

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA - JÚLIO DE MESQUITA FILHO
FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE SÃO JOÃO DA BOA VISTA
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELETRÔNICA E TELECOMUNICAÇÕES

ANDRÉ VINHAS PINHEIRO

ESTUDO E PROJETO DE SISTEMA GERADOR FOTOVOLTAICO CONECTADO Á REDE PARA
O CAMPUS DE SÃO JOÃO DA BOA VISTA.

SÃO JOÃO DA BOA VISTA
2023

ANDRÉ VINHAS PINHEIRO

**ESTUDO E PROJETO DE SISTEMA GERADOR FOTOVOLTAICO CONECTADO
À REDE PARA O CAMPUS DE SÃO JOÃO DA BOA VISTA.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Universidade Estadual Paulista “Júlio de
Mesquita Filho” como requisito para obtenção
de título de Bacharel em Engenharia Eletrônica
e de Telecomunicações.

Orientador: Prof. Dr. Ivan Aritz Aldaya Garde

**SÃO JOÃO DA BOA VISTA
2023**

| | |
|-------|---|
| P654e | <p>Pinheiro, André Vinhas</p> <p>Estudo e projeto de sistema gerador fotovoltaico conectado à rede para o câmpus de São João da Boa Vista / André Vinhas Pinheiro. -- São João da Boa Vista, 2023</p> <p>52 p. : il., fotos</p> <p>Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado - Engenharia de Telecomunicações) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Faculdade de Engenharia, São João da Boa Vista</p> <p>Orientador: Ivan Aritz Aldaya Garde</p> <p>1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Energia elétrica Consumo. 3. Energia Fontes alternativas. I. Título.</p> |
|-------|---|

Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca da Faculdade de Engenharia, São João da Boa Vista. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE SÃO JOÃO DA BOA VISTA
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA AERONÁUTICA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO E PROJETO DE SISTEMA GERADOR FOTOVOLTAICO CONECTADO À
REDE PARA O CAMPUS DE SÃO JOÃO DA BOA VISTA**

Aluno: Andre Vinhas Pinheiro
Orientador: Prof. Dr. Ivan Aritz Aldaya Garde

Banca Examinadora:

- Ivan Aritz Aldaya Garde (Orientador)
- Denilson Paulo Souza dos Santos (Examinador)
- José Augusto de Oliveira (Examinador)

A ata da defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no prontuário do aluno (Expediente nº 060/2022)

São João da Boa Vista, 25 de maio de 2023

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todos os meus amigos, colegas de trabalho, mestres e familiares que me ajudaram nesta caminhada, em especial minha esposa Jéssica. Foram tempos difíceis, repletos de dificuldades e perdas para todos. Dedico hoje o sucesso que obtive aos gigantes que me serviram de apoio para chegar até aqui e que graças à persistência que herdei de meus mentores, pude realizar o impossível.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo apresentar um arranjo para geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, neste caso uma matriz de geração solar com capacidade maior do que 60 MWh/ ano. O sistema fotogerador para tal análise será considerado na localidade da UNESP campus de São João da Boa Vista e será conectado à rede da concessionária ELEKTRO, sendo a fixação do sistema situada sobre os telhados das salas de aula containers. De acordo com os dados meteorológicos expostos, fica evidente um potencial a ser explorado pelo mercado fotovoltaico para esta localidade devido aos altos valores de irradiância solar. Para fundamentar este trabalho, uma revisão dos conceitos necessários para a análise de projetos será elaborada, levando a atenção mais para os conceitos, sendo estes as mesmas bases de um curso de engenharia eletrônica. As abordagens matemáticas deste trabalho serão relativamente simples, no entanto em determinados pontos poderá ficar extremamente extenso e repetitivo. Sob estas condições, o uso de sistemas computacionais se tornará indispensável a fim de expressar uma melhor precisão dos resultados de geração elétrica anual. Foi empregado o uso do software PVsyst, auxiliando nos cálculos e projeções para a geração anual que o sistema fotogerador irá apresentar no decorrer de cada mês do ano, em um período de 12 anos. A simulação realizada leva em conta variáveis climáticas locais, geometria das edificações, cálculos elétricos e quantificações das perdas envolvidas no processo. O sistema proposto busca abater parcialmente (se não toda) energia consumida pelo campus, demonstrando uma produção anual de energia de 72,9 MWh / Ano. O excedente de energia injetado na rede será convertido em créditos com a concessionária, de forma a reduzir ao mínimo os custos com consumo de energia elétrica do campus.

PALAVRAS-CHAVE: SISTEMAS SOLARES, VIABILIDADE, AUTO-PRODUÇÃO.

ABSTRACT

This final paper aims to present an arrangement for generating electrical energy from renewable sources, in this case, a solar generation array with a capacity greater than 60 MWh/year. The photogenerator system for this analysis will be considered at the location of UNESP campus in São João da Boa Vista and will be connected to the ELEKTRO utility grid. The system will be installed on the roofs of the container classrooms. Based on the provided meteorological data, there is evident potential to be explored by the photovoltaic market in this location due to the high solar irradiance values. To support this work, a review of the necessary concepts for project analysis will be elaborated, focusing on the fundamental concepts, which form the basis of an electronic engineering course. The mathematical approaches in this work will be relatively simple, however, in certain aspects, it may become lengthy and repetitive. Under these conditions, the use of computer systems will be essential to express a more accurate annual electrical generation result. The PVSyst software was used, assisting in calculations and projections for the annual generation that the photogenerator system will exhibit throughout each month of the year, over a period of 12 years. The simulation takes into account local climatic variables, building geometry, electrical calculations, and quantification of losses involved in the process. The proposed system aims to partially (if not entirely) offset the energy consumed by the campus, demonstrating an annual energy production of 72.9 MWh/year. The surplus energy injected into the grid will be converted into credits with the utility company, minimizing the costs associated with campus electricity consumption.

KEYWORDS: SOLAR SYSTEMS, VIABILITY, SELF-CONSUMPTION.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | | |
|-----------|---|----|
| Figura 1 | Gráfico do custo por Watt com relação ao ano. | 14 |
| Figura 2 | Potência dos painéis no mercado com relação aos anos. | 14 |
| Figura 3 | Dopagem de um cristal de silício com átomos de fósforo | 16 |
| Figura 4 | Ilustração de uma junção PN. | 17 |
| Figura 5 | Região de depleção entre as regiões PN. | 17 |
| Figura 6 | Tensão em função da posição na camada de depleção. | 17 |
| Figura 7 | Camadas de valência, camadas de condução e <i>bandgap</i> | 18 |
| Figura 8 | Demonstração do efeito fotoelétrico | 18 |
| Figura 9 | Exemplo de curva I-V e curva de potência do painel Jinko 470 W | 19 |
| Figura 10 | Exemplo de curva I-V e curva de potência com os pontos I_{sc} , V_{oc} e P_{mp} | 20 |
| Figura 11 | Exemplo de associação série com fontes geradoras. | 21 |
| Figura 12 | Gerando tensões maiores a partir de associação série. | 21 |
| Figura 13 | Dividindo as correntes entre fontes idênticas com associação paralelo. | 21 |
| Figura 14 | Circulação de corrente através de fontes com tensão desiguais. | 22 |
| Figura 15 | Exemplo de um sistema <i>On-grid</i> | 23 |
| Figura 16 | Composição mecânica de um painel fotovoltaico | 24 |
| Figura 17 | Agrupamento de elementos no interior de um painel: (a) célula, (b) módulo, (c) painel. | 24 |
| Figura 18 | Representação elétrica usando modelo de um diodo. | 25 |
| Figura 19 | Aproximação gráfica para parâmetros R_s e R_p | 25 |
| Figura 20 | Atuação dos diodos de bypass | 26 |
| Figura 21 | Curva de irradiância no dia 21 de Dezembro para cidade de São João da Boa Vista. | 27 |
| Figura 22 | Histograma de temperatura de operação do sistema | 27 |
| Figura 23 | Exemplo de curva I-V painel Canadian 435 W | 28 |
| Figura 24 | Conversores DC-DC | 29 |
| Figura 25 | Exemplo de circuito para inversor solar | 29 |
| Figura 26 | <i>Strings</i> na entrada de uma MPPT com duas entradas | 31 |
| Figura 27 | Diagrama de operação um inversor com apenas 1 MPPT. | 31 |
| Figura 28 | Convergência de um algoritmo PO. | 32 |
| Figura 29 | Layout para 96 painéis Jinko 470 Wp com 45,12 Wp. | 33 |
| Figura 30 | Azimute para os módulos com relação ao norte | 34 |
| Figura 31 | Layout elétrico para os 8 circuitos. | 36 |
| Figura 32 | Perfil de carga estimado para UNESP campus SJBV - regime de aulas. | 38 |
| Figura 33 | Irradiação solar ao longo do ano. | 39 |
| Figura 34 | Efeito da inclinação na geração do sistema. | 39 |
| Figura 35 | Layout de instalação dos inversores, caixas e transformador. | 40 |
| Figura 36 | Diagrama unifilar do gerador fotovoltaico. | 41 |

| | | |
|-----------|--|----|
| Figura 37 | Diagrama trifilar do gerador fotovoltaico. | 42 |
| Figura 38 | Geração de energia por mês do ano. | 43 |
| Figura 39 | Horas de operação do sistema por mês do ano. | 44 |
| Figura 40 | Estimativa para <i>performance ratio</i> para até 12 anos. | 44 |
| Figura 41 | Estimativa da geração anual para até 12 anos. | 45 |

LISTA DE SÍMBOLOS

- UFV - Usina Fotovoltaica.
- LED - Diodo Emissor de Luz.
- I_{sc} - Corrente de curto-circuito.
- V_{oc} - Tensão de circuito aberto.
- Mpp - Ponto de Potência Máxima.
- Mppt - Rastreador de ponto máximo de potência.
- DC - Corrente Continua.
- AC - Corrente Alternada.
- STC - Condições padronizadas para teste.
- AM - Índice de massa de ar.
- XLPE - Reticulado de Polietileno
- TIR - Taxa interna de retorno.
- LCOE - Custo nivelado de eletricidade

SUMÁRIO

| | | |
|--------------|---|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 13 |
| 1.1 | Introdução Histórica | 13 |
| 1.2 | Organizacao do documento | 15 |
| 2 | FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA | 16 |
| 2.1 | Materiais semicondutores baseados em silício | 16 |
| 2.1.1 | JUNÇÃO PN | 16 |
| 2.2 | EFEITO FOTOVOLTAICO | 17 |
| 2.3 | CURVA I-V | 18 |
| 2.3.1 | COMPORTAMENTO ELÉTRICO | 19 |
| 2.4 | Associação em série | 20 |
| 2.5 | Associação em Paralelo | 21 |
| 3 | COMPOSIÇÃO E ELEMENTOS DE CONVERSÃO | 23 |
| 3.1 | Painéis fotovoltaicos | 23 |
| 3.1.1 | Circuito equivalente | 24 |
| 3.1.2 | Diodos de <i>Bypass</i> | 26 |
| 3.1.3 | Efeitos de variação na curva de potência | 26 |
| 3.2 | Inversores | 28 |
| 3.2.1 | Processo de conversão | 28 |
| 3.2.2 | Especificações de um inversor de <i>string</i> | 30 |
| 3.2.3 | <i>Strings</i> do inversor | 30 |
| 3.2.4 | Rastreadores MPPT | 30 |
| 4 | PROJETO | 33 |
| 4.1 | Dimensionamento de potência DC | 33 |
| 4.2 | Dimensionamento AC | 33 |
| 4.3 | Alinhamento dos módulos | 34 |
| 4.4 | Cabeamento AC e proteção | 35 |
| 4.5 | Cabeamento DC e proteção | 36 |
| 4.6 | Transformador | 37 |
| 5 | RESULTADOS | 38 |
| 5.1 | Perfil de Carga | 38 |
| 5.2 | Capacidade de geração | 38 |
| 5.3 | Arranjo Físico do sistema | 40 |
| 6 | GERAÇÃO ANUAL DE ENERGIA | 43 |

| | | |
|-----|--|-----------|
| 6.1 | Previsão para 12 anos. | 43 |
| 7 | CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO | 46 |
| | REFERÊNCIAS | 47 |
| | APÊNDICE A – DATASHEET INVERSOR UTILIZADO MID 36 KTL3-X. | 49 |
| | APÊNDICE B – TABELA DE CABOS COM ISOLAÇÃO - XLPE. | 50 |
| | APÊNDICE C – COEFICIENTES DE CORREÇÃO PARA TEMPERATURA. | 51 |
| | APÊNDICE D – COEFICIENTES DE CORREÇÃO PARA AGRUPAMEN- TOS DE CIRCUITOS. | 52 |
| | APÊNDICE E – COEFICIENTES DE CORREÇÃO PARA TEMPERATURA. | 53 |

1 INTRODUÇÃO

Diante do atual cenário econômico, para que os empreendimentos possam lidar com a economia globalizada e alta competitividade se torna necessário garantir seu espaço no mercado através do emprego de novas tecnologias. Manufatura aditiva, inteligência artificial, processamento de dados, internet das coisas e conectividade 5G, são essas algumas das tecnologias atuais que terão grande demanda por energia, fazendo assim com que a busca por utilização de matrizes energéticas renováveis seja um dos pilares que poderá sustentar a viabilidade de tais empreendimentos.

Através do consumo energético de uma nação é possível medir seu grau de desenvolvimento. No entanto, a dependência do petróleo e das moedas estrangeiras tendem a frear esse movimento de avanço, o que traz destaque para a utilização de fontes renováveis de forma a garantir que esse crescimento seja atingido e com menor dependência de políticas de mercado.

Diante de análises de um projeto, no momento de uma escolha técnica devemos sempre nos atentar aos custos do projeto, separados em OPEX e CAPEX (Operating expenses e Capital expenditures). Podemos exemplificar estes termos respectivamente como os custos relacionados à operação do sistema e o outro como os valores relacionados à aquisição do sistema (DIFERENÇA, 2020).

Os projetos de energia fotovoltaicos apesar de atraentes dispõem de altos custos de CAPEX que envolvem aquisição, projeto e instalação do sistema, se tornando um ônus muito grande para o consumidor casual, no entanto sendo este o território mais promissor para médios e grandes investidores assim como grandes indústrias e concessionárias de energia. Os custos de OPEX envolvem basicamente eventuais limpezas dos painéis fotovoltaicos, ajustes no aperto de conectores e de elementos estruturais de fixação dos painéis.

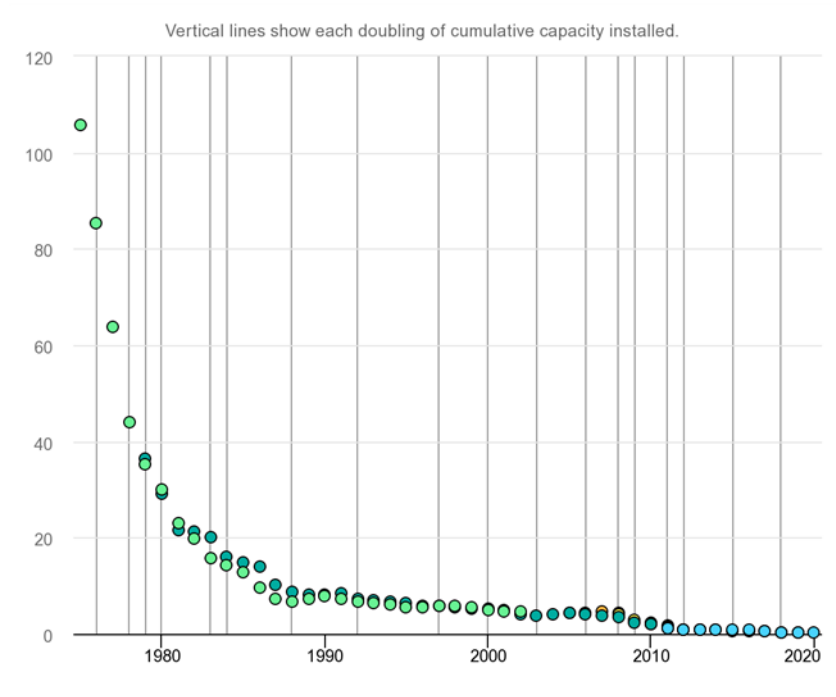
1.1 INTRODUÇÃO HISTÓRICA

As primeiras células solares foram desenvolvidas em 1883 por C. Edgar Fritts. Em sua construção era utilizado selênio coberto por ouro e sua eficiência era de menos de 1%. Em 1954 com a descoberta de células a base de silício feita pela Bell Labs fez com que esse rendimento fosse aumentado para 6%, o que era impressionante para a época mas longe de se tornar atrativo ou popular (RACHID, 2023).

Durante as décadas de 60 e 70 um dos grandes acontecimentos para o amadurecimento desta tecnologia foi a corrida espacial. Sondas espaciais eram projetadas e junto a elas baterias seriam carregadas através dos painéis solares como forma de ampliar sua autonomia e também o alcance de suas missões (KAMAK, 2018). Durante um período de 60 anos houve interesse por esta tecnologia por parte da agência espacial NASA, uma vez que mesmo devido aos custos elevados o investimento proporcionaria mesmo assim um ganho considerável do ponto de vista de suas atividades.

