



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DE PERNAMBUCO
UNIDADE ACADÊMICA DO CABO DE SANTO AGOSTINHO
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CAMYLE BÁRBARA BEZERRA DE FREITAS

Estudo de viabilidade da implementação de um sistema de geração solar fotovoltaica *on-grid*
em uma indústria

Cabo de Santo Agostinho - PE

2023

CAMYLA BÁRBARA BEZERRA DE FREITAS

Estudo de viabilidade da implementação de um sistema de geração solar fotovoltaica *on-grid*
em uma indústria

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da
Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho,
da Universidade Federal Rural de Pernambuco para
obtenção do título de Bacharel em Engenharia
Elétrica.

Área de Concentração: Energia renovável

Orientador: Prof. Dr. Marcel Ayres de Araújo

Cabo de Santo Agostinho - PE

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal Rural de Pernambuco
Sistema Integrado de Bibliotecas
Gerada automaticamente, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

D278e

de Freitas, Camyla Bárbara Bezerra

Estudo de viabilidade da implementação de um sistema de geração solar fotovoltaica on-grid em uma indústria /
Camyla Bárbara Bezerra de Freitas. - 2023.
69 f. : il.

Orientador: Marcel Ayres de Araujo.
Inclui referências e anexo(s).

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal Rural de Pernambuco, Bacharelado em
Engenharia Elétrica, Cabo de Santo Agostinho, 2023.

1. Geração solar fotovoltaica on-grid. 2. Viabilidade técnica. 3. Viabilidade financeira. I. Araujo, Marcel Ayres de,
orient. II. Título

CDD 621.3

CAMYLA BÁRBARA BEZERRA DE FREITAS

Estudo de viabilidade da implementação de um sistema de geração solar fotovoltaica *on-grid*
em uma indústria

Trabalho apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como requisito para obtenção do grau Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: __/__/____

Banca examinadora

Prof. Dr. Marcel Ayres de Araújo, UFRPE

Orientador

Prof. Me. Rodrigo de Paiva Cirilo, UFRPE

Examinador

Prof. Me. Vinícius de Cillo Moro, UFMT

Examinador

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus por sempre ter olhado com muito amor para a minha família e nos abençoar com oportunidades muito maiores que os nossos sonhos.

Aos meu pai e minha mãe, Marcos e Rozimeire, que são meus maiores pilares e exemplos no mundo. Obrigada por acreditarem em mim e não medirem esforços para que eu conseguisse chegar aqui. Este é o fruto do trabalho que fizeram por mim, não existem palavras que possam mensurar o tamanho da gratidão que tenho por sempre me incentivarem a ir além.

À minha irmã, Maria Eduarda, que é a minha grande companhia de vida. Sem você, nossa família não seria a mesma, já que és o grande elo que nos une. Obrigada por todo incentivo e por sempre estar ao meu lado.

Ao meu esposo, Edivaldo, com quem divido a vida há dez anos. Por ser meu melhor amigo. Por ser o amor da minha vida. Por ser meu *sidekick*. Te amo infinitamente. Foi você com quem dividi a minha ansiedade durante a graduação, obrigada por sempre me entender, me acolher, me acalmar e me dizer que era possível.

Aos amigos que fiz durante a graduação, em especial Maria Gabriela, com quem dividi muitas atividades e experimentos em dupla, além dos inúmeros áudios rindo e chorando ao mesmo tempo enquanto estudávamos de madrugada (*Here we are now, entertain us*). Obrigada por ser minha grande companheira durante o curso, ter você na estrada fez toda a diferença.

Aos professores da Universidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho, por terem acreditado neste projeto junto aos alunos e construírem conosco essa universidade. Obrigada por todo o conhecimento e experiências compartilhadas. Agradeço em especial ao Professor Marcel Araújo, meu orientador, pela paciência, empenho e grande ajuda para que este trabalho fosse concluído.

Last but not least, agradeço a mim, que apesar de ter sentido na pele a sensação de falhar e me sentir incapaz após três períodos da graduação, fui capaz de transformar o meu fracasso em sucesso com o apoio de todas as pessoas ao meu redor. Tenho certeza de que a Camyla de 2016 tem orgulho da Camyla que está terminando este curso hoje.

To the stars who listen and the dreams that are answered

Sarah J Maas

RESUMO

A matriz elétrica brasileira é composta em sua maior parte por fontes de energia renováveis, no entanto, mesmo com o crescimento da geração eólica e solar, ainda é extremamente dependente de hidrelétricas para o abastecimento de energia elétrica do país. Os grandes consumidores de eletricidade, especialmente as indústrias, têm potencial para contribuir para a expansão da geração de energia, tendo em vista a possibilidade de diminuir seu custo com as distribuidoras. Neste contexto, para o presente trabalho foram coletadas informações referentes ao consumo de energia elétrica em uma indústria no município de Ipojuca para desenvolvimento de um projeto de geração solar fotovoltaica *on-grid*. Foram estudados os diversos componentes de um projeto dessa natureza, bem como o dimensionamento e orçamento com uma empresa deste segmento específico. A partir do dimensionamento do projeto foi realizada simulação em *software* na região escolhida, e, somado ao orçamento, obtiveram-se os principais indicadores de viabilidade técnica e financeira para a instalação na indústria em análise. Dessa forma, o estudo realizado demonstra a possibilidade de existência de indústria com geração parcialmente autônoma sem grandes riscos financeiros e que contribuem para a expansão da matriz elétrica brasileira por com uso de fonte renovável.

Palavras-chave: geração solar fotovoltaica *on-grid*; viabilidade técnica; viabilidade financeira.

ABSTRACT

The Brazilian electric matrix is mostly composed of renewable energy sources, however, even with the growth of wind and solar generation, it is still extremely dependent on hydroelectric plants for the supply of electricity in the country. Large electricity consumers, especially industries, have the potential to contribute to the expansion of power generation, in view of the possibility of reducing their cost with the distributors. In this context, for the present work information was collected regarding the consumption of electricity in an industry in the city of Ipojuca for the development of an on-grid solar photovoltaic generation project. The various components of a project of this nature were studied, as well as the sizing and budgeting with a company of this specific segment. From the project sizing, a software simulation was performed in the chosen region, and added to the budget, the main indicators of technical and financial viability were obtained for the installation in the industry under analysis. Thus, the study shows the possibility of the existence of an industry with partially autonomous generation without major financial risks and that contributes to the expansion of the Brazilian electric matrix by using a renewable source.

Keywords: on-grid solar photovoltaic generation; technical feasibility; financial viability.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Total diário da irradiação global horizontal.	17
Figura 2. Variação da duração do dia em função das estações do ano.	18
Figura 3. Esquemático básico de um sistema fotovoltaico <i>off-grid</i>	19
Figura 4. Esquemático básico de um sistema fotovoltaico <i>on-grid</i>	19
Figura 5. Curva característica de I-V e curva de potência P-V.	22
Figura 6. Modulação por largura de pulso (PMW).	24
Figura 7. Curvas P-V para vários níveis de irradiância.	26
Figura 8. Curvas P-V para vários níveis de temperatura.	26
Figura 9. Organização geral de uma <i>string box</i>	28
Figura 10. Exemplo de estrutura de suporte básica para módulos fotovoltaicos.	29
Figura 11. Apresentação de dados de irradiação no plano inclinado.	31
Figura 12. Energia solar captada ao longo do ano com diferentes inclinações.	32
Figura 13. Orientação azimutal para o norte geográfico.	33
Figura 14. Esquema de módulos conectados em paralelo.	37
Figura 15. Esquema de módulos conectados em série.	38
Figura 16. Local de instalação do projeto fotovoltaico.	39
Figura 17. Consumo de energia elétrica da indústria em estudo.	41
Figura 18. Irradiação no plano inclinado ao longo do ano em Ipojuca.	43
Figura 19. Resultado da configuração do inversor no <i>PVSyst</i> ®.	51
Figura 20. Perspectiva de instalação dos módulos no prédio A ₁ para simulação do sombreamento.	52
Figura 21. Produção simulada diária para o projeto em estudo.	53
Figura 22. Diagrama de perdas do sistema simulado.	55
Figura 23. Fluxo de caixa do projeto ao longo de 25 anos.	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Comparação da eficiência de tecnologias de células fotovoltaicas.	23
Tabela 2. Comparação de características de inversores para conexão à rede com e sem transformador.....	25
Tabela 3. Escolha de ângulo de inclinação do módulo.	33
Tabela 4. Consumo de energia elétrica utilizado no dimensionamento do projeto.	44
Tabela 5. Dados do módulo fotovoltaico HiKu7 Mono PERC 615MS.....	45
Tabela 6. Dados do inversor SG250HX.....	47
Tabela 7. Configuração geral do inversor.	48
Tabela 8. Perdas típicas associadas ao sistema fotovoltaico (lado CC).....	49
Tabela 9. Orçamento de implementação do projeto.	56
Tabela 10. Detalhamento de fluxo de caixa.	60

