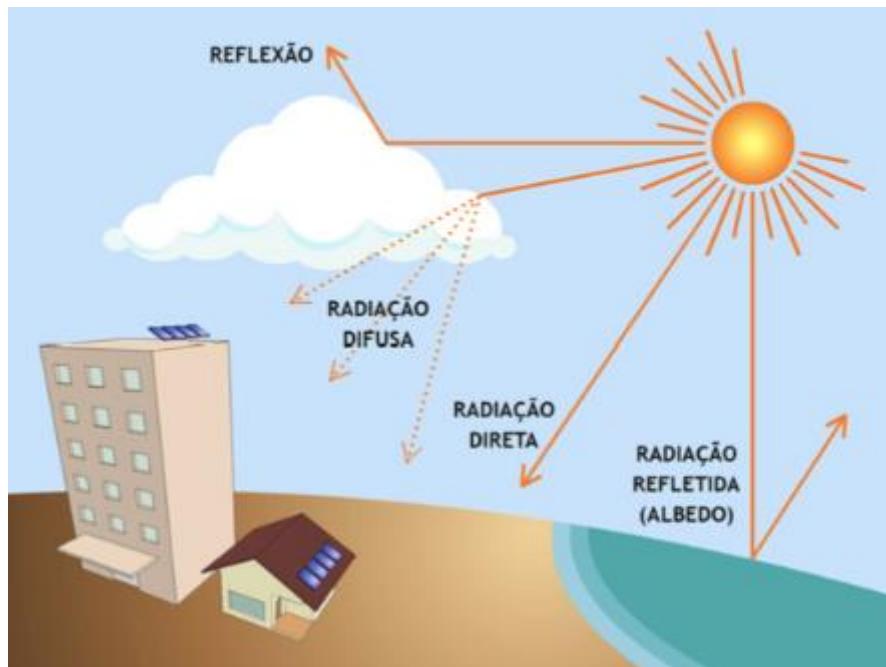
$\delta$ : Declinação solar

$\phi$ : Latitude

#### 4.4 Irradiação Solar Direta, Difusa e Refletida (Albedo)

A irradiação solar que chega na Terra, conforme Figura 4.6, pode ser direta sem interferência onde os raios solares incidem diretamente na superfície do planeta, difusa quando a luz passa pelas nuvens perdendo o sua intensidade e refletida na superfície (albedo) variando a sua intensidade de reflexão, conforme o tipo de superfície encontrada.

Figura 4.6 – Tipos de irradiação solar que chegam na Terra:



Fonte: Urbanetz Jr, 2015

Segundo Duffie e Beckman (2013) pode-se calcular uma parcela de radiação direta no plano horizontal ( $H_d$ ) em kWh/m<sup>2</sup> dia, conforme a expressão (Eq.19):

$$H_d = (0,775 + 0,000653 \times (\omega_s - 90) - (0,505 + 0,00455 \times (\omega_s - 90)) \times \cos(115 \times K_t - 103)) \times H \quad (\text{Eq.19})$$

Sendo:

H: Irradiação solar diária média no plano horizontal

Kt: Índice de claridade diário médio mensal

$\omega_s$ : Ângulo horário do pôr do Sol

#### 4.5 Irradiação Solar sobre Superfície Inclinada

Segundo Liu e Jordan (1962) modificado por Klein (1977), a razão entre a radiação diária média mensal sobre a superfície inclinada (HT) e a razão diária média mensal sobre uma superfície horizontal H define o fator R, logo podemos encontrar as equações (Eq.20) e (Eq.21), essa condição é estabelecida quando as superfícies estão voltadas para Equador e as radiações difusas e refletidas possam ser consideradas isotrópicas, ou seja com as mesmas propriedades físicas independente da direção considerada:

$$R = (HT/H) = (1-(Hd/H)) \times Rb + (Hd / H) \times ((1 + \cos\beta)/2) - \rho \times ((1 - \cos(\beta))/2) \quad (\text{Eq.20})$$

Sendo:

HT: Irradiação solar média mensal sobre uma superfície

H: Irradiação solar diária média no plano horizontal

Hd: Irradiação direta no plano horizontal

Rb: Radiação direta

$\beta$ : Ângulo do módulo Solar em relação ao plano horizontal

$\rho$ : Índice de refletividade do solo Albedo, conforme Tabela 4.6.

Sendo que a irradiação solar média mensal sobre a superfície (HT) pode ser calculada da seguinte forma:

$$HT = H \times (1-Hd/H) \times Rb + Hd \times ((1 + \cos\beta)/2) - H \times \rho \times ((1 - \cos(\beta))/2) \quad (\text{Eq.21})$$

Sendo:

Hd: Radiação direta sobre o plano horizontal ver expressão (Eq.19)

H: Radiação solar sobre o plano horizontal

$\rho$ : Índice de refletividade do solo Albedo

O índice de refletividade do albedo pode ser utilizado, conforme a Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Refletividade do solo Albedo

<b>Superfície</b>	<b>Albedo Típico</b>
Asfalto novo	0,04
Asfalto gasto	0,12
Floresta de coníferas (Verão)	0,08, 0,09 a 0,15
Árvores caducifólias	0,15 a 0,18
Solo nu	0,17
Grama verde	0,25
Areia do Deserto	0,4
Concreto novo	0,55
Gelo Oceânico	0,5-0,7
Neve Recente	0,8-0,9

Fonte: Wikipédia, 2021

Como pode-se observar na Tabela 4.6, a neve é uma superfície que possuir o maior índice de Albedo ao contrário do carvão que possui o valor de 0,04, cavidades profundamente sombreadas possuem um albedo efetivo próximo de zero. A maior

parte das áreas terrestres está na faixa de 0,1 a 0,4. A média do albedo encontrado na Terra é em torno de 0,3.

Quando as superfícies dos painéis fotovoltaicos no hemisfério sul estiverem inclinadas diretamente para o equador, ou seja  $\gamma = 180^\circ$  considera-se a expressão (Eq.22) e (Eq.23):

$$R_b = \frac{(\cos(\phi + \beta) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega s^*) + (\pi / 180) \times \omega s^* \times \sin(\phi + \beta) \times \sin(\delta))}{(\cos(\phi) \times \cos(\delta) \times \sin(\omega s) + (\pi / 180) \times \omega s \times \sin(\phi) \times \sin(\delta))} \quad (\text{Eq.22})$$

Sendo:

$\omega s^*$  = mínimo entre:

$$(\arccos(-\tan(\phi) \times \tan(\delta))) \text{ e } (\arccos(-\tan(\phi + \beta) \times \tan(\delta))) \quad (\text{Eq.23})$$

$\phi$ : Latitude

$\beta$ : Ângulo do módulo Solar em relação ao plano horizontal

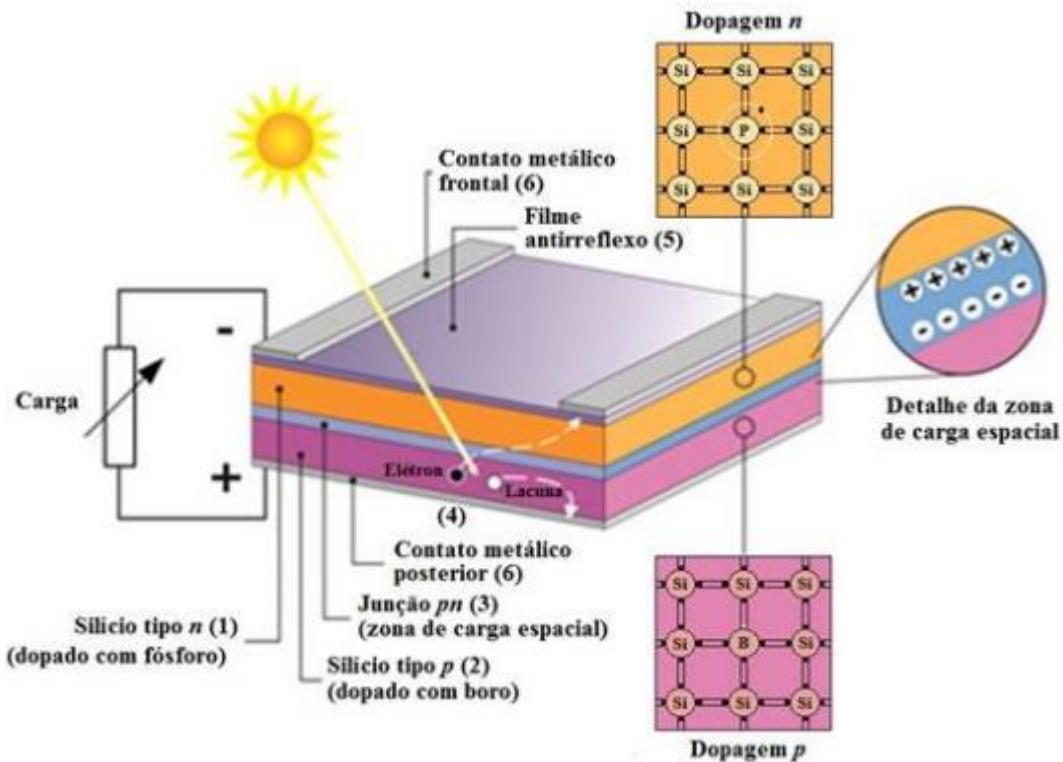
$\delta$ : Declinação solar

$\omega s$ : Ângulo horário do pôr do Sol

## 4.6 Conceitos de Energia e Sistema Fotovoltaico

A geração de energia elétrica fotovoltaica é obtida com base em um processo físico-químico de células fotovoltaicas que liberam elétrons quando são irradiadas pela luz do sol. A Figura 4.7 mostra a estrutura da célula fotovoltaica relacionada às camadas e os elétrons.

Figura 4.7 – Corte Transversal de uma célula fotovoltaica de silício



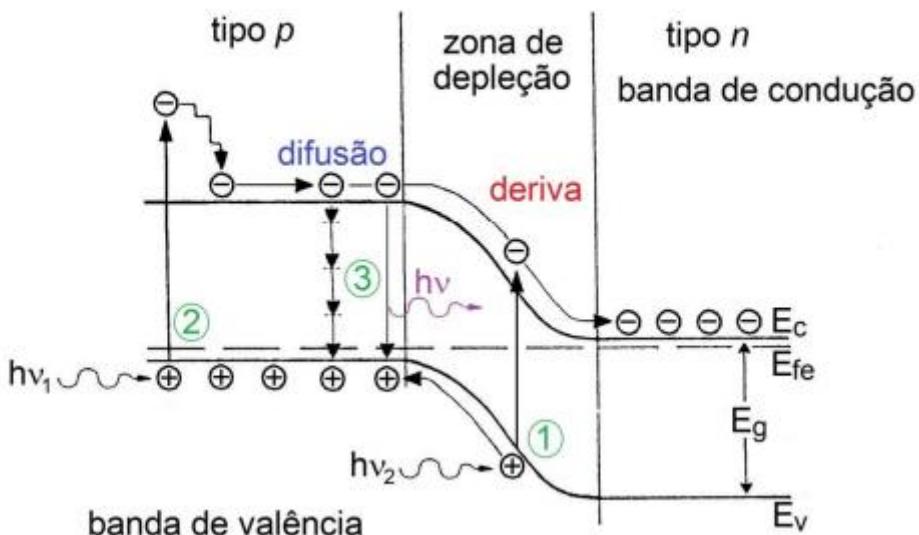
Fonte: CRESESB, Adaptada de Moehlecke e Zanesco, 2005

A junção pn no módulo fotovoltaico é composta de uma lâmina de silício cristalino, previamente dopado durante a sua fabricação com átomos do tipo p e átomos do tipo n, onde existe a maior concentração do tipo n de forma a compensar a região previamente dopada. Pode-se também formar a junção pn em uma lâmina de silício n com a introdução posterior de átomos do tipo p.

Quando esse material semicondutor composto de junção pn for exposto aos fótons provenientes do sol, com energia maior do que o gap, seja  $E_f$  (energia do fóton)  $> E_g$  (energia do gap), vai ocorrer a fotogeração de pares eletro-lacunas. Se os portadores de carga forem gerados no interior da zona da carga espacial, ocorrerá a separação pelo campo elétrico, fazendo com que os elétrons fiquem acelerados no lado de n e as lacunas vão para o lado de p, resultando em uma corrente elétrica a deriva da junção no sentido de n para p. A corrente fotogerada tem o sentido inverso da corrente de polarização de um diodo com as suas duas componentes elétrons e lacunas. A Figura 4.8 mostra o processo de funcionamento

nas células fotovoltaicas onde os elétrons passam pela zona de depleção (junção pn).

Figura 4.8 Comportamento dos elétrons e lacunas nas células fotovoltaicas



Fonte: CRESESB, Adaptada de Moehlecke e Zanesco, 2005

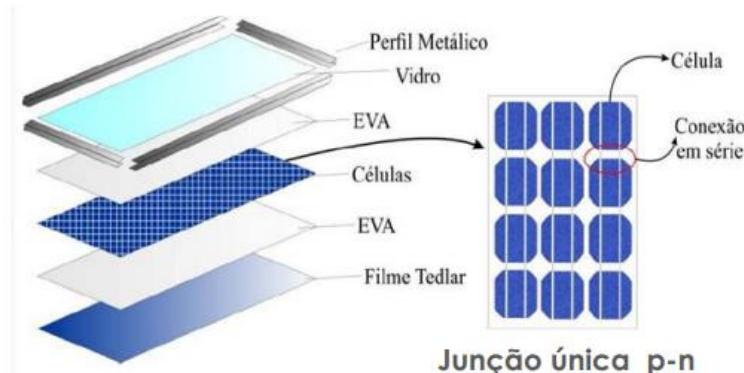
A recombinação direta dos elétrons e lacunas, pode ser feita quando o elétron volta diretamente da banda de valência para a banda de condução. A energia pode ser emitida sob a forma de fóton, através da recombinação irradiante, que é um efeito utilizado na fabricação de LEDs, emitindo radiação de baixíssima intensidade na faixa de 950nm a 1250nm de infravermelho nas células de c-Si. Já a recombinação indireta é feita com os elétrons passando com níveis de energia intermediário no interior da zona de depleção devido os defeitos da estrutura cristalina.

O efeito fotovoltaico ocorre quando há a separação dos portadores de cargas na junção pn, convertendo a energia luminosa em energia elétrica associada a uma corrente elétrica e a diferença de potencial. Esse é um princípio de um diodo semicondutor quando é exposto a uma radiação, dessa forma pode-se dizer que as células fotovoltaicas são diodos de grandes áreas. Quando se coloca um condutor metálico na parte n da célula fotovoltaica e outro na parte p haverá uma circulação de elétrons (Moehlecke e Zanesco, 2005).

## 4.7 Módulo Fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos convertem a radiação solar recebida em energia elétrica contínua e os inversores de frequência transformam a energia contínua em energia alternada para ser utilizada no consumo das cargas da edificação ou para ser injetada na rede elétrica da concessionária local. Um módulo fotovoltaico é composto de células fotovoltaicas em série entre duas camadas de acetato de etil vinila (EVA), sobre uma base e com cobertura de vidro ou filme de fluoreto de polivinila (Tedlar). A Figura 4.9 apresenta as camadas de um módulo fotovoltaico.

Figura 4.9 – Partes do módulo fotovoltaico



Fonte: Machado, C.T.; Miranda, F.S., 2014

Conforme mostrado na Figura 4.9 o módulo fotovoltaico é composto de um sanduíche de vidro temperado de alta transparência, acetato de etil vinila (EVA) estabilizado para a radiação ultravioleta, célula fotovoltaicas, mais outra camada de EVA, seguido de um filme isolante. O filme é formado pela combinação de polímeros, tais como fluoreto de polivinila (PFV ou Tedlar), tereftalato de polietileno (PET), etc. O EVA traz uma durabilidade maior ao módulo fotovoltaico. (João Tavares Pinho/Marco Antonio Galdino,2014).

As células fotovoltaicas são interligadas em série compondo dessa forma o módulo fotovoltaico.

A Tabela 4.7 - Demonstra os vários tipos de módulos solares e suas principais características, tais como, eficiência dos painéis, composição do material, cor, dimensões e tempo de vida útil.

Tabela 4.7 - Características dos tipos de módulos solares

---

**Monocristalino (mono-Si)**



Maior Eficiência comparados com os outros painéis. Possuem cor uniforme e fáceis de identificar, composto de silício de alta pureza e cantos geralmente arredondados. São produzidos de um único cristal de silício ultrapuro, lingotes de silício de forma cilíndrica, são fatiados em lâminas individuais tratadas e transformadas em células fotovoltaicas. Tem um melhor aproveitamento da área do painel. Ocupam menos espaços. Possuem uma matriz de células fotovoltaicas em formações de série e paralelo. De 15 a 22% de eficiência média. Cor com antirreflexo azul claro ou preto e sem antirreflexo na cor cinza ou azul acinzentado. Dimensões das células fotovoltaicas: 100mmx100mm, 125mmx125mm e 150mmx150mm. São mais caros devido a perda de silício no processo de montagem sendo necessário a reciclagem do mesmo. Vida útil maior que 30 anos com garantia de 25 anos.

---

**Policristalino (p-Si) ou (mc-Si)**



Também conhecidos como poli silício (p-Si) e silício multicristalino (mc-Si). Os cristais de silícios são fundidos em um bloco, preservando a formação de múltiplos cristais. Silício é cortado e fatiado e fundido em blocos quadrados. Comparado ao monocristalino as células são menos eficientes em torno de 14 a 20% e menos Watts(W)/hora(h) por metro quadrado (m<sup>2</sup>). Cor antirreflexo azul e sem antirreflexo na cor cinza prateado. Dimensões das células fotovoltaicas: 100mmx100mm, 125mmx125mm e 150mmx150mm. Resíduo gerado no corte é menor que o monocristalino, pois isso mais baratos. Vida útil maior que 30 anos com garantia de 25 anos.

---

**Filme Fino**



Conhecidos como células fotovoltaicas de película fina (TFPV). É conhecido como depósito de várias camadas finas de material fotovoltaico sobre substrato e podem ser categorizados em material de Silício amorfo (a-Si), Telureto de cádmio (CdTe), Cobre, índio e gálio seleneto (CIS / CIGS) e células solares fotovoltaicas orgânicas (OPV). A eficiência varia conforme a tecnologia da célula fotovoltaica possuindo uma variação de 7 a 13%, mas podem chegar a 16%.

---

#### **Silício Amorfo (a-Si)**

---

Custo elevado devido ao empilhamento de várias camadas de silício amorfo (a-Si) com taxas de eficiência entre 6 e 9%. Utiliza 1% do silício cristalino nas células solares de silício amorfo.

---

#### **Solar de telureto de Cádmio (CdTe)**

---

Única tecnologia de painéis solares de película fina a superar o custo/eficiência dos painéis solares de silício cristalino. Eficiência na operação de 9 a 16%. Geralmente utilizadas em grandes usinas solares. Composto de material tóxico.

---

#### **Seleneto de cobre, índio e gálio (CIGS)**

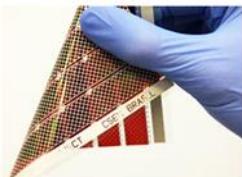
---

Maior potencial em termos de eficiência se comparado a outras tecnologias de filme-fino. Composto de material tóxico. Faixa de eficiência de 10 a 12%. Podem ser encontrados no Brasil passando de 13%.

---

#### **Célula Fotovoltaica Orgânica (OPV)**

---



Tecnologia fotovoltaica flexível de baixo custo, produzida através de processos de impressão, máquinas simples e materiais abundantes. É uma célula solar de polímero orgânicos condutores ou pequenas moléculas orgânicas.

---

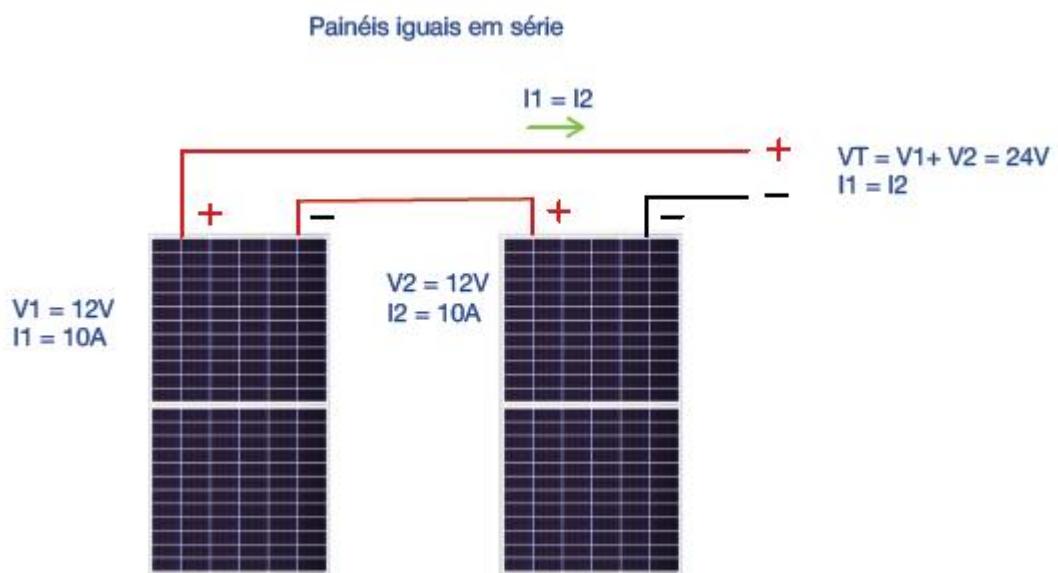
#### **Híbrido - HJT**

---

Tecnologia de Heterojunção. Eficiência de 21 a 24%. Fabricação similar aos painéis monocristalinos, com uma passivação de silício amorfo (a-Si). Produz mais energia por metro quadrado e funciona com altas temperaturas. Eficiência da célula fotovoltaica de 24%. Cor quase preto antirreflexo. Dimensões das células fotovoltaicas: 156mmx156mm.

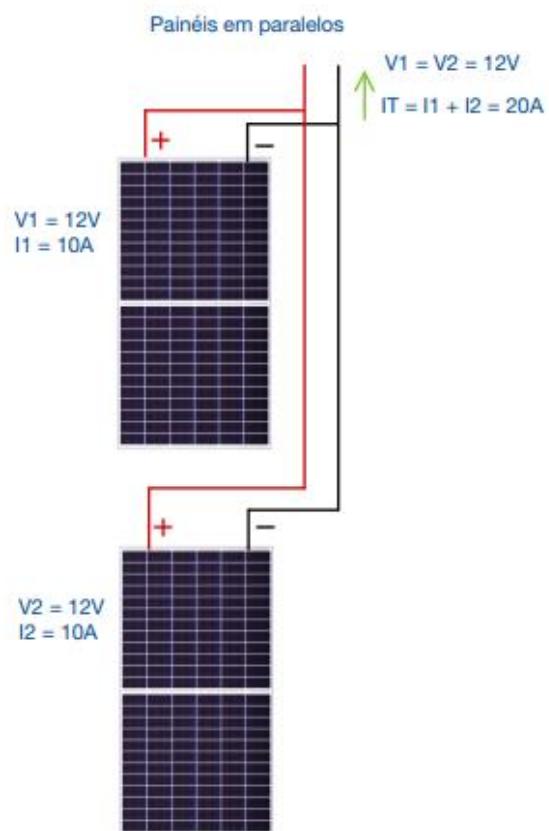
Para escolher o módulo fotovoltaico adequado ao projeto de geração de energia elétrica é importante levar em conta o preço que se pretende gastar na instalação, as suas dimensões e pesos visando à compatibilidade com a arquitetura do local, somando-se a eficiência do módulo e o menor tempo de retorno financeiro do projeto, ou seja, é importante balizar as informações visando o melhor para cada instalação. Além das dimensões dos módulos fotovoltaicos é necessário verificar os seus respectivos arranjos na composição do sistema de geração de energia elétrica. As Figuras 4.10, 4.11, 4.12 e 4.13 retratam tipos de combinações dos módulos fotovoltaicos arranjados em série e paralelo e equacionam as suas relações de cálculos de tensões e correntes.