A agência também participou ativamente em pesquisas e melhorias para as tecnologias de fabricação de painéis solares, sendo responsável pelo amadurecimento das células solares que antes eram capazes de apenas aproveitar uma pequena parcela da energia emitida pelo sol, e que por sua vez passaram a ter na atual tecnologia uma conversão de até 30% desta energia (RAO, 2020). Neste período, fora dos assuntos relacionados a agências governamentais ou militares, o cenário político mundial passou por

Figura 1 – Gráfico do custo por Watt com relação ao ano.



Fonte: (AGENCY, 2020)

uma crise energética causada pelos choques do petróleo de 1973 e 1979, corroborando desta forma para diversas nações intensificassem suas atividades de pesquisa e desenvolvimento relacionadas à fontes de energias renováveis (WIRTH, 2021).

Figura 2 – Potência dos painéis no mercado com relação aos anos.



Fonte: (GREENENERGY, 2019)

Com o exponencial avanço da tecnologia da indústria de semicondutores em detrimento da corrida espacial, o custo de produção, em especial os painéis, veio cada vez mais se reduzindo, trazendo consigo também um aumento na potência total produzida por cada unidade de módulos, conforme Figura 2. Na década de 80 foi dado o início dos primeiros sistemas fotovoltaicos conectados à rede,

focados principalmente em pequenas aplicações e em associação com baterias de backup. Os sistemas instalados possuíam custos que beiravam os U\$ 30.00 por Watt gerado. As potências destes sistemas eram extremamente baixas comparadas com a atual tecnologia, onde facilmente podemos exceder os 500 W por painel, conforme Figura 2, e com custo por Watt de apenas uma fração de dólar (AGENCY, 2020).

1.2 ORGANIZACAO DO DOCUMENTO

O Trabalho ficará dividido conforme as etapas:

1. O Capítulo 2 revisará os conceitos sobre a teoria de circuitos elétricos, eletrônica e funcionamento dos painéis fotovoltaicos.
2. O Capítulo 3 demonstra dados técnicos dos inversores, composição e funcionamento dos painéis fotovoltaicos.
3. O Capítulo 4 elabora o projeto com as devidas escolhas consideradas sobre: cabeamento necessários, posicionamento do sistema.
4. O Capítulo 5 apresenta a curva de carga utilizada para dimensionamento da UFV, gráficos sobre a irradiância solar e elaboração dos diagramas do projeto.
5. O Capítulo 6 apresenta as contagens de horas operacionais, geração anual e rendimento do sistema. Também serão apresentadas previsões da geração anual e rendimento do sistema projetados para os próximos 12 anos.
6. Capítulo 7 apresenta as conclusões deste trabalho assim como uma breve proposição para trabalhos futuros.

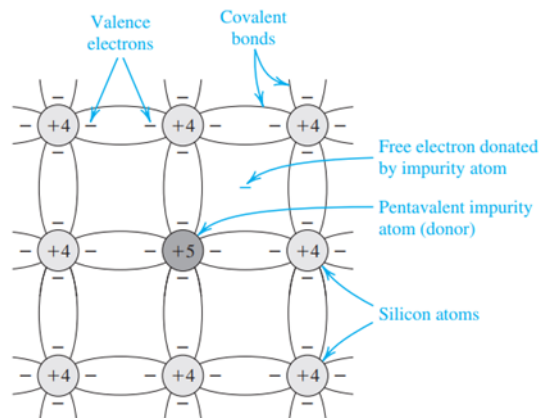
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 MATERIAIS SEMICONDUTORES BASEADOS EM SILÍCIO

Materiais semicondutores a base de silício podem ter sua condutividade controlada pela adição de outros materiais ao silício intrínseco através de um processo denominado dopagem. A dopagem é realizada de forma que diferentes tipos de semicondutores possam ser construídos dependendo da disposição do seu arranjo interno, conforme Figura 3. Este processo é realizado por adição intencional de outros átomos (considerados impurezas nos cristais de silício) com o intuito de alterar as propriedades elétricas de condução do material.

Em um semiconductor tipo N haverá excesso de elétrons livres enquanto no semiconductor tipo P haverá excesso de lacunas (espaços sem elétrons). Certamente devemos lembrar que o silício em temperatura ambiente se comporta como um isolante (tendo muitos poucos elétrons livres) e sem a cuidadosa adição destas impurezas ao silício ele não será capaz de desempenhar os papéis desejados na criação de componentes eletrônicos (SEDRA; SMITH, 2014).

Figura 3 – Dopagem de um cristal de silício com átomos de fósforo

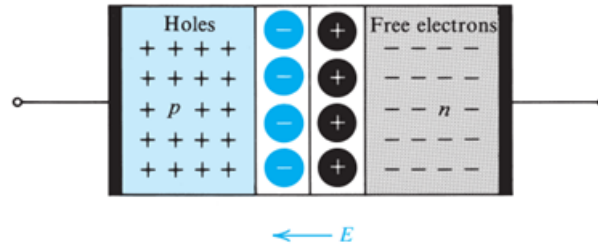


Fonte: (SEDRA; SMITH, 2014)

2.1.1 JUNÇÃO PN

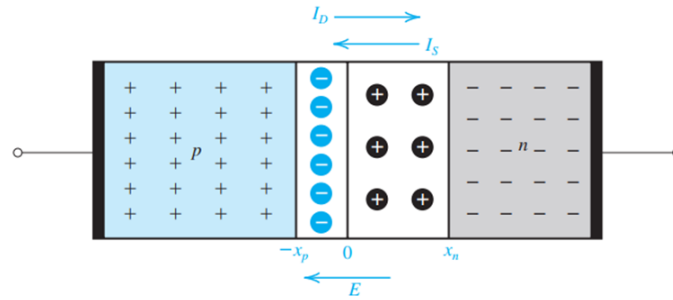
Diodos semicondutores são o exemplo mais essencial de uma junção PN. Nesta junção um semiconductor tipo N e outra camada tipo P são colocados dentro do mesmo encapsulamento, podendo ser demonstrado na Figura 4. No encontro das regiões PN, conforme Figura 5, será criada uma região onde uma parte dos elétrons da região N migrará para região P, assim como parte do excesso de lacunas viajarão no sentido oposto para a região N, causando uma recombinação dos portadores. Uma zona denominada região de depleção é criada entre estas duas regiões, na qual cria-se um campo elétrico E devido às cargas situadas em cada um de seus extremos, demonstrado na Figura 6. Este campo elétrico poderá ser associado a uma diferença de potencial de forma que seja uma barreira para qual elétrons e lacunas tenham que superar para transitar de um lado para o outro, ou seja, para que exista circulação de corrente elétrica no dispositivo.

Figura 4 – Ilustração de uma junção PN.



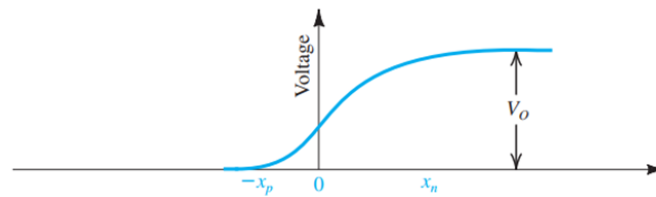
Fonte: (SEDRA; SMITH, 2014)

Figura 5 – Região de depleção entre as regiões PN.



Fonte: (SEDRA; SMITH, 2014)

Figura 6 – Tensão em função da posição na camada de depleção.



Fonte: (SEDRA; SMITH, 2014)

2.2 EFEITO FOTOVOLTAICO

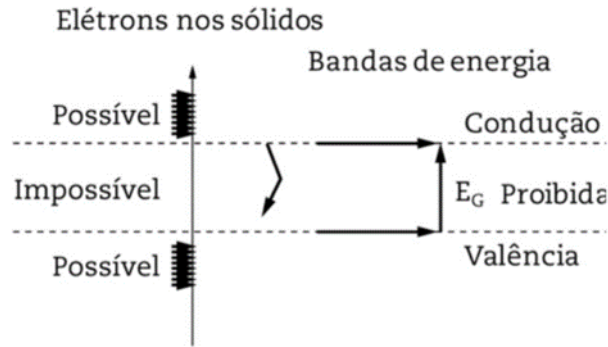
Em 1839, Edmond Becquerel observou a existência de um fenômeno em semicondutores que foi denominado como efeito fotovoltaico. Este efeito consistia na capacidade de que alguns semicondutores possuam de absorver a energia contida na forma de radiação luminosa e transformá-la em energia elétrica (WIRTH, 2021).

A energia absorvida seria usada para quebrar as ligações químicas entre os átomos da sua estrutura e assim correntes elétricas seriam geradas. Quando estes portadores são enviados através de condutores de forma apropriada, se torna possível usar a corrente elétrica gerada a partir da luz para realização de trabalho.

Baseado na estrutura atômica dos elementos, podemos classificar os elementos entre condutores e isolantes. Para que um elemento seja considerado um bom condutor, o espaço entre a banda de valência e a banda de condução deve ser pequeno, sendo o oposto para os materiais isolantes, onde as distâncias são muito maiores. A distância entre as bandas de condução e de valência pode ser observada na Figura 7 sendo denominada de *bandgap*.

A largura do *bandgap* é influenciada pela estrutura cristalina do material, bem como pela composi-

Figura 7 – Camadas de valência, camadas de condução e *bandgap*.

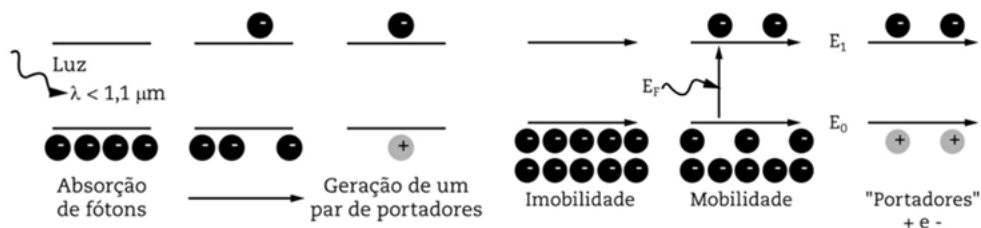


Fonte: (ZILLES, 2012)

ção química. O controle do *bandgap* é fundamental para o desenvolvimento de novos materiais para aplicações eletrônicas, tais como LEDs, células solares, transistores, entre outros dispositivos.

O tamanho do *bandgap* varia de acordo com o tipo de material. Por exemplo, materiais semicondutores como o silício têm um *bandgap* relativamente grande, o que significa que eles requerem uma quantidade significativa de energia para serem excitados. Já materiais como o germânio têm um *bandgap* menor, o que significa que eles podem ser excitados com menos energia e, portanto, são bons condutores elétricos. Desta forma, Um diodo é projetado para ter um *bandgap* específico, de modo que ele possa ser usado para bloquear a passagem de corrente elétrica em uma direção, mas permitir a passagem em outra. Já em uma célula solar, o *bandgap* é projetado para absorver a maior quantidade possível de energia da luz solar e convertê-la em eletricidade, podendo ser observado na Figura 8.

Figura 8 – Demonstração do efeito fotoelétrico



Fonte: (ZILLES, 2012)

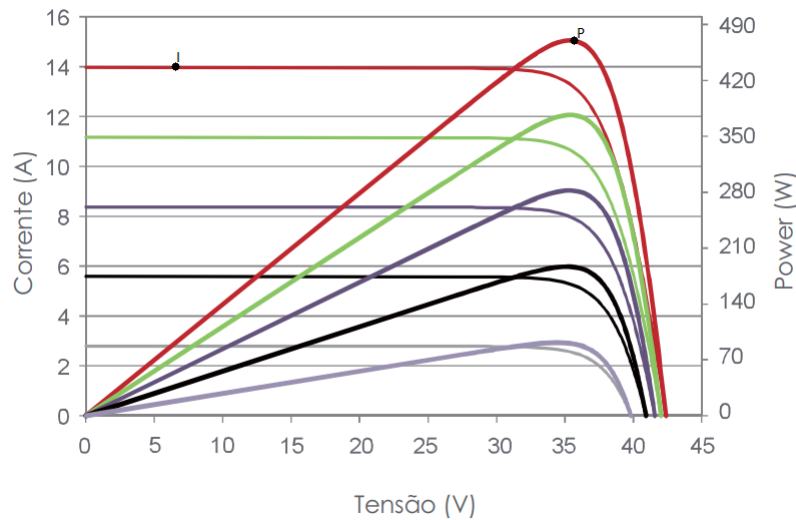
Os semicondutores envolvidos nesta conversão geralmente são silício (Si) monocristalino, policristalino e amorfo; arseneto de gálio (GaAs); disseleneto de cobre e índio (CuInSe₂); disseleneto de cobre, gálio e índio (CuInGaSe₂); e telureto de cádmio (CdTe) (ZILLES, 2012). Como são capazes de absorver radiação solar, parte dessa energia é transferida para seus portadores, gerando assim um par de elétron e lacuna.

2.3 CURVA I-V

A curva I-V de um semicondutor, conforme mostrado na Figura 9, é responsável por descrever a evolução dos valores de corrente elétrica de um dispositivo em função da sua tensão de operação. Nesta curva podemos observar que a corrente elétrica decresce gradativamente a medida que a tensão

no dispositivo começa a subir conforme observado na Figura 9. Diante da análise desta curva, podemos notar a existência de 3 pontos importantes para descrever o comportamento deste dispositivo, sendo eles respectivamente ponto de curto-circuito, ponto de potência máxima e ponto de circuito aberto, conforme ilustrado na Figura 10.

Figura 9 – Exemplo de curva I-V e curva de potência do painel Jinko 470 W



Fonte: (JINKO, 2021)

O primeiro ponto, localizado ao extremo do eixo das tensões, descreve a tensão máxima do dispositivo, denominada tensão de circuito aberto V_{oc} . Neste ponto, o dispositivo apresentará um valor de resistência máxima e uma corrente nula.

Em contrapartida, podemos observar no gráfico o segundo ponto onde a tensão do dispositivo se torna nula e a corrente tende ao seu valor máximo, sendo este o ponto cujo dispositivo apresentará o seu menor valor de impedância e conseqüentemente o valor sua corrente de curto circuito I_{sc} .

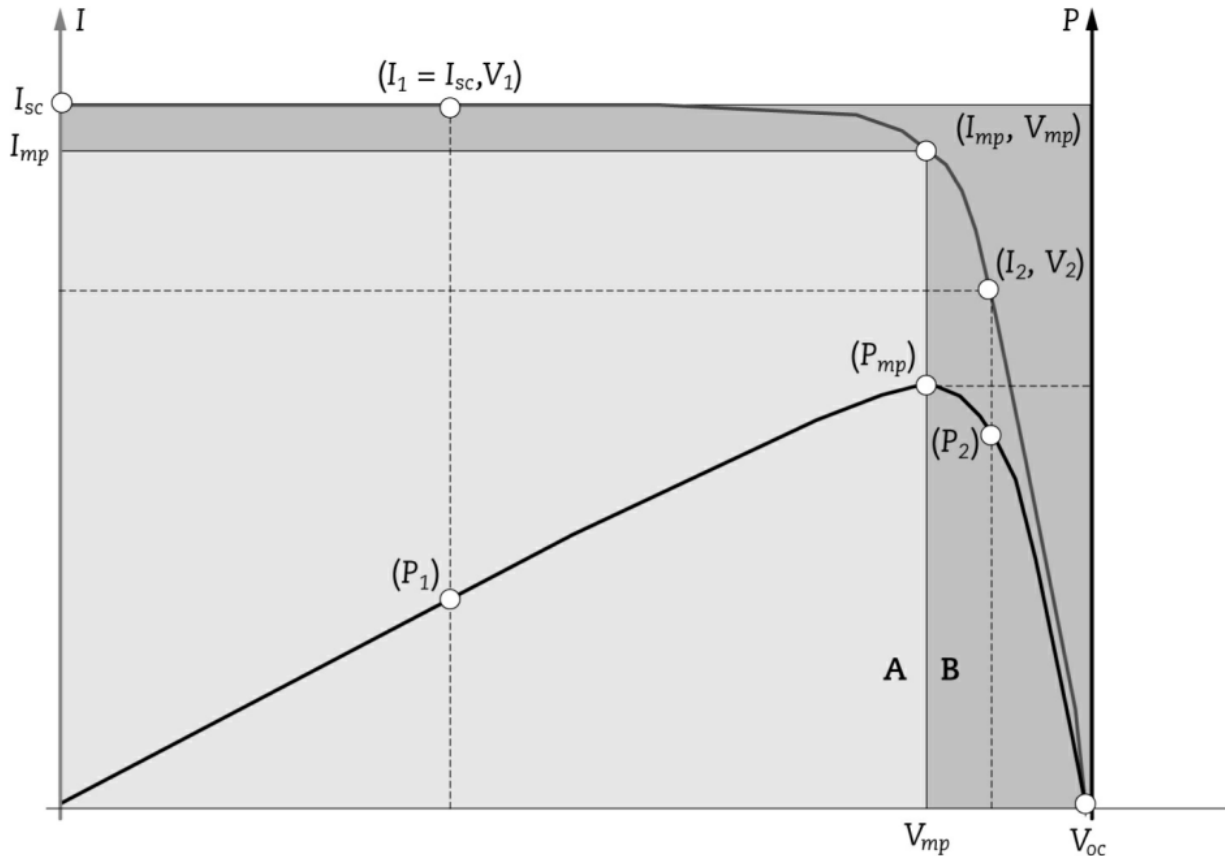
2.3.1 COMPORTAMENTO ELÉTRICO

Apesar da grande variedade de configurações de painéis no mercado de energia solar, o formato das curvas I-V se manterá muito semelhante ao demonstrado na Figura 9. Dos fatores que podem colaborar para criação de variações do comportamento elétrico dos painéis, podemos citar dois deles sendo a variação de irradiância solar sobre o painel ao longo do dia, expresso em W/m^2 e a temperatura de operação do dispositivo, expressa em graus Celsius.