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
CRESESB	Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio Brito
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
NBR	Norma Brasileira
PERS	Programa de Energia Renovável Social
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SPDA	Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas
SPPM	Seguimento do Ponto de Potência Máxima
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	12
1.1 OBJETIVOS	14
1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	15
2 GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	16
2.1 FONTE DE ENERGIA: O SOL	16
2.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (<i>ON-GRID</i>).....	18
2.3 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA	20
2.4 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO SOLAR <i>ON-GRID</i>	21
2.4.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	21
2.4.2 INVERSOR	23
2.4.3 SEGUIMENTO DO PONTO MÁXIMO DE POTÊNCIA	25
2.4.4 CAIXA DE CONEXÕES	27
2.4.5 ESTRUTURA DE SUPORTE.....	28
2.4.6 ELEMENTOS DE PROTEÇÃO ELÉTRICA	29
3 DIMENSIONAMENTO USINA FOTOVOLTAICA <i>ON-GRID</i>.....	31
3.1 ANÁLISE DA FONTE SOLAR.....	31
3.2 ANÁLISE DE CONSUMO	33
3.3 QUANTIDADE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	34
3.4 ANÁLISE DO INVERSOR	35
3.5 NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS CONECTADOS AO INVERSOR.....	36
3.7 ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	37
3.7.1 MÓDULOS CONECTADOS EM PARALELO (<i>STRINGS</i>).....	37
3.7.2 MÓDULOS CONECTADOS EM SÉRIE POR <i>STRING</i>	38
4 ESTUDO DE CASO: IMPLEMENTAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA EM INDÚSTRIA.....	39
4.1 LOCAL DE INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO.....	39

4.2 CARACTERÍSTICAS DE CONSUMO DE ENERGIA E IRRADIAÇÃO SOLAR	40
4.3 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS	44
4.4 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR.....	46
4.6 SIMULAÇÃO DO PROJETO.....	49
4.7 ANÁLISE DE CUSTO	55
4.7.1 ORÇAMENTO	56
4.7.2 CUSTO DE MANUTENÇÃO.....	56
4.7.3 FLUXO DE CAIXA E <i>PAYBACK</i>	57
6 CONCLUSÃO.....	62
REFERÊNCIAS.....	63
ANEXO A – <i>Datasheet</i> painel solar	66
ANEXO B – <i>Datasheet</i> inversor solar.....	68

1 INTRODUÇÃO

A produção de eletricidade no Brasil foi iniciada ao fim do século XIX por meio da iniciativa de empresas privadas nacionais em conjunto com empresas municipais de pequenas localidades que se destacavam nacionalmente. O marco de consolidação da eletricidade no Brasil aconteceu entre as duas últimas décadas do século XIX e o final da década de 1930, quando o desenvolvimento da economia cafeeira no estado de São Paulo desencadeou uma série de necessidades, como: ferrovias, expansão urbana, atividades de comércio e serviços, além de impulsionar o início das atividades industriais na região. Os marcos históricos do Brasil possibilitam a observação de que os períodos de desenvolvimento e crise no país são acompanhados de perto pela ascensão ou declínio, respectivamente, no setor elétrico brasileiro. (LORENZO, 2002).

Conforme publicado no Balanço Energético Nacional (BEN) pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), tendo como ano base 2021, 56,8% da oferta interna de energia foi proveniente de fontes hidráulicas. Para as demais fontes renováveis, foram ofertados 10,6% procedente da geração eólica e 2,47% da geração solar. A geração termelétrica somou 30,1% do total ofertado no mesmo ano, dos quais a biomassa representou 8,2%, seguido do gás natural (12,8%), do carvão (3,9%), da nuclear (2,2%) e dos derivados de petróleo (3,0%) (EPE, 2022).

Além disso, o BEN também apresenta a participação setorial no consumo brasileiro de eletricidade, em que o maior consumidor de energia é o setor industrial com 37,4% em relação ao total, com um crescimento de 7,54% em relação ao ano de 2020, seguido do setor residencial com 26,4%, comercial com 15,7%, público com 7,5%, e demais setores que juntos totalizam 13,1% (EPE, 2022).

Neste contexto, visando a diversificação da matriz elétrica brasileira e a ampliação da geração de energia a partir de fontes renováveis, tem sido realizadas ações para o incentivo à mini e microgeração distribuída por meio da Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A resolução determina como microgeração unidades com potência instalada inferior a 75 kW e minigeração as unidades com potência instalada superior a 75 kW e inferior a 5 MW para fontes renováveis de energia, exceto hidrelétrica. Além disso, a norma estabelece o sistema de compensação de créditos, que permite que a energia gerada seja entregue às distribuidoras locais por meio de

empréstimo para que, posteriormente, seja compensada por meio do consumo de energia elétrica (ANEEL, 2015). Dessa maneira, os consumidores que optam pela geração própria de energia são beneficiados com a redução da sua fatura e, conseqüentemente, a obtenção do retorno financeiro do investimento realizado para instalação de projetos de geração que se enquadrem na Resolução Normativa nº 687.

Em função da resolução supracitada e do barateamento de componentes necessários para montagem de sistemas de geração fotovoltaica, foi possível observar um crescimento exponencial de unidades desta natureza. No ano de 2012, o Brasil possuía 7 MW de potência fotovoltaica instalada, no entanto, em julho de 2022, esse número passou a ser 17.468 MW de potência instalada, dos quais 69% correspondem a modalidade de geração distribuída. Analisando a participação por classe de consumo da geração distribuída por fonte solar fotovoltaica, observa-se que o setor residencial é responsável por 47,3% dos 12.007,9 MW instalados, seguido do setor comercial e de serviços (30,8%), rural (13,6%), industrial (7,0%) e outros (1,3%) (ABSOLAR, 2023).

É importante acrescentar que a partir 2023 passam a valer as regras estabelecidas pela lei 14.300: o marco legal da micro e minigeração distribuída. Nesta, são regulamentadas as modalidades de geração: o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). De forma geral, a nova lei institui a cobrança dos custos de distribuição por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para os produtores da própria energia, porém mantém a compensação de créditos (ANEEL, 2023). Para este estudo, considera-se o normativo em vigência no período em que foi desenvolvido, a REN 687/2015.

Destaca-se que a crise hidrológica ocorrida em 2021, devido à baixa quantidade de chuva entre setembro de 2020 e abril de 2021, especificamente nas bacias das regiões Sudeste e Centro-Oeste, causaram o aumento no custo de geração, mesmo com ações de mitigação dos efeitos da crise (CNI, 2023). Tal fato acarretou o aumento do custo da energia elétrica para os consumidores de forma geral impactando no aumento de outros produtos e serviços para toda sociedade, uma vez que a energia elétrica é item básico para a indústria nacional. Conseqüentemente, houve uma redução da competitividade da indústria brasileira no mercado, uma vez que seus produtos também sofreram aumento junto com os custos produtivos como forma de compensação.

Nesta conjuntura, tem ganho cada vez mais relevância estudos sobre a implementação de geração fotovoltaica em unidades industriais, como o apresentado por Araújo (2016), no

qual é realizado o dimensionamento de um sistema para atendimento de uma fábrica de polpas de frutas localizada no estado do Ceará, utilizando o espaço disponível na empresa, com o qual foi possível atender à 49,62% da demanda da unidade fabril com um *payback* de aproximadamente 9 anos.

Além deste, Alves (2016), desenvolveu um sistema de minigeração para atender a uma pequena parcela do consumo de energia de uma fábrica localizada na cidade São Carlos, como o início de um projeto de sustentabilidade na empresa. Para isso, o projeto atende a uma demanda de 34.269 kWh com um investimento de R\$ 1.445.502,57 e *payback* em 8,72 anos.

Já Camargo (2017) propôs um sistema para atendimento completo da demanda de um departamento de uma universidade, com o qual seria possível obter em cerca de 6 anos o retorno do investimento inicial. O grande diferencial do projeto apresentado pelo autor é a estrutura utilizada que permite a instalação de painéis como cobertura para carros no estacionamento da faculdade.

Por conseguinte, o principal motivo para indústrias, ou qualquer outro estabelecimento com demanda de médio à grande porte, aderirem ao uso de sistemas fotovoltaicos é a redução do custo de energia elétrica. Isso se torna possível com os normativos em vigência, que trazem benefícios que contribuem com o aumento da competitividade da empresa, pois mesmo sem eliminar completamente o valor mensal gasto, qualquer redução significativa do custo com energia elétrica ligado às concessionárias locais implica em um custo operacional mais baixo para o empreendimento.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo geral desse trabalho é discutir dos pontos de vista técnico e financeiro a implementação de um sistema de geração fotovoltaica *on-grid* para atendimento da demanda de energia elétrica de uma unidade industrial. Para isto, serão apresentados os principais elementos de projeto do sistema fotovoltaico *on-grid*, bem como o desenvolvimento de um projeto como estudo de caso, para o qual será utilizada simulação computacional para fins de análise da sua viabilidade técnica. Além disso, para a discussão de viabilidade financeira do projeto será realizado orçamento com empresa do ramo, considerando materiais e mão de obra para implementação do sistema fotovoltaico, e a partir destes dados serão analisados alguns indicadores financeiros do projeto em questão.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

A fim de alcançar os objetivos propostos o presente trabalho foi organizado em quatro capítulos, sendo que no capítulo 2 são introduzidos conceitos básicos de sistemas fotovoltaicos junto ao normativo em vigência no Brasil que garantem seu funcionamento em modelo de geração distribuída. No capítulo 3 é apresentada a fundamentação para o dimensionamento dos principais componentes de um sistema de geração solar fotovoltaica, assim como conceitos essenciais sobre a instalação deles. No capítulo 4 é apresentado o estudo de caso do projeto de sistema de geração fotovoltaica solar para uma indústria localizada em Ipojuca, junto aos resultados das simulações do mesmo e à análise econômica que permite a discussão da sua viabilidade financeira.

2 GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Neste capítulo serão introduzidos conceitos básicos do sistema de geração fotovoltaica solar: fonte de energia; as principais configurações do sistema fotovoltaico; e as normas para integração do sistema de geração ao sistema de transmissão e distribuição no Brasil.