Figura 4.10 – 2 Painéis iguais em série



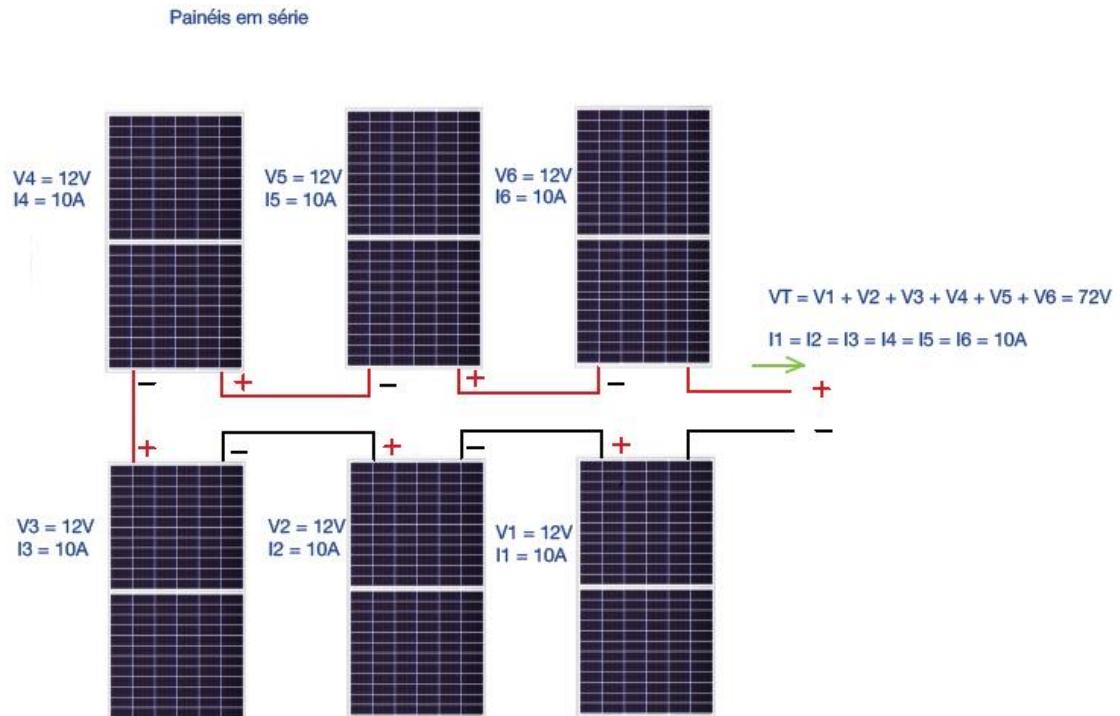
Fonte: Próprio autor base Eleksolar, 2021

Figura 4.11 – 2 Painéis em paralelo



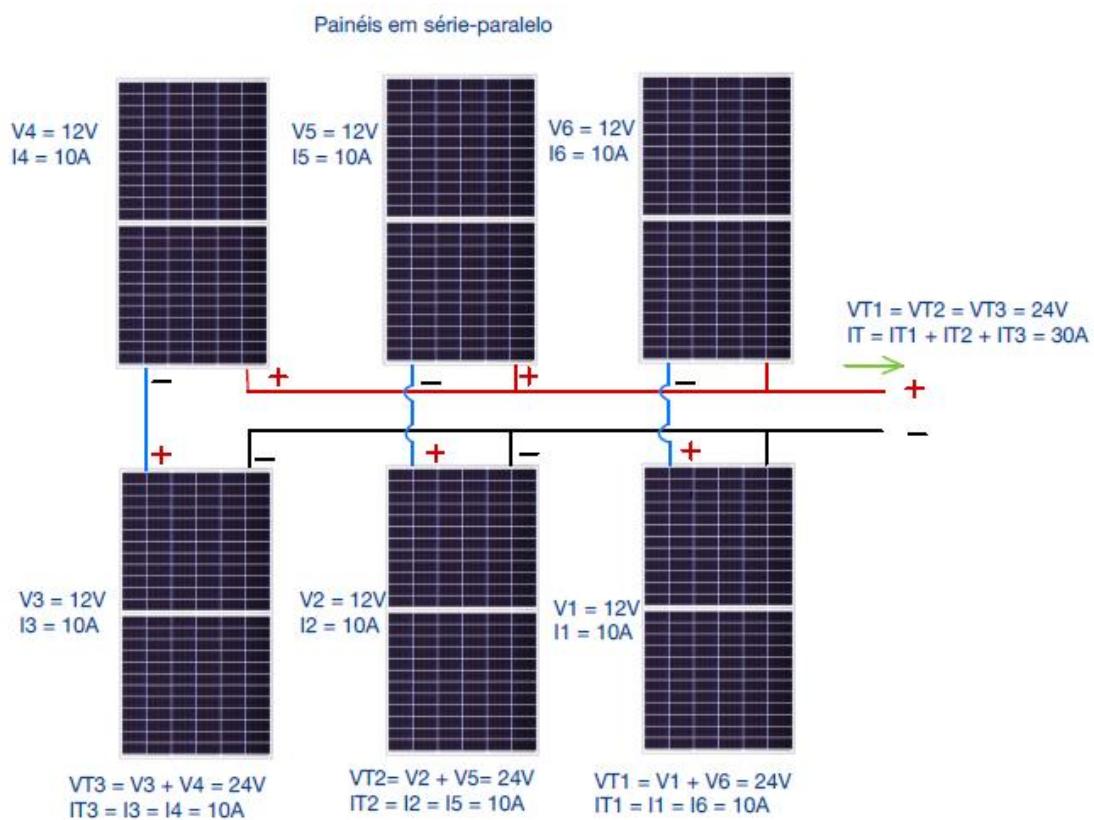
Fonte: Próprio autor base Eleksolar, 2021

Figura 4.12 – 6 Painéis iguais em série



Fonte: Próprio autor base Eleksolar, 2021

Figura 4.13 – 6 Painéis iguais em série e paralelo



Fonte: Próprio autor base Eleksolar, 2021

Conforme apresentado nas Figuras 4.10 a 4.13, a ligação em série de módulos fotovoltaicos resulta na soma de tensão de cada módulo no arranjo, enquanto que a ligação em paralelo, propicia uma soma de correntes individuais.

As saídas das combinações dos módulos fotovoltaicos devem conter correntes e tensões adequadas para a conexão na entrada do inversor de frequência fotovoltaico, caso contrário o sistema de geração não funcionará corretamente.

Ao dimensionar os arranjos fotovoltaicos é importante verificar as características técnicas fornecidas pelos fabricantes, nesse caso recorre-se aos catálogos do produto, onde estão todas as informações de operação dos módulos, as quais nortearão os cálculos dos sistemas de geração de energia elétrica. Na Tabela 4.8 mostra essas informações técnicas de um dos modelos de um fabricante.

**Tabela 4.8 Especificação técnica de módulo fotovoltaico monocristalino do fabricante Jinko linha Cheetah HC 72M.**

<b>Tipo de Módulo</b>	<b>Especificações Técnicas</b>		<b>JKM410M-72H</b> <b>JKM410M-72H-V</b>
	<b>STC</b>	<b>NOCT</b>	
Potência Máxima (Pmax)	410 Wp	310Wp	
Tensão de potência máxima (Vmp)	42,3V	40,0V	
Corrente de potência máxima (Imp)	9,69A	7,76A	
Tensão de circuito Aberto (Voc)	50,4V	48,9V	
Corrente de curto-circuito (Isc)	10,6A	8,26A	
Eficiência do módulo STC (%)	20,38%		
Temperatura de operação (°C)	-40°C a 85°C 1000/1500VDC		
Tensão máxima do sistema	(IEC)		
Classificação máxima de fusíveis em série	20A		
Tolerância de potência	0 a 3%		
Coeficientes de temperatura de Pmax	-0,35%/°C		
Coeficientes de temperatura de Voc	-0,29%/°C		
Coeficientes de temperatura de Isc	-0,048%/°C		
Temperatura operacional nominal da célula (NOCT)	45 ± 2°C		

Fonte: Jinko, 2021

A especificação mostrada na Tabela 4.8, apresenta um módulo fotovoltaico com sua respectiva potência máxima (Pmax), com as características de tensão de potência máxima (VMP), corrente de potência máxima (IMP), tensão de circuito aberto (Voc), Corrente de curto-círcuito (Isc), eficiência do módulo STC (%).

Os módulos são certificados no padrão STC (*Standard Test Conditions*) significando que os testes de potências são feitos em condições padrões de ensaios nos laboratórios. A especificação desse catálogo indica a Irradiância de 1000W/m<sup>2</sup> incidindo perpendicularmente a superfície do módulo, na temperatura da célula de 25°C e espectro de referência AM (massa de ar) adotado no laboratório de 1,5W/m<sup>2</sup>/nm. Além disso, são fornecidas informações de desempenho sob as condições padrões NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) ou NMCT (*Nominal Module Operating Temperature*), que se baseiam nas condições de irradiância incidindo nos módulos com 800W/m<sup>2</sup>, na temperatura ambiente de 20°C, com o mesmo AM (massa de ar) de 1,55W/m<sup>2</sup>/nm e velocidade do vento de 1m/s. Nota-se que as condições de potência máximas sofrem alteração, conforme o tipo de ensaio aplicado e consequentemente as demais características de operação de correntes e tensões mudam efetivamente.

Outras características imprescindíveis dos módulos fotovoltaicos são as suas informações mecânicas, conforme indicado na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 Especificação mecânica de módulos fotovoltaicos monocristalinos do fabricante Jinko linha Cheetah HC 72M.

<b>Características Mecânicas</b>	
Tipo de Célula	Monocristalina 158,75x158,75mm
Nº de células	144 (6x24)
Dimensões	2008x1002x30mm (79,06x39,45x1,18 polegadas) 3,2mm, Revestimento antirreflexo, transmissão,
Vidro Dianteiro	baixo teor de ferro, vidro temperado
Moldura	Liga de alumínio anodizado
Caixa de Junção	Classificação IP67
Cabos de Saída	Cabos de saída (+) 290mm, (-) 145mm ou comprimento personalizado

Fonte: Jinko, 2021

Através das dimensões e pesos verifica-se os espaços necessários na arquitetura da edificação, os esforços estruturais para suportar as placas no local a ser instalado. Outra informação importante como demonstrado é a proteção IP67 da caixa de conexão, pois como os módulos vão ficar em ambiente externo, devem resistir aos períodos de chuvas e suportar as lavagens dos módulos fotovoltaicos através de esguichos de águas, visando a sua manutenção.

#### **4.8 Inversor de Frequência Fotovoltaico**

Como já descrito a principal função do inversor ou unidade de condicionamento de potência (UCP) em um sistema fotovoltaico é converter a potência em corrente contínua (cc) gerada nos módulos solares em potência de corrente alternada (ca) para ser utilizada no consumo das cargas ou injetada na rede elétrica da concessionária local, além de garantir a segurança do sistema. A energia em corrente alternada é utilizada em todo o mundo, abastecendo a maioria dos equipamentos elétricos e eletrônicos. A tensão ca de saída do inversor deve ter amplitude, frequência e harmônicos, adequados as cargas que serão alimentadas e sincronizadas com a rede da concessionária. A aplicação dos inversores podem ser tanto em sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica da concessionária de energia (SFCR) quanto em sistemas fotovoltaicos isolados da rede da concessionária de energia (SFI). As características dos inversores para sistemas conectados a rede (*on grid*) devem atender as exigências de segurança da concessionária local. No processo de aprovação de projeto de instalação de geração deve-se enviar os catálogos técnicos dos inversores para verificação e aprovação por parte de concessionária de energia. Os inversores até 10kW devem constar na lista do INMETRO. Para os inversores acima de 10kW devem ser apresentados os certificados que atendam as normas abaixo:

- IEC62116 – Anti-ilhamento;
- IEC 61727 – Interface com a rede de distribuição;
- IEC 61000-3-2 – Distorção Harmônica;

- IEC 61000-3-3 – Cintilação  $I_n < 16A$ ;
- IEC 61000-3-11 – Cintilação  $16A < I_n < 75A$ ;
- IEC 61000-3-5 – Cintilação  $I_n > 75A$ .

Uma informação importante quando se trata de inversor é saber quantos MPPTs (*maximum Power Point Tracker*) ou em português SPPM (seguir de ponto de potência máximo) são compostos. A Figura 4.14 mostra exemplos de posicionamento dos arranjos fotovoltaicos, com suas respectivas entradas MPPT's do inversor.

Figura 4.14 - Disposição dos módulos fotovoltaicos e respectivas MPPT's



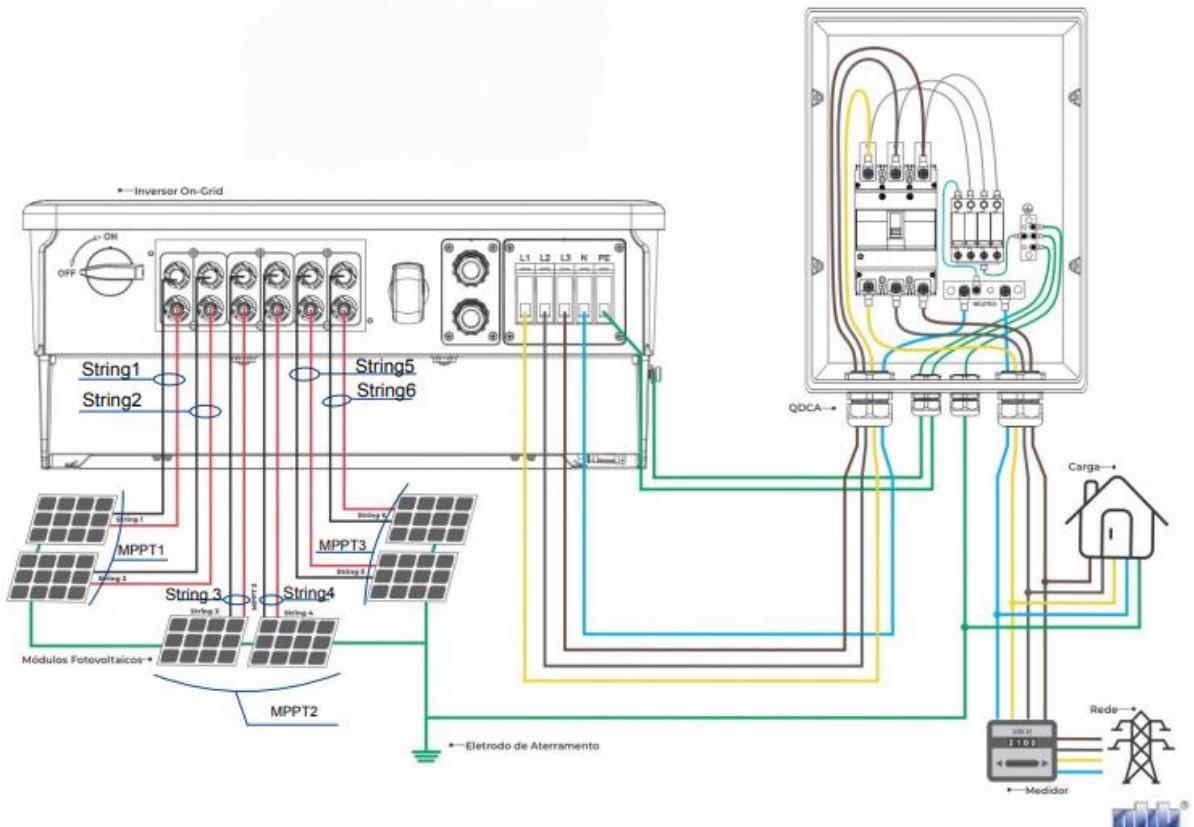
Fonte: Weg, 2017

Como pode observar na figura 4.10, os arranjos fotovoltaicos podem ser compostos de um ou mais MPPTs, sendo:

- 1 MPPT é composto de uma série de módulos ou séries em paralelo na entrada do inversor.
- 2 MPPT's ou mais é a composição de arranjo de módulos em série ou séries em paralelo independentes para cada entrada MPPT no inversor, ou seja, os grupos de arranjos podem estar instalados em direções diferentes, pois os inversores estarão dimensionados para receber correntes e ou tensões diferentes em cada entrada MPPT.

A figura 4.15 mostra um exemplo de esquema de ligação de sistema fotovoltaico.

Figura 4.15 – Esquema de ligação do inversor PHB modelo PHB20K



Fonte: PHB, 2021

Na figura 4.15 pode-se verificar que existem 6 entradas no inversor, e 3 MPPT's. Cada entrada é composta de uma *String*, que seria o arranjo de módulos ligados em série ou séries fotovoltaicas em paralelo. As *Strings* 1 e 2 são pertencentes ao MPPT1, as *Strings* 3 e 4 são pertencentes ao MPPT2 e as *Strings* 5 e 6 são pertencentes ao MPPT3.

Existem 3 classificações de famílias de inversores: Inversores de *Strings*, Inversores Centrais e Microinversores, conforme a Tabela 4.10, que mostra suas respectivas características.

Tabela 4.10 - Classificação dos inversores

Tipo de módulos solares	Características
 <p>Microinversores</p>	<p>Redução de sombreamento parcial entre os módulos de uma mesma <i>String</i>. Redução do nível de tensão DC do gerador fotovoltaico para causa de incêndio e explosões. Pode produzir até 12% de energia a mais. Evita o fator incompatibilidade dos módulos. MPPT individual por módulo. Orientação e monitoramento individual por módulo. Fator de redundância com módulos independentes. Facilidade de aplicações futuras devido a sua modularidade. A eficiência é menor que as dos inversores de strings. De 20 a 30% mais caro em relação aos inversores de <i>strings</i>. As temperaturas extremas podem reduzir a sua eficiência. Dificuldade de manutenção no telhado, pois os micro inversores são acoplados nos módulos fotovoltaicos ao contrário dos inversores de strings que são instalados em um único local e de fácil acesso. Como é individual por módulo a sua potência é baixa em torno de 0,35kW.</p>
 <p>Inversores de <i>Strings</i></p>	<p>São encontrados monofásicos em torno de 2 a 6kW e trifásicos de 10 a 60kW aproximadamente. Indicados para sistemas pequenos e de porte médio. As séries dos módulos são conectadas diretamente nos inversores. Instalação mais próxima ao módulos fotovoltaicos. Grau de proteção IP65. Apresentam mais de um dispositivo MPPT por inversor.</p>



Inversores Centrais

São considerados inversores de grande portes para instalação em grandes usinas de geração de energia. Próprios para ambientes indústrias e salas elétricas. Monitoramento Remoto. Podem possuir módulos extraíveis.

Necessitam de *strings boxes* e *combiner boxes* devido a grande quantidade de strings conectadas nos inversores. Necessitam de transformadores isoladores e elevadores devidos a sua grande potência elétrica. Potência dos inversores encontrados no comércio de 100kW a MW.

---

Fonte: Próprio autor base Eleksolar, 2017 e Nakano 2020

Para o estudo de caso desse trabalho é recomendada a instalação do inversor do tipo *String*, devido as suas características de potências ideais para instalações de microgeração, onde podemos aplicar as *strings* em série ou séries fotovoltaicas em paralelo nas entradas dos inversores. A Tabela 4.11 mostra um exemplo de um inversor da PHB dos modelo PHB15K-MT, 20K-MT e 36K-MT.

Tabela 4.11 - Catálogo PHB com informações técnicas dos Inversores

Dados da Entrada CC			
<b>Modelos</b>	PHB15K-MT	PHB20K-MT	PHB36K-MT
<b>Max. Tensão CC [V]</b>	800	800	1100
<b>Faixa de Operação SPMP [V]</b>	200~650	200~650	200~950
<b>Tensão CC de Partida [V]</b>	180	180	180
<b>Corrente CC Máxima [A]</b>	25/25/25	25/25/25	25/25/25
<b>Número de Strings / MPPT</b>	6/3	6/3	6/3
<b>Conector CC</b>	MC4		
<b>String Box Integrada</b>	Interruptor/ Seccionador CC (IEC60947-1 e IEC60947-3) DPS CC classe II (EN50539-11)		
Dados da Saída CA			
<b>Potência CA Nominal [W]</b>	15000	20000	36000
<b>Max. Corrente CA [A]</b>	41	54,5	54,5
<b>Saída Nominal CA</b>	220/127Vca; 60Hz	220/127Vca; 60Hz	380/220Vca; 60Hz
<b>Faixa de Operação CA</b>	101,6~139,7Vca; 57,5~62Hz	101,6~139,7Vca; 57,5~62Hz	176~242Vca; 57,5~62Hz
<b>THD</b>	<3%		
<b>Fator de Potência</b>	Unitário (0,8 Capacitivo. / 0,8 Indutivo)		
<b>Conexão CA</b>	Trifásico (3F+N+T) ou (3F+T)		
Eficiência			
<b>Max. Eficiência</b>	98,7%	98,8%	
<b>Eficiência SPMP</b>	>99,9%		
Segurança do Equipamento			
<b>Monitoramento de corrente de fuga</b>	Integrado		
<b>Proteção Anti-ilhaamento</b>	AFD		
<b>Monitoramento de Rede</b>	VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1/A1, RD1699, G59/2, AS4777.2/3		
<b>NBR (Normas Brasileiras)</b>	ABNT NBR 16149, 16150 e ABNT NBR IEC 62116		
Normas de Referência			
<b>EMC</b>	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4		
<b>Segurança</b>	IEC 62109-1, AS3100		

Fonte: PHB, 2021

O catálogo se divide em informações técnicas da entrada de potência em corrente contínua (CC) e saída da potência em corrente (CA). Os dados de entrada em CC são compostos de máxima tensão de corrente contínua (V), faixa de operação do SPMP ou MPPT (V), tensão de corrente contínua de partida (V), corrente contínua máxima (A), números de *String* e de MPPT, o tipo do conector em CC, etc. Essas informações são fundamentais no dimensionamento do arranjo fotovoltaico.

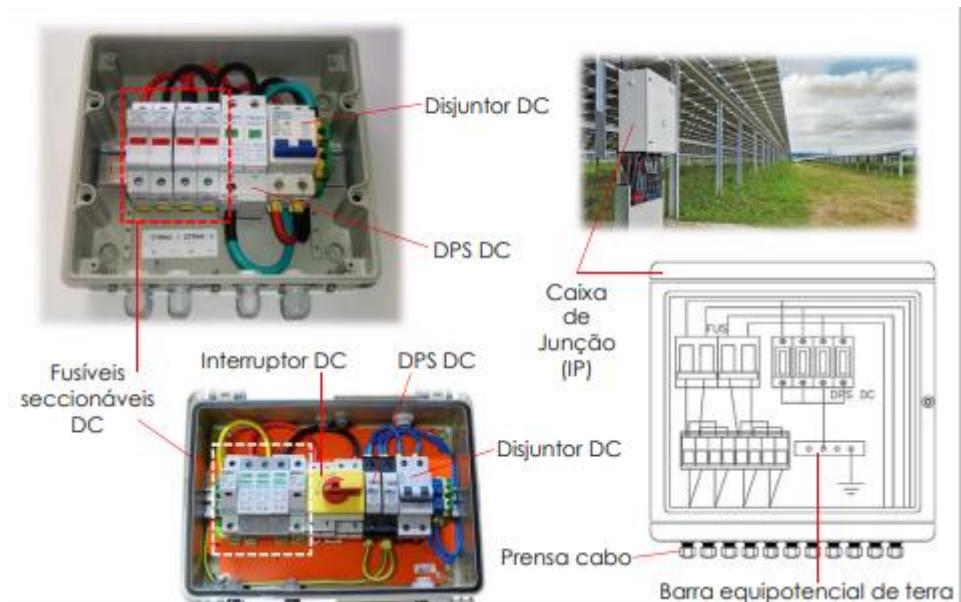
Os dados de saída são compostos da potência CA nominal do inversor (W), a máxima corrente CA (A), saída nominal CA, taxa de distorção harmônica (THD), fator de potência e o tipo de conexão da rede. As informações de saída são importantes para a compatibilidade com a rede de distribuição do local do projeto. É necessário verificar se a rede é monofásica ou trifásica, qual a tensão da rede, por exemplo 220/127V ou 380/220V.