Os testes de painéis solares obedecem condições específicas durante sua avaliação de desempenho, denominadas condições STC. Essas condições quando atingidas fazem com que o dispositivo apresente o máximo do seu desempenho, sendo esperado que ao longo do seu funcionamento o dispositivo permaneça o máximo de tempo possível sobre estas condições de operação.

As condições STC (*Standard Test Conditions*) são definidas de acordo com normas IEC 60904-3 (ENERGY, 2010), onde fica definido uma condição padrão para teste com irradiância de $1000 W/m^2$, a uma temperatura de $25^{\circ}C$ e índice de massa de ar AM com valor de 1.5, sendo o último um fator de atenuação para os raios de sol ao incidir sobre regiões de grandes latitudes. O não cumprimento das condições STC pode ser observados como uma possível forma de penalização sobre a potência dos

Figura 10 – Exemplo de curva I-V e curva de potência com os pontos I_{sc} , V_{oc} e P_{mp} .



Fonte: (ZILLES, 2012)

painéis fotovoltaicos, observados na Figura 23. Com o aumento da temperatura a tensão de circuito aberto V_{oc} irá diminuir, afetando conseqüentemente o valor da tensão de potência máxima V_{mpp} . Esta redução de tensão é um efeito indesejável pois afeta diretamente o somatório de tensão na entrada dos rastreadores da MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), dispositivos estes que possuem uma faixa predeterminada de tensão de acordo com sua folha de dados.

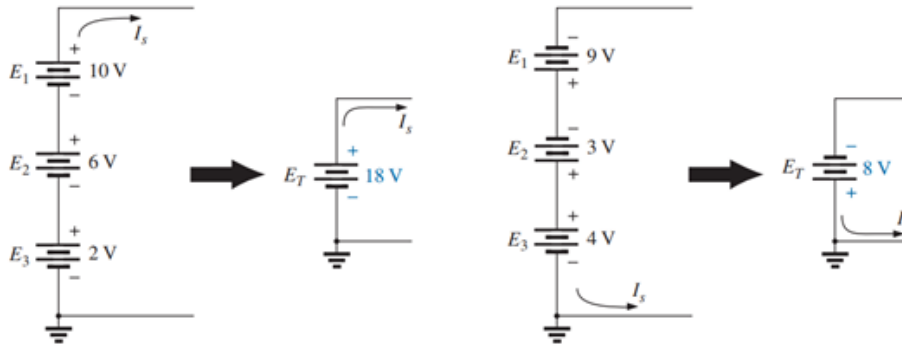
2.4 ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE

Podemos através das características elétricas de um circuito classificar os circuitos como série ou paralelo. Diante dos circuitos série, a tensão total no sistema pode ser determinada como o somatório das fontes de tensão com a mesma polaridade e para os casos com polaridade opostas, seus valores entram como uma carga para o sistema, subtraindo assim os valores de tensão na associação.

$$V_{OUT} = V_1 + V_2 + V_3 \quad (2.1)$$

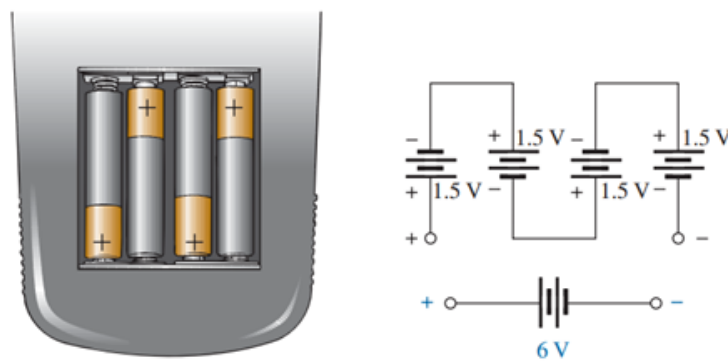
Fontes de tensão podem ser comumente associadas em série com o intuito de se aumentar a tensão total aplicada a um determinado sistema, através da Equação 2.2, preservando assim o valor original da corrente. Dentro deste exemplo, conforme Figura 12 podemos citar associação de baterias e pilhas, de forma que seja atingido 6V a partir de 4 pilhas AAA de 1.5V ou até mesmo 48V a partir de duas baterias de 24V para sistemas solares, conforme Figura 11.

Figura 11 – Exemplo de associação série com fontes geradoras.



Fonte: (BOYLESTAD, 2012)

Figura 12 – Gerando tensões maiores a partir de associação série.



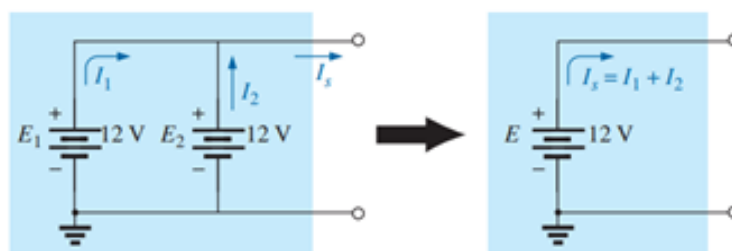
Fonte: (BOYLESTAD, 2012)

2.5 ASSOCIAÇÃO EM PARALELO

Fontes de correntes podem ser associadas em paralelo de forma que seja possível aumentar a corrente disponível na carga. Desta forma, é esperado que através da lei de Kirchoff para correntes, conforme Figura 13, o valor solicitado pela carga de corrente elétrica seja fornecido igualmente pelo arranjo de fontes idênticas, conforme Equação 2.1.

$$I_S = I_1 + I_2 \quad (2.2)$$

Figura 13 – Dividindo as correntes entre fontes idênticas com associação paralelo.



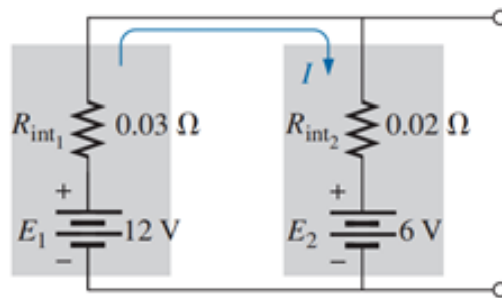
Fonte: (BOYLESTAD, 2012)

Através deste arranjo, podemos por exemplo estender o tempo de funcionamento de sistemas alimentados por baterias, ampliando sua capacidade, ou seja, a corrente máxima que o banco de

baterias pode fornecer em uma dada janela de tempo possa ser aumentada.

Para casos onde as baterias do arranjo não possuem a mesma tensão, podemos observar conforme Figura 14 uma circulação de corrente na bateria adjacente, onde a bateria com tensão maior irá fazer com que circule uma corrente na bateria com tensão menor. Ao carregar a bateria de menor valor de tensão, será gerado uma descarga nas demais, condição esta indesejável e que degrada assim a vida útil de baterias em bancos arranjados em paralelo. No entanto, este efeito pode ser evitado através de uso de carregadores com controle individualizado, equalizando assim os valores de tensão entre todas as baterias.

Figura 14 – Circulação de corrente através de fontes com tensão desiguais.



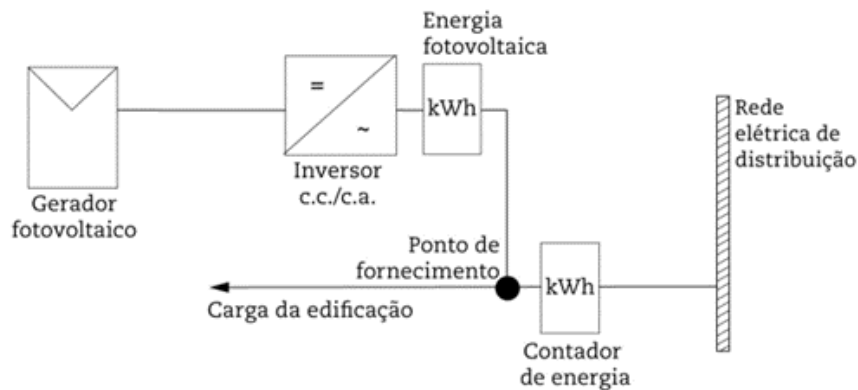
Fonte: (BOYLESTAD, 2012)

3 COMPOSIÇÃO E ELEMENTOS DE CONVERSÃO

A energia gerada a partir de painéis em sua forma pura não pode ser aproveitada para uso diretamente. Para isso, a geração fotovoltaica conta com etapas intermediárias para que essa energia seja convertida de DC para AC, tomando a forma de energia necessária para que nossos motores, eletrônicos e eletrodomésticos sejam acionados.

Para geração de energia fotovoltaica deverá ser montado um sistema como na Figura 15, composto não só pelos painéis mas também pelos inversores, responsáveis pela conversão da energia, e eventuais transformadores caso haja diferença de tensão entre a rede e o inversor escolhido. Este sistema deverá ser conectado em paralelo com a rede elétrica, marcando uma característica típica dos sistemas *on-grid* que é a dependência de um sinal para referência da rede elétrica durante a injeção de energia pelo sistema.

Figura 15 – Exemplo de um sistema *On-grid*



Fonte: (ZILLES, 2012)

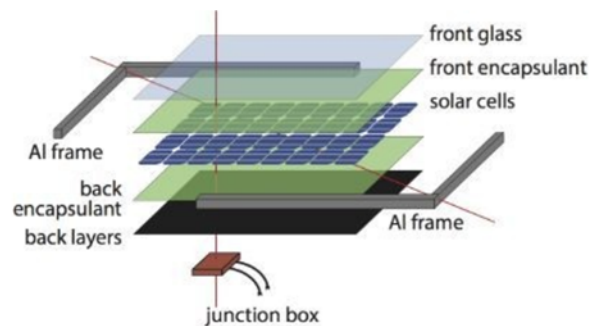
3.1 PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Painéis solares são fabricados para resistir a condições climáticas muito adversas, fazendo com que os fabricantes no mercado possam garantir por 20 ou até 30 anos a geração elétrica dos painéis dentro de suas condições e termos. Para que seja atingido este objetivo, a Figura 16 demonstra como os materiais deverão ser empregados no projeto deste dispositivo (SWAAIJ ARNO SMETS, 2016), dispostos na forma:

- Estrutura lateral em alumínio: Promove uma base para fixação do painel, sendo forte, leve, com manutenção melhor que o aço, podendo ser reciclável.
- Vidro temperado (*Soda-lime glass*): Anti-reflexo multicamadas, alta transmitância, alta resistência a impactos, película auto-limpante.
- Encapsulamento dianteiro: Acetado de Vínila (EVA). Transparente; baixa degradabilidade a luz UV; evita oxidação por entrada de ar e umidade.

- Conjunto de células agrupadas, responsáveis pelo processo de conversão de energia luminosa em elétrica.
- Encapsulamento traseiro: Fluoreto de polivinila (PFV) - Tedlar. Barreira contra umidade e alta resistência a intempéries (não é transparente).
- Backsheet: PVF, PU, PET como isolantes elétricos; Proteção UV; proteção contra vapor de água, alta refletância e usa cor branca.
- Junction Box: Contém diodos de bypass para evitar *hot spots*; fiação de saída com conectores tipo MC4.

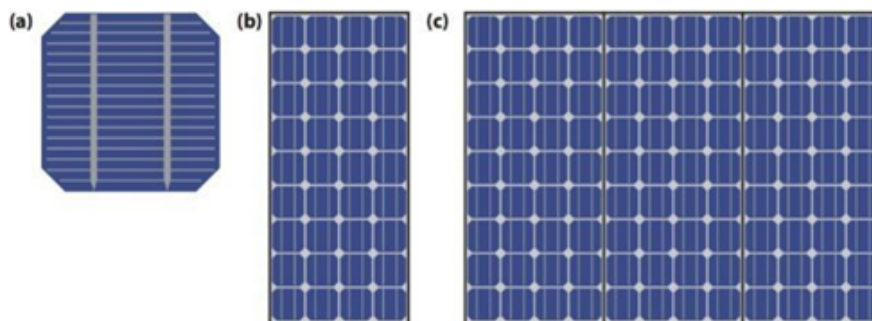
Figura 16 – Composição mecânica de um painel fotovoltaico



Fonte: (SWAAIJ ARNO SMETS, 2016)

Os nomes módulo e painel são usados de forma errônea e intercambiável pelo público leigo. Baseando-se pela Figura 17, podemos observar através da composição os agrupamentos que compõem a estrutura do painel solar, sendo denominado como painel uma composição de vários módulos, e um módulo, como sendo a composição várias de células.

Figura 17 – Agrupamento de elementos no interior de um painel: (a) célula, (b) módulo, (c) painel.



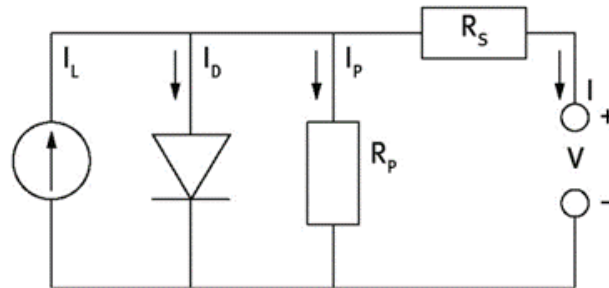
Fonte: (SWAAIJ ARNO SMETS, 2016)

3.1.1 Circuito equivalente

Dentre os modelos propostos para caracterizar eletricamente uma célula fotovoltaica o modelo com um diodo é o mais simplificado, demonstrado na Figura 18. Ao longo da área da célula o comportamento do dispositivo pode ser muito variável devido a efeitos durante o processo de fabricação

dos cristais de silício, resultando assim em um dispositivo com não homogeneidades difíceis de se modelar de forma satisfatória (SWAAIJ ARNO SMETS, 2016).

Figura 18 – Representação elétrica usando modelo de um diodo.



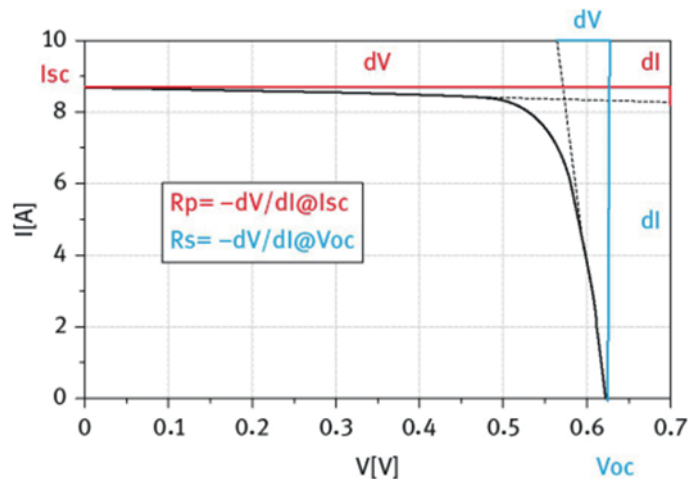
Fonte: (SWAAIJ ARNO SMETS, 2016)

Neste modelo podemos denotar 3 valores de corrente e 2 valores para resistência, para qual utilizamos na caracterização do modelo de um diodo, sendo eles:

- I_L : Corrente gerada pela luz solar.
- I_d : Corrente fluindo através do diodo.
- I : Corrente total disponível na saída da célula.
- R_s : Resistência relacionada às perdas dos contatos metálicos no interior de cada módulo.
- R_p Resistência relacionada aos defeitos de fabricação e imperfeições localizadas na borda das células.

Estes valores de resistência não podem ser isolados fisicamente, devendo ser interpretados como a resultante de todos os efeitos causados no interior da célula. Para tal ocasião, uma abordagem analítica pode ser utilizada, no entanto uma aproximação gráfica pode ser mais conveniente para obtenção de tais parâmetros a partir de suas curvas I-V, conforme ilustrado na Figura 19

Figura 19 – Aproximação gráfica para parâmetros R_s e R_p .