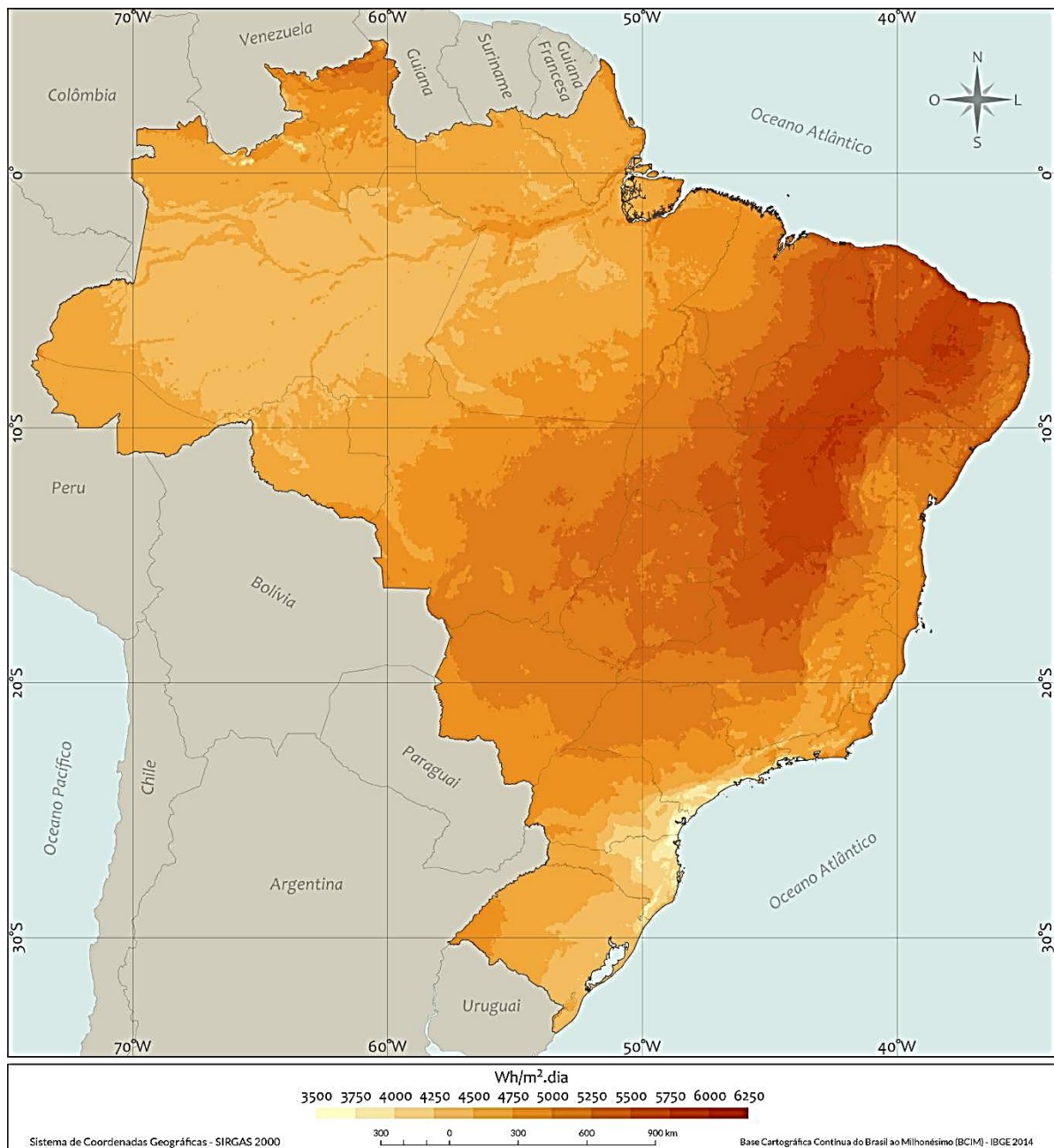
2.1 FONTE DE ENERGIA: O SOL

A utilização do sol como fonte de energia é uma das alternativas mais promissoras da atualidade, uma vez que a energia fornecida pelo sol é considerada inesgotável ao compararmos com a escala de tempo de vida no planeta Terra. A taxa de energia emitida pelo sol é aproximadamente constante com uma ordem de potência de $3,86 \cdot 10^{26}$ W (INPE, 2017). Todavia, a disponibilidade desta fonte de energia é completamente conectada às condições de tempo e clima das regiões, pois todos os processos que atenuam a radiação solar dentro da atmosfera são afetados por condições meteorológicas como nebulosidade e concentração de gases aerossóis.

Por meio de estudo realizado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), o valor médio de irradiação solar horizontal no Brasil varia entre 3.5 kWh/m²·dia e 6.25 kWh/m²·dia (INPE, 2017), conforme apresentado na Figura 1. É possível observar uma irradiação mais alta concentrada na região nordeste, especialmente na região semiárida, que possui baixos índices pluviométricos combinada a uma baixa cobertura de nuvens na maior parte do ano.

De acordo com Araújo (2016), o movimento de rotação e translação da terra, bem como a trajetória da terra ao redor do sol e sua inclinação entre o eixo de rotação e o plano perpendicular ao plano elíptico, tem consequências diretas sobre parâmetros como duração do dia e estações do ano, como é possível observar na Figura 2. O solstício ocorre duas vezes ao ano, determinando as estações verão, em que os dias são mais longos, e inverno, em que os dias são mais curtos, com base na inclinação da terra em relação ao sol. Os equinócios também ocorrem duas vezes ao ano e marcam as estações primavera e outono, todavia, são marcados pelo alinhamento do sol exatamente acima da linha do equador da terra, e, como consequência, os dias e noites têm aproximadamente a mesma duração.

Figura 1. Total diário da irradiação global horizontal.



Fonte: INPE (2017).

Figura 2. Variação da duração do dia em função das estações do ano.



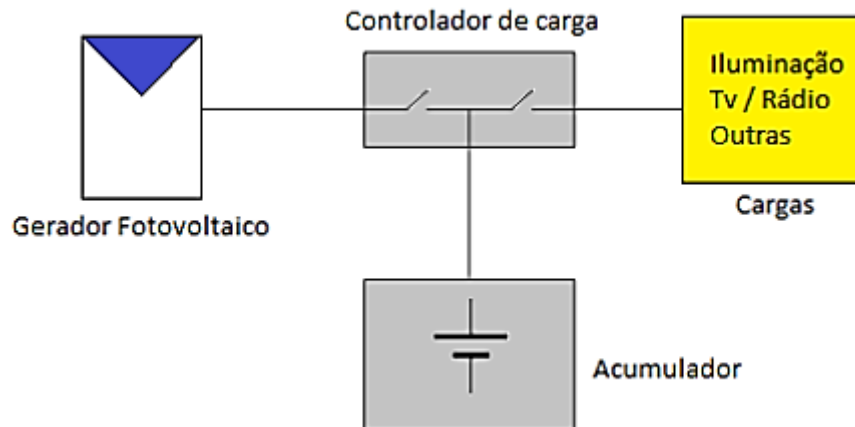
Fonte: INPE (2017).

2.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (*ON-GRID*)

Os sistemas de geração fotovoltaica podem ser classificados em sistemas conectados (*on-grid*), em que há conexão com a rede elétrica local; sistemas isolados (*off-grid*), que são isolados da rede elétrica local e possuem acumuladores (baterias) que suprem a demanda de energia na unidade consumidora em caso de falhas no sistema de geração ou falta da fonte de energia; ou híbridos, que utilizam de característica dos sistemas *on-grid* e *off-grid* de forma combinada (PINHO E GALDINHO, 2014).

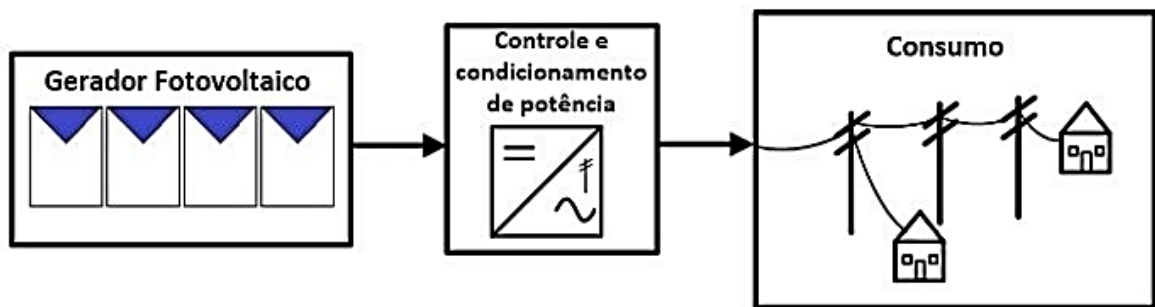
De acordo com Pinho e Galdino (2014), os componentes básicos comuns aos principais tipos de sistemas são: geradores fotovoltaicos, responsáveis pela captação da energia solar e transformação em energia elétrica; unidade de condicionamento de potência, que adequa o tipo de energia à necessária na unidade consumidora; e a carga, que é base de todo o dimensionamento do sistema. A grande diferença entre os sistemas *off-grid* e *on-grid* se encontra no uso de acumuladores ou conexão à rede conforme apresentado na Figura 3 e Figura 4, respectivamente.

Figura 3. Esquemático básico de um sistema fotovoltaico *off-grid*.



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Figura 4. Esquemático básico de um sistema fotovoltaico *on-grid*.



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Os sistemas *off-grid* além de exigirem o uso de armazenamento para que seja possível o uso de energia elétrica nos períodos em que não há geração fotovoltaica, devem ter o número de painéis corretamente dimensionado para atender toda a carga instalada considerando um fator de segurança e a variação de irradiação solar média ao longo de um ano. Dessa forma, este sistema possui um alto custo de instalação e manutenção, e para uma indústria que depende de abastecimento contínuo e confiável durante 24 horas, é oneroso especialmente pelo custo e falta de cobertura da rede local em caso de falha no sistema de geração próprio.