Outra informação importante do catálogo é a eficiência do inversor, importante dado para encontrar a energia que o gerador (EGFV) deve entregar no inversor.

#### **4.9 *String Box* ou Caixa de Junção**

A *string box* tem como finalidades proteger o sistema de geração de energia solar, garantindo a segurança da rede elétrica para os equipamentos e usuários, une e protege as *strings* dos módulos, para que possam ser conectados ao inversor, tem a função de seccionamento da rede de geração fotovoltaica e o aterramento do sistema fotovoltaico. Deve ser dimensionada para isolar o sistema de produção de energia evitando risco de ocorrência de acidentes elétricos, como por exemplo, descargas atmosférica, surtos e curto-circuitos. É composto por dispositivos de proteção contra descargas atmosféricas e seccionamento de segurança para eventuais manutenções. Os componentes da *string box* são: o painel de dispositivos de proteção contra surtos (DPS), base fusíveis seccionáveis e chave seccionadora ou disjuntor. A chave seccionadora faz a interrupção dos circuitos para manutenção, isolando dos demais equipamentos. Os fusíveis atuam para proteger contra sobrecorrentes ou corrente reversa. Os DPS preservam as falhas provenientes de picos de tensão de descargas atmosféricas direcionando a descarga para o sistema de aterramento impedindo a danificação do inversor e dos módulos fotovoltaicos. A Figura 4.16 mostra um modelo de *string box* com os dispositivos de proteção.

Figura 4.16 - Modelo de *String Box* (Caixa de junção)



Fonte: Nakano, 2020

#### 4.10 Cabos de Energia do Sistema Fotovoltaico

A instalação de cabos de energia em um sistema fotovoltaico seguem a norma NBR 16612/2017 referente a cabos de potência, não halogenados, isolados, com cobertura para tensão de até 1,8kV corrente contínua com requisito de desempenho nas características conforme Tabela 4.12.

Tabela 4.12 - Características dos condutores para sistema fotovoltaico NBR 1662/2017

<b>Tipos de características</b>	<b>Descrição das características</b>
Propriedades	Resistente à radiação UV (ultravioleta) e ciclo térmicos
Temperatura ambiente de operação	-15°C a 90°C
Temperatura do Condutor em regime permanente	≤ 90°C (Icc: 250°C/5s)
Condutor	cabo flexível de cobre estanhado, têmpera mole e encordoamento classe 5 (NBR NM 280)
Isolação e cobertura	Composto não halogenado termofixo - baixa emissão de fumaça e gases, antichamas, resistente a radiação U.V. Halógenos: flúor, cloro, bromo, iodo etc.
Gravação na cobertura do cabo	"USO EM SISTEMA FOTOVOLTAICO"
Tensão máxima	1,5kV DC

Fonte: NBR16612,2017

A NBR 16690/2019 que estabelece os requisitos de projetos incluindo além da disposição dos condutores também dos dispositivos de proteção elétrica, dispositivos de manobra, aterramento e equipotencialização do arranjo fotovoltaico.

Os cabos de energia devem ter uma expectativa de vida acima de 25 anos para acompanhar o tempo de duração de todo o sistema fotovoltaico.

Os condutores devem ter flexibilidade para facilitar a instalação e a manutenção do sistema. Os cabos do tipo NAX de 0,6/1kV HEPR, podem ser utilizados para o sistema fotovoltaico. As cores dos condutores devem seguir as indicações na Tabela 4.13.

Tabela 4.13 - Cores dos condutores

<b>Tipo do condutor conforme aplicação</b>	<b>Cor</b>
Positivo	Vermelho
Negativo	Preto
Fase	Preto/Vermelho/Branco
Neutro	azul
Terra	verde ou verde amarelo

Fonte: NBR16690,2019

Todos os cabos devem possuir em suas extremidades os terminais pré-isolados (anel ou garfo ou pino). Em cabos de aterramento das partes metálicas recomenda-se a utilização do tipo anel. Os cabos de corrente contínua dos módulos fotovoltaicos geralmente são formados por condutores positivo e negativo com comprimento em torno de 1m com terminações compostas por conectores do tipo MC4 macho e fêmea, com proteção IP67. Para as saída dos arranjos dos módulos fotovoltaicos e conexão no inversor é também necessária a instalação desses conectores MC4.

Outra informação importante é que os conectores MC4 devem ser montados através de ferramentas adequadas, tais como, alicates de crimpador solar MC4, para garantir a integridade das conexões. A Figura 4.17 mostra os conectores MC4 macho e fêmea.

Figura - 4.17 – Conectores MC4 macho e fêmea

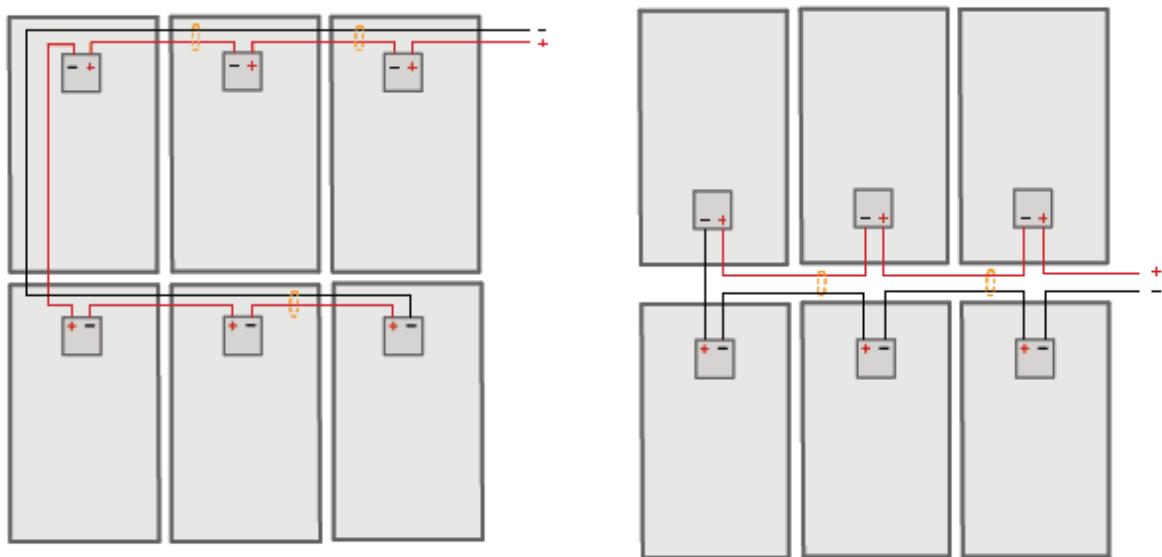


Fonte: Multi-Contact, 2021

As principais vantagens de instalação de conectores MC4 é a facilidade de conexão entre os módulos em série ou paralelo e também a interligação com os inversores. Possuem resistência ao tempo, umidade e intempéries, não desconectam, pois possuem um sistema de travamento.

Além da preocupação com a conectorização dos cabos de energia, deve-se atentar ao modo de instalação dos cabos DC verificando a forma de agrupamento com o intuito de evitar laços em séries, subarranjos e arranjos fotovoltaicos previnindo contra interferências conduzidas ou irradiadas de origem atmosféricas, conforme figura 4.18.

Figura 4.18 – Proteção contra sobretensão transitória de arranjos fotovoltaicos DC



Fonte: ABNT NBR16690, 2019

#### 4.11 Método HSP (Horas de Sol Pleno – CRESESB)

Hora de Sol Pleno ou Hora de Sol Pico (HSP) é conhecido pela insolação diária, ou mensal, ou anual dependendo da medida de tempo utilizada, onde recebe-se em uma superfície (módulo fotovoltaico), a irradiação solar, na qual considera-se a localização do módulo de geração de energia elétrica, o seu ângulo de inclinação e a respectiva orientação.

HSP é definida como a energia por unidade de área (metros quadrados), onde hipoteticamente se considera uma irradiação solar constante de  $1000\text{W/m}^2$ .

O pico de hora solar seria então a quantidade de horas recebidas de sol no módulo fotovoltaico, conforme a constante padronizada de  $1000\text{W/m}^2$ .

Contudo ao multiplicar o índice HSP pela potência de pico, consegue-se extrair a energia que um módulo fotovoltaico pode fornecer.

As horas de sol de pico variam conforme o tempo, sendo o dia, mês ou ano.

As informações da tabela HSP (Hora de sol Pleno) são encontradas através de mapas solarimétricos do Brasil.

Esse é o método mais simples utilizado para dimensionar a quantidade de módulos fotovoltaicos para o sistema de geração de energia elétrica, levando-se em

consideração os dados básicos obtidos no CRESESB de irradiação solar média mensal para todas as regiões do Brasil.

O método HSP é baseado na seguinte expressão (Eq.24):

$$N = E_{rede} / (\eta_{SPMP} \times P_{mp} \times (HSP) \times (TD)) \quad (\text{Eq.24})$$

Sendo:

$E_{rede}$ : Quantidade de energia média anual em kWh/ano.

$\eta_{SPMP}$ : Eficiência SPMP do inversor

$P_{mp}$ : Potência máxima do módulo fotovoltaico nas condições STC

HSP: Hora de Sol Pleno

TD: Taxa de desempenho = (energia real fornecida pelo sistema fotovoltaico no ponto de conexão) / (energia máxima teórica possível). O CRESESB recomenda a faixa de  $0,7 < (TD) < 0,8$ , para o Brasil.

O objetivo é explicitar o rendimento do inversor, o rendimento SPMP e a influência da Temperatura da Célula  $T_c$ .

A temperatura das células afeta diretamente nos valores efetivos de tensão ( $V_{co}$ ;  $V_{mp}$ ), de corrente ( $I_{sc}$ ,  $I_{mp}$ ) do módulo e do arranjo fotovoltaico. Portanto, deve-se dimensionar o sistema fotovoltaico, considerando os piores casos dessa variação.

A equação Eq.25 fornece a temperatura da célula fotovoltaica  $T_c$  em função da temperatura ambiente  $T_a$ :

$$T_c = T_a + (GT/800) \times (T^*c - 20) \times 0,9 \quad (\text{Eq.25})$$

Sendo:

$T_a$ : Média da temperatura ambiente máxima anual

$GT$ : Irradiação solar média no plano da célula

$T^*c$ : Temperatura operacional nominal da célula (NOCT) ou TNOC – dados do módulo fotovoltaico escolhido.

Após encontrado o valor de  $T_c$ , pode-se encontrar a potência máxima corrigida no módulo levando em consideração as temperaturas do local. Expressão (Eq.26).

$$P_{mp} = P^*_{mp} \times (GT/1000) \times (1 + \gamma_{mp} \times (T_c - T^*_{c})) \quad (\text{Eq.26})$$

Sendo:

$P^*_{mp}$ : Máxima potência do módulo nas condições STC

$GT$ : Irradiação solar média no plano da célula

$\gamma_{mp}$ : Coeficiente de temperatura para potência máxima do módulo nas condições STC

$T^*_{c}$ : Temperatura da célula STC padrão

Pode-se encontrar o valor de  $TD^*$  – taxa de desempenho corrigida através da expressão (Eq.27):

$$(TD)^* = (TD) \times P^*_{mp}/P_{mp} \times 1/\eta_{inv} \times 1/\eta_{SPMP} \quad (\text{Eq.27})$$

Sendo:

$TD$ : Taxa de desempenho considera o rendimento do inversor, rendimento do SPMP, temperatura de operação do painel fotovoltaico, diferenças entre módulos de um mesmo modelo, perdas no cabeamento, sujeira na superfície do painel fotovoltaico, etc.(Pacheco, 2020)

$P^*_{mp}$ : Máxima potência do módulo nas condições STC

$P_{mp}$ : Potência máxima corrigida no módulo

$\eta_{inv}$ : Eficiência do inversor escolhido

$\eta_{SPMP}$ : Eficiência SPMP do inversor

Com o valor da taxa de desempenho corrigida, podemos rever o cálculo do número de módulos fotovoltaico na expressão (Eq.28):

$$N = EGFV / (\eta_{SPMP} \times P_{mp} \times (HSP) \times (TD)^*) \quad (\text{Eq.28})$$

Sendo:

EGFV: Energia do gerador fotovoltaico

$\eta_{SPMP}$ : Eficiência SPMP do inversor

P<sup>m</sup>p: Potência máxima corrigida no módulo

HSP: Hora de Sol Pleno

TD\*: Taxa de desempenho corrigida

Após encontrado N, deve-se ajustá-lo para um número inteiro visando o melhor aproveitamento das características do inversor escolhido. Leva-se em consideração o número de entradas MPPT do inversor compatibilizadas com a quantidade de *strings*.

Para a integração entre o gerador fotovoltaico (GFV) e o inversor define-se a potência de pico do GFV através da expressão (Eq.29):

$$P_{pGFV} = N \times P^{\circ}mp \quad (\text{Eq.29})$$

Sendo:

P<sup>°</sup>mp: Máxima potência do módulo escolhido

N: Total de número de módulos ajustados, conforme as entradas do inversor.

Calcula-se em seguida o fator de dimensionamento do inversor (FDI), conforme a expressão (Eq.30).

$$(FDI) = P_{InCA} / P_{pGFV} \quad (\text{Eq.30})$$

Segundo Zilles a maior produtividade anual do gerador fotovoltaico encontra-se no intervalo  $0,6 \leq (FDI) \leq 0,9$ , onde o limite superior indicado por alguns fabricantes chega a 1,05.

Sendo:

P<sub>inCA</sub>: Potência nominal do inversor em corrente alternada (W)

P<sub>pGFV</sub>: Potência de pico do gerador fotovoltaico (W)

O último passo é verificar a faixa de utilização do inversor, a ideia é analisar se as *strings* dos módulos fotovoltaicos interligados na entrada do inversor estão dentro da faixa recomendada para o inversor escolhido.

Verificação do limite inferior de tensão para temperatura ambiente máxima, conforme expressão (Eq.31), (Eq.32) e (Eq.33):

$$T_c = T_a + (GT/800) \times (T^*c - 20) \times 0,9 \quad (\text{Eq.31})$$

Sendo:

$T_a$  = Tamax (Temperatura ambiente máxima)

GT: Irradiação solar média no plano da célula

$T^*c$ : Temperatura operacional nominal da célula (NOCT) ou TNOC – dados do módulo fotovoltaico escolhido.

$$V_{mp(\text{mín})} = V^*_{mp} \times (1 + \gamma_{vmp} \times (T_c - T^*c)) \quad (\text{Eq.32})$$

Sendo:

$V^*_{mp}$ : Tensão de potência máxima do catálogo do módulo STC escolhido

$\gamma_{vmp}$ : Coeficiente de temperatura  $V_{oc}$  do módulo fotovoltaico escolhido

$T_c$ : Resultado da expressão Eq.31

$T^*c$ : Temperatura da célula para irradiação STC

Verificação do Limite inferior:  $N \times V_{mp(\text{mín})} >$  tensão do MPPT mínimo (Eq.33)

Verificação do limite superior diurno de tensão para temperatura ambiente mínima, conforme expressão (Eq.34), (Eq.35) e (Eq.36):

$$T_c = T_a + (GT/800) \times (T^*c - 20) \times 0,9 \quad (\text{Eq.34})$$

Sendo:

$T_a$  = Tamín (Temperatura ambiente mínima)

GT: Irradiação solar média no plano da célula

$T^*c$ : Temperatura operacional nominal da célula (NOCT) ou TNOC – dados do módulo fotovoltaico escolhido.

$$V_{mp\ Max} = V^*_{mp} \times (1 + \gamma_{vmp} \times (T_c - T^*c)) \text{ (Eq.35)}$$

Sendo:

$V^*_{mp}$ : Tensão de potência máxima do catálogo do módulo STC do módulo escolhido

$\gamma_{vmp}$ : Coeficiente de temperatura  $V_{oc}$  do módulo escolhido

$T_c$ : Resultado da expressão Eq.34

$T^*c$ : Temperatura da célula para irradiação STC

Verificação do Limite superior:  $N \times V_{mp(max)} <$ tensão do MPPT máximo (Eq.36)

Verificação do limite superior noturno, conforme expressão (Eq.37), (Eq.38) e (Eq.39):

$$T_c = T_a + (GT/800) \times (T^*c - 20) \times 0,9 \text{ (Eq.37)}$$

Sendo:

$T_a = T_{mín}$  Temperatura ambiente mínima recorde em São Paulo

GT: Irradiação solar média no plano da célula

$T^*c$ : Temperatura operacional nominal da célula (NOCT) ou TNOC – dados do módulo fotovoltaico escolhido.

$$V_{oc\ MAX} = V^*_{oc} \times (1 + \gamma_{vmp} \times (T_c - T^*c)) \text{ (Eq.38)}$$

Sendo:

$V^*_{oc}$ : Tensão de circuito aberto do catálogo do módulo STC

$\gamma_{vmp}$ : Coeficiente de temperatura  $V_{oc}$

$T_c$ : Resultado da expressão Eq.37

$T^*c$ : Temperatura da célula para irradiação STC

Verificação do Limite superior noturno:  $N \times V_{oc(max)} < \text{tensão do MPPT máximo}$   
(Eq.39)

Verificação da corrente  $I_{scmax}$  por MPPT, onde o valor de  $I_{sc}$  deve ser menor que o recomendado pela entrada do MPPT do inversor fotovoltaico escolhido, ver expressões (Eq.40) e (Eq.41):

$$T_C = T_a + (G_T/800) \times (T^{*c} - 20) \times 0,9 \quad (\text{Eq.40})$$

Sendo:

$T_a$  =  $T_{max}$  anual

$G_T$ : Irradiação solar média no plano da célula

$T^{*c}$ : Temperatura operacional nominal da célula (NOCT) ou TNOC – dados do módulo fotovoltaico escolhido.

$$I_{sc} = I_{sc}^0 \times (1 + \gamma_{sc} \times (T_c - T^{*c})) \quad (\text{Eq.41})$$

Sendo:

$I_{sc}^0$ : Corrente máxima do catálogo do módulo STC

$\gamma_{sc}$ : Coeficiente de temperatura  $I_{sc}$

$T_c$ : Resultado da expressão Eq.40

$T^{*c}$ : Temperatura da célula para irradiação STC

Se houver duas strings em paralelo por MPPT, deve-se fazer a multiplicação de  $I_{sc} \times 2$ . A corrente encontrada nessa multiplicação deve ser menor que a corrente cc por MPPT, estabelecida pelo inversor escolhido.

## 5. ESTUDO DE CASO

### 5.1 Características do Local do Estudo de Caso

No estudo de caso, houve o levantamento da arquitetura do local e seus respectivos espaços físicos, identificação do diagrama elétrico existente para conexão da rede fotovoltaica a rede da distribuidora. Estudo de todos os documentos necessários exigidos pela concessionaria, juntamente com os prazos necessários durante o processo de aprovação.

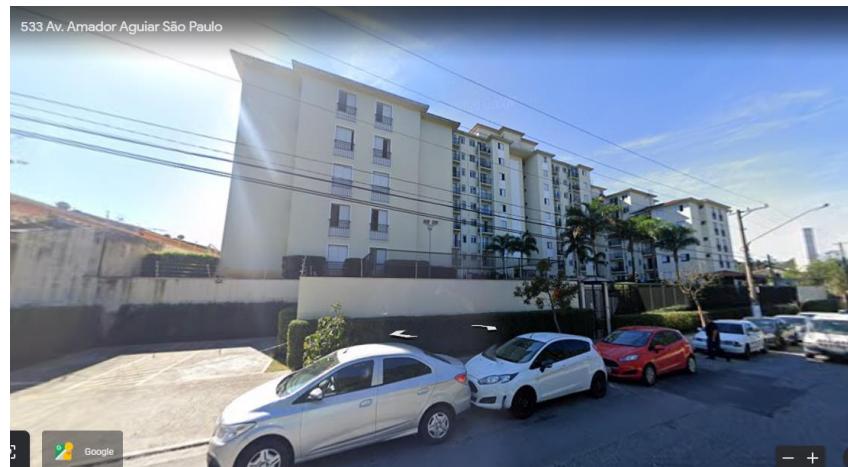
As figuras 5.1 e 5.2 são do local do estudo de caso, localizadas no Condomínio Melrose – Bairro do Jaraguá – São Paulo - SP:

Figura 5. 1 – Estudo de caso: vista superior do condomínio vertical - Melrose



Fonte: Google Earth, 2021

Figura 5.2 – Estudo de caso: vista frontal do condomínio vertical - Melrose



Fonte: Google Earth, 2021

Dados do Estudo de Caso na região norte da cidade de São Paulo:

- Acesso: Pela Avenida Raimundo Pereira de Magalhães e Rodoanel Mário Covas;
- Distância do Centro – 22,9 km do marco zero na Praça da Sé;
- Posição Geográfica:
  - Latitude: 23° 26' 35" S;
  - Longitude: L. 46° 43' 43" O;
- Altitude média: 842 metros;
- Clima tropical-ameno e saudável graças ao extenso cinturão verde que circunda o município;

As informações climáticas do estudo de caso na cidade de São Paulo, foram retiradas dos dados climatológicos disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) entre os anos de 1981 e 2010 obtidos na cidade de São Paulo, conforme Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Dados climatológicos de São Paulo entre 1981 - 2010

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Ano
<b>Temperatura</b>													
<b>máxima recorde</b> (°C)	37,0	36,4	34,3	33,4	31,7	28,8	30,2	33,0	37,1	37,8	36,1	34,8	37,8
<b>Temperatura Média (°C)</b>	28,2	28,8	28,0	26,2	23,3	22,6	22,4	24,1	24,4	25,9	26,9	27,6	25,7
<b>Temperatura média compensada (°C)</b>	22,9	23,2	22,4	21,0	18,2	17,1	16,7	17,7	18,5	20,0	21,2	22,1	20,1
<b>Temperatura</b> <b>mínima média (°C)</b>	19,3	19,5	18,8	17,4	14,5	13,0	12,3	13,1	14,4	16,0	17,3	18,3	16,2
<b>Temperatura</b> <b>mínima recorde</b> (°C)	10,2	11,1	11,0	6,0	3,7	1,0	0,4	-2,1	2,2	4,3	7,0	9,4	-2,1
<b>Precipitação (mm)</b>	288,2	246,2	214,5	82,1	78,1	50,3	47,8	35,0	84,8	126,6	137,0	224,4	1.616,0
<b>Dias com</b> <b>precipitação (≥ 1mm)</b>	16,0	14,0	13,0	7,0	7,0	4,0	4,0	4,0	7,0	10,0	10,0	14,0	110,0
<b>Umidade relativa</b> <b>compensada (%)</b>	77,2	76,0	77,1	75,3	75,6	73,2	71,6	69,4	72,5	74,3	73,6	75,5	74,3
<b>Horas de sol</b>	139,1	153,5	161,5	169,3	167,6	160,0	169,0	173,1	144,5	157,9	151,8	145,1	1.893,5

Fonte: Próprio autor base INMET, 2021

Os dados climatológicos das temperaturas a serem utilizados nos cálculos do HSP, estão relacionados, conforme abaixo:

Temperatura máxima média anual de São Paulo: 25,7°C.