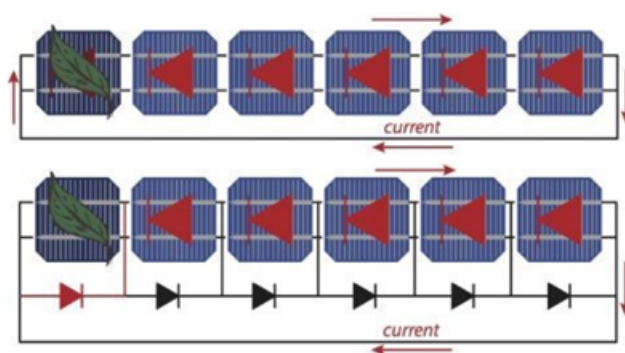


Fonte: (SWAAIJ ARNO SMETS, 2016)

3.1.2 Diodos de *Bypass*

Ao sombrear uma célula conectada em série seu comportamento será alterado e afetará toda cadeia de seu arranjo. Desta forma a célula específica deixará de atuar como um gerador de energia para o sistema e passa a se comportar como uma carga devido a efeitos de tensão reversa, dissipando assim a energia gerada pelo módulo. No decorrer deste processo, a temperatura se eleva muito, causando o que se chama de *hot spots*. A presença de *hot spots* irá implicar em uma degradação na produção de energia pelo sistema, podendo também criar danos ao material de isolamento do painel. Em casos mais severos, os *hot spots* acabam levando o painel à sua inutilização e até mesmo a focos de incêndios.

Figura 20 – Atuação dos diodos de bypass



Fonte: (SWAAIJ ARNO SMETS, 2016)

Diante da situação, componentes denominados diodos de bypass são instalados ao longo do circuito das associações das células, criando assim uma forma de evitar que células sombreadas ou danificadas gerem *hot spots*, exemplificado pela Figura 20.

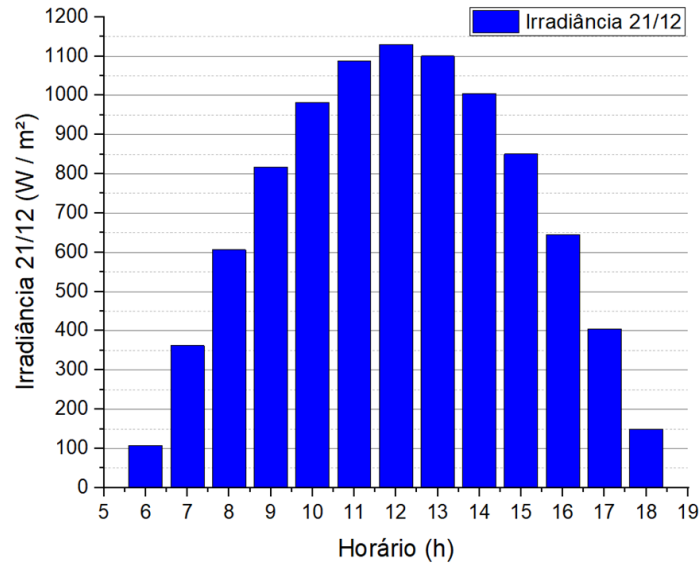
3.1.3 Efeitos de variação na curva de potência

Conforme comportamento citado através das curvas I-V da Figura 9, podemos observar o deslocamento das curvas I-V dos painéis fotovoltaicos em função da irradiação solar e da temperatura de operação durante a geração. Estes fatores ambientais quando dentro das condições STC faz com que a máxima potência seja produzida pelo dispositivo. No entanto, em um cenário real são considerados fatores como temperatura de operação ao longo do dia, incidência de nuvens e ocorrência de ventos, sendo estes efeitos, entre outros, responsáveis por gerarem deslocamentos dinâmicos nas curvas de potência. Para este caso, o uso de um simulador se torna necessário de forma a contabilizar corretamente as perdas assim como a energia gerada ao longo do tempo.

Citando alguns exemplos mais concretos, um tempo aberto desprovido de nuvens fará com que a curva de corrente em função de irradiância, ao longo do dia, aumente crescentemente com valor inicial de 200 W/m^2 , aproximadamente às 6h da manhã, e atinja a curva de 1000 W/m^2 por volta das 10:00h conforme ilustrado na Figura 21.

A presença de nuvens poderá temporariamente com que a potência gerada na curva de 1000 W/m^2 às 10:00h possa ser reduzida à mesma potência de uma curva de 600 W/m^2 . Nestes casos, artifícios como sobredimensionamento podem ser utilizados de forma que estas variáveis ambientais sejam

Figura 21 – Curva de irradiância no dia 21 de Dezembro para cidade de São João da Boa Vista.

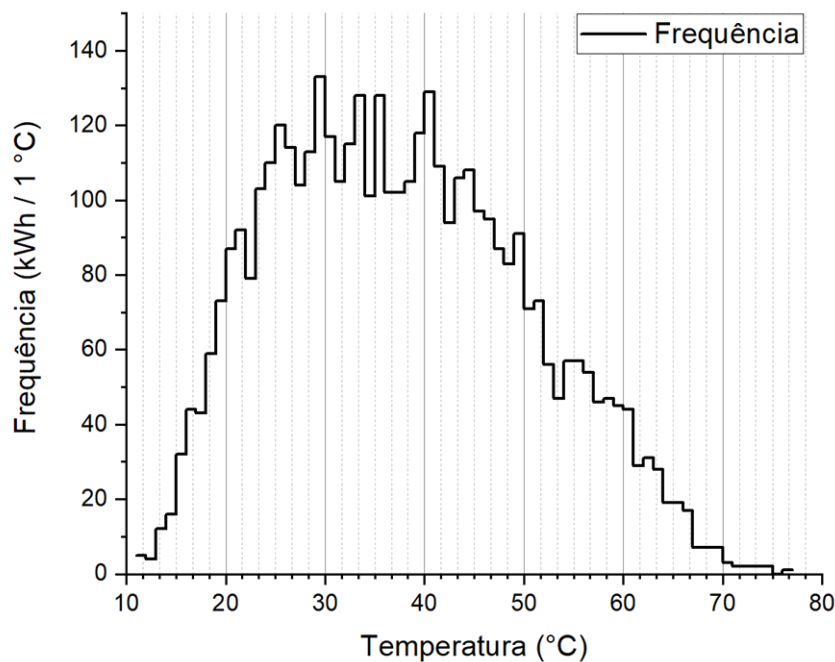


Fonte: Figura elaborada pelo autor.

contornadas, preservando as condições mínimas de tensão para os inversores permanecerem injetando energia na rede.

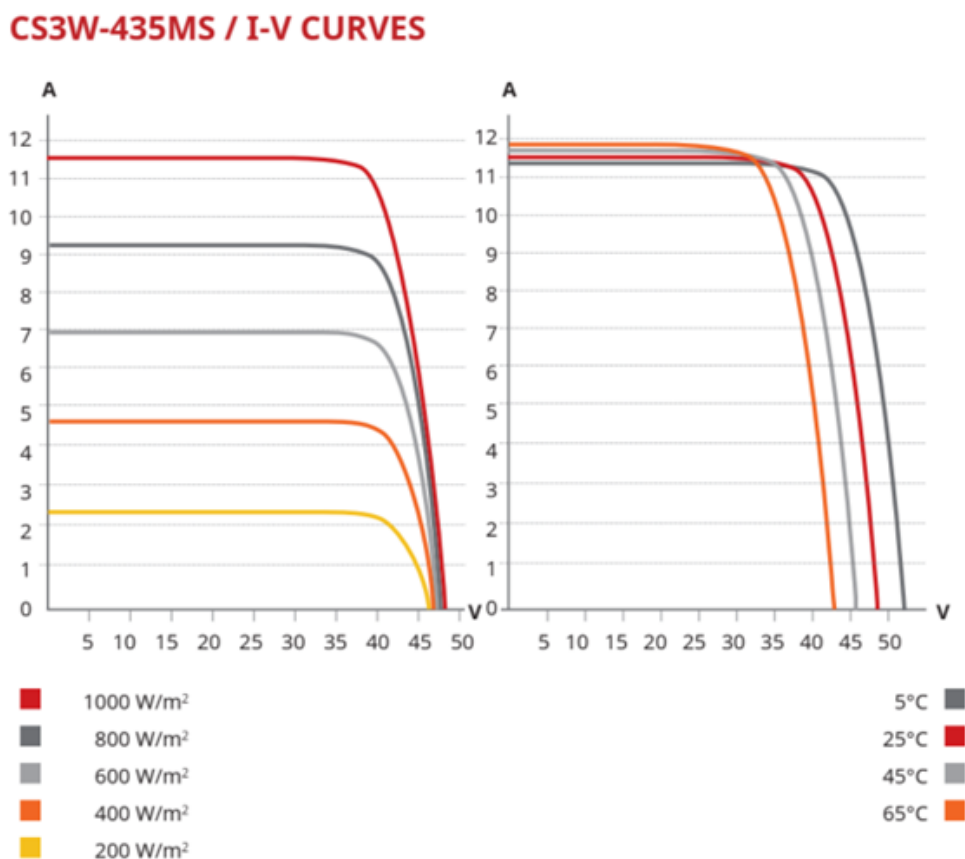
Da mesma forma que a potência pode variar ao longo do dia, as condições de instalação e arrefecimento dos painéis fotovoltaicos podem ser impactados de forma negativa em detrimento da temperatura de operação onde o sistema se encontra. Temperaturas elevadas irão degradar a curva de potência a medida que a temperatura sobe, fazendo com que a tensão máxima na saída da associação série seja reduzida. Podemos relacionar a ocorrência de degradação através da Figura 23 acompanhado do histograma de funcionamento do sistema exibido na Figura 22.

Figura 22 – Histograma de temperatura de operação do sistema



Fonte: Figura elaborada pelo autor.

Figura 23 – Exemplo de curva I-V painel Canadian 435 W



Fonte: (CANADIAN, 2020)

3.2 INVERSORES

3.2.1 Processo de conversão

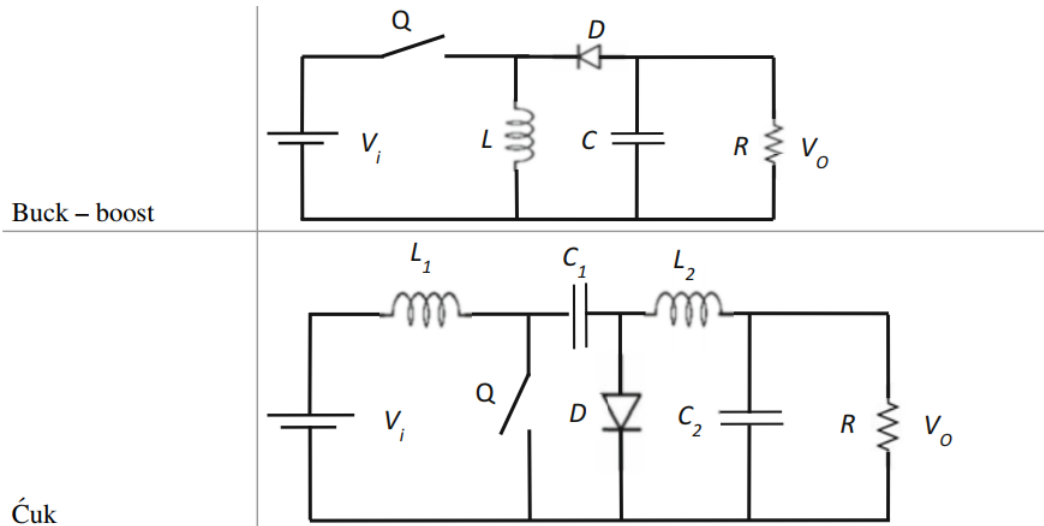
Durante o processo de geração fotovoltaica, é necessário que a tensão gerada a partir dos painéis seja convertida para tensão AC antes que a energia possa ser injetada na rede. Como o sistema gerador se encontra em paralelo com a carga do proprietário, o inversor será capaz de medir os valores da tensão e frequência da rede, garantindo que a energia injetada pelo sistema siga os valores da rede como referência. Para lidar com as variações de tensão que o sistema encontrará ao longo do dia, alguns inversores contam com um estágio intermediário de conversão DC-DC, sendo eles demonstrados na Figura 24. Para casos de baixa potência, serão empregados conversores *buck-boost* e para potências elevadas, conversores do tipo Cuk (RACHID, 2023). O mais crítico deste processo é dado pela tensão mínima que o inversor necessita para operar, de forma que seja entregue um valor de saída igual ao valor de tensão da rede.

Para inversores com potência até 10 kW, considerados para aplicações residenciais, a tensão 220 V é a empregada. Desta forma, para uma tensão efetiva de 220 V é necessário que o conversor *buck-boost* seja capaz de entregar uma tensão 343 V, sendo esta a tensão de pico de um circuito 220 V além de uma tolerância positiva de 10% considerada neste processo, conforme Equação 3.1 (SWAAIJ ARNO SMETS, 2016).

$$V_{AC} = 1,1 \times V_{DC} \times \sqrt{2} \quad (3.1)$$

Caso a energia abaixe para menos de 343 V, o conversor *buck-boost* deverá ser capaz de elevar este valor e garantir a normalidade da operação do sistema, sendo responsabilidade dos rastreadores de potência MPPT a realização deste ajuste necessário para uma saída AC apropriada.

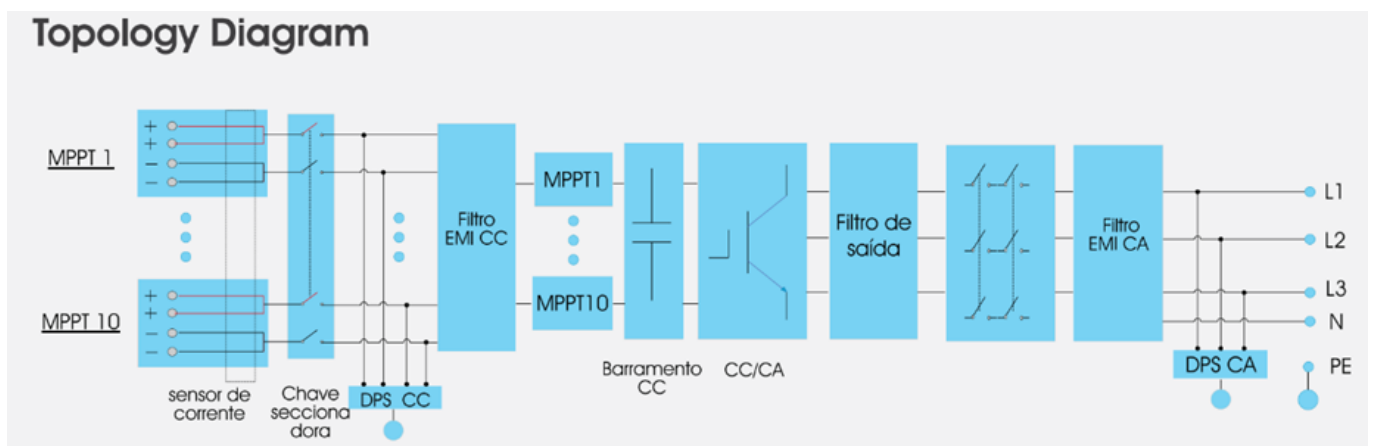
Figura 24 – Conversores DC-DC



Fonte: (RACHID, 2023)

Entre os estágios de conversão de entrada e saída, filtros são inseridos nas entradas e saídas do circuito inversor. Na entrada, os filtros devem rejeitar todo sinal AC que possa ser inserido através de indução ou descargas atmosféricas para a entrada do inversor. Já na saída, os filtros deverão rejeitar quaisquer harmônicas que o sinal venham a ter junto ao filtro senoidal de saída, garantindo uma senoide limpa ao invés de um sinal de onda quadrada. O diagrama do circuito descrito pode ser observado na Figura 25.

Figura 25 – Exemplo de circuito para inversor solar



Fonte: (GROWATT, 2020)

Na ausência de energia por parte da rede ou também inconformidades dos valores de tensão e frequência, é necessário que o sistema reaja imediata de forma a evitar danos às equipes de manutenção,

pessoas em geral e ao próprio sistema fotovoltaico conectado à rede (ABNT, 2013). O sistema anti-ilhamento, presente nos inversores, deverá agir em até 2 segundos após a queda de energia da rede, permitindo de forma segura que o inversor não injete energia durante as operações de manutenção na rede da concessionária ou do cliente (ABNT, 2013).

3.2.2 Especificações de um inversor de *string*

Para que a geração de energia seja maximizada os parâmetros de entrada e saída reportado na folha de dados, contida no apêndice A, devem ser seguidos durante os processos de dimensionamento. Nesta folha, o inversor apresenta um valor de potência, entre outros, denominado potência de saída. Este atributo representa o valor máximo de potência que o inversor é capaz de injetar na rede.

A potência de saída do inversor esta intimamente ligada à potência total que o arranjo de painéis poderá fornecer. Devido à grande variação de condições que a geração solar deve superar, é empregado a pratica do *overloading* na entrada do inversor. Conforme mostrado no apêndice A, podemos observar um valor muito comum entre inversores de *string*, onde a potência máxima de entrada é limitada a 1,5x a potência de saída do inversor, ou seja, uma taxa de *overload* de 50%. Desta forma, com o *overloading* do dispositivo o sistema se torna mais capaz de superar as adversidades climáticas que venha encontrar, no entanto, sua aplicação deve ter ponderada. O *overload* se limita nas condições de temperatura e arrefecimento que os conjunto de painéis e inversores estão submetidos pois implica no aquecimento extra no inversor, podendo causar danos ao equipamento ou eventuais interrupções no processo de geração de energia, sendo um caso para investigação com auxílio de simuladores a devida delimitação do *overload* possível assumindo as limitações de corrente e tensão do arranjo aumentado.