Os sistemas conectados à rede alimentam diretamente a carga com a energia gerada ou injetam ao sistema de distribuição local para consumo em outras unidades consumidoras, dispensando o uso de acumuladores de energia. Para isso, o sistema utiliza de um medidor bidirecional na conexão entre a unidade de condicionamento de potência e a rede de distribuição. Sendo assim, ao ter uma produção maior que o consumo a unidade geradora cria

créditos e em momentos de baixa ou nenhuma produtividade pode consumi-los, pagando à concessionária local apenas as taxas de uso da rede e o possível consumo excedente. Isso se torna possível e vantajoso devido a mecanismos legais regulatórios criados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que serão detalhados na próxima seção.

2.3 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

O sistema de compensação de energia elétrica foi viabilizado pela ANEEL no ano de 2012 por meio da Resolução Normativa (REN) 482/2012, atualizada pela REN 867/2015, e é definido como “a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses” (ANEEL, 2015).

Os normativos classificam as usinas fotovoltaicas que aderem ao sistema como:

- a. microgeração distribuída: sistemas com potência instalada menor ou igual a 75 kW (ANEEL, 2015);
- b. minigeração distribuída: sistemas com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual 5 MW (ANEEL, 2015).

Para que o cliente pague apenas o valor mínimo, referente ao custo de disponibilidade definido pela REN 482/2012, o sistema de geração fotovoltaico conectado à rede precisa ser projetado considerando o consumo de energia diurno somado ao consumo de energia noturno da unidade consumidora. Assim, durante o período em que há luz solar será entregue energia excedente à rede, contabilizada como créditos, e durante o período em que não há geração os créditos podem ser consumidos. De acordo com a REN 482/2012, para consumidores do Grupo A, o custo de disponibilidade (CD) aplicável é o valor referente à demanda contratada, conforme a (1, em que TUSD é a tarifa de uso do sistema de distribuição aplicada à demanda.

$$CD = \text{Demanda contratada (kWh)} * TUSDd \text{ (R\$/kWh)} \quad (1)$$

2.4 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO SOLAR *ON-GRID*

Nesta seção, serão apresentados e detalhados os principais componentes que fazem parte de um sistema fotovoltaico solar *on-grid*. São feitas considerações sobre os aspectos mais relevantes para a compreensão do funcionamento, questões referentes à proteção na rede, aplicação componentes essenciais para o sistema, e como esses itens influenciam na redução do consumo elétrico, além de apresentar situações relativas à instalação destes equipamentos.

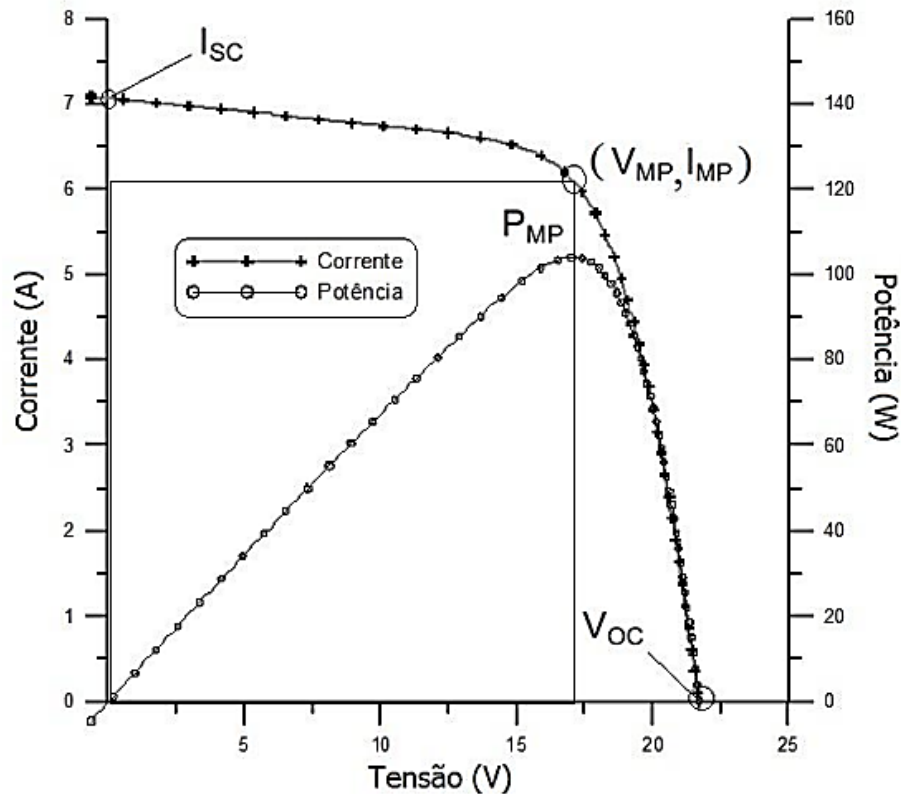
2.4.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O módulo fotovoltaico é composto basicamente por células fotovoltaicas que individualmente possuem tensão muito baixa, entre 0,5 V a 0,8 V se feitas de silício (PINHO E GALDINO, 2014), porém ao serem conectadas em série e paralelo permitem a obtenção de tensão em quantidade suficiente para a aplicação na geração de energia.

As principais características apresentadas em *datasheets* de fornecedores de módulos fotovoltaicos são obtidas em condições padrão de ensaio (STC, *standard test conditions*), que considera uma irradiância solar de 1.000 W/m² e temperatura da célula de 25 °C, e permite a obtenção do valor de tensão de circuito aberto (V_{OC}) e corrente de curto-circuito (I_{SC}). Porém, isoladamente, os dados obtidos são pouco relevantes para o funcionamento real de um módulo. Dessa forma, o melhor método para determinar as características elétricas dos módulos fotovoltaicos é a curva característica I-V (corrente – tensão), apresentada na Figura 5, junto a curva P-V (potência – tensão).

Os pontos da curva I-V representam o produto entre a corrente e tensão, ou seja, a potência gerada sob determinada condição de operação. Já a curva P-V relaciona a potência em função da tensão, identificando o ponto com o máximo valor de potência (P_{MP}), que corresponde ao produto da tensão máxima (V_{MP}) e corrente máxima (I_{MP}).

Figura 5. Curva característica de I-V e curva de potência P-V.



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Comercialmente são utilizadas diversas tecnologias na fabricação de módulos, sendo as mais comuns encontradas no mercado as derivadas de silício: monocristalino; policristalino; e filme fino de silício amorfo, ou silício microcristalino, ou células híbridas, ou células de telureto de cádmio (CdTe) e CIGS (cobre-índio-gálio-selênio) combinadas (VILLALVA; GAZOLI, 2012). As tecnologias podem ser analisadas com base em seu custo-benefício, uma vez que módulos de custo mais reduzido apresentam menor eficiência de geração, conseqüentemente um número maior de módulos e área de instalação serão necessários para atingir a produção de energia desejada. A Tabela 1 compara algumas das tecnologias fotovoltaicas existentes, sendo as três mais eficientes em células e módulos comerciais, respectivamente: célula solar híbrida; silício monocristalino e silício policristalino.

Tabela 1. Comparação da eficiência de tecnologias de células fotovoltaicas.

Material da célula fotovoltaica	Eficiência da célula em laboratório	Eficiência da célula comercial	Eficiência dos módulos comerciais
Silício monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício policristalino	19,8%	15%	13%
Silício cristalino de filme fino	19,2%	9,5%	7,9%
Silício amorfo	13%	10,5%	7,5%
Silício micromorfo	12%	10,7%	9,1%
Célula solar híbrida	20,1%	17,3%	15,2%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
Telureto de cádmio	16,4%	10%	9%

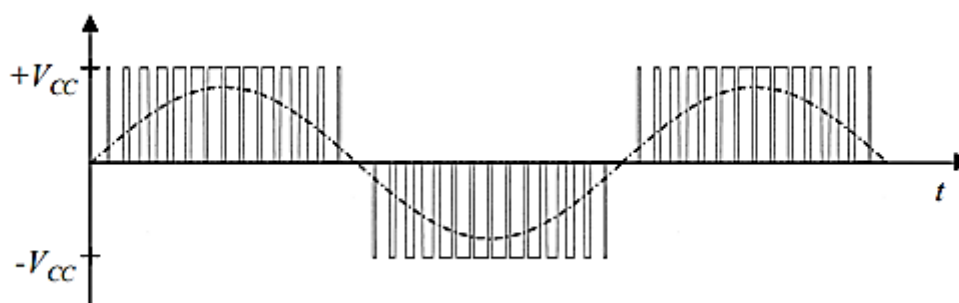
Fonte: Villalva; Gazoli, (2012).

2.4.2 INVERSOR

O inversor é o dispositivo eletrônico responsável pela conversão de energia de corrente contínua (c.c.), gerada pelos painéis fotovoltaicos, para corrente alternada (c.a.), que será injetada na rede ou consumida pela carga e é considerado o elemento mais importante de um sistema, já que a confiabilidade e desempenho do sistema dependem do dimensionamento correto desse componente. Os principais parâmetros que devem ser avaliados em um dimensionamento são: a tensão de circuito aberto (V_{oc}), que acontece com a irradiação mais baixa no local de geração; e a tensão de máxima potência (V_{MP}), que acontece com a irradiação mais alta (ZILLES *et al*, 2012).

De acordo com Pinho e Galdino (2014), para simular uma tensão de saída senoidal equivalente à tensão da rede concessionária conforme a Figura 6, a estratégia de controle mais utilizada em inversores modernos é a modulação por largura de pulso (*pulse width modulation*, PWM), que, de forma genérica, “baseiam-se no chaveamento à uma frequência constante, porém com ciclo de trabalho variando ao longo do semiciclo proporcionalmente ao valor instantâneo de um sinal de referência”.