Temperatura média mínima recorde: -2,1°C.

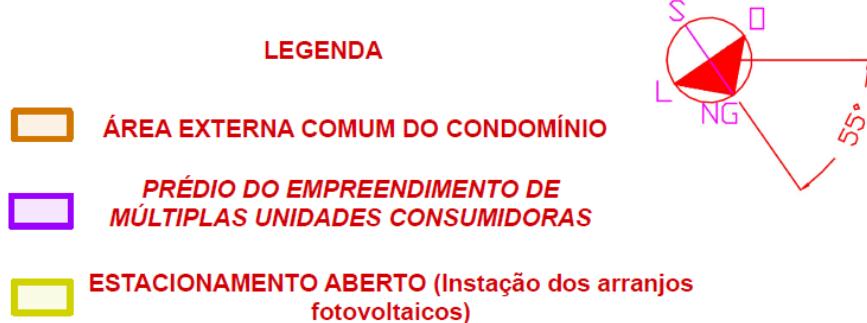
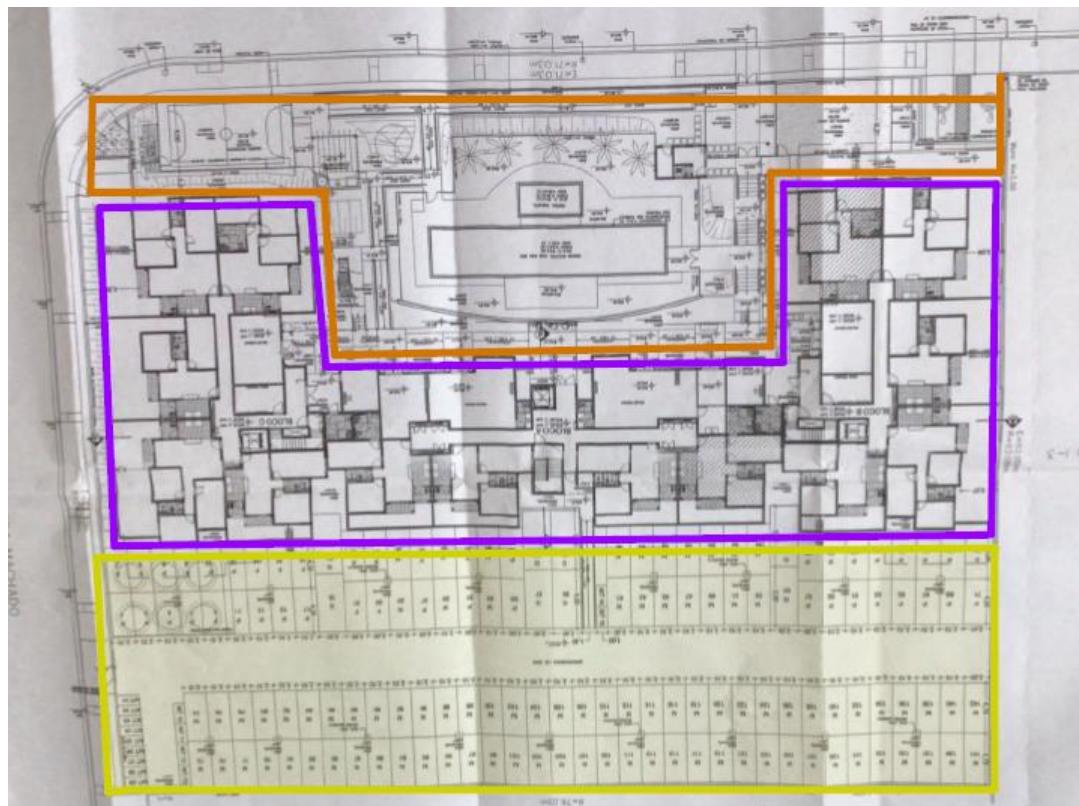
Temperatura maior máxima média de São Paulo foi no mês de fevereiro: 28,8°C.

Temperatura mínima média no mês de julho: 12,3°C.

- Período de Chuvas: janeiro a março;
  - Ventos: amenos.

A planta do local do empreendimento de multiplas unidades consumidoras do estudo de caso está demonstrada na figura 5.3.

Figura 5.3 – Planta do pavimento térreo condomínio Melrose



Fonte: Condomínio Melrose, 2010

O condomínio Melrose é composto de um prédio de altura de 28,42m e está situado em uma esquina com ruas na partes inferior e direita da planta e com condomínios vizinhos a esquerda da planta (sobrados germinados com altura total

de 5,8m) e na parte superior da planta (prédios com altura de 16,9m em relação ao nível térreo do condomínio melrose).

Levantamento da média de energia a ser gerada no empreendimento, de acordo com o material a ser escolhido e o consumo elétrico do local de estudo.

## 5.2 Demanda de Consumo de Energia Elétrica do Condomínio

O levantamento do consumo de energia elétrica do empreendimento de multiplas unidades consumidoras do estudo de caso foi realizado com base na conta de energia da área administrativa (áreas de uso comum) do local, sendo utilizado como base de dimensionamento da quantidade de módulos fotovoltaicos.

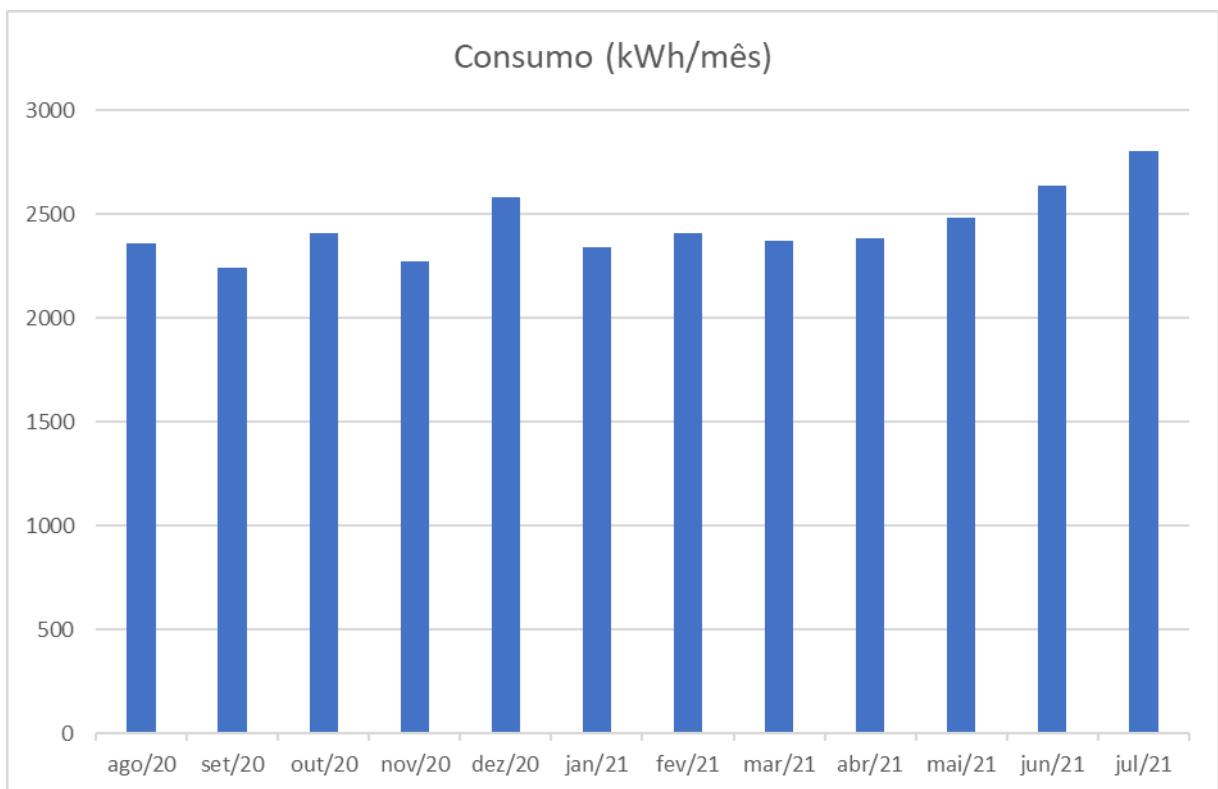
O empreendimento possui entrada trifásica em baixa tensão, na modalidade tarifária convencional, os dados da Tabela 5.2 e o gráfico da Figura 5.4 mostram os registros de consumo de energia elétrica da área administrativa do condomínio entre o mês 08/2020 ao mês 07/2021.

Tabela 5.2 Consumo de energia elétrica

<b>Mês/Ano</b>	<b>Consumo (kWh/mês)</b>
ago/20	2.360
set/20	2.243
out/20	2.408
nov/20	2.272
dez/20	2.579
jan/21	2.340
fev/21	2.410
mar/21	2.372
abr/21	2.385
mai/21	2.484
jun/21	2.635
jul/21	2.804
<b>Consumo anual (KWh/ano)</b>	<b>29.292</b>
<b>Consumo médio diário (KWh/dia)</b>	<b>80,25</b>
<b>Consumo médio mensal (KWh/mês)</b>	<b>2.441</b>

Fonte: Próprio autor base Enel, 2021

Figura 5.4 – Gráfico de consumo de energia elétrica do condomínio kWh/mês



Fonte: Próprio autor base Enel, 2021

O consumo das áreas comuns no período de agosto de 2020 até julho de 2021 foi de 29.292kWh/ano, com uma média de **consumo diário de 80,25kWh/dia** e **consumo médio mensal de 2.441kWh/mês**, esse consumo médio diário será utilizado para o levantamento da quantidade de módulos fotovoltaicos para geração de energia elétrica para o condomínio Melrose.

O consumo de energia elétrica levantado das áreas comuns do condomínio Melrose é composto por cargas de iluminação e tomadas de uso comum, elevadores e bombas da piscina.

Considerando o inversor da tabela 4.11 com rendimento ( $\eta_{inv}$ ) de 98,8%, é possível calcular a energia gerada pelo conjunto de módulos fotovoltaicos (gerador fotovoltaico), segundo as expressões Eq.42 e Eq.43:

$$E_{GFV} = E_{rede} / \eta_{inv} \quad (\text{Eq.42})$$

Sendo:

$E_{GFV}$ : Energia gerada pelo gerador fotovoltaico

$\eta_{inv}$  : Eficiência do inversor

$E_{rede}$ : Energia gerada e injetada na rede

Considerando  $E_{rede}$  em 80,03kWh/dia e o rendimento do inversor  $\eta_{inv}$  : 98,8%, tem-se:

$$E_{GFV} = 80,03 / 0,988 = 81,00 \text{ kWh/dia}$$

E assim é possível obter o balanço de energia: gerada, perdida e injetada na rede.

$$\text{Perda} = E_{GFV} - E_{rede} \quad (\text{Eq.43})$$

Sendo:

Perda: Perda de energia gerada na conversão do inversor

$E_{GFV}$ : Energia gerada pelo gerador fotovoltaico

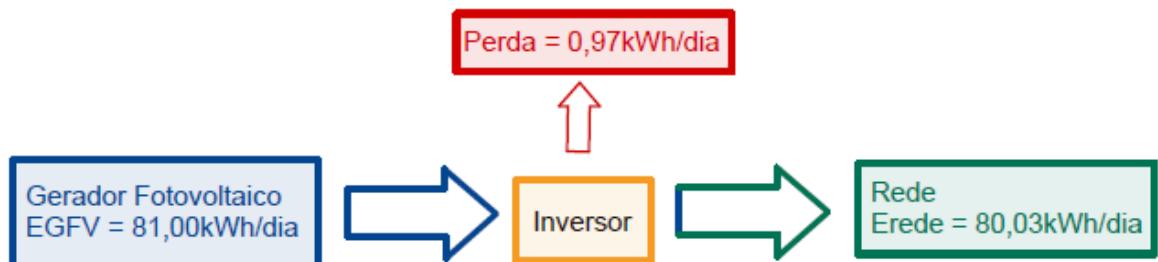
$E_{rede}$ : Energia gerada e injetada na rede

Considerando  $E_{rede}$ : 80,03kWh/dia e  $E_{GFV}$ : 81,00kWh/dia, tem-se:

$$\text{Perda} = 81,00 - 80,03 = 0,97 \text{ kWh/dia} \quad (\text{Eq.43})$$

A Figura 5.5 demonstra o balanço de energia com o inversor com eficiência de 98,8%.

Figura 5.5 – Balanço de energia resultante do inversor



Fonte: Próprio autor base Pacheco, 2020

Ao entrar uma energia gerada de 81kwh/dia no inversor haverá uma perda de 0,97kWh/dia, devido ao seu rendimento de 98,8%, resultando em uma energia elétrica injetada na rede de distribuição local de 80,03kWh/dia.

### 5.3 Base de Dados Solares do CRESESB

O CRESESB possui uma rede de dados com informações de irradiação diária média mensal do Brasil, para o projeto de estudo foi encontrada as informações contidas na tabela 5.3, onde foi escolhido os dados das coordenadas mais próximas ao local de estudo. A tabela 5.3 mostra um resumo dos dados encontrados:

Tabela 5.3 - Resumo da Tabela 5.4 - potencial solar da cidade de São Paulo, conforme dados do CRESESB

H (Irradiação solar diária média no plano horizontal)	4,57 kWh/m <sup>2</sup> dia
$\beta$ (Inclinação com maior irradiação diária média anual)	21 °(graus)
$H_T$ (Irradiação solar diária média anual no plano inclinado)	4,79 kWh/m <sup>2</sup> dia

Fonte: Próprio autor base CRESESB, 2021

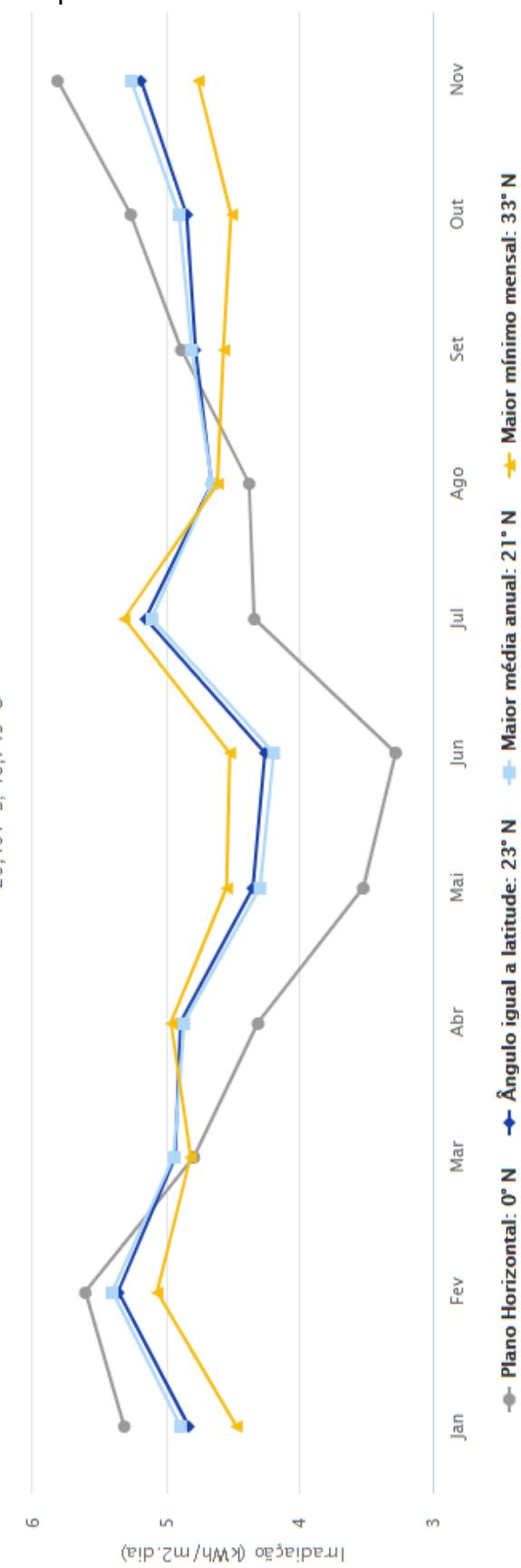
Tabela 5.4 - Cálculo do plano inclinado para a cidade de São Paulo

**Cálculo no Plano Inclinado**

Estação: São Paulo  
 Município: São Paulo, SP - BRASIL  
 Latitude: 23,401° S  
 Longitude: 46,749° O  
 Distância do ponto de ref. (23,443056° S; 46,728611° O): 5,1 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												
			Jan	Fev	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agosto	Set	Out	Nov	Média	Delta
1	Plano Horizontal	0° N	5,31	5,60	4,79	4,31	3,52	3,28	3,36	4,34	4,38	4,89	5,26	5,81	4,57
2	Ângulo igual à latitude	23° N	4,83	5,36	4,93	4,89	4,35	4,26	4,25	5,15	4,66	4,78	4,84	5,19	4,79
3	Maior média anual	21° N	4,89	5,40	4,94	4,86	4,30	4,19	4,20	5,11	4,65	4,81	4,90	5,26	4,79
4	Maior mínimo mensal	33° N	4,47	5,07	4,82	4,96	4,54	4,52	4,49	5,31	4,61	4,57	4,51	4,76	4,72

Irradiação Solar no Plano Inclinado – São Paulo–São Paulo, SP-BRASIL



Fonte: CRESESB, 2021

Na Tabela 5.4, verifica-se o destaque para o maior valor de irradiação solar diária média mensal, correspondente a 4,79kWh/m<sup>2</sup>dia e resultante da condição de inclinação de 21° e orientação voltada para o Norte geográfico (ângulo azimutal da superfície de 0°), comparado as outras inclinações de 0°, 23° e 33°.

#### 5.4 Definição da Quantidade de Módulos Fotovoltaicos

O módulo escolhido é o indicado na figura 5.5 da Jinko linha Cheetah HC 72M – STC 410Wp.

Na Tabela 5.5 mostra essas informações técnicas de um dos modelos de um fabricante.

Tabela 5.5 Especificação técnica de módulo fotovoltaico monocristalino do fabricante Jinko linha Cheetah HC 72M.

Tipo de Módulo	Especificações Técnicas	
	JKM410M-72H	JKM410M-72H-V
	STC	NOCT
Potência Máxima (Pmax)	410 Wp	310Wp
Tensão de potência máxima (Vmp)	42,3V	40,0V
Corrente de potência máxima (Imp)	9,69A	7,76A
Tensão de circuito Aberto (Voc) = (Vmp)	50,4V	48,9V
Corrente de curto-círcuito (Isc)	10,6A	8,26A
Eficiência do módulo STC (%)	20,38%	
Temperatura de operação (°C)	-40°C a 85°C 1000/1500VDC	
Tensão máxima do sistema	(IEC)	
Classificação máxima de fusíveis em série	20A	
Tolerância de potência	0 a 3%	
Coeficientes de temperatura de Pmax (ΔPmp)	-0,35%/°C	
Coeficientes de temperatura de Voc=Vmp (ΔVmp)	-0,29%/°C	
Coeficientes de temperatura de Isc (ΔIsc)	-0,048%/°C	
Temperatura operacional nominal da célula (NOCT) = (T*c)	45 ± 2°C	

Fonte: Jinko, 2021

O inversor escolhido para verificação de compatibilidade das strings e MPPTs é o PHB20-MT da Tabela 5.6.

Tabela 5.6 Dados do Inversor PHB20K-MT

Dados da entrada cc (corrente contínua)	
Modelo	PHB20K-MT
Máxima tensão cc (V)	800
Faixa de operação SPMP (V)	200-650
Tensão cc de partida (V)	180
Corrente cc máxima (A)	25/25/25
Número de <i>Strings</i> /MPPT	6/3
Conektor cc	MC4
Dados da Saída ca (corrente alternada)	
Potência ca nominal (W)	20.000
Máxima corrente ca (A)	54,5
Saída nominal ca	220/127Vca, 60Hz
Faixa de operação ca	101,6-139,7Vca; 57,5~62Hz
THD	<3%
Fator de potência	Unitário (0,8capacitivo/0,8 indutivo)
Conexão ca	Trifásico (3F+N+T) ou (3F+T)
Eficiência	
Máxima Eficiência ( $\eta_{inv}$ )	98,80%
Eficiência SPMP ( $\eta_{spmp}$ )	>99,9%

Fonte: PHB, 2021

Considerando que módulos fotovoltaicos serão orientados na direção do norte geográfico com a inclinação de 21°, devido a maior geração de energia.

Com as expressões abaixo, calcula-se o número dos módulos fotovoltaicos, conforme sequência apresentada na Tabela 5.7:

$$T_c = T_a + (GT/800) \times (T^*c - 20) \times 0,9 \text{ } (^{\circ}\text{C}) \text{ (Eq.25)}$$

$$T_c = 25,7 + (1000/800) \times (45 - 20) \times 0,9 = 53,825 \text{ } (^{\circ}\text{C})$$

Sendo:

Ta: Média da temperatura ambiente máxima anual

GT: Irradiação solar média no plano da célula

T\*c: Temperatura operacional nominal da célula (NOCT) ou TNOC – dados do módulo fotovoltaico escolhido = 45°C.

$$P_{mp} = P^{\circ}mp \times (GT/1000) \times (1 + \gamma_{mp} \times (T_c - T^{\circ}c)) \quad (\text{Eq.16})$$

$$P_{mp} = 0,41 \times (1000/1000) \times (1 + (-0,0035) \times (53,825 - 25)) = 0,3686361 \text{ kW}$$

Sendo:

P°mp: Máxima potência do módulo nas condições STC

GT: Irradiação solar média no plano da célula

$\gamma_{mp}$ : Coeficiente de temperatura para potência máxima do módulo nas condições STC

T°c: Temperatura da célula STC padrão

$$(TD)^* = (TD) \times P^{\circ}mp / P_{mp} \times 1 / \eta_{inv} \times 1 / \eta_{SPMP} \quad (\text{Eq.27})$$

$$(TD)^* = (0,75) \times 0,41 / 0,3686361 \times 1 / 0,988 \times 1 / 0,999 = 0,845132$$

Sendo:

TD: Taxa de desempenho considera o rendimento do inversor, rendimento do SPMP, temperatura de operação do painel fotovoltaico, diferenças entre módulos de um mesmo modelo, perdas no cabeamento, sujeira na superfície do painel fotovoltaico, etc.(Pacheco, 2020)

P°mp: Máxima potência do módulo nas condições STC

Pmp: Potência máxima corrigida no módulo

$\eta_{inv}$ : Eficiência do inversor escolhido

$\eta_{SPMP}$ : Eficiência SPMP do inversor

$$N = EGFV / (\eta_{SPMP} \times (Pmp) \times (HSP) \times (TD)^*) \quad (\text{Eq.28})$$

$$N = 81 / (0,999 \times (0,3686361) \times (4,79) \times (0,845132)^*) = 54,33 \text{ unidades}$$

Sendo:

EGFV: Energia do gerador fotovoltaico

$\eta_{SPMP}$ : Eficiência SPMP do inversor

Pmp: Potência máxima corrigida no módulo

HSP: Hora de Sol Pleno

TD\*: Taxa de desempenho corrigida

N: Total de número de módulos ajustados, conforme as entradas do inversor.

A Tabela 5.7 mostra o cálculo do número de módulos fotovoltaicos através das equações 25, 26, 27 e 28.