3.2.3 *Strings* do inversor

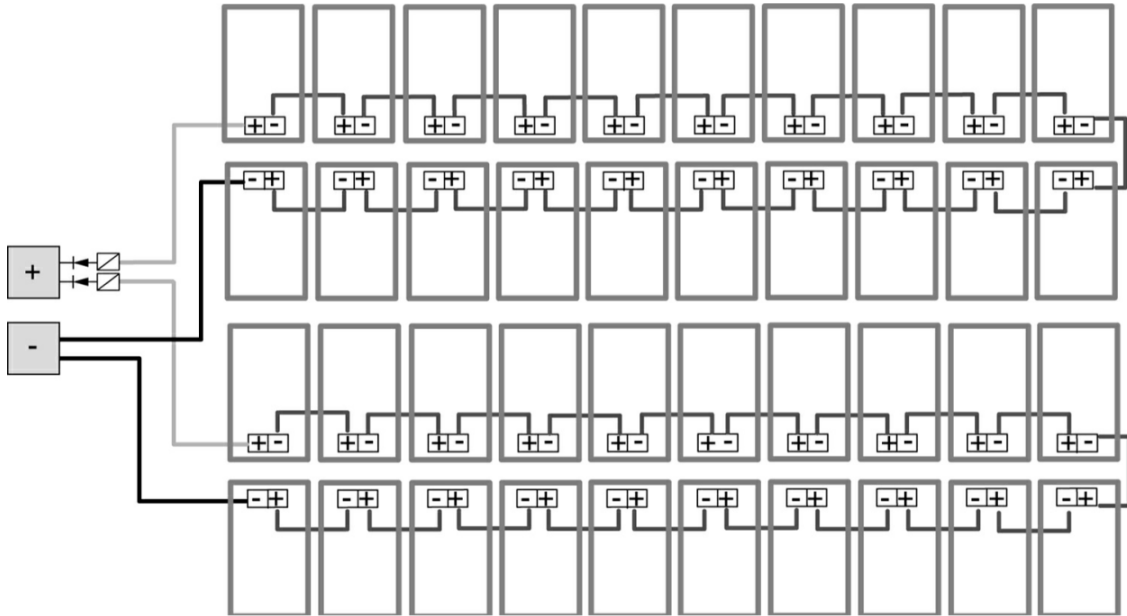
O arranjo denominado *string* é a composição de painéis associados em série, conforme Figura 26, onde mais de uma *string* poderá ser utilizada em paralelo de forma que os rastreadores MPPT do inversor negociem uma alimentação apropriada para os estágios de conversão.

3.2.4 Rastreadores MPPT

Devido a variação da curva de potência dos painéis ao longo do dia, estes dispositivos rastreadores são instalados no inversor, de forma que as *strings* conectadas a elas atinjam os valores mais altos possíveis de potência, definidos pelos pontos Pmp conforme Figura 10. Desta forma, efeitos como o sombreamento podem ser mitigados, garantindo que os conversores DC-DC atinjam sempre os valores apropriados para funcionamento do inversor. A energia nas saídas das várias rastreadoras ligadas em paralelo são combinadas por meio de um barramento DC, onde então essa energia será utilizada para alimentação dos conversores DC-AC.

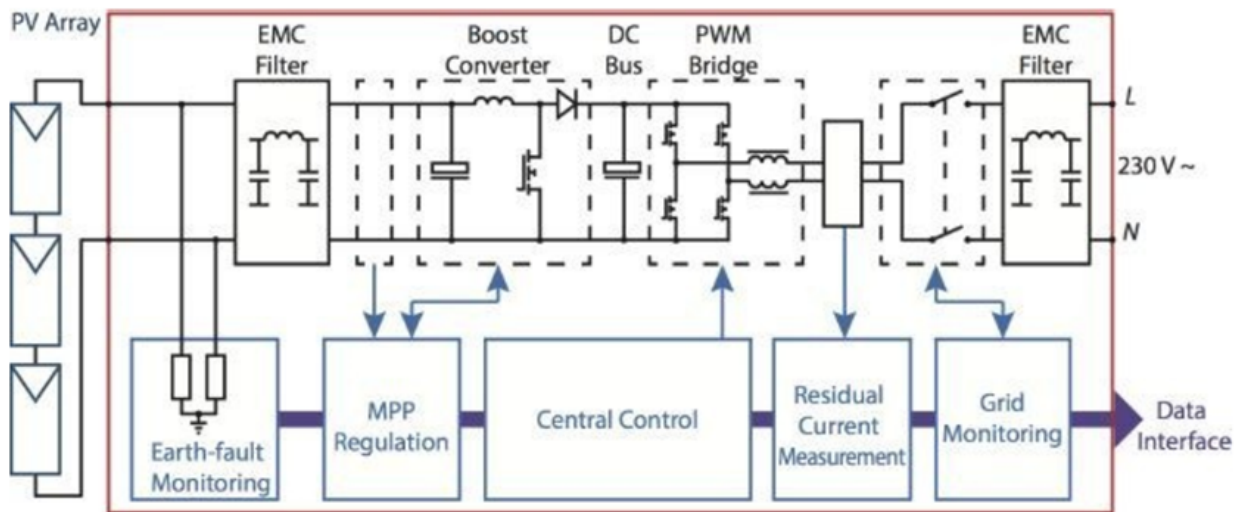
Conforme demonstrado na Figura 27, os rastreadores não são dispositivos integrados ou componentes discretos, mas sim um circuito aparte dedicado a gestão e processamento de informações, na qual é capaz de condicionar o comportamento dos conversores DC-DC, possuindo programações variadas definidas a critério do fabricante sobre o algoritmo a ser utilizado para otimização.

Figura 26 – *Strings* na entrada de uma MPPT com duas entradas



Fonte: (ZILLES, 2012)

Figura 27 – Diagrama de operação um inversor com apenas 1 MPPT.



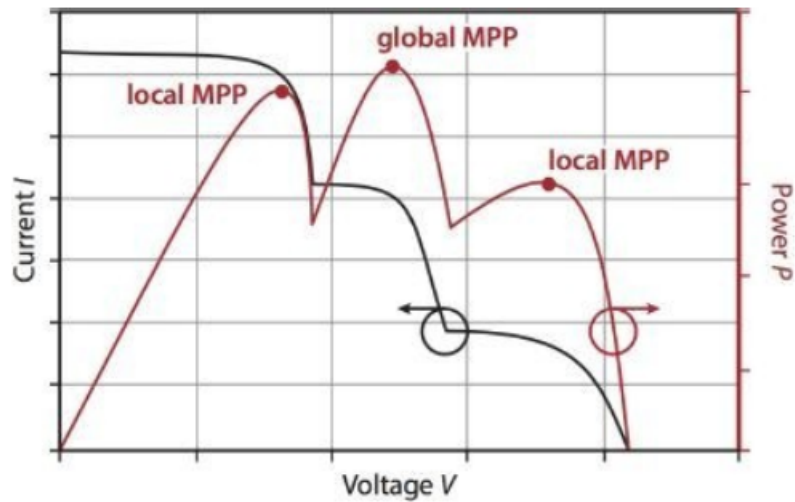
Fonte: (SWAAIJ ARNO SMETS, 2016)

Dentre os algoritmos utilizados, o mais popular entre eles é um método baseado em medições, denominado PO (perturbar e observar) (SWAAIJ ARNO SMETS, 2016). Este algoritmo irá induzir um pequeno deslocamento no valor de tensão da *string*, por meio da variação da condutância da entrada do circuito para que seu resultado seja analisado. Estes incrementos deverão pendurar entorno do ponto ótimo até que o valor ao convergir atinja sua condição de parada:

$$\frac{dP}{dV} = 0. \quad (3.2)$$

No entanto, dependendo da implementação do algoritmo, e do incremento a ser aplicado, o máximo

Figura 28 – Convergência de um algoritmo PO.



Fonte: (SWAAIJ ARNO SMETS, 2016)

global não pode ser encontrado, convergindo para os entornos de um máximo local conforme mostrado na Figura 28. Diferentes metodologias são aplicadas de acordo com cada fabricante na implementação deste algoritmo, sendo a maioria delas baseadas em tecnologias próprias e com código fechado.

4 PROJETO

Para elaboração do projeto será necessário antes um levantamento fotográfico, de forma a compreender o espaço designado para alocação do sistema fotovoltaico. Diante desta etapa, opções in-loco são as primeiras a se considerar, no entanto, podemos obter algumas informações sobre as dimensões da edificação através do software Google Earth, desde que em sua versão mais atual conste as edificações a serem inspecionadas.

4.1 DIMENSIONAMENTO DE POTÊNCIA DC

Para a instalação dos painéis o teto das sala de aulas containers foi escolhido, dentre as razões podemos citar extensão de seu telhado e ausência de objetos altos pela direção norte, tornando esta localização propícia para geração fotovoltaica.

Sua área conta com aproximadamente 263 m² e possui dimensões aproximadas de 35,5m de comprimento por 7,4m de largura. Baseado na figura Figura 29 e com auxílio de escala computadorizada do software AutoCAD, podemos utilizar as dimensões do painel Jinko, apresentado com 470 Wp, para formular o layout com a disposição dos painéis. Sua disposição conta com 4 arranjos de 8 painéis, seguidos de 4 arranjos de 16 painéis, totalizando 96 painéis.

Figura 29 – Layout para 96 painéis Jinko 470 Wp com 45,12 Wp.



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

4.2 DIMENSIONAMENTO AC

Utilizando as informações da folha de dados para o dimensionamento contidas no apêndice A, podemos então obter um valor para a potência máxima do inversor de acordo com a expressão:

$$P_{DC} < 1,5 \times P_{AC} \quad (4.1)$$

Sendo assim, o inversor deste sistema deve estar dentro de uma faixa de até 1,5 vezes menor do que a potência DC dos painéis devido aos limites máximos de *overload* do dispositivo. Como o valor encontrado para a potência do arranjo DC é de 45,12 kWp, podemos então assumir um inversor de 36 kW de potência, empregando de forma segura, e dentro das condições limítrofes, um *overload* de 25,33%. Desta forma, garantimos ao sistema maior robustez, visando diminuir os efeitos de intermitências causadas por variações climáticas ao sistema.

$$Overload = \frac{P_{DC}}{P_{AC}} = 1,2533 \quad (4.2)$$

4.3 ALINHAMENTO DOS MÓDULOS

Para o alinhamento dos painéis, devemos obter os ângulos de azimute e elevação para configuração dos painéis. O ângulo de azimute fica definido como sendo a diferença medida com relação a direção norte. Para o ângulo de elevação, seu valor deve ser o mesmo da inclinação dos painéis com relação ao eixo horizontal, podendo ser compreendido visualmente como a inclinação do telhado no qual os painéis estão instalados, uma vez que as estruturas de fixação dos painéis não irão modificar sua inclinação.

Para o ângulo de azimute, de acordo com as marcações da Figura 30, temos um valor de 27°. Para o ângulo de elevação, devemos calcular este valor utilizando formulas trigonométricas básicas, tendo o desnível entre os pontos mais alto e mais baixo do telhado igual a 40 cm e o comprimento do telhado como a largura da edificação, com valor de 7,4 m. Podemos definir este ângulo pela expressão:

$$\gamma = \tan^{-1} \left(\frac{0,4}{7,4} \right) = 3,09 \quad (4.3)$$

Figura 30 – Azimute para os módulos com relação ao norte



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

No Brasil, assim como em todos os locais situados ao sul do Equador, para maximizar a energia coletada ao longo do ano, os painéis fotovoltaicos geralmente são orientados ao norte e com inclinação aproximadamente igual à latitude local (ZILLES, 2012).

4.4 CABEAMENTO AC E PROTEÇÃO

Diferente das proteções DC, as proteções AC são de total responsabilidade do projetista providenciadas de forma que o sistema permaneça operante e esteja protegido contra eventuais surtos ou sobrecargas.

O dimensionamento do circuito AC deve ser respeitado de forma que os cabos sejam capazes de conduzir a corrente máxima que a carga possa fornecer, sem aquecer ou comprometer os próprios condutores. Por sua vez, os disjuntores deverão permitir que a corrente elétrica da carga máxima seja transmitida sem que os cabos sejam comprometidos ou que o inversor seja desativado por uma proteção subdimensionada. E por final, o inversor deve apontar qual bitola os cabos deverão ter e qual o limite mínimo que os cabos deverão suportar com carga total, o que de forma organizada deverá ser respeitado conforme a expressão:

$$I_{inversor} < I_{Disjuntor} < I_{Condutores} \quad (4.4)$$

Desta forma, podemos através da folha de dados do inversor MID 36 KTL3-X observar que a sua corrente máxima de saída é de 60 A, para tal corrente, um disjuntor tripolar de 63 A deverá ser empregado. No que tange a respeito do dimensionamento dos condutores, devemos dimensionar suas bitolas de acordo com as tabelas de dimensionamento para norma de instalações em baixa tensão contidas no apêndice B (ABNT, 2004). Os condutores utilizados deverão ser Classe II e possuir isolamento em XLPE (Reticulado de Poli-etileno), visando maior segurança com relação aos modelos tradicionais com isolamento em PVC. Para os coeficientes de temperatura, de acordo com apêndice C, devemos considerar as acomodações como subterrâneas, dando uma margem de segurança ainda maior caso as instalações venham a ser por eletrodutos ou canaletas, sendo um complemento da tabela citada no apêndice B. Sendo assim, o resumo de informações para dimensionamento fica definido como:

- Isolamento dos condutores: XLPE com temperatura de operação de 90°C.
- Número de condutores energizados: 3 (apêndice D).
- Tipo de instalação: Subterrâneo - B2 (apêndice E) - Solo a 40°C.
- Bitola dos cabos: 16 mm² - Classe II.
- Disjuntor de proteção 63 A.

Devido ao fato de que o inversor esta conectado à rede, uma proteção contra surtos deverá ser instalada em paralelo aos disjuntores, de forma a suprimir possíveis focos que possam gerar surtos na rede da concessionária. Para esta tarefa, cada condutor na saída do inversor deverá ter um dispositivo de proteção contra surtos (DPS), Classe II, com proteção para corrente de descarga de até 45 kA. Este

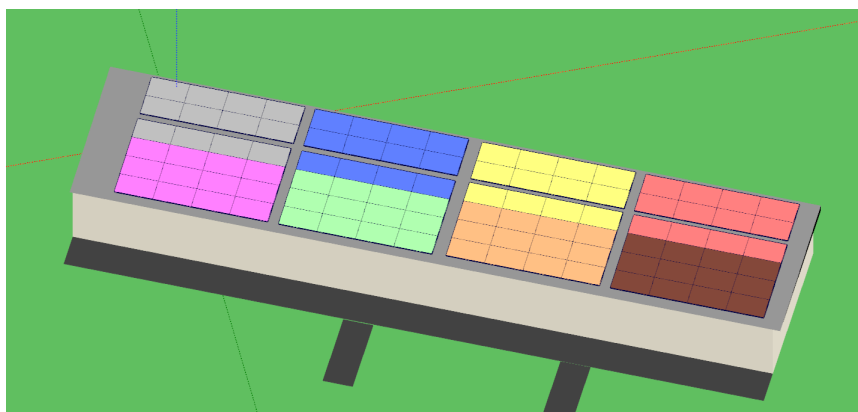
dispositivo deve possuir tensão de operação contínua levemente maior do que a tensão Fase-Neutro do circuito a ser instalado. Em caso de surto, o DPS realiza a supressão desta corrente, através de condução do surto via condutor de terra do circuito, composto por fios ligados a hastes metálicas diretamente em contato com o solo.

- DPS Classe II - Proteção para circuitos elétricos inteiros.
- Tensão máxima de operação contínua: 275 V.
- Corrente de descarga máxima: 45 kA.

4.5 CABEAMENTO DC E PROTEÇÃO

Assim como os cabos AC, os cabos DC devem ser dimensionados de acordo com uma tabela (ABNT, 2004), considerando 8 circuitos a serem conectados empregando cabos monopolar, conforme demonstrado na Figura 31.

Figura 31 – Layout elétrico para os 8 circuitos.



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

De maneira análoga ao dimensionamento empregado na parte AC do sistema, podemos considerar para a parte DC, de acordo com a folha de dados, a corrente de curto-circuito com valor de 14,15 A. Os cabeamentos deverão ser classe II, possuir revestimento em XLPE, e a capacidade de corrente conforme a norma para instalações elétricas de baixa tensão do apêndice B (ABNT, 2004).

- Isolamento dos condutores: XLPE - temperatura de operação até 90°C e isolação para tensões de até 1 kV.
- Quantidade de condutores energizados: 8 (apêndice D).
- Tipo de instalação: Subterrâneo - B2 (apêndice E) - Solo a 40°C.
- Bitola dos cabos: 4 mm² - Classe II.

As proteções contra surtos assim como sobrecargas DC são integradas no interior do inversor e consideradas como suficientes para operação do sistema de forma segura. No entanto, caixas de

proteção DC com fusíveis, chaves seccionadoras, e proteção contra surtos podem ser necessárias a medida que o número de arranjos em paralelo aumenta.