Figura 6. Modulação por largura de pulso (PMW).



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Os requisitos de proteção mínimos no ponto de conexão à rede da microgeração e minigeração são detalhados no Módulo 3 do Prodist (ANEEL, 2021) em conjunto com a norma da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) NBR 16149:2013. Para atendimento às normas, inversores devem possuir: transformador de acoplamento; proteção anti-ilhamento; entre outros.

Para Pinho e Galdino (2014), o ilhamento é uma situação em que em determinado trecho da rede a demanda de potência é igual à geração fotovoltaica e o sistema que está conectado à rede permanece em funcionamento e alimentando a carga mesmo com a rede desenergizada pela distribuidora, comprometendo a segurança da manutenção da rede. Dessa forma, o dispositivo anti-ilhamento é mandatório, já que este desconecta automaticamente o sistema de geração da rede elétrica de distribuição em caso de falha ou manutenção programada pela distribuidora. O sistema fotovoltaico deve cessar o fornecimento de energia em até 2 segundos após a perda de rede (ilhamento) (ABNT, 2013).

O transformador de acoplamento realiza a interface entre a unidade consumidora e a rede de distribuição (ANEEL, 2021). Para sistemas com potência instalada superior à 75 kW_p (minigeração), a ANEEL exige o uso de transformadores de acoplamento, de forma que se não estiverem incorporados ao inversor deverão ser instalados externamente. A Tabela 2 apresenta a comparação entre inversores para conexão à rede com e sem transformador.

Tabela 2. Comparação de características de inversores para conexão à rede com e sem transformador.

Com transformador	Sem transformador
Maiores perdas, o que pode causar menor eficiência	Menor peso e volume
Menor interferência eletromagnética	Maior eficiência, pois não há estágio de conversão c.c.-c.c.
Circuitos c.c. e c.a. são isolados	Maior interferência eletromagnética
Menores requisitos de proteção	Pode ser necessária a instalação de dispositivos de proteção adicionais

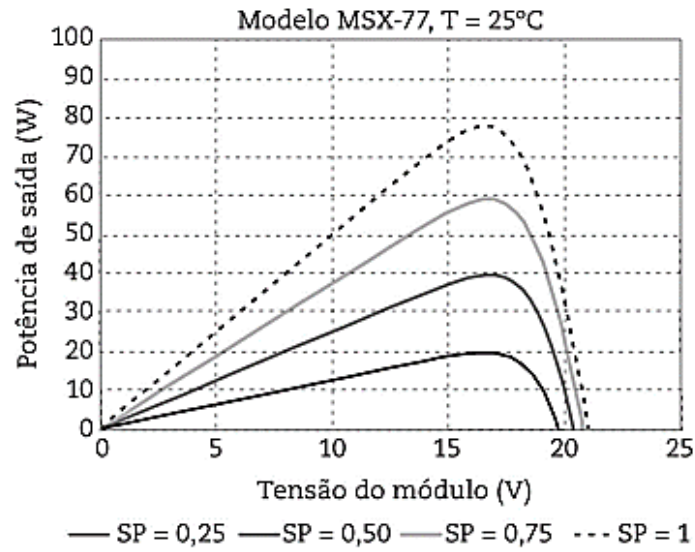
Fonte: Pinho e Galdino (2014)

2.4.3 SEGUIMENTO DO PONTO MÁXIMO DE POTÊNCIA

As características elétricas de geradores fotovoltaicos se comportam conforme a curva P-V apresentada na Figura 5, em que é possível identificar o ponto potência máxima (P_{MP}). Em condições reais de operação, este ponto pode sofrer variação em função de condições externas, como:

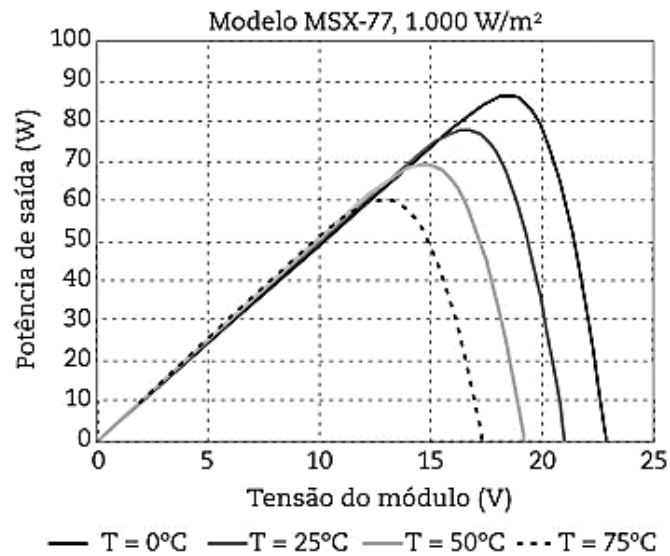
- O efeito do sombreamento de células ou módulos, pois o fluxo de corrente gerada depende da quantidade de fótons capazes de contribuir para o efeito fotovoltaico (ZILLES *et al*, 2012). Consequentemente, ao reduzir a irradiância incidente nos módulos fotovoltaicos, haverá uma redução da potência de saída, conforme Figura 7.
- A temperatura da célula leva à diminuição da tensão de circuito aberto e a um pequeno aumento da corrente de curto-circuito da ordem de 0,02% a 0,07% (ZILLES *et al*, 2012). Porém, por se tratar de um aumento de corrente irrisório, não é observado um aumento da potência gerada, conforme Figura 8, uma vez que o aumento da temperatura também é responsável pela diminuição da potência de saída.

Figura 7. Curvas P-V para vários níveis de irradiância.



Fonte: Zilles *et al* (2012).

Figura 8. Curvas P-V para vários níveis de temperatura.



Fonte: Zilles *et al* (2012).

Dessa forma, é oportuno adicionar um mecanismo de controle eletrônico que observe a atuação continuamente sobre a curva característica I-V das *strings* por meio do inversor ou conversor c.c.-c.c. com o objetivo de manter o gerador operando no ponto de máxima

potência (P_{MP}). Este processo é conhecido como SPPM (seguimento do ponto de potência máxima, *maximum power point tracker* – MPPT em inglês) (PINHO E GALDINO, 2014).

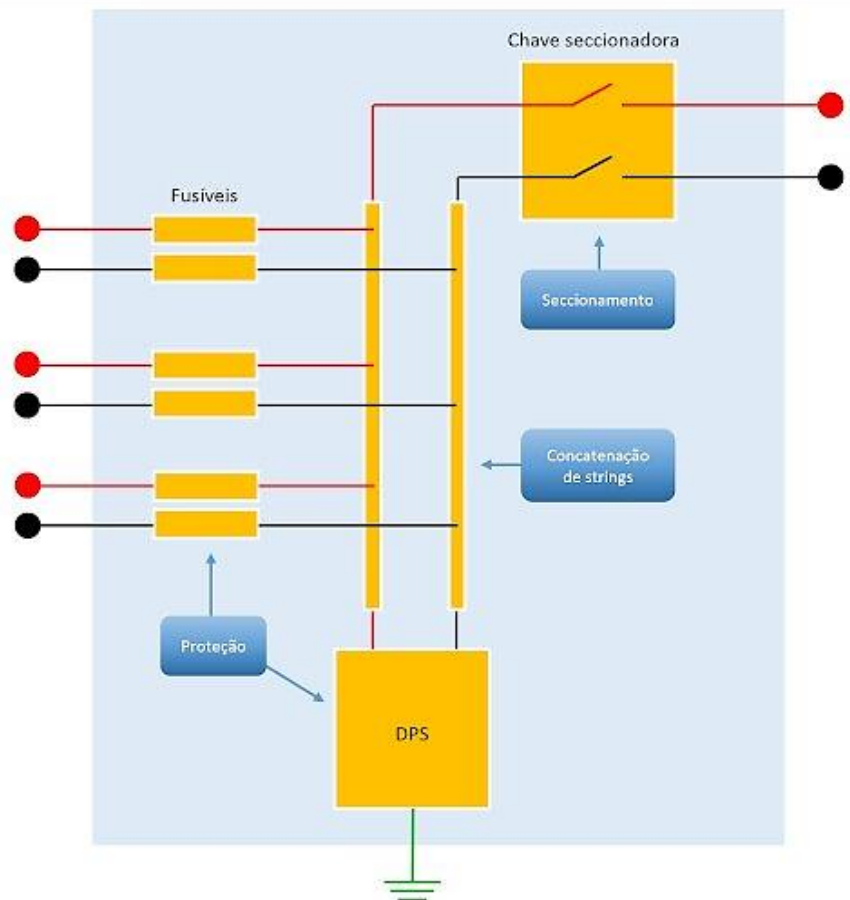
2.4.4 CAIXA DE CONEXÕES

O uso de várias combinações de painéis elétricos de forma descentralizada é defendido por fabricantes de inversores, pois a geração descentralizada, por meio de *strings*, para a conexão à rede elétrica é mais simples. A combinação é realizada na caixa de conexão, comercialmente conhecida como *string box* (ZILLES *et al*, 2012).