Tabela 5.7 - Sequência de cálculo do número de módulos fotovoltaicos

$E_{GFV}$	81,002884	kWh/dia	Energia elétrica do gerador fotovoltaico
$\eta_{SPMP}$	0,999	99,90%	Eficiência SPMP do Inversor (PHB20K-MT: Tabela 4.11)
<b>Tamax média anual</b>	25,7	°C	Ta = Tamax (Temperatura ambiente máxima - Tabela.5.1)
<b>GT</b>	1000	W/m <sup>2</sup>	Irradiação solar média no plano da célula
<b>T*c</b>	45	°C	Temperatura operacional nominal da célula (NOCT) ou TNOC – dados do módulo fotovoltaico Tabela 4.8
<b>T<sub>c</sub> (Eq.25)</b>	53,825	°C	Temperatura da célula do módulo fotovoltaico corrigida
<b>P<sup>°</sup>mp</b>	0,41	kW	Potência nominal STC do módulo
<b>Y<sub>mp</sub></b>	-0,0035	%/°C	Coeficiente de temperatura para Potência nominal do módulo
<b>T<sup>°</sup>c</b>	25	°C	Temperatura da célula padrão STC do módulo
<b>P<sub>mp</sub> (Eq.26)</b>	0,3686361	kW	Potência corrigida no módulo STC
<b>HSP</b>	4,79	kWh/m <sup>2</sup> dia	Hora de Sol Pleno
<b>TD</b>	0,75	75%	Taxa de desempenho estimada
<b>η<sub>inv</sub></b>	0,988	98,80%	Rendimento no inversor (PHB20K-MT: Tabela 4.11)
<b>(TD)* (Eq.27)</b>	0,8451325	84,51%	Taxa de desempenho corrigida
<b>N (Eq.28)</b>	54,33	unidades	Número de módulos fotovoltaicos

---

Fonte: Próprio autor base Pacheco, 2020

O número de módulos fotovoltaicos ficou em torno de 54 unidades, o inversor escolhido PHB20K-MT da Tabela 5.6, possui 6 entradas e 3 MPPTs, onde pode-se considerar 9 módulos por entrada, ou 18 módulos por MPPTs.

O cálculo do fator de dimensionamento do inversor está explicitado na tabela 5.8.

Tabela 5.8 - Cálculo do fator de dimensionamento do inversor (FDI)

$P^{\circ}mp$	0,41	kWp	Potência nominal STC do módulo escolhido
N	54	unidades	Número de módulos fotovoltaicos
$P_{p_{GFV}} = N \times P^{\circ}mp$	22,14	kWp	Potência nominal STC do gerador fotovoltaico (Wp)
$P_{InCA}$	20	kWp	Potência nominal do inversor em corrente alternada
$(FDI) = P_{InCA} / P_{p_{GFV}}$	0,9033424	90,33%	Fator de Dimensionamento do Inversor

Fonte: Próprio autor base Pacheco, 2020

O FDI resultante foi de 90,33% se situando em uma faixa próxima da recomendada por Zilles (0,6 a 0,9).

Próximo passo será analisar se a quantidade de módulos por *strings* escolhido será compatível com o inversor conforme a sequência de calculos apresentada nas tabelas 5.9, 5.10, 5.11, 5.112.

Para a verificação do limite inferior através da condição:  $N \times V_{mp(\min)} >$  Tensão MPPT mínima do inversor, conforme monstrado na Tabela 5.9, deve-se calcular a temperatura da célula no módulo fotovoltaico para temperatura ambiente máxima mensal, no caso de São Paulo, que ocorre no mês de fevereiro: 28,8°C, conforme equação 31.

$$T_c = T_{a\max} + (GT/800) \times (T^*c - 20) \times 0,9 \quad (\text{°C}) \quad (\text{Eq.31})$$

$$T_c = 28,8 + (1000/800) \times (45 - 20) \times 0,9 = 56,925 (\text{°C})$$

Sendo:

Ta = Tamax (Temperatura ambiente máxima)

GT: Irradiação solar média no plano da célula

T\*c: Temperatura operacional nominal da célula (NOCT) ou TNOC – dados do módulo fotovoltaico escolhido.

Utilizando temperatura máxima da célula no módulo fotovoltaico: Tc de 56,925°C, calcula-se o valor mínimo de tensão no ponto de máxima potência:

$$V_{mp(\text{mín})} = V^{\circ}mp \times (1 + \gamma_{vmp} \times (T_c - T^{\circ}c)) \text{ (Eq.32)}$$

$$V_{mp(\text{mín})} = 42,3 \times (1 + (-0,0029) \times (56,925 - 25)) = 38,3837603V$$

Sendo:

V°mp: Tensão de potência máxima do catálogo do módulo STC escolhido

$\gamma_{vmp}$ : Coeficiente de temperatura Voc do módulo fotovoltaico escolhido

Tc: Resultado da expressão Eq.31

T°c: Temperatura da célula para irradiância STC

Com a quantidade de 54 unidades de módulos adotados, para a geração de energia elétrica fotovoltaica no condomínio, conforme calculado na Tabela 5.7, vamos utilizar 6 arranjos compostos de 9 módulos em série para a conexão no inversor adotado.

Tabela 5.9 - Verificação do limite inferior:  $N \times V_{mp(\text{mín})} >$  Tensão MPPT mínima do inversor

<b>Ta=Tamax</b>	28,8	°C	Tamax (Temperatura ambiente máxima mensal em fevereiro em São Paulo)
<b>T*c =</b>	45	°C	Temperatura operacional nominal da célula (NOCT) ou TNOC – dados do módulo fotovoltaico escolhido.

$G_T =$	1000	W/m2	Irradiação solar média no plano da célula
$T_c = Tamax + (GT/800) x (T^*c - 20) x 0,9$ (Eq.31)	56,925	°C	Temperatura da célula do módulo fotovoltaico corrigida
$V^*mp$	42,3	V	Tensão do módulo STC escolhido
$\gamma_{Vmp}$	-0,0029	-0,29%/°C	Coeficiente de temperatura $V_{oc}$ do módulo fotovoltaico escolhido
$T^*c$	25	°C	Temperatura da célula para irradiação STC
$V_{mp(mín)} = V^*mp x (1 + \gamma_{Vmp} x (T_c - T^*c))$ (Eq.32)	38,3837603	V	Tensão corrigida
$N$	54	unidades	Número de módulos fotovoltaicos
<b>Tensão MPPTmínimo inversor</b>	200	V	Tensão mínima MPPT no inversor
<b>9 (módulos/string) x <math>V_{mpmín}</math></b>	345,453842	V	Atende a condição, pois $345,4538V > 200V$

Fonte: Próprio autor base Pacheco, 2020

Os 9 módulos por *string* multiplicado por 38,38V de tensão mínima na célula resultou em 345,42V, ou seja, maior que 200V de tensão MPPT mínimo do inversor, atendendo essa primeira condição.

Para a verificação do limite superior através da condição:  $N \times V_{mp(max)} <$  Tensão MPPT máxima do inversor, conforme monstrado na Tabela 5.10, deve-se calcular a temperatura da célula no módulo fotovoltaico para temperatura ambiente mínima mensal, no caso de São Paulo, que ocorre no mês de julho: 12,3°C, conforme equação 34.

$$T_c = Tamín + (GT/800)x(T^*c - 20) x 0,9 \text{ (°C)} \text{ (Eq.34)}$$

$$T_c = 12,3 + (1000/800)x(45 - 20) x 0,9 = 40,425 \text{ (°C)}$$

Sendo:

$$Ta = Tamín \text{ (Temperatura ambiente mínima)}$$

GT: Irradiação solar média no plano da célula

T\*c: Temperatura operacional nominal da célula (NOCT) ou TNOC – dados do módulo fotovoltaico escolhido.

Utilizando temperatura máxima da célula no módulo fotovoltaico: Tc de 40,425°C, calcula-se o valor máximo da tensão no ponto de máxima:

$$V_{mp(max)} = V^{\circ}mp \times (1 + \gamma_{vmp} \times (Tc - T^{\circ}c)) \text{ (Eq.35)}$$

$$V_{mp(max)} = 42,3 \times (1 + (-0,0029) \times (40,425 - 25)) = 40,40781525V$$

Sendo:

V°mp: Tensão de potência máxima do catálogo do módulo STC do módulo escolhido

$\gamma_{vmp}$ : Coeficiente de temperatura Voc do módulo escolhido

Tc: Resultado da expressão Eq.34

T°c: Temperatura da célula para irradiância STC

Tabela 5.10 - Verificação do limite superior:  $N \times V_{mp(max)} <$ Tensão MPPT máxima do inversor

<b>Ta=Tamín em Julho</b>	12,3	°C	Tamín (Temperatura ambiente mínima mensal)
<b>T*c =</b>	45	°C	Temperatura operacional nominal da célula (NOCT) ou TNOC – dados do módulo fotovoltaico escolhido.
<b>G<sub>T</sub> =</b>	1000	W/m <sup>2</sup>	Irradiação solar média no plano da célula
<b>T<sub>c</sub> = Tamín + (G<sub>T</sub>/800) x (T*c - 20) x 0,9 (Eq.34)</b>	40,425	°C	Temperatura da célula do módulo fotovoltaico corrigida
<b>V°mp</b>	42,3	V	Tensão nominal no ponto de máxima potência do módulo STC escolhido
<b><math>\gamma_{vmp}</math></b>	-0,0029	0,29%/°C	Coeficiente de temperatura Vmp do módulo fotovoltaico escolhido
<b>T°c</b>	25	°C	Temperatura da célula para irradiância STC

<b><math>V_{mp(max)} = V_{mp} \times (1 + \frac{V_{mp} \times (T_c - T^{\circ}C)}{V_{mp}}) (Eq.35)</math></b>	40,40781525	V	Tensão máxima no ponto de máxima potência corrigida
<b>N</b>	54	unidades	Número de módulos fotovoltaicos
<b>Tensão MPPTmáximo no inversor</b>	650	V	Tensão máxima na entrada do inversor
<b>9 (módulos/string) x V<sub>mpmax</sub></b>	363,670337	V	Atende a condição, pois 363,67V < 650V

Fonte: Próprio autor base Pacheco, 2020

O inversor possui 3 MPPT com duas *strings* cada, onde as séries se conectam em paralelo. Para cada MPPT teremos 2 séries de 9 módulos em paralelo, nota-se que a tensão do subarranjo é a mesma de uma *string*, e a corrente soma-se entre os paralelos.

Os 9 módulos por *string* multiplicado por 40,41V de tensão máxima no painel fotovoltaico resultou em 363,69V, ou seja, menor que 650V que é a tensão MPPT máxima do inversor, atendendo essa segunda condição.

Para a verificação do limite superior noturno através da condição:  $N \times V_{oc(max)} < \text{Tensão máxima cc do inversor}$ , conforme mostrado na Tabela 5.11, deve-se calcular a temperatura da célula no módulo fotovoltaico para temperatura ambiente mínima recorde do ano, no caso de São Paulo, que ocorre no mês de julho:  $-2,1^{\circ}C$ , conforme equação 36.

$$T_c = T_{mín,rec} + (GT/800) \times (T^{\circ}c - 20) \times 0,9 \quad (^{\circ}C) \quad (Eq.37)$$

Sendo:

$T_a = T_{mín}$  Temperatura ambiente mínima recorde em São Paulo

GT: Irradiação solar média no plano da célula

$T^{\circ}c$ : Temperatura operacional nominal da célula (NOCT) ou TNOC – dados do módulo fotovoltaico escolhido.

É importante ressaltar que a irradiação solar média no plano inclinado da célula (GT) é zero, pois estamos calculando  $T_c$  durante o período noturno.

$$T_c = -2,1 + (0/800) \times (45 - 20) \times 0,9 = -2,1 \text{ } (\text{°C})$$

Utilizando temperatura da célula no módulo fotovoltaico:  $T_c$  de  $-2,1 \text{ } \text{°C}$ , calcula-se o valor máximo de tensão de circuito aberto  $V_{oc}$ :

$$V_{oc(max)} = V_{oc} \times (1 + \gamma_{vmp} \times (T_c - T_{oc})) \text{ (Eq.38)}$$

$$V_{oc(max)} = 50,4 \times (1 + (-0,0029) \times (-2,1 - 25)) = 54,360936 \text{ V}$$

Sendo:

$V_{oc}$ : Tensão de circuito aberto do catálogo do módulo STC

$\gamma_{vmp}$ : Coeficiente de temperatura  $V_{oc}$

$T_c$ : Resultado da expressão Eq.37

$T_{oc}$ : Temperatura da célula para irradiância STC

Tabela 5.11 - Verificação do limite superior noturno:  $N \times V_{oc(max)} < \text{Tensão de cc do inversor}$

<b><math>T_a = T_{minrec}</math> Temperatura ambiente mínima recorde em São Paulo</b>	-2,1	°C	Tamín (Temperatura ambiente mínima recorde em São Paulo)
<b><math>T^{*c} =</math></b>	45	°C	Temperatura operacional nominal da célula (NOCT) ou TNOC – dados do módulo fotovoltaico escolhido.
<b><math>G_T =</math></b>	0	W/m <sup>2</sup>	Irradiação solar média no plano da célula
<b><math>T_c = Tamínrec + (GT/800) \times (T^{*c} - 20) \times 0,9</math> (Eq.37)</b>	-2,1	°C	Temperatura da célula do módulo fotovoltaico corrigida
<b><math>V_{oc}</math></b>	50,4	V	Tensão de circuito aberto do catálogo do módulo STC escolhido
<b><math>\gamma_{vmp}</math></b>	-0,0029	0,29%/°C	Coeficiente de temperatura $V_{oc}$ do módulo fotovoltaico escolhido
<b><math>T_{oc}</math></b>	25	°C	Temperatura da célula para irradiância STC
<b><math>V_{oc(max)} = V_{oc} \times (1 + \gamma_{vmp} \times (T_c - T_{oc}))</math> (Eq.38)</b>	54,36093600	V	Tensão de circuito aberto máximo corrigido

N	54	unidades	Número de módulos fotovoltaicos
<b>Tensão máximo de cc no inversor</b>	800	V	Tensão máxima admissível na entrada do inversor
<b>9 (módulos/string) x Vocmax&lt; Tensão máxima de cc no inversor</b>	489,248424	V	Atende a condição, pois 489,248V<800V

Fonte: Próprio autor base Pacheco, 2020

Os 9 módulos por *string* multiplicado por 54,36V de tensão de circuito aberto máximo na célula resultou em 489,24V, ou seja, menor que 800V de tensão máxima no inversor, atendendo essa terceira condição.

Para a verificação da máxima corrente de curto-circuito através da condição:  $I_{SCmax}$  por MPPT < corrente de cuto-circuito na entrada do inversor, conforme mostrado na Tabela 5.12, deve-se calcular a temperatura da célula no módulo fotovoltaico para temperatura ambiente máxima mensal, no caso de São Paulo, que ocorre no mês de fevereiro: 28,8°C, conforme equação 40.

$$T_c = T_{max} + (G/T/800) \times (T^* - 20) \times 0,9 \text{ (°C)} \text{ (Eq.40)}$$

$$T_c = 28,8 + (1000/800) \times (45 - 20) \times 0,9 = 56,925 \text{ (°C)}$$

Utilizando temperatura da célula no módulo fotovoltaico:  $T_c$  de 56,925°C, calcula-se a tensão de potência mínima de pico corrigida:

$$I_{SC} = I^*_{SC} \times (1 + \gamma_{SC} \times (T_c - T^*)) \text{ (Eq.41)}$$

$$I_{SC} = 10,6 \times (1 + (0,00048) \times (56,925 - 25)) = 10,76A$$

Tabela 5.12 - Verificação da corrente de curto-circuito  $I_{SCmax}$  por MPPT < Corrente de curto-circuito na entrada do inversor

<b>Ta=Tamax</b>	28,8	°C	Tamax (Temperatura ambiente máxima em fevereiro em São Paulo)
-----------------	------	----	---

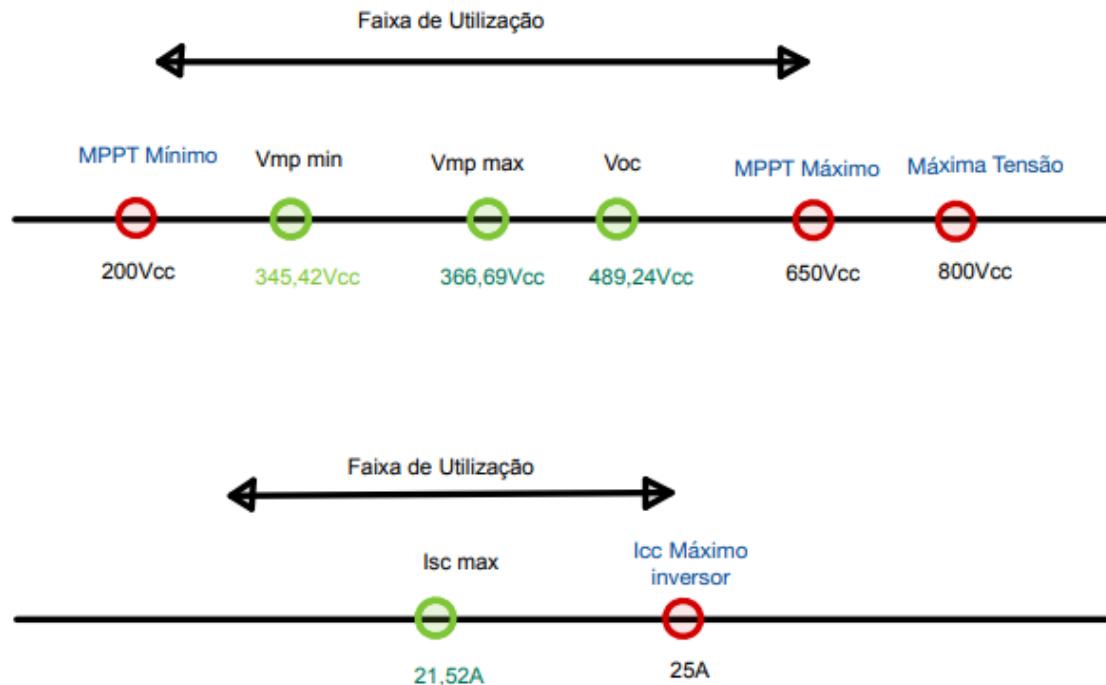
$T^*c =$	45	°C	Temperatura operacional nominal da célula (NOCT) ou TNOC – dados do módulo fotovoltaico escolhido.
$G_T =$	1000	W/m2	Irradiação solar média no plano da célula
$T_c = Tamax + (GT/800) \times (T^*c - 20) \times 0,9$ (Eq.40)	56,925	°C	Temperatura da célula do módulo fotovoltaico corrigida
$I^{sc}$	10,6	A	Corrente de curto-círculo do módulo STC escolhido
$\gamma_{sc}$	0,00048	- 0,048%/°C	Coeficiente de temperatura $I_{sc}$ do módulo fotovoltaico escolhido
$T^c$	25	°C	Temperatura da célula para irradiância STC
$I_{sc} = I^{sc} \times (1 + \gamma_{sc} \times (T_c - T^c))$ (Eq.41)	10,76243440	A	Corrente de curto-círculo corrigida
$N$	54	unidades	Número de módulos fotovoltaicos
<b>2 strings em paralelo por MPPT = <math>I_{sc}</math> em paralelo</b>	21,5248688	A	Corrente de curto-círculo na entrada em paralelo no inversor por MPPT
<b>Corrente de cc máxima por MPPT na Entrada do Inversor</b>	25	A	Atende a condição, pois $21,52A < 25A$

Fonte: Próprio autor base Pacheco, 2020

São duas séries fotovoltaicas ou *strings* em paralelos por MPPT, conforme o inversor escolhido, logo soma-se as correntes das strings para cada MPPT, sendo 2 vezes 10,76A ( $I_{sc}$  – corrente de curto-círculo corrigida), obtemos o valor de 21,52A, onde a corrente de curto-círculo máxima que o inversor suporta por MPPT é de 25A, atendendo essa última verificação.

A figura 5.6 mostra que as condições dos subarranjos fotovoltaicos apresentam valores elétricos compatíveis com a faixa de utilização do inversor, atendendo assim as necessidades básicas para o funcionamento adequado do sistema de geração de energia solar.

Figura 5.6 – Faixa de utilização do inversor na entrada corrente contínua cc



Legenda:

Dados do Inversor

Parâmetro do módulo fotovoltaico

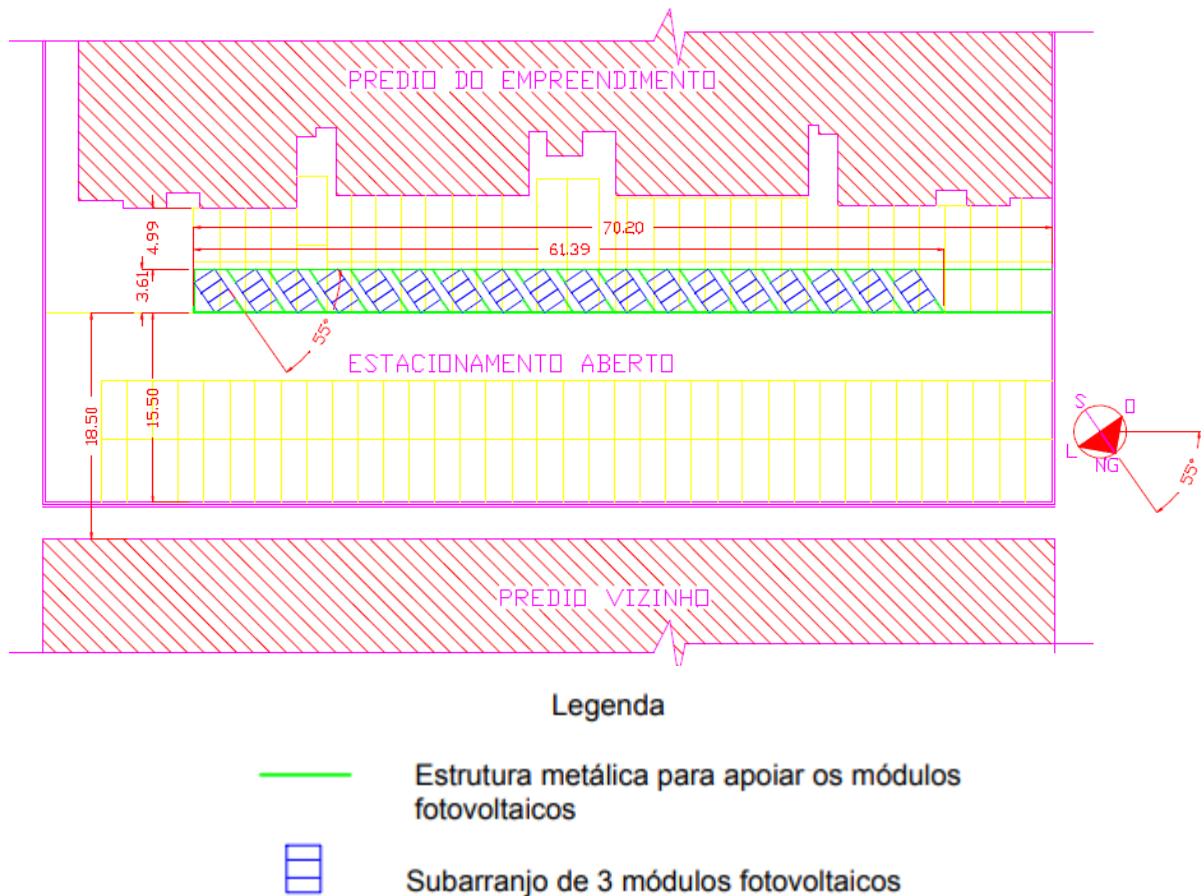
Fonte: Próprio autor base Pacheco, 2020

## 5.5 Sombreamento na Área de Instalação dos Módulos Fotovoltaicos

A figura 5.7 apresenta a localização dos 54 módulos fotovoltaicos instalados em uma estrutura metálica e direcionados para o norte geográfico situado a 55º em relação ao alinhamento horizontal das vagas de carro. Os módulos fotovoltaicos

estão instalados em subconjuntos de 3 módulos, sendo que a cada conjunto de 9 módulos forma uma *string*, resultando em um total de 6 *strings* de 9 módulos, conforme já mencionando anteriormente.