Dentro das boas práticas para o dimensionamento DC indicado que os condutores negativos e positivos sejam passados por eletrodutos separados entre si, mitigando assim o problema em caso de ocorrência de arcos elétricos, tendo esta instrução um caráter de recomendação. Com relação aos circuitos AC, é exigido que o cabeamento DC seja passado de forma separada em outro eletroduto ou eletrocalha, previsto por normativa (COMISSION, 2016).

4.6 TRANSFORMADOR

Devido a tensão de saída do inversor ser 380 V, caso a rede trifásica seja 220 V devemos utilizar um transformador isolador para abaixar a tensão para que a energia injetada possa ser assimilada pela instalação elétrica e cargas do campus. Para dimensionamento deste componente, devemos considerar que o inversor seja capaz de fornecer um fator de potência ajustável, com valor mínimo de 0.9, fazendo com que o transformador tenha uma potência aparente de 40 kVA calculado pela Equação 4.5:

$$S = \frac{36kW}{Fp} = 40 \text{ kVA} \quad (4.5)$$

$$I_{disjuntor} = \frac{40000}{220\sqrt{3}} \times 1,1 \approx 125A \quad (4.6)$$

O disjuntor necessário para este transformador não está compreendido dentro de valores comerciais, sendo necessário adotar o valor de 125 A como aproximação de acordo com Equação 4.6. Este valor será utilizado para dimensionamento dos cabos conforme Equação 4.4.

Este transformador deverá ser abrigado e instalado, com ventilação natural e localizado o mais próximo dos inversores, visando desta forma uma redução dos custos de instalação assim como maior durabilidade no equipamento. Inversores em 220 V trifásicos são disponibilizados no mercado como forma alternativa aos de 380 V, no entanto, os arranjos necessários para tais modelos são diferentes dos modelos de 380 V, necessitando de uma atenção maior durante a etapa de projeto. Assim como o inversor, seus cabos deverão ser dimensionados conforme as normas para baixa tensão do apêndice B, sendo seu arranjo composto por:

- Isolamento dos condutores: XLPE - temperatura de operação até 90°C.
- Quantidade de condutores energizados: 3 (apêndice D).
- Tipo de instalação: Subterrâneo - B2 (apêndice E) - Solo a 40°C.
- Bitola dos cabos: 50 mm² - Classe II. (apêndice B).
- Disjuntor de proteção: Tripolar de 125 A.

5 RESULTADOS

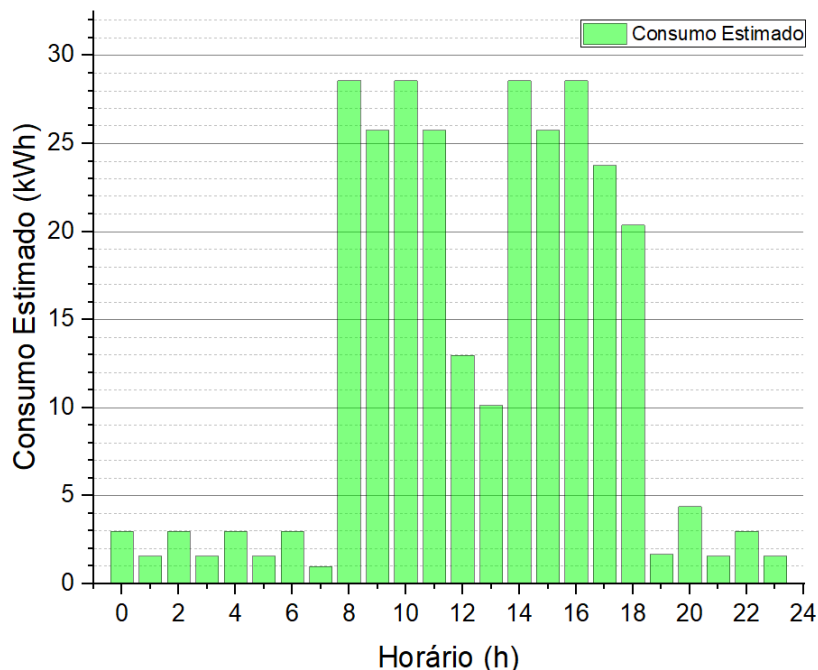
5.1 PERFIL DE CARGA

O perfil de carga tem como função contabilizar o consumo de todos os equipamentos a cada hora do dia, a fim de se conhecer melhor as características de consumo de um estabelecimento.

Para este trabalho foi necessário a elaboração de uma estimativa do perfil de carga do campus, visando o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, demonstrado na Figura 32.

Este perfil em sua elaboração considerou as atividades usuais do campus assim como dispositivos utilizados para uso em aula (ar condicionado, projetores, computadores, servidores e laboratórios). Dentre os perfis de curva clássicos, a aproximação encontrada se aproximou do formato de curva para finalidades comerciais, permitindo que desta forma o sistema projetado pudesse abater o consumo anual do campus, estimado em 60,17 MWh/ano.

Figura 32 – Perfil de carga estimado para UNESP campus SJBV - regime de aulas.



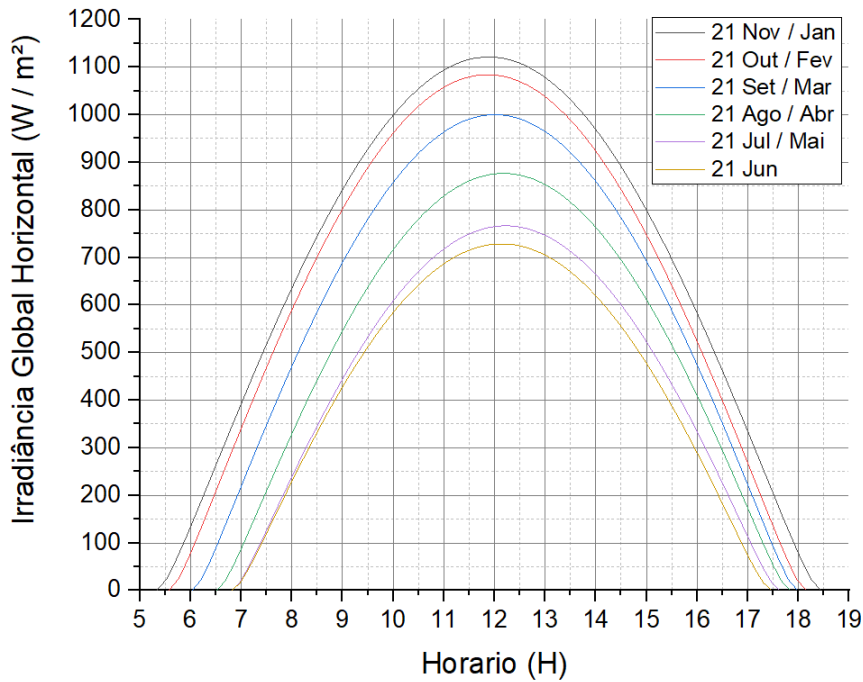
Fonte: elaborado pelo próprio autor.

5.2 CAPACIDADE DE GERAÇÃO

Com base nas condições solarimétricas e climáticas da cidade de São João da Boa Vista no banco de dados Meeonorm 8.1 integrado ao software PVsyst, podemos observar os valores de irradiância ao longo do ano para esta região conforme Figura 33.

Devido ao ângulo baixo de inclinação dos painéis sobre o telhado, a geração em períodos onde a irradiância solar é menor (fora do verão) irá levemente aumentar com relação à posição horizontal (0° graus). No entanto, podemos observar nos meses de verão, período com maior irradiância, que esta inclinação dos painéis se traduz em uma penalidade para a geração, demonstrado na Figura 34.

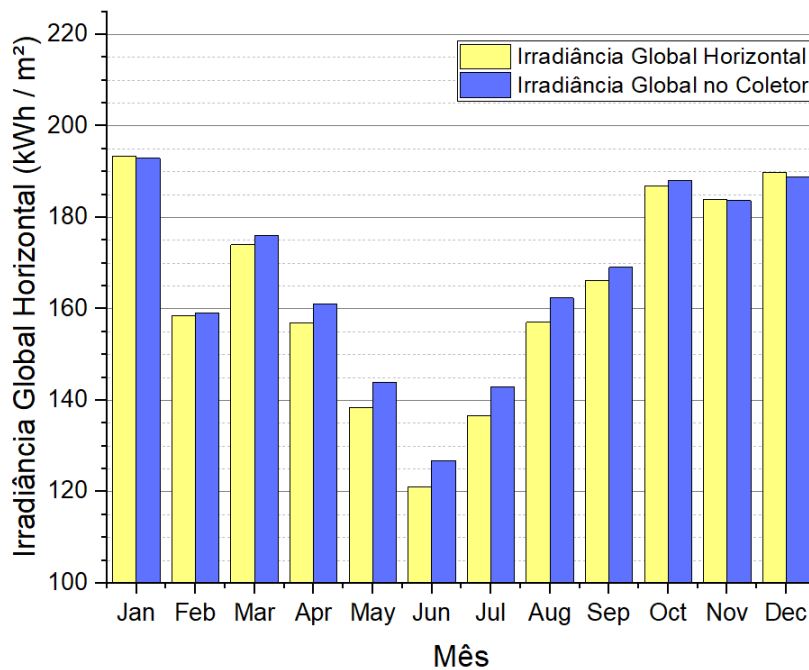
Figura 33 – Irradiação solar ao longo do ano.



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Podemos observar durante esta análise a presença de um ângulo ótimo que melhor pondera a geração ao longo do ano. No entanto nem sempre convém esta análise uma vez que os aspectos construtivos da edificação não contemplam otimização de geração solar. Os estudos mais completos e análises deste ângulo são tarefas para as estruturas fixadas ao solo, empregando as estruturas do tipo *trackers* (BELLINI, 2017).

Figura 34 – Efeito da inclinação na geração do sistema.



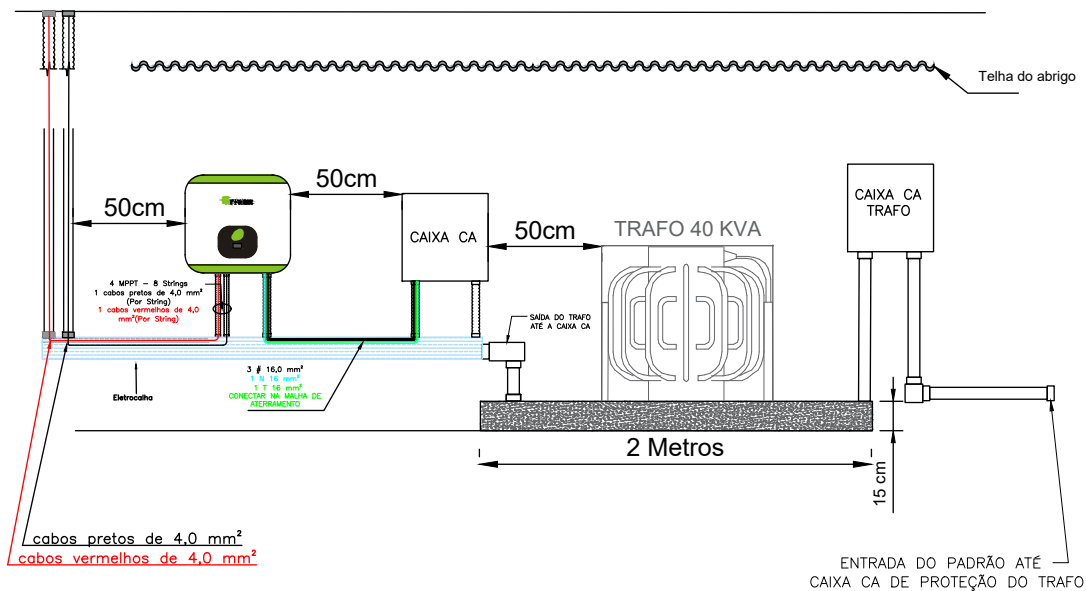
Fonte: elaborado pelo próprio autor.

5.3 ARRANJO FÍSICO DO SISTEMA

O arranjo para o gerador fotovoltaico pode ser detalhado através das Figura 35, Figura 36, Figura 37, sendo definido da seguinte forma:

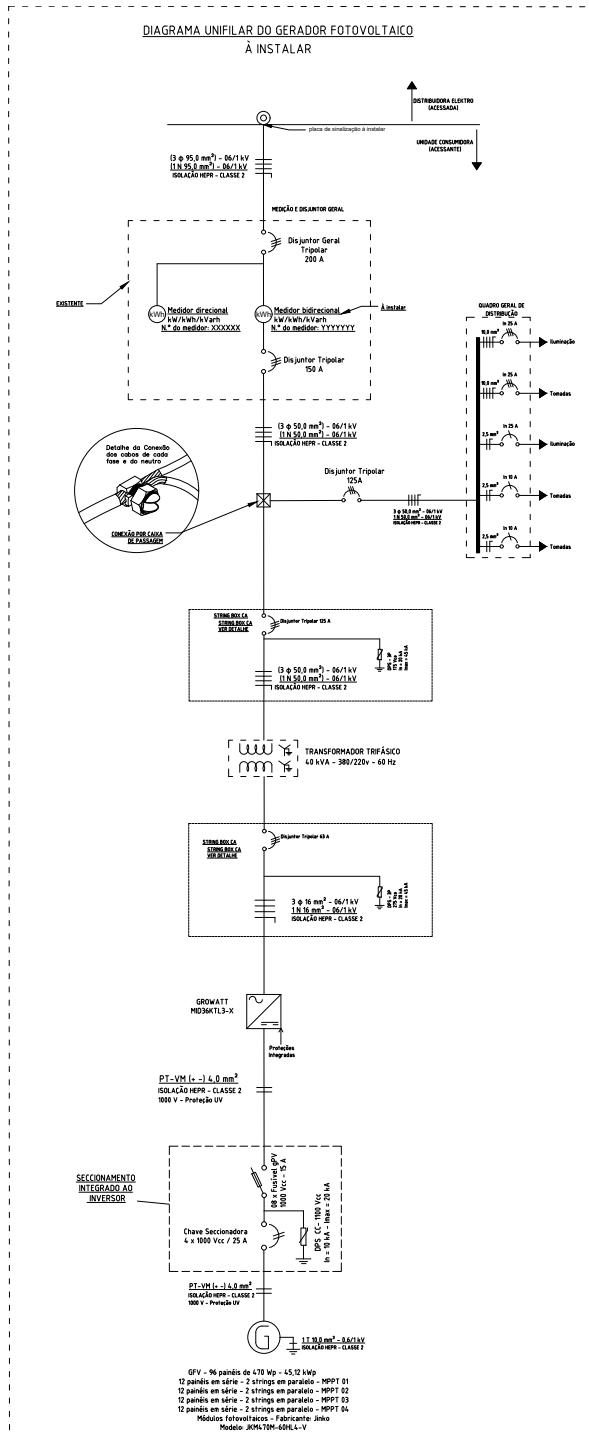
- Inversor Growatt MID 36KTL3-X 380 V.
- Disjuntor CA de 63 A.
- 3x DPS Classe II - $I_{max} = 45 \text{ kA}$ para 275 V.
- Cabeamento CA: 16 mm^2 - em XLPE, Classe II.
- 96 Painéis Jinko JKM470N-60HL4-V com 470 Wp, totalizando 45,12 kWp.
- Cabeamento DC: 4 mm^2 - em XLPE, Classe II e isolamento para 1 kV.
- Transformador 40 kVA 380 / 220 V, com Proteção para 125 A.
- Cabeamento de saída do transformador: 50 mm^2 - em XLPE, Classe II.

Figura 35 – Layout de instalação dos inversores, caixas e transformador.