A *string box* é o componente do sistema fotovoltaico solar onde são realizadas as associações de módulos, ou seja, a criação de *strings*. Além disso, é responsável pela proteção elétrica dos componentes contra sobretensão e sobrecorrente e permite o seccionamento do circuito (VINTURINI, 2023). A organização geral de uma *string box* é apresentada na Figura 9, sendo seus principais componentes:

- a. Chave seccionadora: dispositivo que realiza conexão e desconexão dos elementos c.c., com o objetivo de isolar o sistema de geração dos demais componentes, evitando dessa forma o risco de choque elétrico para o usuário e o risco de incêndio causado por faíscas no momento de desconexão (VINTURINI, 2023);
- b. Dispositivo de proteção contra sobretensão (DPS): dispositivo que atua mediante a ocorrência de sobretensões no circuito c.c., que podem ser causadas por descargas atmosféricas (VINTURINI, 2023);
- c. Fusível: dispositivo de proteção contra sobrecorrente ou corrente de curto circuito, evitando que correntes muito elevadas não atinjam os demais dispositivos do sistema não dimensionados para suportá-las.

Figura 9. Organização geral de uma *string box*.



Fonte: Canal Solar (2023).

2.4.5 ESTRUTURA DE SUPORTE

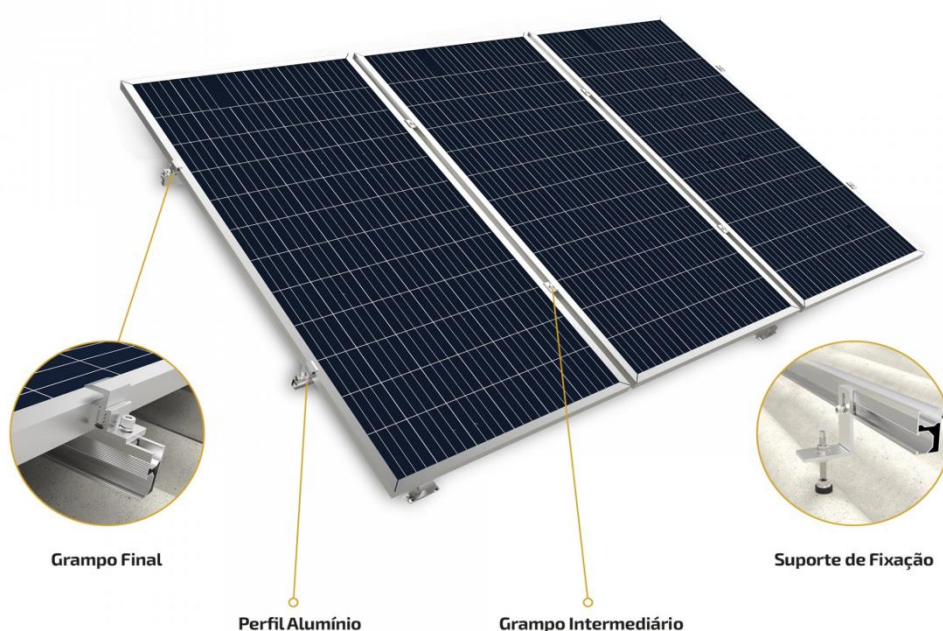
Para Conrado (2021), a instalação dos módulos fotovoltaicos requer o uso de uma estrutura de suporte para garantir a posição e fixação do equipamento, seja a instalação realizada em solo ou em telhado, conforme Figura 10. Para cada local de instalação são apresentadas diferentes soluções: para o caso de telhados, deve ser verificado o tipo de material utilizado na cobertura, já para o solo, deve ser considerada a altura de instalação dos módulos para garantir a correta ventilação dos equipamentos. De modo geral, a estrutura deve ser capaz de suportar o peso dos módulos, além de conectar o aterramento do sistema local às partes metálicas dos módulos e seus principais elementos são:

- a. Trilhos: dispositivo metálico que é disposto sobre telhado ou solo responsável pelo posicionamento dos módulos;
- b. Suporte de fixação: parafuso para fixação dos trilhos ao telhado, cujo modelo deve ser definido pelo tipo de material que o local de instalação dispõe. Vale ressaltar

que este material deve ser dimensionado de forma que os trilhos não sofram esforço acima do admitido para que não ocorram danos físicos aos módulos;

- c. Grampo final: material responsável pela fixação entre a moldura do módulo e o trilho conectado ao sistema de aterramento;
- d. Grampo intermediário: material responsável pela união de módulos próximos pela moldura metálica, garantindo a continuidade do sistema de aterramento para os módulos conectados ao trilho.

Figura 10. Exemplo de estrutura de suporte básica para módulos fotovoltaicos.



Fonte: Serrana Solar (2023).

2.4.6 ELEMENTOS DE PROTEÇÃO ELÉTRICA

De acordo com a ABNT, por meio da NBR 16690 (2019), as instalações de um sistema fotovoltaico devem atender as condições de uma instalação elétrica em baixa tensão, conforme NBR 5410 (2005). Os principais elementos de proteção elétrica que devem existir para sistemas fotovoltaicos são elencados pela NBR 16690 (ABNT, 2019): proteção contra sobrecorrentes; proteção contra tensões transitórias; seccionamento e comando.

2.4.6.1 PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTES

As sobrecorrentes de arranjos fotovoltaicos podem ser causadas por: faltas à terra nos condutores; correntes de curto-circuito em módulos, caixas de conexão e cabeamento (ABNT, 2019). Os requisitos mínimos de proteção contra sobrecorrentes dos arranjos são determinados pela NBR 5410 (ABNT, 2005) do item 5.3.2 ao 5.3.7, que englobam: proteção de acordo com a natureza dos circuitos; natureza dos dispositivos de proteção; proteção contra corrente de sobrecarga; proteção contra corrente de curto-circuito; coordenação entre a proteção contra sobrecargas e a proteção contra curtos-circuitos; e limitação das sobrecorrentes por meio das características da alimentação.

2.4.6.2 PROTEÇÃO CONTRA SOBRETENSÕES TRANSITÓRIAS

As sobretensões transitórias são ocasionadas por sobretensões induzidas por descargas atmosféricas indiretas. A avaliação e dimensionamento de proteção contra descargas atmosféricas deve ser realizada com base na NBR 5419 (ABNT, 2005). Vale ressaltar que em edificações que já possuem sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) instalada, o sistema fotovoltaico pode ser integrado.

2.4.6.3 SECCIONAMENTO E COMANDO

Os meios de manobras devem ser dispostos em sistema de geração fotovoltaico de forma que os arranjos sejam isolados das unidades de conversão de potência, permitindo a realização de atividades de manutenção e inspeção de forma segura (ABNT, 2019). De acordo com a NBR 16690 (ABNT, 2019) os dispositivos devem cumprir os seguintes requisitos:

- a. Atender às NBR IEC 60947-1 (ABNT, 2013) e NBR IEC 60947-3 (ABNT, 2014) e possuir mecanismos com operação manual independente;
- b. Não ser sensível à polaridade, pois as correntes de falta em arranjos podem fluir no sentido oposto de operação normal;
- c. Ser dimensionados para seccionar plena carga e potenciais correntes de falta do arranjo ou outras fontes de energia conectadas;
- d. Interromper todos os condutores energizados simultaneamente.

3 DIMENSIONAMENTO USINA FOTOVOLTAICA *ON-GRID*

O projeto de uma usina fotovoltaica *on-grid* consiste no estudo da disponibilidade do recurso solar; demanda a ser atendida; disponibilidade de área; quantidade, orientação e arranjo dos módulos; dimensionamento de inversores e diversos outros fatores. Nesta seção, serão detalhadas as etapas de dimensionamento dos itens vitais para o funcionamento de uma usina fotovoltaica *on-grid*.

3.1 ANÁLISE DA FONTE SOLAR

A avaliação do índice de irradiação solar na região de estudo com valores próximos da realidade é essencial nos primeiros passos de um projeto de usina fotovoltaica. O Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB) disponibiliza o programa SunData, que permite o cálculo da irradiação solar diária mensal com base nos valores de latitude e longitude do ponto de interesse. O resultado da pesquisa é fornecido no formato da Figura 11 com valores em kWh/m²·dia e referências mínimas e máximas de irradiação mensal no local de estudo, o que permite o dimensionamento para projetos críticos que não admitem falta de energia.

Figura 11. Apresentação de dados de irradiação no plano inclinado.

Estação: Ipojuca
Município: Ipojuca, PE - BRASIL
Latitude: 8,4° S
Longitude: 35,049° O
Distância do ponto de ref. (8,4° S; 35,06° O): 1,2 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,72	5,84	5,90	5,14	4,40	4,11	4,20	4,87	5,40	5,73	5,97	6,01	5,27	1,90
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	8° N	5,46	5,69	5,91	5,30	4,64	4,39	4,46	5,08	5,47	5,63	5,72	5,70	5,29	1,51
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	5° N	5,56	5,75	5,92	5,25	4,56	4,29	4,37	5,01	5,45	5,68	5,83	5,82	5,29	1,62
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	23° N	4,80	5,20	5,68	5,39	4,92	4,75	4,78	5,26	5,38	5,23	5,07	4,93	5,12	,93

Fonte: CRESESB (2022).

Para Pinho e Galdino (2014), a avaliação do recurso solar pode ser feita ignorando os efeitos de variação de irradiância em cada instante, permitindo que seja considerada apenas a totalidade da energia elétrica convertida em intervalos. A grandeza que reflete o número de horas em que a irradiância permanece constante e igual a 1 kW/m² é o número de Horas de Sol Pleno (HSP), calculada pela (2).

$$HSP = \frac{X \frac{kWh}{m^2}}{1 kW/m^2} = X \frac{h}{dia} \quad (2)$$

De acordo com Villava e Gazoli (2012), além de considerar a irradiação média da região de estudo, é necessário avaliar ângulo de instalação dos painéis para maior aproveitamento da irradiação ao longo de um ano, conforme a Figura 12. A maior parte dos sistemas fotovoltaicos possuem ângulo fixo de inclinação, dessa forma é necessário escolher um ângulo de instalação com base na latitude geográfica para obtenção da melhor média de geração de energia ao longo de um ano. Não é indicada a instalação de um módulo com inclinação inferior a 10° para evitar o acúmulo de poeira e outros detritos nos módulos, pois podem bloquear a captação da irradiação solar do equipamento. A Tabela 3 apresenta a convenção adotada pela maior parte dos fabricantes de módulos para instalação dos módulos de acordo com a latitude local.