Figura 5.7 – Planta baixa do empreendimento de múltiplas consumidoras dotada dos módulos fotovoltaicos para a geração de energia elétrica.



Fonte: Próprio autor, 2021

Como demonstrado na Figura 5.7 a distância do módulos fotovoltaicos em relação ao prédio vizinho é de 18,5m, onde iremos verificar o sombreamento no local, mais a frente.

A figura 5.8 mostra a vista frontal dos módulos fotovoltaicos em 18 colunas de conjunto de módulos.

Figura 5.8 – Vista frontal dos módulos fotovoltaicos

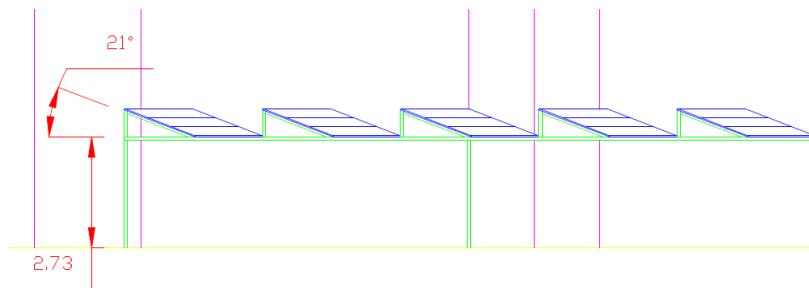


Fonte: Próprio autor, 2021

Os módulos fotovoltaicos estão organizados, conforme sequência indicada a seguir, nota-se que cada sequência é dotada de 3 módulos fotovoltaicos, totalizando as 54 subconjuntos:

- Subconjunto de 1 ao 3 – (9 módulos em série) – *String 1* – MPPT1 do inversor;
- Subconjunto de 4 ao 6 – (9 módulos em série) – *String 2* – MPPT1 do inversor;
- Subconjunto de 7 ao 9 – (9 módulos em série) – *String 3* – MPPT2 do inversor;
- Subconjunto de 10 ao 12 – (9 módulos em série) – *String 4* – MPPT2 do inversor;
- Subconjunto de 13 ao 15 – (9 módulos em série) – *String 5* – MPPT3 do inversor;
- Subconjunto de 16 ao 18 – (9 módulos em série) – *String 6* – MPPT3 do inversor;

Figura 5.9 – Vista frontal dos módulos fotovoltaicos com a inclinação dos módulos a  $21^\circ(\beta)$

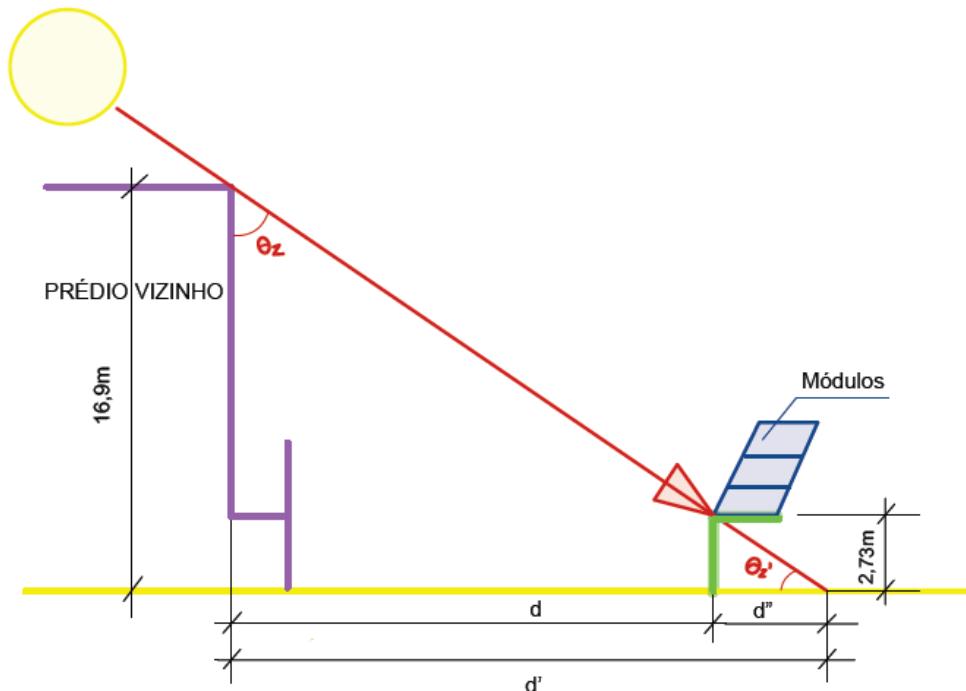


Fonte: Próprio autor, 2021

Os módulos fotovoltaicos possuem inclinação  $21^\circ$  N, pois nesse ângulo ocorre a maior irradiação solar diária média anual, conforme Tabela 5.4.

Para o dimensionamento do sombreamento levamos em consideração a altura do prédio vizinho onde a sua localização está ao norte do local, onde serão instalados os módulos fotovoltaicos, na área de estacionamento, pois recebe a irradiação solar por grande parte do dia. Os módulos fotovoltaicos serão instalados a partir de 2,73m de altura, acima de uma estrutura metálica, com o intuito de deixar livre as vagas de estacionamento do local. O prédio vizinho tem uma altura de 16,9m em relação ao piso do estacionamento onde serão instalados os módulos fotovoltaicos. Para o cálculo do sombreamento foram consideradas as distâncias e as elevações mostradas na figura 5.10.

Figura 5.10 – Sombreamento do prédio vizinho em relação aos módulos fotovoltaicos



Fonte: Próprio autor, 2021

Para os cálculos de sombreamento levou-se em consideração os dias típicos de cada mês estimados de irradiação extraterrestre diária média mensal de janeiro a dezembro. Na Tabela 5.11 estão os cálculos com a distância (d) de sombreamento do prédio vizinho em direção aos módulos. Os dimensionamentos dos efeitos de sombreamento podem ser calculados seguindo a sequência das equações 1, 3, 4, 5, 6, 7, 10, 44, 45, 46 e 47 (expressões retiradas de Galdino, 2005 e Pacheco, 2017):

Cálculo de n: é o dia ano dado pelo calendário através da equação:

$$n = \text{Dia} + (\text{Mês} - 1) \times 30 + \text{Cor} \quad (\text{Eq.2})$$

O fator de correção do mês (Cor), varia conforme as equações abaixo:

Se: Mês  $\leq$  2 - então Cor = Int (Mês/2) (Eq.3)

Se:  $2 < \text{Mês} \leq 8$  - então Cor = (Int (Mês/2) - 2) (Eq.4)

Se: Mês  $> 8$  - então Cor = (Int (Mês/2 + 1/2) - 2) (Eq.5)

Cálculo da declinação solar ( $\delta$ ), através da equação 1, após encontrar n:

$$\delta = 23,45 \times \text{sen} (360/365 \times (284 + n)) \text{ (Eq1)}$$

A hora solar (HS) é calculada conforme a equação 7:

$$\text{HS} = \text{HL} + ((4 \times (\text{Lo} - \text{L}) + (9,87 \times \text{sen}(2 \times ((360/364) \times (n - 81)) - 7,53 \times \text{cos}((360/364) \times (n - 81)) - 1,5 \times \text{sen}((360/364) \times (n - 81)))) / 60) \text{ (Eq.7)}$$

Sendo:

HL (Hora Legal): É a hora a ser analisada no dia a ser calculado, referente à longitude da hora legal (Lo). Considera-se HL um número inteiro da hora, por exemplo: 15h:30min - Utilizar 15,5hora.

Lo (Longitude hora legal): Para São Paulo =  $45^\circ$ (Oeste (O)), quando for horário de verão considera-se Lo =  $30^\circ$  (O).

L (Longitude do local): Onde será instalado o sistema de geração fotovoltaico.

Tendo-se HS, calcula-se o ângulo horário através da equação 6:

$$\omega = (\text{HS}-12) \times 15 \text{ (Eq.6)}$$

Sendo:

HS: Hora solar

Com os valores da declinação solar, latitude e ângulo horário, calcula-se o ângulo zenital  $\theta_z$  através da equação 10:

$$\theta_z = \arccos (\operatorname{sen}(\delta) \times \operatorname{sen}(\phi) + \operatorname{cos}(\delta) \times \operatorname{cos}(\phi) \times \operatorname{cos}(\omega)) \quad (\text{Eq.10})$$

Sendo:

$\delta$ : Declinação Solar

$\phi$ : Latitude

$\omega$ : Ângulo horário

Após encontrar o ângulo zenital ( $\theta_z$ ), encontra-se  $\theta_z'$  na equação 44:

$$\theta_z' = 180^\circ - 90^\circ - \theta_z \quad (\text{Eq.44})$$

Com base na Figura Figura 5.10 de Sombreamento do prédio vizinho em relação aos módulos fotovoltaicos, temos altura do prédio vizinho ( $h$ ) e o ângulo zenital ( $\theta_z$ ), para calcular a distância  $d'$ , conforme a expressão 45:

$$d' = h \text{ (do prédio vizinho)} \times \operatorname{tg} \theta_z \quad (\text{Eq.45})$$

Com a altura do módulo ( $h$ ) e o ângulo ( $\theta_z'$ ), calcula-se a distância  $d''$ , conforme a expressão 46:

$$d'' = h \text{ (módulo)} \times \operatorname{tg} \theta_z' \quad (\text{Eq.46})$$

Com as distâncias  $d'$  e  $d''$  encontra a distância de sombreamento  $d$ , conforme a expressão 46:

$$d = d' - d'' \quad (\text{Eq.47})$$

Sendo:

$h$  (prédio vizinho) = 16,9m;

$h$  (módulo) = 2,73m;

Latitude ( $\phi$ ):  $23^\circ 26' 35''$  S =  $23,443056^\circ$  S

Longitude ( $L$ ):  $46^\circ 43' 43''$  O =  $46,73^\circ$  O

d: é a distância da sombra do prédio vizinho em direção ao módulos fotovoltaicos.

A Tabela 5.13 apresenta os detalhes dos cálculos e os resultados da distância (d) de sombreamento do prédio vizinho em direção ao módulos fotovoltaicos.

Tabela 5.13 – Tabela de sombreamento anual entre às 9hs e 15hs

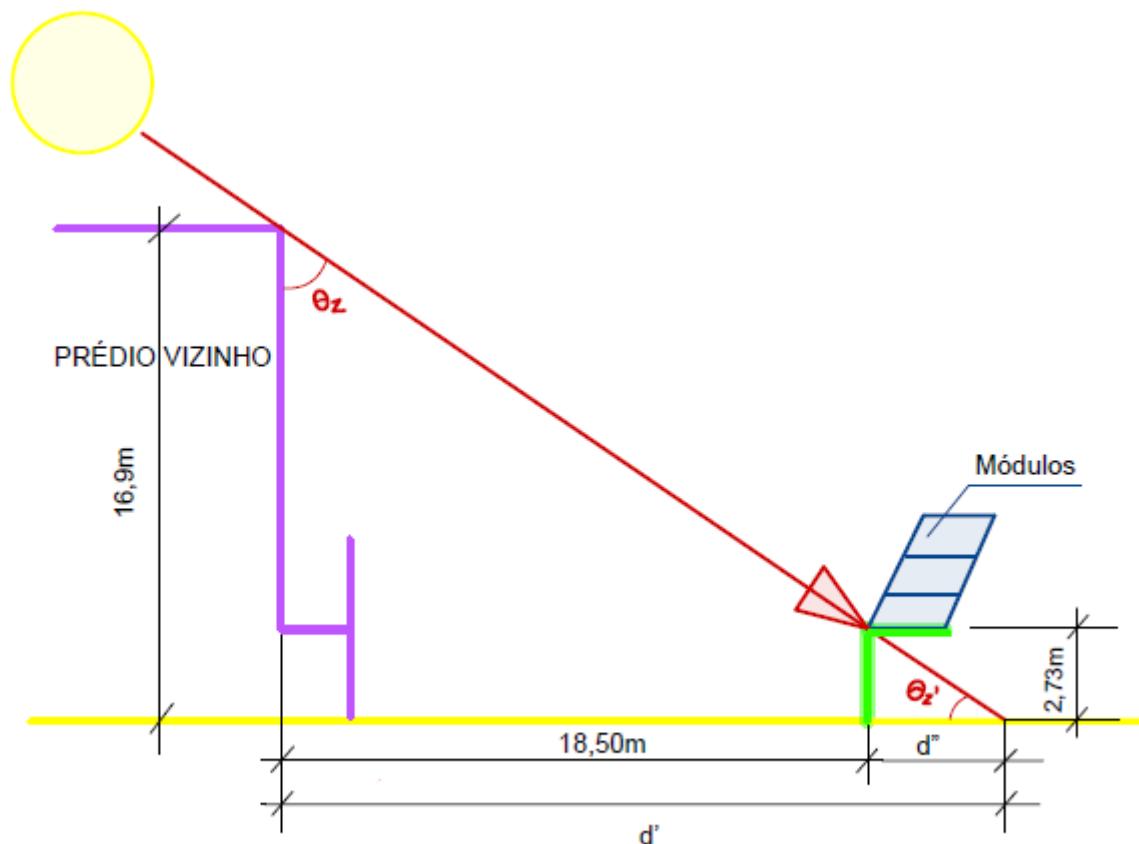
Lo	HL	Dia	Mês	Cor	n = Dia + (Mês - 1) x 30 + Cor	h	δ	senδ	senφ	cosδ	cosφ	HS	ω	cosω	θz	tgθz	tgθz'	d'	d"	d
45	9	17	1	0	17	16,9	24,45	0,41	0,40	0,91	0,92	8,72	-49,22	0,65	44,75	0,99	1,01	16,76	2,71	14,05
45	9	16	2	1	47	16,9	23,19	0,39	0,40	0,92	0,92	8,64	-50,37	0,64	46,00	1,04	0,97	17,50	2,83	14,68
45	9	16	3	-1	75	16,9	24,24	0,41	0,40	0,91	0,92	8,73	-49,07	0,66	44,65	0,99	1,01	16,70	2,70	14,00
45	9	15	4	0	105	16,9	23,84	0,40	0,40	0,91	0,92	8,88	-46,79	0,68	42,66	0,92	1,09	15,57	2,52	13,06
45	9	15	5	0	135	16,9	22,46	0,38	0,40	0,92	0,92	8,95	-45,79	0,70	42,00	0,90	1,11	15,22	2,46	12,76
45	9	11	6	1	162	16,9	23,52	0,40	0,40	0,92	0,92	8,89	-46,59	0,69	42,53	0,92	1,09	15,50	2,50	13,00
45	9	17	7	1	198	16,9	22,60	0,38	0,40	0,92	0,92	8,79	-48,18	0,67	44,14	0,97	1,03	16,40	2,65	13,75
45	9	16	8	2	228	16,9	24,17	0,41	0,40	0,91	0,92	8,82	-47,70	0,67	43,43	0,95	1,06	16,00	2,58	13,41
45	9	15	9	3	258	16,9	23,93	0,41	0,40	0,91	0,92	8,98	-45,31	0,70	41,31	0,88	1,14	14,85	2,40	12,45
45	9	15	10	3	288	16,9	22,48	0,38	0,40	0,92	0,92	9,13	-42,99	0,73	39,44	0,82	1,22	13,90	2,25	11,66
45	9	14	11	4	318	16,9	23,46	0,40	0,40	0,92	0,92	9,13	-42,99	0,73	39,29	0,82	1,22	13,83	2,23	11,59
45	9	10	12	4	344	16,9	22,97	0,39	0,40	0,92	0,92	8,99	-45,20	0,70	41,37	0,88	1,14	14,88	2,40	12,48
Lo	HL	Dia	Mês	Cor	n = Dia + (Mês - 1) x 30 + Cor	h	δ	senδ	senφ	cosδ	cosφ	HS	ω	cosω	θz	tgθz	tgθz'	d'	d"	d
45	10	17	1	0	17	16,9	24,45	0,41	0,40	0,91	0,92	9,72	-34,22	0,83	31,21	0,61	1,65	10,24	1,65	8,59
45	10	16	2	1	47	16,9	23,19	0,39	0,40	0,92	0,92	9,64	-35,37	0,82	32,39	0,63	1,58	10,72	1,73	8,99
45	10	16	3	-1	75	16,9	24,24	0,41	0,40	0,91	0,92	9,73	-34,07	0,83	31,10	0,60	1,66	10,19	1,65	8,55
45	10	15	4	0	105	16,9	23,84	0,40	0,40	0,91	0,92	9,88	-31,79	0,85	29,06	0,56	1,80	9,39	1,52	7,87
45	10	15	5	0	135	16,9	22,46	0,38	0,40	0,92	0,92	9,95	-30,79	0,86	28,32	0,54	1,86	9,11	1,47	7,64
45	10	11	6	1	162	16,9	23,52	0,40	0,40	0,92	0,92	9,89	-31,59	0,85	28,91	0,55	1,81	9,33	1,51	7,83
45	10	17	7	1	198	16,9	22,60	0,38	0,40	0,92	0,92	9,79	-33,18	0,84	30,48	0,59	1,70	9,95	1,61	8,34
45	10	16	8	2	228	16,9	24,17	0,41	0,40	0,91	0,92	9,82	-32,70	0,84	29,86	0,57	1,74	9,70	1,57	8,13
45	10	15	9	3	258	16,9	23,93	0,41	0,40	0,91	0,92	9,98	-30,31	0,86	27,71	0,53	1,90	8,88	1,43	7,44
45	10	15	10	3	288	16,9	22,48	0,38	0,40	0,92	0,92	10,13	-27,99	0,88	25,75	0,48	2,07	8,15	1,32	6,83
45	10	14	11	4	318	16,9	23,46	0,40	0,40	0,92	0,92	10,13	-27,99	0,88	25,64	0,48	2,08	8,11	1,31	6,80
45	10	10	12	4	344	16,9	22,97	0,39	0,40	0,92	0,92	9,99	-30,20	0,86	27,71	0,53	1,90	8,88	1,43	7,44
Lo	HL	Dia	Mês	Cor	n = Dia + (Mês - 1) x 30 + Cor	h	δ	senδ	senφ	cosδ	cosφ	HS	ω	cosω	θz	tgθz	tgθz'	d'	d"	d
45	11	17	1	0	17	16,9	24,45	0,41	0,40	0,91	0,92	10,72	-19,22	0,94	17,58	0,32	3,16	5,36	0,87	4,49
45	11	16	2	1	47	16,9	23,19	0,39	0,40	0,92	0,92	10,64	-20,37	0,94	18,69	0,34	2,96	5,72	0,92	4,79
45	11	16	3	-1	75	16,9	24,24	0,41	0,40	0,91	0,92	10,73	-19,07	0,95	17,45	0,31	3,18	5,31	0,86	4,45
45	11	15	4	0	105	16,9	23,84	0,40	0,40	0,91	0,92	10,88	-16,79	0,96	15,37	0,27	3,64	4,65	0,75	3,90
45	11	15	5	0	135	16,9	22,46	0,38	0,40	0,92	0,92	10,95	-15,79	0,96	14,57	0,26	3,85	4,39	0,71	3,68
45	11	11	6	1	162	16,9	23,52	0,40	0,40	0,92	0,92	10,89	-16,59	0,96	15,21	0,27	3,68	4,59	0,74	3,85
45	11	17	7	1	198	16,9	22,60	0,38	0,40	0,92	0,92	10,79	-18,18	0,95	16,74	0,30	3,32	5,08	0,82	4,26
45	11	16	8	2	228	16,9	24,17	0,41	0,40	0,91	0,92	10,82	-17,70	0,95	16,20	0,29	3,44	4,91	0,79	4,12
45	11	15	9	3	258	16,9	23,93	0,41	0,40	0,91	0,92	10,98	-15,31	0,96	14,02	0,25	4,00	4,22	0,68	3,54
45	11	15	10	3	288	16,9	22,48	0,38	0,40	0,92	0,92	11,13	-12,99	0,97	11,99	0,21	4,71	3,59	0,58	3,01
45	11	14	11	4	318	16,9	23,46	0,40	0,40	0,92	0,92	11,13	-12,99	0,97	11,92	0,21	4,74	3,57	0,58	2,99
45	11	10	12	4	344	16,9	22,97	0,39	0,40	0,92	0,92	10,99	-15,20	0,97	13,97	0,25	4,02	4,21	0,68	3,53
Lo	HL	Dia	Mês	Cor	n = Dia + (Mês - 1) x 30 + Cor	h	δ	senδ	senφ	cosδ	cosφ	HS	ω	cosω	θz	tgθz	tgθz'	d'	d"	d
45	12	17	1	0	17	16,9	24,45	0,41	0,40	0,91	0,92	11,72	-4,22	1,00	3,99	0,07	14,35	1,18	0,19	0,99
45	12	16	2	1	47	16,9	23,19	0,39	0,40	0,92	0,92	11,64	-5,37	1,00	4,93	0,09	11,59	1,46	0,24	1,22
45	12	16	3	-1	75	16,9	24,24	0,41	0,40	0,91	0,92	11,73	-4,07	1,00	3,81	0,07	15,02	1,13	0,18	0,94
45	12	15	4	0	105	16,9	23,84	0,40	0,40	0,91	0,92	11,88	-1,79	1,00	1,68	0,03	34,04	0,50	0,08	0,42
45	12	15	5	0	135	16,9	22,46	0,38	0,40	0,92	0,92	11,95	-0,79	1,00	1,22	0,02	46,81	0,36	0,06	0,30
45	12	11	6	1	162	16,9	23,52	0,40	0,40	0,92	0,92	11,89	-1,59	1,00	1,46	0,03	39,28	0,43	0,07	0,36
45	12	17	7	1	198	16,9	22,60	0,38	0,40	0,92	0,92	11,79	-3,18	1,00	3,05	0,05	18,79	0,90	0,15	0,75
45	12	16	8	2	228	16,9	24,17	0,41	0,40	0,91	0,92	11,82	-2,70	1,00	2,58	0,05	22,22	0,76	0,12	0,64
45	12	15	9	3	258	16,9	23,93	0,41	0,40	0,91	0,92	11,98	-0,31	1,00	0,57	0,01	101,06	0,17	0,03	0,14
45	12	15	10	3	288	16,9	22,48	0,38	0,40	0,92	0,92	12,13	2,01	1,00	2,09	0,04	27,44	0,62	0,10	0,52
45	12	14	11	4	318	16,9	23,46	0,40	0,40	0,92	0,92	12,13	2,01	1,00	1,84	0,03	31,11	0,54	0,09	0,46
45	12	10	12	4	344	16,9	22,97	0,39	0,40	0,92	0,92	11,99	-0,20	1,00	0,51	0,01	112,21	0,15	0,02	0,13