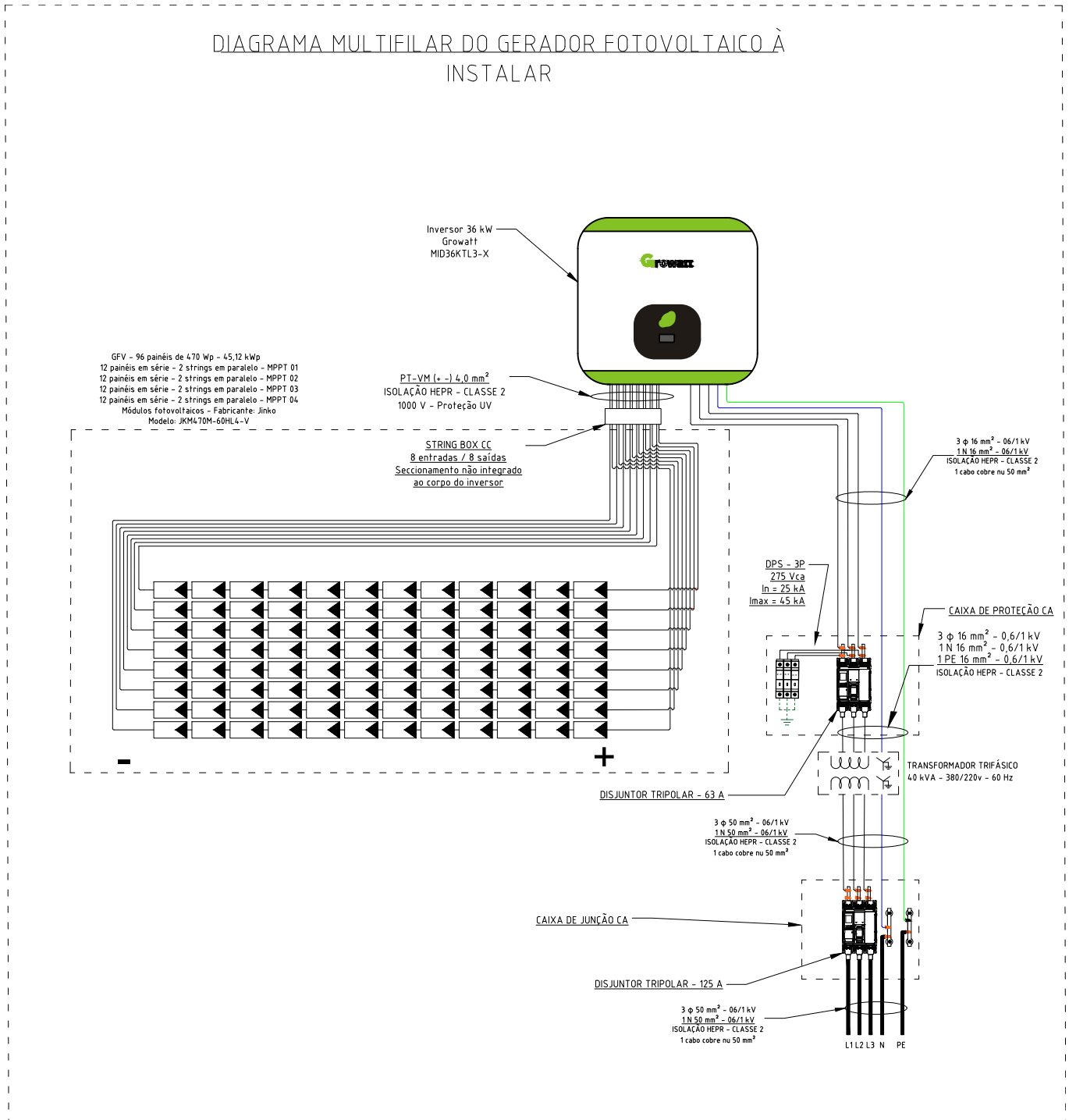
Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Figura 36 – Diagrama unifilar do gerador fotovoltaico.



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

Figura 37 – Diagrama trifilar do gerador fotovoltaico.

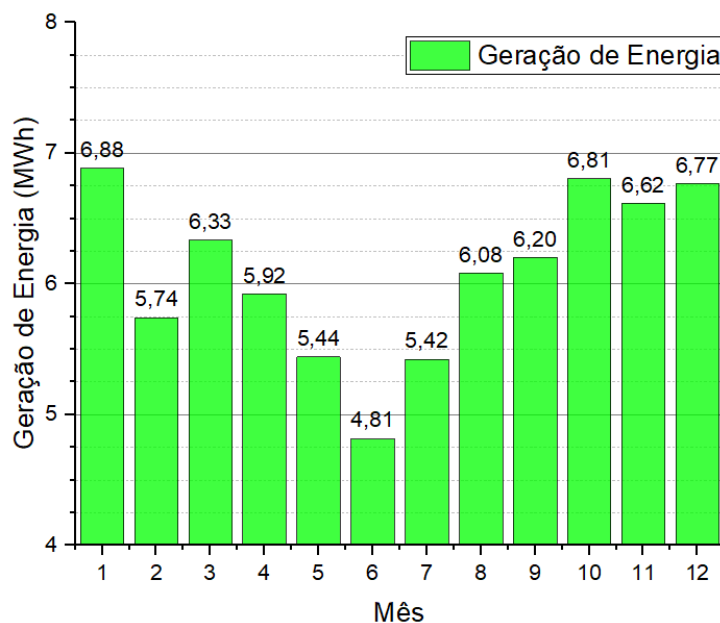


Fonte: elaborado pelo próprio autor.

6 GERAÇÃO ANUAL DE ENERGIA

O cálculo de geração, obtido através do software PVsyst, considera um modelo matemático complexo para obtenção da geração de energia, de forma a contabilizar não só a geração mas também as devidas perdas que irão diferenciar dos modelos teóricos. Este processo sem auxílio computacional seria um extenso processo de integração e aferição de dados utilizando médias diária ao longo do ano ou, o valor hora a hora ao longo do ano referência. Com o devido auxílio computacional, podemos estimar a geração anual para o sistema, totalizando assim 72,9 MWh/ ano, dispostos mês a mês conforme a Figura 38.

Figura 38 – Geração de energia por mês do ano.



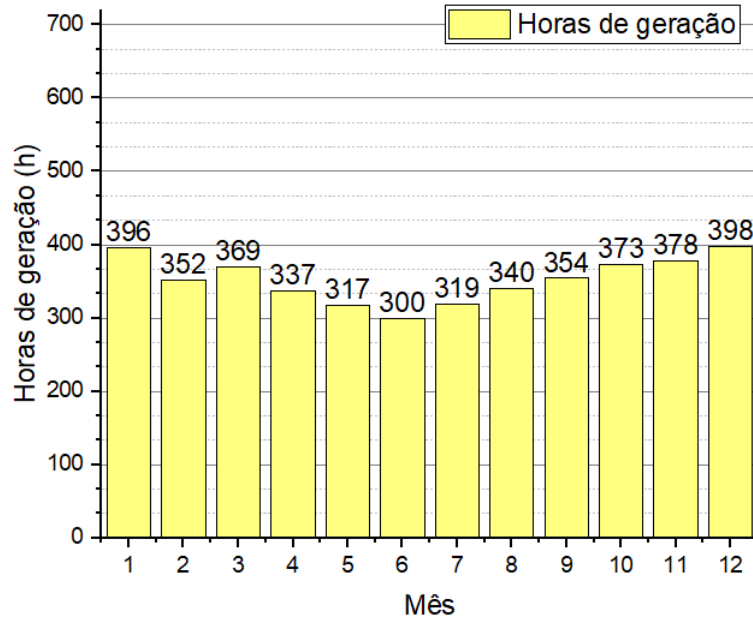
Fonte: elaborado pelo próprio autor.

O excedente de energia gerado poderá ser exportado pela rede e contabilizado pelo medidor de energia bidirecional. Este processo contabilizará créditos para o cliente nos momentos quando a geração de energia solar é maior do que o consumo instantâneo, sendo estes créditos utilizados para quitar o débito gerado em momentos onde o consumo do cliente excede a produção de energia pelo sistema fotovoltaico. É importante salientar que a maior economia consiste em um cenário em que toda energia é utilizada de forma instantânea, pois não há incidência de taxas de transporte sobre a energia injetada, no entanto, em casos em que a energia for exportada esta cobrança de tarifa será refletida na fatura do cliente.

6.1 PREVISÃO PARA 12 ANOS.

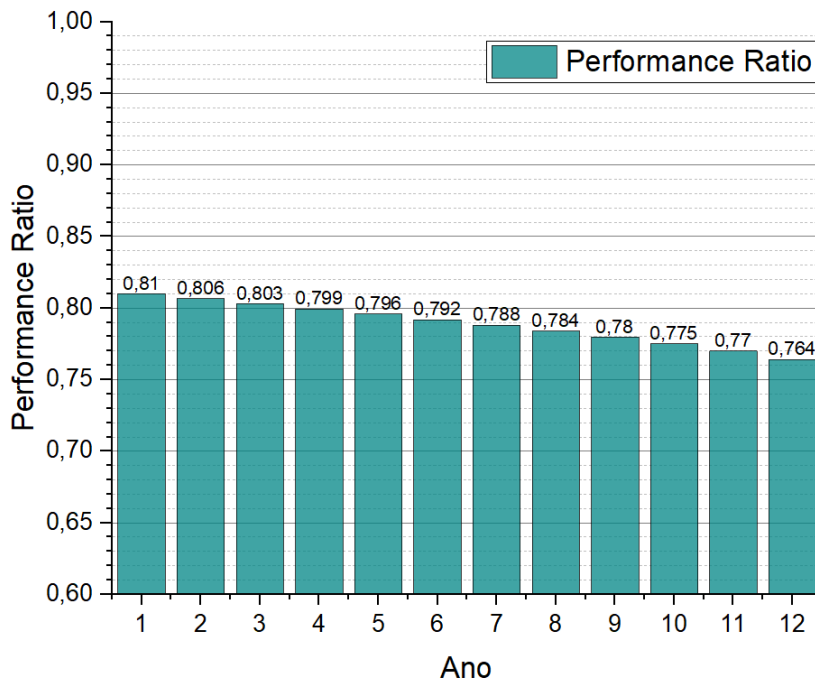
Devido a alta expectativa sobre a durabilidade dos equipamentos deste sistema, uma análise a longo prazo foi elaborada, visando fornecer informações para análises focadas no retorno financeiro (*payback*, TIR, custo nivelado de eletricidade). Podemos observar que o sistema possui valor um

Figura 39 – Horas de operação do sistema por mês do ano.



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

mínimo de 300 horas de funcionamento ao longo do ano, conforme Figura 39, sobre os meses de inverno onde os períodos com iluminação são menores (dias mais curtos).

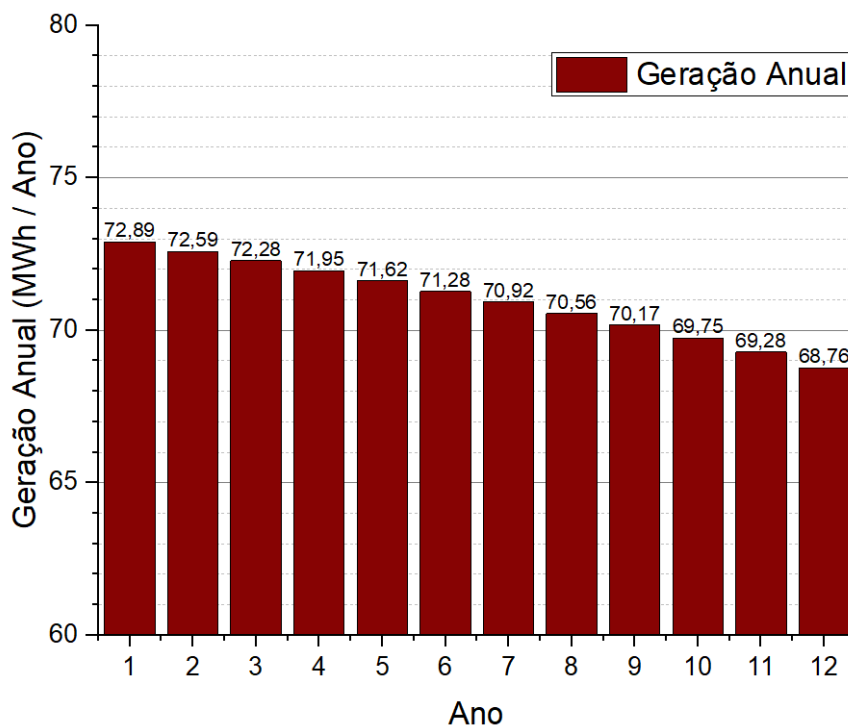
Figura 40 – Estimativa para *performance ratio* para até 12 anos.

Fonte: elaborado pelo próprio autor.

O *performance ratio* ou então chamado produtividade do sistema, é uma métrica utilizada para quantificar possíveis perdas. Este coeficiente, um valor entre 0 e 1, será aplicado à capacidade máxima teórica de energia, a fim de se descobrir o quanto de fato será injetado pelo sistema fotovoltaico na rede (ZILLES, 2012). Esta métrica avalia a diferença entre a situação ideal e a atual, mensurando o quanto deixou de ser produzido pelo sistema devido a dificuldades como, reflexão, aumento da temperatura de

operação, perdas ôhmicas, perdas do inversor, sujidade dos painéis, ou qualquer outro contratepo que remova os painéis do ponto de potência máxima (SWAAIJ ARNO SMETS, 2016). Desta forma, podemos identificar este coeficiente, demonstrado na Figura 40, como um indicativo de degradação do sistema ao longo dos 12 anos. Com a acentuação das perdas ao longo dos anos é possível acompanhar um decaimento da geração anual como reflexo, demonstrado na Figura 41.

Figura 41 – Estimativa da geração anual para até 12 anos.



Fonte: elaborado pelo próprio autor.

7 CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO

Diante da atual previsão da curva de perfil, o sistema fotogerador apresentou não só condições para abater os picos de consumos instantâneos mas também o consumo anual para o campus.

A localização da cidade contribuiu de forma positiva para esta escolha, e que com o devido *overload*, oferece bons valores de tempo de operação, a partir de 10h por dia ao longo do ano. Os resultados de maiores produções coincidirão com os períodos de menor consumo do campus, devido às férias escolares, permitindo assim um grande aumento da geração de créditos para esta unidade consumidora.

Apesar da premissa utilizada de que a unidade consumidora não é participante da modalidade de mercado livre de energia, um sistema fotovoltaico reduzido ainda poderia ser incluso de forma a suprir os picos de energia entre as 10 e 14h. A diferença de consumo poderia ser absorvida de forma tradicional, podendo trazer benefícios para unidade consumidora uma vez período de funcionamento da unidade coincide com os horários de sol, permitindo que seja adquirido energia através do agente de mercado livre com origem em matrizes renováveis, melhorando ainda mais os valores e cobranças.

Para realização deste trabalho foi considerado um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica da concessionária ELEKTRO, no entanto existem modalidades nas quais não são necessárias a presença de rede elétrica, sendo este o caso dos sistemas off-grids. Dentro desta modalidade, o armazenamento de energia se torna necessário, caso contrário a energia deverá ser imediatamente consumida pelas cargas.

O maior desafio consistirá na elaboração do projeto para armazenamento desta energia, uma vez que as baterias de chumbo ácido impactam de forma expressiva no CAPEX destes sistemas, levando a procura de outras alternativas de armazenamento, sendo por uma delas por exemplo na forma de hidrogênio verde. Desta forma, a cara tecnologia de baterias seria substituída por uma forma de armazenamento com tecnologia muito mais madura e menos custosa do que as baterias pois a utilização do gases como fonte de energia é muito mais antiga do que as matrizes elétricas. Considerando o potencial solar como fonte para alimentação das células de hidrogênio, podemos assim gerar hidrogênio verde e armazena-lo na forma de gás, para que posteriormente este material seja utilizado como combustível de fonte renovável para motores e aquecedores na realização de tarefas do nosso dia.

REFERÊNCIAS

- ABNT. NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão. **ABNT**, p. 217, 2004.
- ABNT. NBR 16149 - Sistemas fotovoltaicos: Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. **ABNT**, p. 12, 2013.
- AGENCY, I. E. **Evolution of solar PV module cost by data source 1970-2020**. 2020. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-solar-pv-module-cost-by-data-source-1970-2020>>.
- BELLINI, D. **Proposta de implementação de seguidor solar considerando condições nubladas**. Dissertação (Mestrado), Santo André - SP, 2017.
- BOYLESTAD, R. L. **Introdução à Análise de Circuitos**. 12th. ed. [S.l.]: Prentice Hall, 2012. ISBN 9788564574205.
- CANADIAN. **HiKu Super high power mono PERC module 430 W - 455 W**. [S.l.], 2020. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian_Solar-Datasheet-HiKu_CS3W-MS_EN.pdf>.
- COMISSION, I. E. Photovoltaic (PV) arrays - Design requirements. p. 68, 2016.
- DIFERENÇA. **Qual a diferença entre capex e opex ?** 2020. Disponível em: <<https://www.diferenca.com/capex-e-opex/>>.
- ENERGY, E. C. J. R. C. I. for. Guidelines for PV Power Measurement in Industry. **JRC Scientific and Technical Reports**, p. 80, 2010.
- GREENENERGY. **Technology Evolution of Solar Panels**. 2019. Disponível em: <<https://greenenergy.cr/en/technology-evolution-of-solar-panels/>>.
- GROWATT. **MID 25-40KTL3-X Datasheet**. [S.l.], 2020. Disponível em: <<https://br.growatt.com/products/mid-25-40ktl3-x>>.
- JINKO. **Tiger Neo N-type 60HL4-(V) 460-480 Watt**. [S.l.], 2021. Disponível em: <[https://www.jinkosolar.com/uploads/JKM460-480N-60HL4-\(V\)-F1-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/JKM460-480N-60HL4-(V)-F1-EN.pdf)>.
- KAMAK, H. **Evolution Of Solar Power And Solar Panel Technology**. 2018. Disponível em: <<https://solarify.in/blog/solar-power-technology-evolution/#:~:text=The%20evolution%20of%20solar%20panels,first%20solar%20cell%20in%201888>>.
- RACHID, e.-a. A. **Solar Energy Engineering and Applications**. 1st. ed. [S.l.]: Springer, 2023. ISBN 9783031208300.
- RAO, K. **Solar Energy Applications**. [S.l.]: ASME PRESS, 2020. ISBN 9788579750526.
- SEDRA, S.; SMITH, K. C. **Microelectronic Circuits**. 7th. ed. [S.l.]: Oxford University Press, 2014.
- SWAAIJ ARNO SMETS, K. J. e.-a. R. **Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems**. 1st. ed. [S.l.]: UIT Cambridge, 2016.
- WIRTH, H. **Photovoltaic module technology**. 1st. ed. [S.l.]: Walter de Gruyter, 2021. ISBN 9783110676976.