Figura 12. Energia solar captada ao longo do ano com diferentes inclinações.

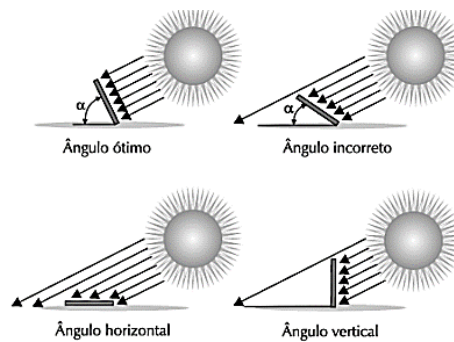
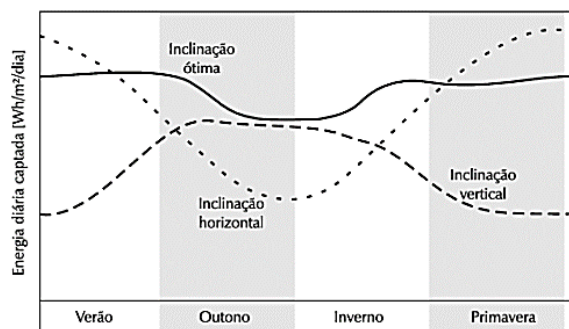


Figura 2.30: Efeito da inclinação do módulo fotovoltaico na captação de energia.



Fonte: Villalva e Gazoli (2012)

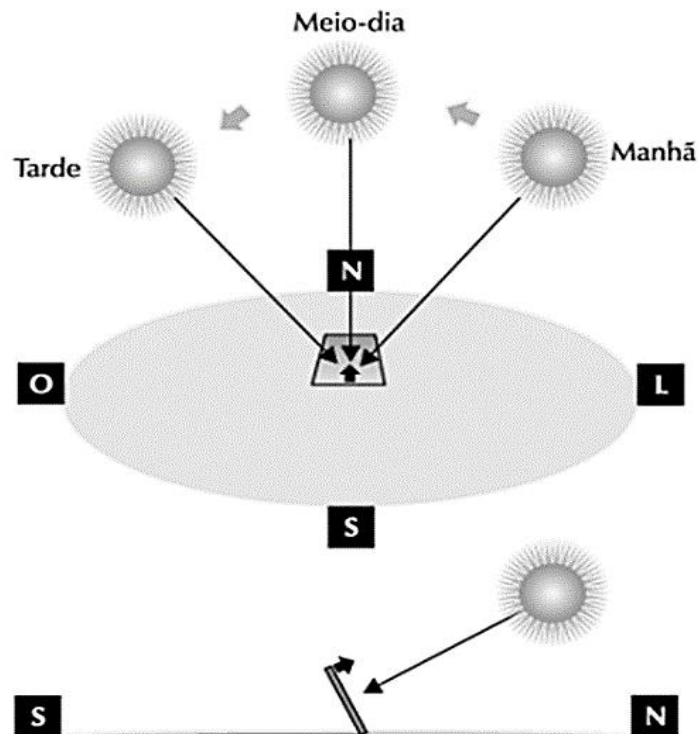
Tabela 3. Escolha de ângulo de inclinação do módulo.

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou superior	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

Fonte: Villalva e Gazoli (2012).

Ainda para os autores, em adição ao ângulo de inclinação, deve ser considerado o posicionamento dos painéis em relação ao azimutal, especialmente se o sistema de rastreamento solar não for cogitado para o projeto, uma vez que pode aumentar o seu custo de implementação. O azimutal é o ângulo de orientação dos raios solares em relação ao norte geográfico e isto permite que durante todo o trajeto do sol ao longo do dia haverá raios solares incidindo sobre os painéis, conforme Figura 13.

Figura 13. Orientação azimutal para o norte geográfico.



Fonte: Villalva e Gazoli (2012)

3.2 ANÁLISE DE CONSUMO

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico solar que gere energia suficiente para compensar toda a demanda da unidade consumidora onde ocorrerá a instalação depende do:

- a. Levantamento de cargas e de tempo de uso de cada equipamento para calcular a energia consumida em watts-hora, que é uma tarefa não muito simples, pois o consumo de um equipamento pode variar de um dia para o outro, ou até mesmo de acordo com a época do ano (VILLALVA; GAZOLI, 2012);
- b. Consumo de energia em watts-hora disponibilizado pela concessionária de energia, a partir do qual podem ser utilizados parâmetros como consumo médio, média móvel e desvio padrão para avaliação do comportamento de consumo de energia elétrica do consumidor ao longo de um ano (CONRADO, 2021).

Para Conrado (2021), o desvio padrão aponta as faixas de variação de consumo do cliente, permitindo um dimensionamento levando em consideração os possíveis picos de consumo. Ainda para o autor, a média móvel permite a análise de tendência de crescimento ou redução de consumo, dessa forma é possível obter informações referentes a possível ampliação do sistema instalado. O uso de valores absolutos para a análise pode levar a um sub ou sobredimensionamento do sistema.

3.3 QUANTIDADE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Com base na análise de consumo do cliente (Wh/dia), a potência de pico do sistema de geração fotovoltaica solar é obtida por meio da (3) (PINHO E GALDINO, 2014).

$$P_{(WP)} = \frac{(E/TD)}{HSP_{MA}} \quad (3)$$

Em que:

- $P_{(WP)}$ é a potência de pico;
- E (Wh/dia) é o consumo diário médio anual da unidade;
- HSP_{MA} é a média anual das Horas de Sol Pleno incidentes no painel;
- TD (adimensional) é a taxa de desempenho.

O desempenho de painéis é medido pela Taxa de Desempenho (TD), que é a relação entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico possível. Esse parâmetro avalia a geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico levando em consideração a

potência real do sistema e todas as perdas envolvidas. Para Pinho e Galdino (2014), sistemas bem ventilados e não sombreados, uma TD entre 70% e 80% pode ser considerada no Brasil.

De acordo com Conrado (2021), para determinar a quantidade de painéis podemos utilizar a (4). Caso o resultado não seja inteiro, deve ser arredondado para o número inteiro seguinte.

$$N^{\circ} \text{ de Painéis} = \frac{P_{(Wp)}}{P_{mod(Wp)}} \quad (4)$$

Em que:

- P_{Wp} a potência de pico nominal calculada de forma teórica para o projeto em Wp ;
- $P_{mod(Wp)}$ é potência nominal dos painéis em Wp .

3.4 ANÁLISE DO INVERSOR

O objetivo do correto dimensionamento é evitar um que o equipamento trabalhe muito tempo em potências abaixo da nominal, muito menos seja sobrecarregado, já que é um equipamento de custo elevado. Os principais pontos que devem ser avaliados são: características elétricas do módulo escolhido; características ambientais do local; garantia do equipamento (PINHO E GALDINO, 2014).

A potência do inversor pode ser igual à potência nominal de geração. No entanto, mesmo que a irradiância local esteja próxima de 1000 W/m², dificilmente da potência do gerador é a nominal, levando a um subdimensionamento do equipamento. Dessa forma, para obter uma melhor relação custo-benefício na escolha do equipamento, pode ser utilizado o Fator de Dimensionamento do Inversor, calculado por meio da (5) (PINHO E GALDINO, 2014).

$$FDI = \frac{P_{nom_{CA}}(W)}{P_{mod}(Wp)} \quad (5)$$

Em que:

- $P_{nom_{CA}}$ é a potência nominal em corrente alternada do inversor;
- P_{mod} é a potência de pico do módulo.

A recomendação dos autores é um FDI com limite inferior na faixa de 0,75 a 0,85 e limite superior de 1,05.

3.5 NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS CONECTADOS AO INVERSOR

Para Araújo (2016), o número máximo de módulos fotovoltaicos conectados ao inversor deve levar em consideração o valor da potência CA admissível pelo equipamento escolhido, uma vez que este não pode ser ultrapassado e este valor pode ser determinado por meio da (6).

$$N^{\circ} \text{ máx mod} = \frac{P_{nomCA}}{P_{mod(Wp)}} \quad (6)$$

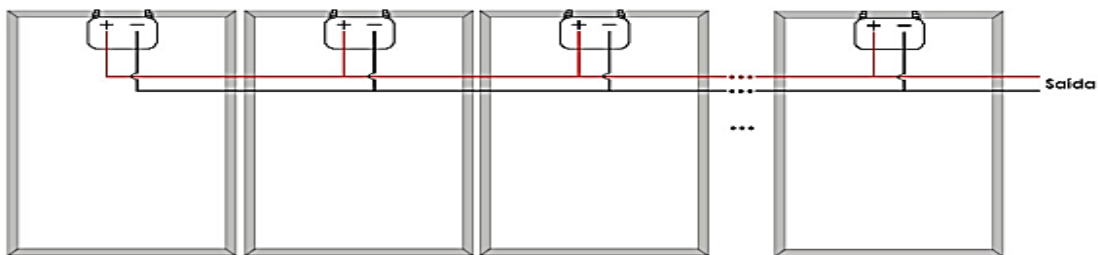
3.7 ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

De acordo com Pinho e Galdino (2014), os módulos podem ser conectados em ligações série e paralelo, a depender da tensão e corrente desejadas para obter a maior potência no sistema. A escolha de associação dos módulos deve levar em consideração as tensões e correntes máximas do inversor escolhido com o objetivo de garantir a segurança do sistema.