Lo	HL	Dia	Mês	Cor	n = Dia + (Mês - 1) x 30 + Cor	h	δ	senδ	senφ	cosδ	cosφ	HS	ω	cosω	θz	tgθz	tgθz'			
																		d'	d"	d
45	13	17	1	0	17	16,9	24,45	0,41	0,40	0,91	0,92	12,72	10,78	0,98	9,90	0,17	5,73	2,95	0,48	2,47
45	13	16	2	1	47	16,9	23,19	0,39	0,40	0,92	0,92	12,64	9,63	0,99	8,85	0,16	6,42	2,63	0,43	2,21
45	13	16	3	-1	75	16,9	24,24	0,41	0,40	0,91	0,92	12,73	10,93	0,98	10,03	0,18	5,66	2,99	0,48	2,51
45	13	15	4	0	105	16,9	23,84	0,40	0,40	0,91	0,92	12,88	13,21	0,97	12,11	0,21	4,66	3,63	0,59	3,04
45	13	15	5	0	135	16,9	22,46	0,38	0,40	0,92	0,92	12,95	14,21	0,97	13,12	0,23	4,29	3,94	0,64	3,30
45	13	11	6	1	162	16,9	23,52	0,40	0,40	0,92	0,92	12,89	13,41	0,97	12,30	0,22	4,59	3,68	0,60	3,09
45	13	17	7	1	198	16,9	22,60	0,38	0,40	0,92	0,92	12,79	11,82	0,98	10,91	0,19	5,19	3,26	0,53	2,73
45	13	16	8	2	228	16,9	24,17	0,41	0,40	0,91	0,92	12,82	12,30	0,98	11,27	0,20	5,02	3,37	0,54	2,82
45	13	15	9	3	258	16,9	23,93	0,41	0,40	0,91	0,92	12,98	14,69	0,97	13,45	0,24	4,18	4,04	0,65	3,39
45	13	15	10	3	288	16,9	22,48	0,38	0,40	0,92	0,92	13,13	17,01	0,96	15,68	0,28	3,56	4,75	0,77	3,98
45	13	14	11	4	318	16,9	23,46	0,40	0,40	0,92	0,92	13,13	17,01	0,96	15,59	0,28	3,58	4,72	0,76	3,95
45	13	10	12	4	344	16,9	22,97	0,39	0,40	0,92	0,92	12,99	14,80	0,97	13,60	0,24	4,13	4,09	0,66	3,43
Lo	HL	Dia	Mês	Cor	n = Dia + (Mês - 1) x 30 + Cor	h	δ	senδ	senφ	cosδ	cosφ	HS	ω	cosω	θz	tgθz	tgθz'			
																		d'	d"	d
45	14	17	1	0	17	16,9	24,45	0,41	0,40	0,91	0,92	13,72	25,78	0,90	23,55	0,44	2,29	7,36	1,19	6,18
45	14	16	2	1	47	16,9	23,19	0,39	0,40	0,92	0,92	13,64	24,63	0,91	22,60	0,42	2,40	7,03	1,14	5,90
45	14	16	3	-1	75	16,9	24,24	0,41	0,40	0,91	0,92	13,73	25,93	0,90	23,70	0,44	2,28	7,42	1,20	6,22
45	14	15	4	0	105	16,9	23,84	0,40	0,40	0,91	0,92	13,88	28,21	0,88	25,81	0,48	2,07	8,17	1,32	6,85
45	14	15	5	0	135	16,9	22,46	0,38	0,40	0,92	0,92	13,95	29,21	0,87	26,87	0,51	1,97	8,56	1,38	7,18
45	14	11	6	1	162	16,9	23,52	0,40	0,40	0,92	0,92	13,89	28,41	0,88	26,02	0,49	2,05	8,25	1,33	6,92
45	14	17	7	1	198	16,9	22,60	0,38	0,40	0,92	0,92	13,79	26,82	0,89	24,66	0,46	2,18	7,76	1,25	6,51
45	14	16	8	2	228	16,9	24,17	0,41	0,40	0,91	0,92	13,82	27,30	0,89	24,95	0,47	2,15	7,86	1,27	6,59
45	14	15	9	3	258	16,9	23,93	0,41	0,40	0,91	0,92	13,98	29,69	0,87	27,14	0,51	1,95	8,66	1,40	7,26
45	14	15	10	3	288	16,9	22,48	0,38	0,40	0,92	0,92	14,13	32,01	0,85	29,43	0,56	1,77	9,53	1,54	7,99
45	14	14	11	4	318	16,9	23,46	0,40	0,40	0,92	0,92	14,13	32,01	0,85	29,30	0,56	1,78	9,48	1,53	7,95
45	14	10	12	4	344	16,9	22,97	0,39	0,40	0,92	0,92	13,99	29,80	0,87	27,34	0,52	1,93	8,74	1,41	7,33
Lo	HL	Dia	Mês	Cor	n = Dia + (Mês - 1) x 30 + Cor	h	δ	senδ	senφ	cosδ	cosφ	HS	ω	cosω	θz	tgθz	tgθz'			
																		d'	d"	d
45	15	17	1	0	17	16,9	24,45	0,41	0,40	0,91	0,92	14,72	40,78	0,76	37,15	0,76	1,32	12,80	2,07	10,73
45	15	16	2	1	47	16,9	23,19	0,39	0,40	0,92	0,92	14,64	39,63	0,77	36,28	0,73	1,36	12,41	2,00	10,40
45	15	16	3	-1	75	16,9	24,24	0,41	0,40	0,91	0,92	14,73	40,93	0,76	37,31	0,76	1,31	12,88	2,08	10,80
45	15	15	4	0	105	16,9	23,84	0,40	0,40	0,91	0,92	14,88	43,21	0,73	39,43	0,82	1,22	13,90	2,24	11,65
45	15	15	5	0	135	16,9	22,46	0,38	0,40	0,92	0,92	14,95	44,21	0,72	40,56	0,86	1,17	14,46	2,34	12,13
45	15	11	6	1	162	16,9	23,52	0,40	0,40	0,92	0,92	14,89	43,41	0,73	39,66	0,83	1,21	14,01	2,26	11,75
45	15	17	7	1	198	16,9	22,60	0,38	0,40	0,92	0,92	14,79	41,82	0,75	38,36	0,79	1,26	13,38	2,16	11,22
45	15	16	8	2	228	16,9	24,17	0,41	0,40	0,91	0,92	14,82	42,30	0,74	38,56	0,80	1,25	13,47	2,18	11,29
45	15	15	9	3	258	16,9	23,93	0,41	0,40	0,91	0,92	14,98	44,69	0,71	40,75	0,86	1,16	14,56	2,35	12,21
45	15	15	10	3	288	16,9	22,48	0,38	0,40	0,92	0,92	15,13	47,01	0,68	43,10	0,94	1,07	15,82	2,55	13,26
45	15	14	11	4	318	16,9	23,46	0,40	0,40	0,92	0,92	15,13	47,01	0,68	42,92	0,93	1,08	15,72	2,54	13,18
45	15	10	12	4	344	16,9	22,97	0,39	0,40	0,92	0,92	14,99	44,80	0,71	41,00	0,87	1,15	14,69	2,37	12,32

Fonte: Próprio autor base Pacheco, 2021

Como pode-se observar na tabela 5.13, o pior caso de sombreamento dentre as alternativas simuladas é de 14,68m que corresponde ao mês de fevereiro às 9hs. Assim a distância considerada para a instalação dos módulos fotovoltaicos em função do sombreamento foi a 18,5m de distância do prédio vizinho onde não haverá problemas de sombreamento no período de 6 horas diárias, conforme Figura 5.11.

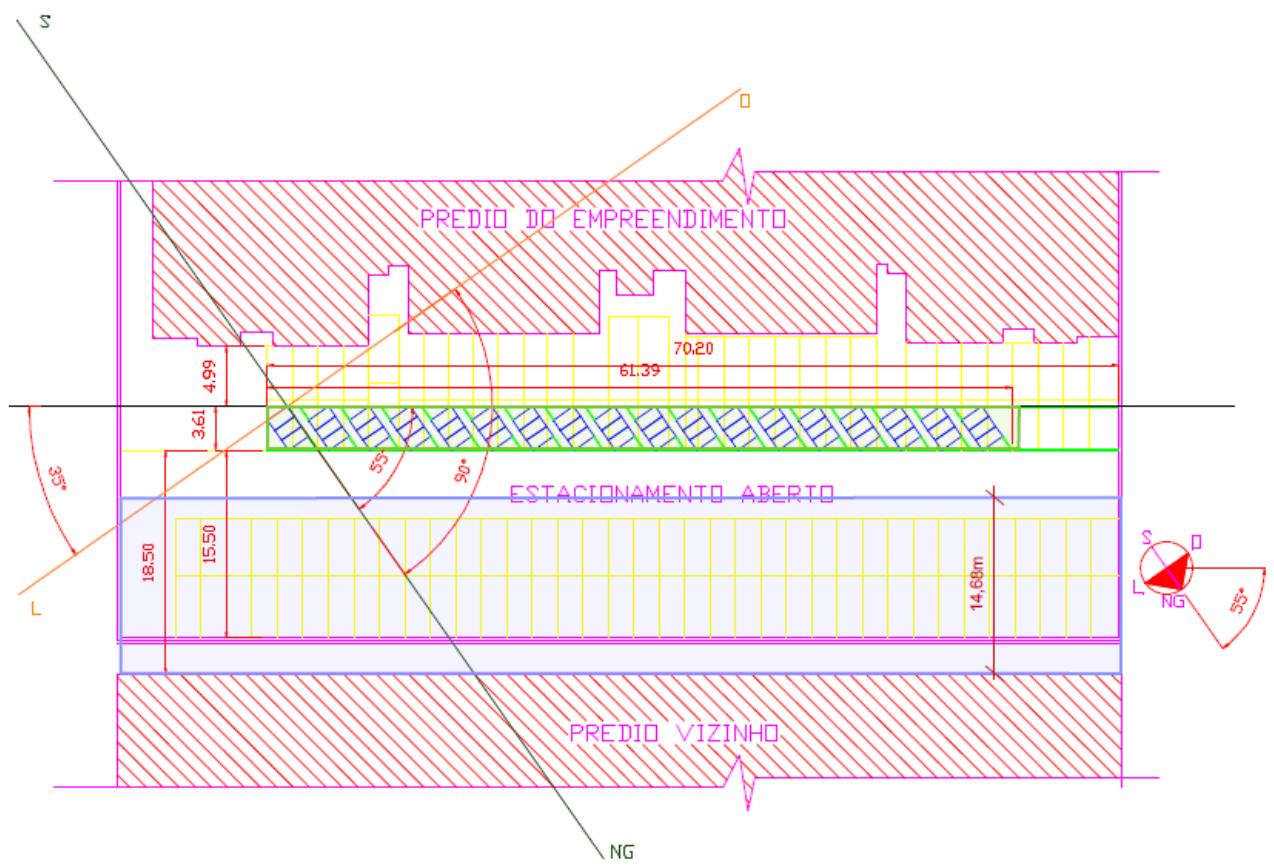
Figura 5.11 – Sombreamento do prédio vizinho em relação aos módulos fotovoltaicos, distanciamento adotado de 18,5m



Fonte: Próprio autor, 2021

A Figura 5.12 mostra a área de sombreamento dimensionada, conforme a Tabela 5.11, considerando o pior caso resultante das simulações, bem como as distâncias dos módulos fotovoltaicos, instalados na área do estacionamento.

Figura 5.12 – Planta baixa do empreendimento com o sombreamento em relação aos módulos fotovoltaicos.



ÁREA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



ÁREA SOMBREADA

Fonte: Próprio autor, 2021

## 5.6 Definição da Energia Gerada e Injetada na Rede

Com a definição dos fabricantes de módulos fotovoltaicos e o inversor, bem como a quantidade de módulos utilizados (54 unidades) para geração da energia fotovoltaica, pode-se calcular a energia gerada, seguindo a expressão 48:

$$E_{GFV} = \eta_{SPMP} \times N \times P_{mp} \times HSP \times TD^* \text{ (Eq.48)}$$

$$E_{GFV} = 0,999 \times 54 \times 0,3686361 \times 4,79 \times 0,845132$$

$$E_{GFV} = 80,50 \text{ kWh/dia}$$

Sendo:

EGFV: Energia do gerador fotovoltaico

$\eta_{SPMP}$ : Eficiência SPMP do inversor

$P_{mp}$ : Potência máxima corrigida no módulo

HSP: Hora de Sol Pleno

TD\*: Taxa de desempenho corrigida, conforme capítulo 5.4, Eq.27

N: Total de número de módulos ajustados, conforme as entradas do inversor, conforme capítulo 5.4.

Com o valor da energia gerada pelo gerador fotovoltaico entregue ao inversor, calcula-se a energia injetada pelo inversor à rede, seguindo a expressão 49:

$$E_{rede} = E_{GFV} \times \eta_{inv} \text{ (Eq.49)}$$

$$E_{rede} = 80,50 \times 0,988$$

$$E_{rede} = 79,534 \text{ kWh/dia}$$

Sendo:

EGFV: Energia do gerador fotovoltaico

$\eta_{inv}$ : Eficiência do inversor

A Tabela 5.14 demonstra a relação da energia injetada e consumida na rede a cada mês durante o ciclo de um ano.

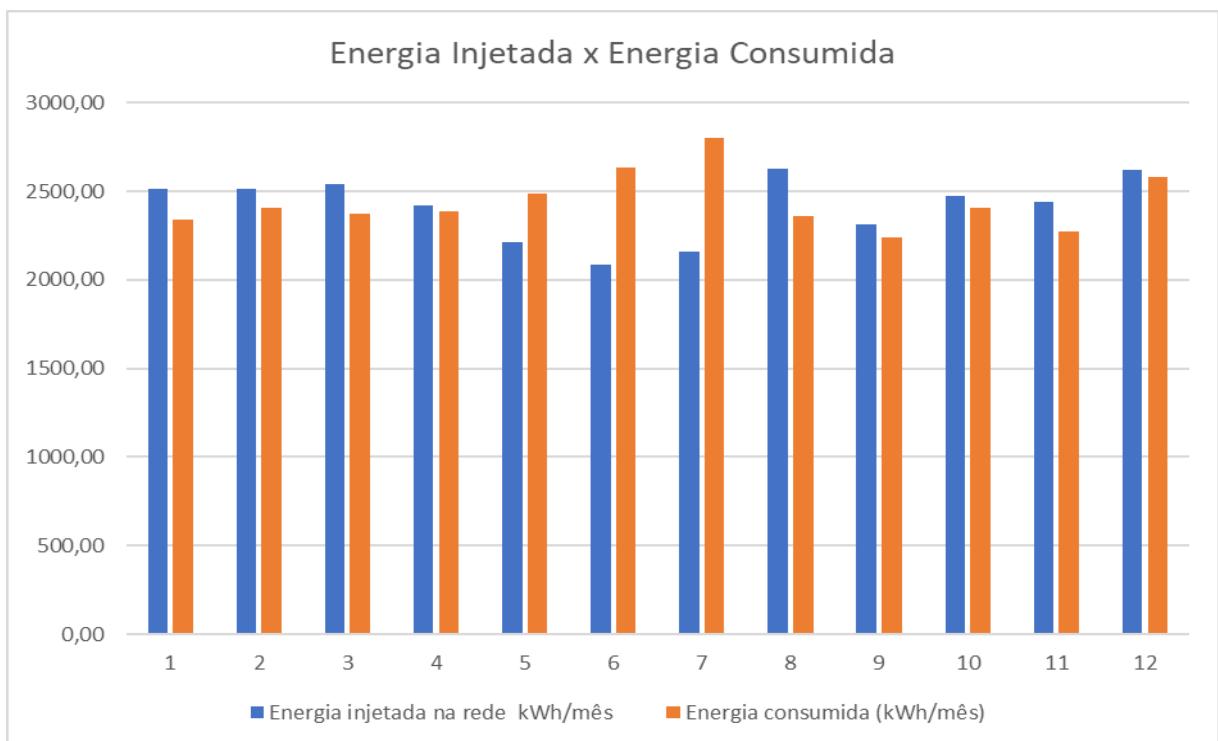
Tabela 5.14 - Energia Injetada na Rede por Mês x Energia Consumida

Mês	HSP (kWh/m <sup>2</sup> /dia) Maior média anual - plano inclinado 21°	N (número de módulos)	$\eta_{SPMP}$	Pmp	TD	Dias do Mês	$\eta_{INV}$	Energia injetada na rede kWh/mês com as perdas ( $E_{rede}$ ) = $E_{GFV}^*$ DIAS NO MÊS * $\eta_{INV}$		Energia consumida (kWh/mês)
								$E_{GFV}$ kWh/dia = $\eta_{SPMP} \times N \times$ $Pmp \times HSP \times$ $TD^* (Eq.48)$	$E_{GFV}^*$ DIAS NO MÊS * $\eta_{INV}$	
Jan	4,89	54	0,999	0,368636125	0,845132	31	0,988	2.517,15	2.340,00	
Fev	5,40	54	0,999	0,368636125	0,845132	28	0,988	2.510,67	2.410,00	
Mar	4,94	54	0,999	0,368636125	0,845132	31	0,988	2.542,89	2.372,00	
Abr	4,86	54	0,999	0,368636125	0,845132	30	0,988	2.421,01	2.385,00	
Mai	4,30	54	0,999	0,368636125	0,845132	31	0,988	2.213,45	2.484,00	
Jun	4,19	54	0,999	0,368636125	0,845132	30	0,988	2.087,25	2.635,00	
Jul	4,20	54	0,999	0,368636125	0,845132	31	0,988	2.161,97	2.804,00	
Ago	5,11	54	0,999	0,368636125	0,845132	31	0,988	2.630,40	2.360,00	
Set	4,65	54	0,999	0,368636125	0,845132	30	0,988	2.316,40	2.243,00	
Out	4,81	54	0,999	0,368636125	0,845132	31	0,988	2.475,97	2.408,00	
Nov	4,90	54	0,999	0,368636125	0,845132	30	0,988	2.440,93	2.272,00	
Dez	5,26	54	0,999	0,368636125	0,845132	30	0,988	2.620,27	2.579,00	
								<b>TOTAL</b>	<b>28.938,35</b>	<b>29.292,00</b>

Fonte: Próprio autor, 2021

A Tabela 5.14 e o gráfico da Figura 5.13 demonstram o consumo de energia do empreendimento do estudo de caso e a sua respectiva energia injetada na rede com a perda do inversor adotado. Foram encontrados os valores de energia injetada na rede através dos dados da Tabela de 5.4, onde tem os valores de HSP (Irradiação solar diária média anual no plano inclinado a 21°), conforme o projeto desenvolvido. Os valores de energia consumida foram retirados da Tabela 5.2 que mostram os registros de consumo de energia elétrica da área administrativa do condomínio.

Figura 5.13 – Energia Injetada x Energia Consumida.



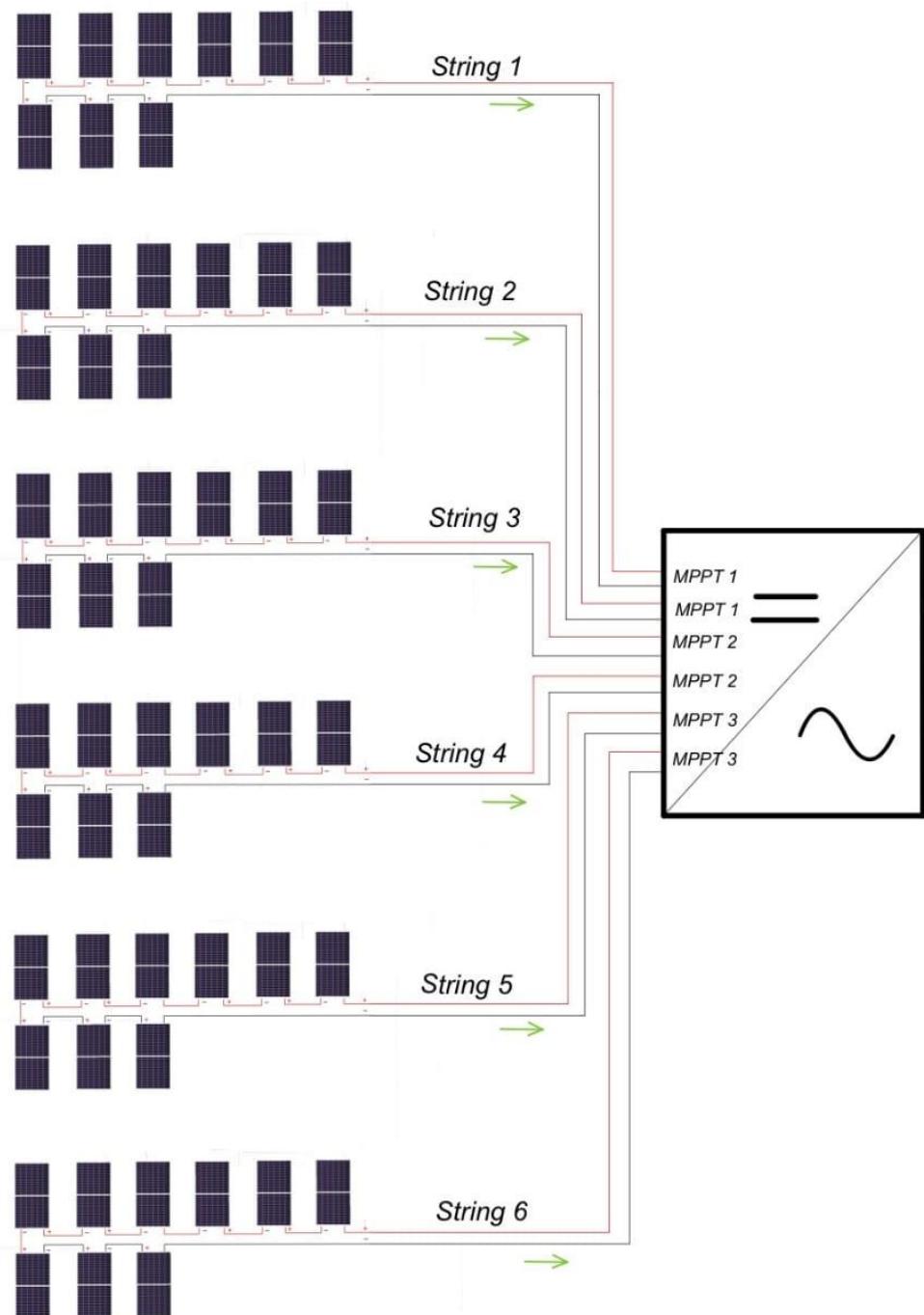
Fonte: Próprio autor, 2021

O gráfico da Figura 5.13 mostra que a energia injetada na rede para os meses entre janeiro e abril e entre agosto e dezembro, será maior que a energia consumida no local, somente nos meses entre maio e julho o consumo de energia elétrica das áreas comuns do condomínio de múltiplas unidades será maior que injetada na rede de energia elétrica.

## 5.7 Instalação Elétrica da Geração de Energia Solar do Condomínio

A figura 5.14 representa de forma simplificada a interligação das séries fotovoltaicas (*strings*) a entrada do inversor.

Figura 5.14 – Associação de *strings* na entrada do inversor



Fonte: Próprio autor, 2020

A tensão de potência máxima em cada módulo fotovoltaico é de 42,3V e a corrente de  $I_{sc}$  máxima é de 10,76A, já dimensionadas na Tabela 5.12. A configuração das *Strings* seguirá a configuração conforme apresentada na Tabela 5.15 .