ZILLES, e. a. R. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede Eletrica.** [S.l.]: Ofinina de Textos, 2012. ISBN 9788579750526.

APÊNDICE A – DATASHEET INVERSOR UTILIZADO MID 36 KTL3-X.

| Datasheet | MID 25KTL3-X1 | MID 30KTL3-X | MID 33KTL3-X | MID 36KTL3-X | MID 40KTL3-X |
|--|---|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Input data (DC) | | | | | |
| Max. recommended PV power (for module STC) | 37500W | 45000W | 49500W | 54000W | 60000W |
| Max. DC voltage | 1100V | | | | |
| Start Voltage | 250V | | | | |
| Normal Voltage | 600V | | | | |
| MPP1 voltage range | 200-1000V | | | | |
| No. of MPP trackers | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 |
| No. of PV strings per MPP tracker | 2 | | | | |
| Max. input current per MPP tracker | 26A | | | | |
| Max. short-circuit current per MPP tracker | 32A | | | | |
| Output data (AC) | | | | | |
| AC nominal power | 25000W | 30000W | 33000W | 36000W | 40000W |
| Max. AC apparent power | 27700VA | 33300VA | 36600VA | 39600VA | 44000VA |
| Nominal AC voltage(range*) | 220V/380V, 230V/400V (340-440V) | | | | |
| AC grid frequency(range*) | 50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz) | | | | |
| Max. output current | 40A | 50.5A | 55.5A | 60.0A | 66.6A |
| Adjustable power factor | 0.8leading...0.8lagging | | | | |
| THDI | <3% | | | | |
| AC grid connection type | 3W+N+PE | | | | |
| Efficiency | | | | | |
| Max. efficiency | 98.8% | | | | |
| European efficiency | 98.5% | | | | |
| MPP1 efficiency | 99.9% | | | | |
| Protection devices | | | | | |
| DC reverse polarity protection | Yes | | | | |
| DC Switch | Yes | | | | |
| AC/DC surge protection | Type II / Type II | | | | |
| Insulation resistance monitoring | Yes | | | | |
| AC short-circuit protection | Yes | | | | |
| Ground fault monitoring | Yes | | | | |
| Grid monitoring | Yes | | | | |
| Anti-islanding protection | Yes | | | | |
| Residual-current monitoring unit | Yes | | | | |
| String monitoring | Yes | | | | |
| AFCl protection | Optional | | | | |
| General data | | | | | |
| Dimensions (W / H / D) | 580/435/230mm | | | | |
| Weight | 29.5kg | 29.5kg | 29.5kg | 30.5kg | 30.5kg |
| Operating temperature range | - 25°C ... + 60°C | | | | |
| Nighttime power consumption | < 1W | | | | |
| Topology | Transformerless | | | | |
| Cooling | Smart air cooling | | | | |
| Protection degree | IP66 | | | | |
| Relative humidity | 0-100% | | | | |
| Altitude | 4000m | | | | |
| DC connection | H4/MC4(Optional) | | | | |
| AC connection | Cable gland+OT terminal | | | | |
| Display | OLED+LED/MFI+APP | | | | |
| Interfaces: RS485 / USB / WiFi / GPRS / RF / LAN | Yes/Yes/Optional/Optional/Optional/Optional | | | | |
| Warranty: 5 years / 10 years | Yes/Optional | | | | |
| CE, VDE0126, Greece, EN50549, C10/C11, UL E C 15-712, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CEI0-21, CE0-16, N4105, TOR Erzeuger, G98/G99, G100, AS/NZS 3100, AS4777, UNE217001, UNE206007, PO122, YSC8565 | | | | | |

* The AC voltage range and frequency range may vary depending on specific country grid standard.
All specifications are subject to change without notice.

APÊNDICE B – TABELA DE CABOS COM ISOLAÇÃO - XLPE.

BAIXA TENSÃO

TABELAS DE DIMENSIONAMENTO

TABELA 3 - (*) CAPACIDADES DE CONDUÇÃO DE CORRENTE, EM AMPÈRES, PARA OS MÉTODOS DE REFERÊNCIA A1, A2, B1, B2, C e D DA TABELA 1 CABOS ISOLADOS EM TERMOFIXO, CONDUTOR DE COBRE.

- Cabos Voltalene, Eprotenax, Eprotenax Gsette e Afumex;
- 2 e 3 condutores carregados;
- Temperatura no condutor: 90 °C;
- Temperaturas: 30 °C (ambiente), 20 °C (solo).

| Seções nominais (mm ²) | MÉTODOS DE INSTALAÇÃO DEFINIDOS NA TABELA 1 | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------|---|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| | A1 | | A2 | | B1 | | B2 | | C | | D | |
| | 2 condutores carregados | 3 condutores carregados | 2 condutores carregados | 3 condutores carregados | 2 condutores carregados | 3 condutores carregados | 2 condutores carregados | 3 condutores carregados | 2 condutores carregados | 3 condutores carregados | 2 condutores carregados | 3 condutores carregados |
| (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (6) | (7) | (8) | (9) | (10) | (11) | (12) | (13) |
| 0,5 | 10 | 9 | 10 | 9 | 12 | 10 | 11 | 10 | 12 | 11 | 14 | 12 |
| 0,75 | 12 | 11 | 12 | 11 | 15 | 13 | 15 | 13 | 16 | 14 | 18 | 15 |
| 1 | 15 | 13 | 14 | 13 | 18 | 16 | 17 | 15 | 19 | 14 | 18 | 15 |
| 1,5 | 19 | 17 | 18,5 | 16,5 | 23 | 20 | 22 | 19,5 | 24 | 22 | 26 | 22 |
| 2,5 | 26 | 23 | 25 | 22 | 31 | 28 | 30 | 26 | 33 | 30 | 34 | 29 |
| 4 | 35 | 31 | 33 | 30 | 42 | 37 | 40 | 35 | 45 | 40 | 44 | 37 |
| 6 | 45 | 40 | 42 | 38 | 54 | 48 | 51 | 44 | 58 | 52 | 56 | 46 |
| 10 | 61 | 54 | 57 | 51 | 75 | 66 | 69 | 60 | 90 | 71 | 73 | 61 |
| 16 | 81 | 73 | 76 | 68 | 100 | 88 | 91 | 80 | 107 | 96 | 95 | 79 |
| 25 | 106 | 95 | 99 | 89 | 133 | 117 | 119 | 105 | 138 | 119 | 121 | 101 |
| 35 | 131 | 117 | 121 | 109 | 164 | 144 | 146 | 128 | 171 | 147 | 146 | 122 |
| 50 | 158 | 141 | 145 | 130 | 198 | 175 | 175 | 154 | 209 | 179 | 173 | 144 |
| 70 | 200 | 179 | 183 | 164 | 253 | 222 | 221 | 194 | 269 | 229 | 213 | 178 |
| 95 | 241 | 216 | 220 | 197 | 306 | 269 | 265 | 233 | 328 | 278 | 252 | 211 |
| 120 | 278 | 249 | 253 | 227 | 354 | 312 | 305 | 268 | 382 | 322 | 287 | 240 |
| 150 | 318 | 285 | 290 | 259 | 407 | 358 | 349 | 307 | 441 | 371 | 324 | 271 |
| 185 | 362 | 324 | 329 | 295 | 464 | 408 | 395 | 348 | 506 | 424 | 363 | 304 |
| 240 | 424 | 380 | 386 | 346 | 546 | 481 | 462 | 407 | 599 | 500 | 419 | 351 |
| 300 | 486 | 435 | 442 | 396 | 628 | 553 | 529 | 465 | 693 | 576 | 474 | 396 |
| 400 | 579 | 519 | 527 | 472 | 751 | 661 | 628 | 552 | 835 | 692 | 555 | 464 |
| 500 | 664 | 595 | 604 | 541 | 864 | 760 | 718 | 631 | 966 | 797 | 627 | 525 |
| 630 | 765 | 685 | 696 | 623 | 998 | 879 | 825 | 725 | 1122 | 923 | 711 | 596 |
| 800 | 885 | 792 | 805 | 721 | 1158 | 1020 | 952 | 837 | 1311 | 1074 | 811 | 679 |
| 1000 | 1014 | 908 | 923 | 826 | 1332 | 1173 | 1088 | 957 | 1515 | 1237 | 916 | 767 |

(*) De acordo com a tabela 32 da NBR 5410/1997.

APÊNDICE C – COEFICIENTES DE CORREÇÃO PARA TEMPERATURA.

BAIXA TENSÃO

TABELAS DE DIMENSIONAMENTO

TABELA 6 - (*) FATORES DE CORREÇÃO PARA TEMPERATURAS AMBIENTES DIFERENTES DE 30 °C PARA LINHAS NÃO SUBTERRÂNEAS E DE 20 °C (TEMPERATURA DO SOLO) PARA LINHAS SUBTERRÂNEAS.

| Temperatura (°C) | ISOLAÇÃO | | | |
|------------------|----------|-------------|---------|-------------|
| | PVC | EPR ou XLPE | PVC | EPR ou XLPE |
| | Ambiente | | Do solo | |
| 10 | 1,22 | 1,15 | 1,10 | 1,07 |
| 15 | 1,17 | 1,12 | 1,05 | 1,04 |
| 20 | 1,12 | 1,08 | 1 | 1 |
| 25 | 1,06 | 1,04 | 0,95 | 0,96 |
| 30 | 1 | 1 | 0,89 | 0,93 |
| 35 | 0,94 | 0,96 | 0,84 | 0,89 |
| 40 | 0,87 | 0,91 | 0,77 | 0,85 |
| 45 | 0,79 | 0,87 | 0,71 | 0,80 |
| 50 | 0,71 | 0,82 | 0,63 | 0,76 |
| 55 | 0,61 | 0,76 | 0,55 | 0,71 |
| 60 | 0,50 | 0,71 | 0,45 | 0,65 |
| 65 | — | 0,65 | — | 0,60 |
| 70 | — | 0,58 | — | 0,53 |
| 75 | — | 0,50 | — | 0,46 |
| 80 | — | 0,41 | — | 0,38 |

(*) De acordo com a tabela 35 da NBR 5410/1997.

TABELA 7 - (*) FATORES DE CORREÇÃO PARA CABOS CONTIDOS EM ELETRODUTOS ENTERRADOS NO SOLO, COM RESISTIVIDADES TÉRMICAS DIFERENTES DE 2,5 K.m/W, A SEREM APLICADOS ÀS CAPACIDADES DE CONDUÇÃO DE CORRENTE DO MÉTODO DE REFERÊNCIA D.

| Resistividade térmica (K.m/W) | 1 | 1,5 | 2 | 3 |
|-------------------------------|------|------|------|------|
| Fator de correção | 1,18 | 1,10 | 1,05 | 0,96 |

(*) De acordo com a tabela 36 da NBR 5410/1997.

APÊNDICE D – COEFICIENTES DE CORREÇÃO PARA AGRUPAMENTOS DE CIRCUITOS.

BAIXA TENSÃO

TABELAS DE DIMENSIONAMENTO

TABELA 8 - (*) FATORES DE CORREÇÃO PARA AGRUPAMENTO DE CIRCUITOS OU CABOS MULTIPOLARES

| Item | Disposição dos cabos justapostos | Número de círculos ou de cabos multipolares | | | | | | | | | | | Tabelas dos métodos de referência | |
|------|--|---|------|------|------|------|------|------|------|------|--|------|-----------------------------------|-------------------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 12 | 16 | | 20 |
| 1 | Feixe de cabos ao ar livre ou sobre superfície; cabos em condutos fechados | 1,00 | 0,80 | 0,70 | 0,65 | 0,60 | 0,57 | 0,54 | 0,52 | 0,50 | 0,45 | 0,41 | 0,38 | 31 a 34 (métodos A a F) |
| 2 | Camada única sobre parede, piso ou em bandeja não perfurada ou prateleira | 1,00 | 0,85 | 0,79 | 0,75 | 0,73 | 0,72 | 0,72 | 0,71 | 0,70 | Nenhum fator de redução adicional para mais de 9 circuitos ou cabos multipolares | | 31 e 32 (método C) | |
| 3 | Camada única no teto | 0,95 | 0,81 | 0,72 | 0,68 | 0,66 | 0,64 | 0,63 | 0,62 | 0,61 | | | | |
| 4 | Camada única em bandeja perfurada, horizontal ou vertical (nota G) | 1,00 | 0,88 | 0,82 | 0,77 | 0,75 | 0,73 | 0,73 | 0,72 | 0,72 | | | | |
| 5 | Camada única em leito, suporte (nota G) | 1,00 | 0,87 | 0,82 | 0,80 | 0,80 | 0,79 | 0,79 | 0,78 | 0,78 | | | 33 e 34 (métodos E e F) | |

(*) De acordo com a tabela 37 da NBR 5410/1997.





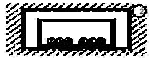










NOTAS:

- A) Esses fatores são aplicáveis a grupos de cabos, uniformemente carregados.
- B) Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- C) Os mesmos fatores de correção são aplicáveis a:
- grupos de 2 ou 3 condutores isolados ou cabos unipolares;
 - cabos multipolares.
- D) Se um agrupamento é constituído tanto de cabos bipolares como de cabos tripolares, o número total de cabos é tomado igual ao número de circuitos e o fator de correção correspondente é aplicado às tabelas de 3 condutores carregados para cabos tripolares.
- E) Se um agrupamento consiste de N condutores isolados ou cabos unipolares, pode-se considerar tanto N/2 circuitos com 2 condutores carregados como N/3 circuitos com 3 condutores carregados.
- F) Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com precisão de $\pm 5\%$.
- G) Os fatores de correção dos itens 4 e 5 são genéricos e podem não atender a situações específicas. Nesses casos, deve-se recorrer às tabelas 12 e 13.

APÊNDICE E – COEFICIENTES DE CORREÇÃO PARA TEMPERATURA.

MÉTODO DE INSTALAÇÃO
(Tabela 33 da NBR5410/2004)

| Método de instalação número: | Esquema ilustrativo | Descrição | Método de instalação a utilizar para a capacidade de condução de corrente ¹ |
|------------------------------|---------------------|---|--|
| 1 | | Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante ² | A1 |
| 2 | | Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante ² | A2 |
| 3 | | Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular ³ | B1 |
| 4 | | Cabo multipolar em eletroduto aparente de seção circular ³ | B2 |
| 5 | | Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção não circular | B1 |
| 6 | | Cabo multipolar em eletroduto aparente de seção não circular | B2 |
| 7 | | Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria | B1 |
| 8 | | Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria | B2 |
| 11 | | Cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede ⁴ | C |
| 11A | | Cabos unipolares ou cabo multipolar no teto ⁴ | C |
| 12 | | Cabos unipolares ou cabo multipolar em bandeja não perfurada ou prateleira | C |
| 13 | | Cabos unipolares ou cabo multipolar em bandeja perfurada, horizontal ou vertical. | E (multipolar) F (unipolares) |
| 14 | | Cabos unipolares ou cabo multipolar sobre suportes horizontais | E (multipolar) F (unipolares) |
| 15 | | Cabos unipolares ou cabo multipolar afastado(s) da parede ou do teto ⁵ | E (multipolar) F (unipolares) |
| 16 | | Cabos unipolares ou cabo multipolar em leito | E (multipolar) F (unipolares) |
| 17 | | Cabos unipolares ou cabo multipolar suspenso(s) por cabo de suporte, incorporado ou não. | E (multipolar) F (unipolares) |

| Método de instalação número: | Esquema ilustrativo | Descrição | Método de referência a utilizar para a capacidade de condução de corrente ¹ |
|------------------------------|---|---|--|
| 18 |  | Condutores nus ou isolados sobre isoladores | G |
| 21 |  | Cabos unipolares ou cabo multipolar em espaço de construção | B2 |
| 22 |  | Condutores isolados em eletroduto de seção circular em espaço de construção | B2 |
| 23 |  | Cabos unipolares ou cabo multipolar em eletroduto de seção circular em espaço de construção | B2 |
| 24 |  | Condutores isolados em eletroduto de seção não circular em espaço de construção | B2 |
| 25 |  | Cabos unipolares ou cabo multipolar em eletroduto de seção não circular em espaço de construção | B2 |
| 26 |  | Condutores isolados em eletroduto de seção não circular embutido em alvenaria | B2 |
| 27 |  | Cabos unipolares ou cabo multipolar em eletroduto de seção não circular embutido em alvenaria | B2 |
| 33 |  | Condutores isolados ou cabos unipolares em canaleta fechada encaixada no piso ou no solo | B1 |
| 34 |  | Cabo multipolar em canaleta fechada encaixada no piso ou no solo | B2 |
| 35 |  | Condutores isolados ou cabos unipolares em canaleta ou perfilado suspensa(o) | B1 |
| 36 |  | Cabo multipolar em canaleta suspensa | B2 |
| 41 |  | Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular contido em canaleta fechada com percurso horizontal ou vertical | B2 |
| 42 |  | Condutores isolados em eletroduto de seção circular contido em canaleta ventilada encaixada no piso ou no solo | B1 |
| 43 |  | Cabos unipolares ou cabo multipolar em canaleta ventilada encaixada no piso ou no solo | B1 |