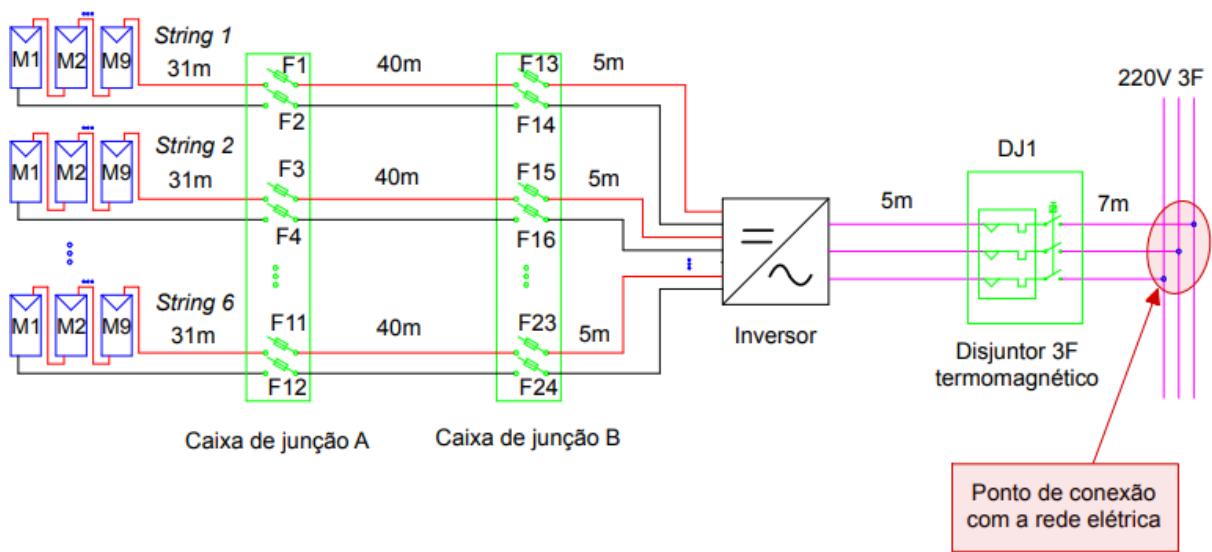
Tabela 5.15 - Cálculo de correntes  $I_{sc}$  e tensões máximas nas entradas do Inversor

<b>Strings</b>	<b>Corrente de <math>I_{sc}</math> em cada módulo</b>	<b>Corrente <math>I_{sc}</math> resultante em série das Strings</b>		<b>MPPT</b>	<b>Corrente <math>I_{sc}</math> resultante em paralelo em cada MPPT</b>
		<b>Corrente <math>I_{sc}</math> resultante em série das Strings</b>	<b>MPPT</b>		
<i>String 1</i>	$I_1 = I_2 = I_3 = I_4 = I_5 = I_6 =$ $I_7 = I_8 = I_9 =$	$I_a$	10,76	MPPT1	
<i>String 2</i>	$I_1 = I_2 = I_3 = I_4 = I_5 = I_6 =$ $I_7 = I_8 = I_9 =$	$I_b$	10,76	MPPT1	21,52 A
<i>String 3</i>	$I_1 = I_2 = I_3 = I_4 = I_5 = I_6 =$ $I_7 = I_8 = I_9 =$	$I_c$	10,76	MPPT2	
<i>String 4</i>	$I_1 = I_2 = I_3 = I_4 = I_5 = I_6 =$ $I_7 = I_8 = I_9 =$	$I_d$	10,76	MPPT2	21,52 A
<i>String 5</i>	$I_1 = I_2 = I_3 = I_4 = I_5 = I_6 =$ $I_7 = I_8 = I_9 =$	$I_e$	10,76	MPPT3	
<i>String 6</i>	$I_1 = I_2 = I_3 = I_4 = I_5 = I_6 =$ $I_7 = I_8 = I_9 =$	$I_f$	10,76	MPPT3	21,52 A
<b>Tensão de potência máxima resultante em paralelo em cada MPPT</b>					
<b>Strings</b>	<b>Tensão de potência máxima em cada módulo</b>	<b>Tensão de potência máxima resultante em série das Strings</b>		<b>MPPT</b>	<b>Tensão de potência máxima resultante em paralelo em cada MPPT</b>
		<b>Tensão de potência máxima resultante em série das Strings</b>	<b>MPPT</b>		
<i>String 1</i>	$V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5 +$ $V_6 + V_7 + V_8 + V_9 =$	$V_a$	380,7	MPPT1	
<i>String 2</i>	$V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5 +$ $V_6 + V_7 + V_8 + V_9 =$	$V_b$	380,7	MPPT1	380,7 V
<i>String 3</i>	$V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5 +$ $V_6 + V_7 + V_8 + V_9 =$	$V_c$	380,7	MPPT2	
<i>String 4</i>	$V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5 +$ $V_6 + V_7 + V_8 + V_9 =$	$V_d$	380,7	MPPT2	380,7 V
<i>String 5</i>	$V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5 +$ $V_6 + V_7 + V_8 + V_9 =$	$V_e$	380,7	MPPT3	
<i>String 6</i>	$V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5 +$ $V_6 + V_7 + V_8 + V_9 =$	$V_f$	380,7	MPPT3	380,7 V

Fonte: Próprio autor, 2020

O circuito de interligação dos módulos fotovoltaicos até a conexão a rede de distribuição elétrica do empreendimento de múltiplas unidades consumidoras foi apresentado, conforme a Figura 5.15, onde são dimensionados os cabos e as proteções necessárias para a implantação do sistema de geração de energia elétrica fotovoltaico.

Figura 5.15 – Interligação entre os módulos fotovoltaicos até a conexão com a rede elétrica

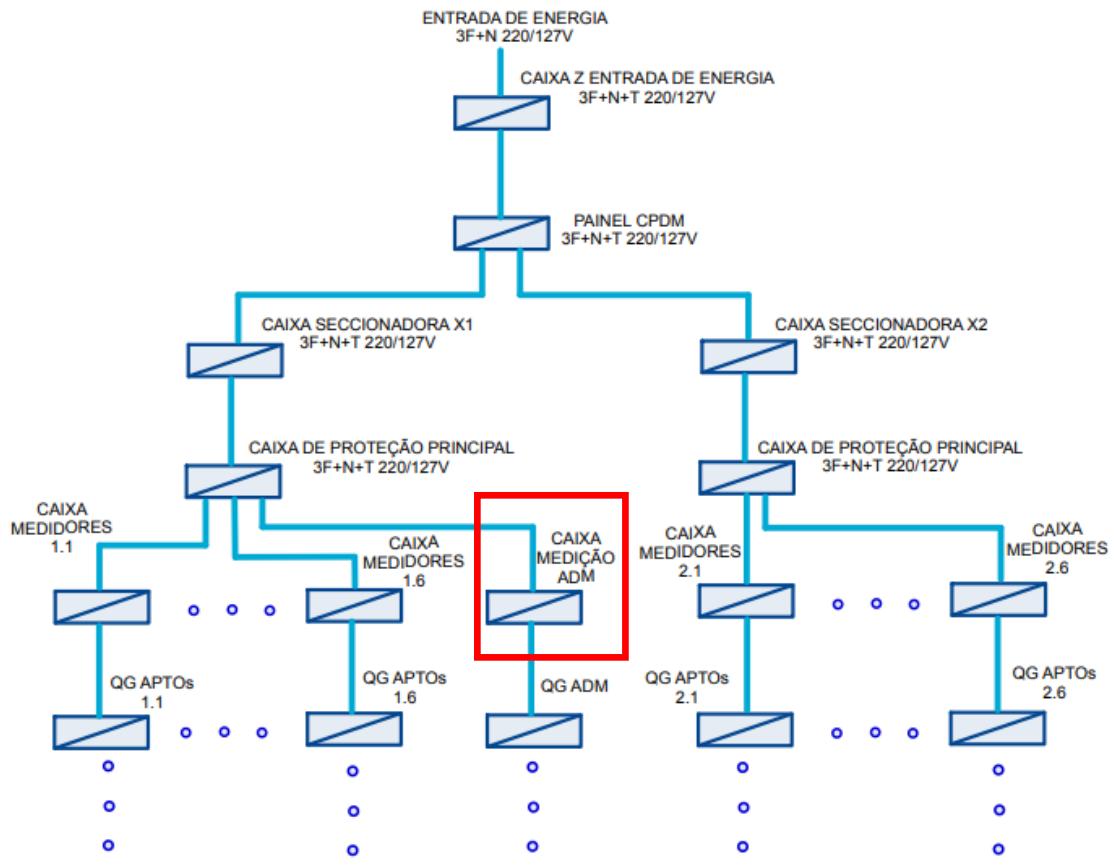


Fonte: Próprio autor base Nakano, 2020

A conexão com a rede elétrica foi elaborada através do circuito de alimentação da rede ADM do condomínio.

Na figura 5.16 está representado o diagrama de blocos simplificado do condomínio.

Figura 5.16 – Diagrama de blocos existente do condomínio



Fonte: Próprio autor, 2021

Para o condomínio analisado, a caixa de medição ADM destacada em vermelho, é onde troca-se o medidor existente por um medidor bidirecional, a fim de suprir o sistema de geração de energia fotovoltaico no local.

## 5.8 Viabilidade Econômica do Sistema de Geração Fotovoltaico

Calculou-se a energia injetada na rede através das informações de HSP mensal para a região, conforme Tabela 5.4 Cálculo do plano inclinado para a cidade de São Paulo.

- Potência instalada: 20kWp
- O consumo total sem o desconto da taxa de disponibilidade mínima de 100kWh/mês para sistema trifásico do Grupo B, da área comum do empreendimento de múltiplas unidades consumidoras: 29.292,00 kWh/ano.
- O consumo total com o desconto da taxa de disponibilidade mínima de 100kWh/mês para sistema trifásico do Grupo B, da área comum do empreendimento de múltiplas unidades consumidoras: 29.292,00 kWh/ano menos (100kWh x 12 meses) que resulta em 28092kWh/ano.
- Potência injetada na rede: 28938,35kWh/ano
- Tarifa de energia da concessionária local Enel, considerando uma média das taxas das bandeiras utilizadas ao longo do ano: R\$ 0,6342/kWh (outubro 2021).
- Taxa de desconto utilizada: 7,75% a.a (taxa Selic 2021).

Os custo de investimento da instalação estão descritos na Tabela 5.16.

Tabela 5.16 - Custos de materiais e serviços para a instalação do sistema fotovoltaico

<b>Descrição dos itens</b>	<b>Valores (R\$)</b>
Estrutura metálica para apoiar módulos	61.047,75
Inversor escolhido PHB20K-MT (220/127V) (1 UNID)	27.917,78
Módulo fotovoltaico JINKO linha Cheetah JKM410M-72H - (54 UNIDS)	56.427,30
CAIXA DE JUNÇÃO (2 UNIDADES)	1.112,94
Materiais elétricos e miscelâneas	14.654,55
Mão de obra das Instalações FV	41.142,26
<b>Total da instalação com materiais e serviços</b>	<b>202.302,58</b>

Fonte: Próprio autor, 2021

Um dos materiais que impactam no valor final é a estrutura metálica de 3,21 x 52 x 2,73m (largura x comprimento x altura) que seria instalada no estacionamento acima das vagas de garagem, a fim de não se perder o espaço para os carros. Os módulos fotovoltaicos seriam instalados sobre essa estrutura direcionados para norte. O valor de serviço e instalação da estrutura metálica impacta no orçamento final em 40,57% do valor total.

Na tabela 5.17 temos o fluxo de caixa mensal projetado para um ano, conforme os meses descritos. A taxa de disponibilidade utilizada no cálculo para circuito trifásico é o valor mínimo de 100kWh para o grupo B, conforme norma ANEEL, utilizado quando a energia injetada na rede é maior que a consumida, o seu valor representa para uma rede trifásica 100kwh/mês vezes a tarifa de energia da concessionária local. A tarifa considerada é de 0,63 reais por kWh. Foi considerado para a manutenção o valor de 1% do capex diluído ao longo dos 12 meses. O fluxo de caixa com a diluição da manutenção mensal é o desconto da energia injetada na rede menos a taxa de disponibilidade e menos o valor da manutenção. Já o fluxo de caixa sem a diluição da manutenção mensal seria o desconto da energia injetada na rede menos a taxa de disponibilidade quando houver.

Tabela 5.17 - Fluxo de caixa líquido mensal

Fonte: Próprio autor, 2021

É importante ressaltar que segundo REN687/2015 o excedente de energia que não tenha sido compensado na própria unidade consumidora, pode compensado nas outras unidades consumidoras dentro do enquadramento estabelecido ao **empreendimento de múltiplas unidades consumidoras**. O excedente pode ser dividido conforme percentual informado à concessionária no contrato estabelecido entre as partes.

Abaixo os valores de Capex, Opex e Desconto da Energia anual:

Capex: R\$ 202.303,58.

Opex/ano: R\$ 2.023,03

Desconto da Energia: R\$ 17.718,50

Os parâmetros financeiros considerados na análise são conforme indicados abaixo:

Investimento inicial: -R\$ 202.305,58

Fluxo de Caixa anual: R\$ 17.718,50

Taxa de desconto: 7,75%

Período: 25 anos

A Tabela 5.18 e o gráfico da Figura 5.17 mostram os valores de fluxo de caixa anual descontado e acumulado considerando um período global de 25 anos (garantia de funcionamento dos painéis fotovoltaicos).

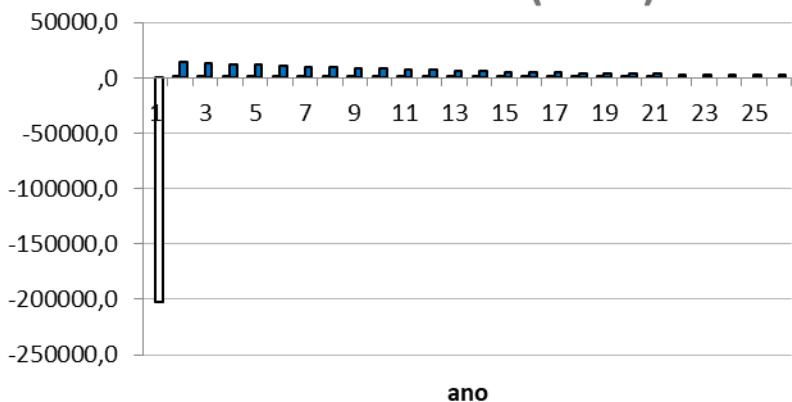
**Tabela 5.18 Fluxo de caixa descontado e fluxo de caixa acumulado**

<b>Ano</b>	<b>FLC</b>	<b>FLCD</b>	<b>FLCA</b>
0	-202.302,58	-202.302,58	-202.302,58
1	15.695,47	14.566,56	-187.736,01
2	15.695,47	13.518,85	-174.217,16
3	15.695,47	12.546,50	-161.670,67
4	15.695,47	11.644,08	-150.026,59
5	15.695,47	10.806,57	-139.220,01
6	15.695,47	10.029,30	-129.190,71
7	15.695,47	9.307,94	-119.882,78
8	15.695,47	8.638,46	-111.244,32
9	15.695,47	8.017,13	-103.227,19
10	15.695,47	7.440,49	-95.786,70
11	15.695,47	6.905,33	-88.881,38
12	15.695,47	6.408,66	-82.472,72
13	15.695,47	5.947,71	-76.525,01
14	15.695,47	5.519,92	-71.005,10
15	15.695,47	5.122,89	-65.882,21
16	15.695,47	4.754,42	-61.127,78
17	15.695,47	4.412,46	-56.715,32
18	15.695,47	4.095,09	-52.620,24
19	15.695,47	3.800,55	-48.819,69
20	15.695,47	3.527,19	-45.292,50
21	15.695,47	3.273,49	-42.019,01
22	15.695,47	3.038,04	-38.980,96
23	15.695,47	2.819,53	-36.161,43
24	15.695,47	2.616,73	-33.544,70
25	15.695,47	2.428,52	-31.116,17

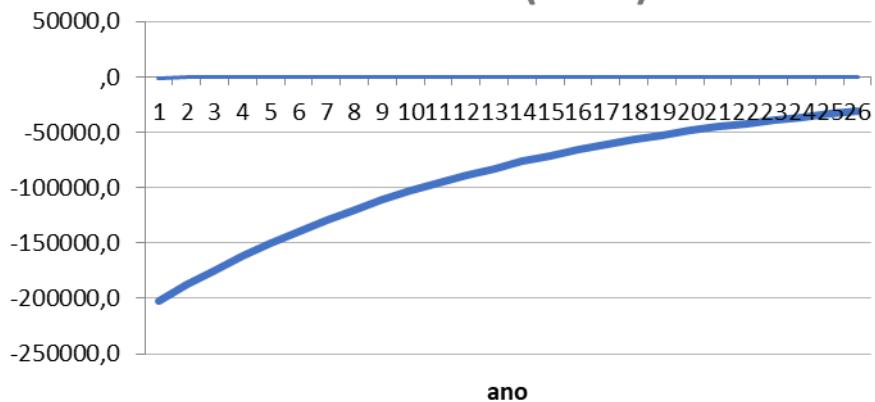
Fonte: Próprio autor, 2021

Figura 5.17 Gráficos do fluxo de caixa descontado e o acumulado

**Fluxo Caixa Descontado (FLCD)**



**Fluxo Caixa Acumulado (FLCA)**



Fonte: Próprio autor, 2021

Resultado financeiro, conforme indicado abaixo:

*Payback Simples:* 11,4 anos

*Payback Descontado:* 26 anos

*Valor presente líquido (VLP):* - R\$ 31.116,00

*TIR:* 5,9%

Os valores encontrados na análise financeira, constatam que o projeto não é atrativo de execução, pois o *payback* descontado ficou negativo durante todo o período de 25 anos, ou seja, o projeto não se pagou e não trouxe nenhum benefício financeiro. O valor da TIR de 5,9% menor que a taxa de atratividade de 6,25% também comprova a inviabilidade do projeto.

## 5.9 Conclusão

O projeto não foi atrativo devido aos custos de mão de obra e materiais para a instalação da estrutura metálica, bem como a necessidade de instalação de fundação estrutural para comportar os pesos dos módulos fotovoltaicos. Como foi instalado no estacionamento, os módulos deveriam ser apoiados na estrutura a fim de não ocupar as vagas dos carros dos condôminos. Outro fato foi a necessidade de instalação de infraestrutura fechada para passagem dos cabos de interligação entre os módulos fotovoltaicos, visando a proteção de contato direto de pessoas não autorizadas nos cabos de energia.

Outro fato da escolha da instalação dos módulos fotovoltaicos no estacionamento era a facilidade de manutenção no local, pois a cobertura do prédio (que poderia ser a outra opção) composta de telhado, dificultaria o acesso posteriormente para a execução de manutenções preventivas e corretivas.

Como essa forma de instalação proposta no estudo não foi atrativa, caberá posteriormente uma outra análise do local, visando a viabilidade da implantação do sistema de geração fotovoltaico.

Cabe futuramente um estudo de instalação no telhado, mas devido ao volume de placas necessárias para a geração de energia, será necessária uma análise estrutural do local, através de solicitação de laudos técnicos por profissionais da área de engenharia civil. Outro ponto a ser estudado nesse prédio é o sombreamento ocasionado pelo próprio telhado, devido sua disposição e seus níveis diferentes de altura ao longo dos três blocos do condomínio.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: Resolução Normativa N° 687, de 24 de Novembro de 2015 – Altera a resolução Normativa n° 482, de Abril de 2012, e os módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST .

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012 – Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e de outras providências.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 1 – Revisão 10

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 3 - Revisão 7

ELETROPAULO – NT-6.012 – Requisitos Mínimos para Interligação de Microgeração e Minigeração Distribuída com a Rede de Distribuição da Eletropaulo com Paralelismo Permanente Através do Uso de Inversores – Consumidores de Alta, Média e Baixa Tensão – Janeiro/ 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020 ano base 2019.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional 2019 ano base 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Atlas da Eficiência Energiética 2020 Relatório de Indicadores.

BRASIL. ONS. Plano de Operação Energética 2019 - 2023 Relatório de Indicadores.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Plano Nacional de Energia 2050.

TIBA, Chigueru; FRAIDENRAICH, Naum. Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de dados Solarimétricos. 2<sup>a</sup> ed. Recife, 2000

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16274: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e abaliação de desempenho. Rio de Janeiro, abril de 2014.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. Solar Engineering of Thermal Processes. 3<sup>rd</sup> ed. New Jersey, USA., Wiley, 2006. Includes Index. ISBN 13 978-0-471-69867-8; 10 0-471-69867-9 (cloth).

PINHO, João Tavares; Galdino, Marco Antonio. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014

ZILLES, Roberto (coord). Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. 1<sup>a</sup> ed. São Paulo: Oficina de Texto, 2012.

PACHECO, Claudio. Fundamentos da utilização de energia solar: MOREIRA, Simões Moreira, José Roberto (org.) Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética. 1<sup>a</sup> ed. Rio de Janeiro, 2019.

PARENTE, Virginia. Análise de investimentos aplicada a projetos de energia In: MOREIRA, Simões Moreira, José Roberto (org.) Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética. 1<sup>a</sup> ed. Rio de Janeiro, 2019.

TOLMASQUIM, M. T (coord). Energia renovável: Hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

Nakano, Alvaro. Apostila ERG 007 Energia Solar II, Especialização em Energia Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética: documento eletrônico e impresso – 1<sup>a</sup> ed. PECE Escola Politécnica da USP, 2020

FERREIRA, Bruno Nunes Pizzoti. Estudo de viabilidade técnica e econômica de micro geração fotovoltaica em instalação predial de uma instituição de Ensino Fundamental: documento eletrônico – Universidade de São Paulo. São Paulo, 2018

VIANA, Trajano. Apostila Projeto de Sistemas FV conectados à Rede - BT Conhecimento e Soluções em Energia Solar Fotovoltaica, Eleksolar Innovations, Florianópolis, 2018

\_\_\_\_\_. Mapa dos Condomínios de São Paulo. LELO Condomínios. Disponível em: <<http://www.lellocondomínios.com.br>> Acesso em: 9 Ago. 2021

\_\_\_\_\_. Nova economia. SANT'ANA, Jéssica. Gazeta do Povo. Disponível em: <<https://www.gazetadopovo.com.br/economia/nova-economia/mrv-investe-r-800-milhoes-na-construcao-de-condominios-com-paineis-solares-4n50kyegg6hedbspwtzoxyz9b/>> Acesso em: 11 Ago. 2021

\_\_\_\_\_. Sustentabilidade. MRV. Disponível em: <<https://www.mrv.com.br/sustentabilidade/pt/mrv-sustentavel>> Acesso em: 11 Ago. 2021

CRESESB. Potencial Energético Solar – SunData: Base de Dados de radiação solar incidente – Localidades próximas. Disponível em: <[www.creesb.cepel.br/sundata/index.php#sundata](http://www.creesb.cepel.br/sundata/index.php#sundata)>.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. Diretrizes para apresentação de dissertações e teses: documento eletrônico e impresso – 4<sup>a</sup>. ed. Escola Politécnica, Divisão de Biblioteca, São Paulo, 2013.

\_\_\_\_\_. Nível de Reservatórios. ONS - <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/reservatorios>> Acesso em: 19 Ago. 2021

\_\_\_\_\_. Tipos de Painel Solar. Portal Solar - <<https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>> Acesso em: 28 Ago. 2021

\_\_\_\_\_. Escolha de Painel Solar. Portal Energia. Reis, Pedro <<https://www.portal-energia.com/como-escolher-o-melhor-inversor-para-o-sistema-solar-da-minha-casa/>> Acesso em: 28 Ag., 2021

\_\_\_\_\_. *String box*. Aldo <<https://www.aldo.com.br/categoria/energia-solar/produtos/string-box>> Acesso em: 28 Ag., 2021

\_\_\_\_\_. Albedo. Wikipedia - <<https://pt.wikipedia.org/wiki/Albedo>> Acesso em: 28 Ago. 2021

\_\_\_\_\_. Tarifa de energia. ENEL - <[https://www.enel.com.br/pt-saopaulo/Para\\_Voce/tarifa-de-energia-eletrica.html](https://www.enel.com.br/pt-saopaulo/Para_Voce/tarifa-de-energia-eletrica.html)> Acesso em: 04 Set. 2021

\_\_\_\_\_. Tabela HSP - <<https://blog.ente solar.com.br/o-que-e-tabela-hsp-e-qual-e-a-tabela-do-brasil/>> Acesso em: 06 Set. 2021