3.7.1 MÓDULOS CONECTADOS EM PARALELO (*STRINGS*)

Na conexão de módulos em paralelo, exemplificada na Figura 14, a tensão de saída resultante será correspondente a mesma tensão fornecida individualmente por um módulo. Já a corrente resultante será a soma das correntes dos módulos conectados (ARAÚJO, 2016).

Figura 14. Esquema de módulos conectados em paralelo.



Fonte: Araújo (2016)

Para Pinho e Galdino (2014), o número de módulos conectados em paralelo corresponde a quantidade total de *strings* do sistema, e deve ser limitada de forma que a corrente atenda à faixa de operação do inversor, por meio da (7):

$$N^{\circ} \text{ de módulos em Paralelo} < \frac{I_{inv_max}}{I_{sc_mod}} \quad (7)$$

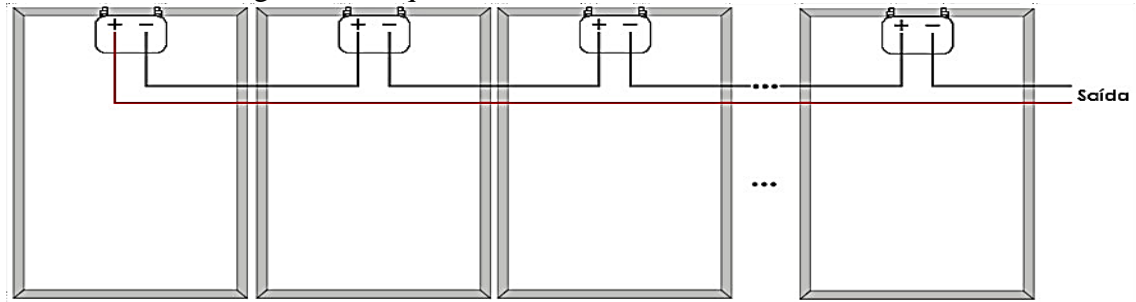
Em que:

- I_{inv_max} é a corrente máxima de entrada do inversor;
- I_{sc_mod} é a corrente de curto-circuito do módulo.

3.7.2 MÓDULOS CONECTADOS EM SÉRIE POR *STRING*

Na conexão de módulos em série, exemplificada na Figura 15, a tensão de saída resultante será correspondente à soma da tensão fornecida por cada um dos módulos. Já a corrente será a mesma fornecida por todos os módulos (ARAÚJO, 2016).

Figura 15. Esquema de módulos conectados em série.



Fonte: Araújo (2016)

Para Pinho e Galdino (2014), o número de módulos conectados em série por *string* deve resultar em tensões que atendam à faixa de operação do inversor, por meio da (8):

$$\frac{V_{mín_inv}}{V_{mp_mod}} < N^{\circ} \text{ de módulos em Série} < \frac{V_{máx_inv}}{V_{oc_mod}} \quad (8)$$

Em que:

- $V_{mín_inv}$ é a mínima tensão de operação do inversor;
- $V_{máx_inv}$ é a máxima tensão de operação do inversor;
- V_{oc_mod} é a tensão de curto-circuito aberto dos módulos, que devem considerar a tensão de operação do equipamento;
- V_{mp_mod} é a tensão em potência máxima do módulo.

4 ESTUDO DE CASO: IMPLEMENTAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA EM INDÚSTRIA

A empresa em estudo fica localizada no município de Ipojuca, Região Metropolitana do Recife, Pernambuco. Atualmente a fábrica funciona 24 horas por dia nos 7 dias da semana para manter a sua demanda produtiva. Para a realização de atividades, são necessários compressores de ar comprimido, sistema de aspiração central e sistema de refrigeração, que geram um elevado consumo de energia elétrica.

4.1 LOCAL DE INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO

A área considerada para instalação dos módulos é a cobertura dos prédios A₁ e A₂, destacados na Figura 16, que compõem. Além disso, por meio do aplicativo Google Earth foi feita a estimativa da área que as coberturas dispõem, sendo esta um total de 21.000 m².

Figura 16. Local de instalação do projeto fotovoltaico.



Fonte: Google Earth (2022).

Para fins de estudo, será considerada a latitude e longitude do município de Ipojuca:

$8^{\circ} 23'56''S, 35^{\circ} 3' 03''50$

Conforme discutido no capítulo anterior, o ângulo de instalação e o sombreamento incidente sobre os módulos são essenciais para o melhorar o aproveitamento da irradiação ao longo do dia. Na Figura 16 pode ser verificado que não há vegetação ou prédios que

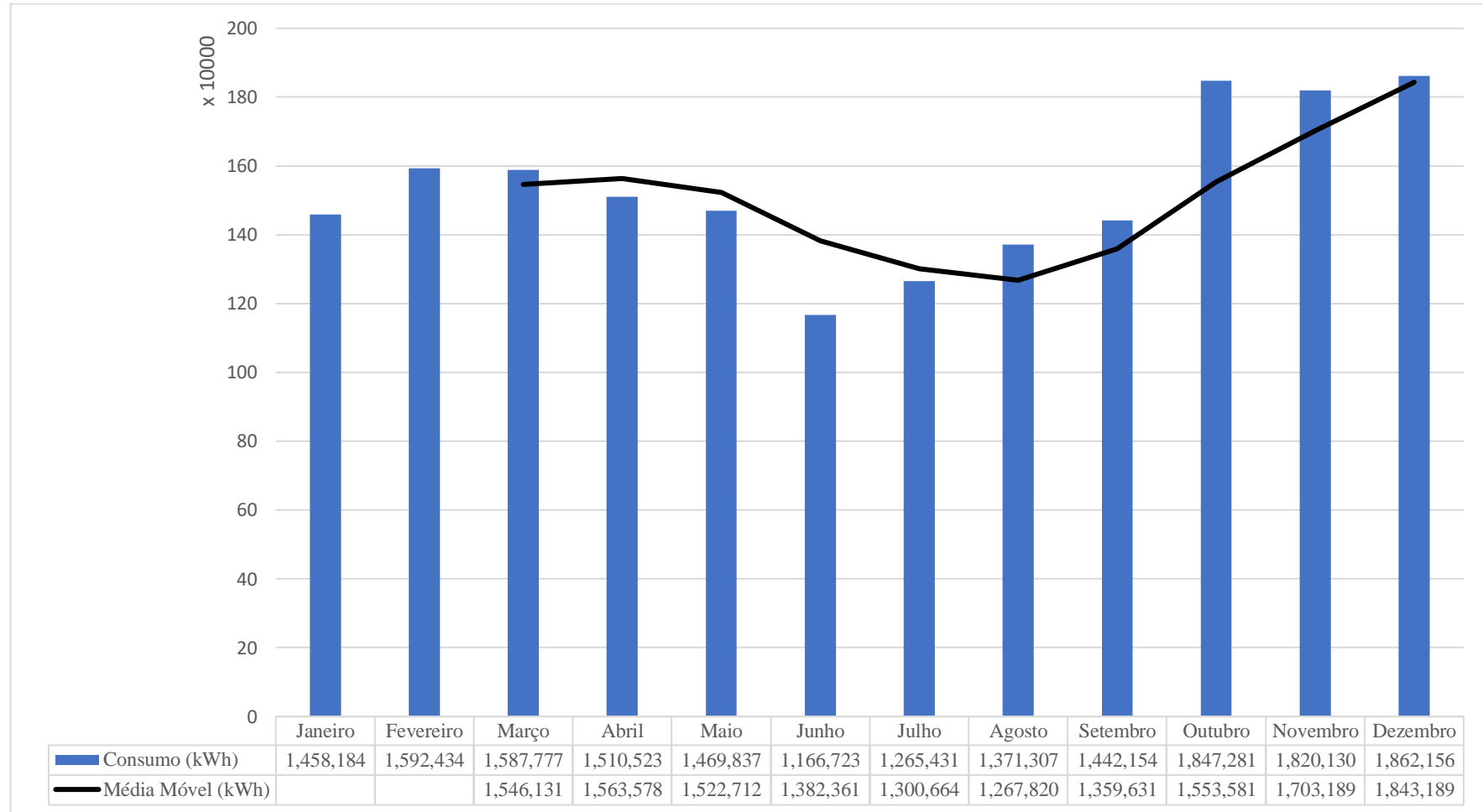
interferem na irradiação sobre a área de instalação em estudo. Além disso, as duas coberturas poderão ser aproveitadas por serem planas e permitirem o posicionamento dos painéis em relação ao norte sem custos adicionais para adaptação de superfície.

4.2 CARACTERÍSTICAS DE CONSUMO DE ENERGIA E IRRADIAÇÃO SOLAR

A unidade fabril sob estudo enquadra-se no grupo de consumo A4 Livre Verde, modalidade que exige um contrato específico com a concessionária em que se acorda a demanda pretendida pelo consumidor independentemente do horário do dia, além de ser caracterizada pelo fornecimento de energia em alta tensão (2,3 kV à 44 kV) a atendimento por meio de fornecimento trifásico (PROCEL, 2023).

O consumo histórico de energia do ano de 2022 é detalhado mês a mês na curva característica de consumo, apresentada na Figura 17, em que as colunas representam o consumo mensal, utilizado para dimensionamento do projeto e a linha representa a média móvel de consumo a cada três meses, o que possibilita a visualização da tendência ao longo do ano em função das estações: verão, de dezembro à março; outono, de março à junho; inverno, de junho à setembro; e primavera, de setembro à dezembro.

Figura 17. Consumo de energia elétrica da indústria em estudo.



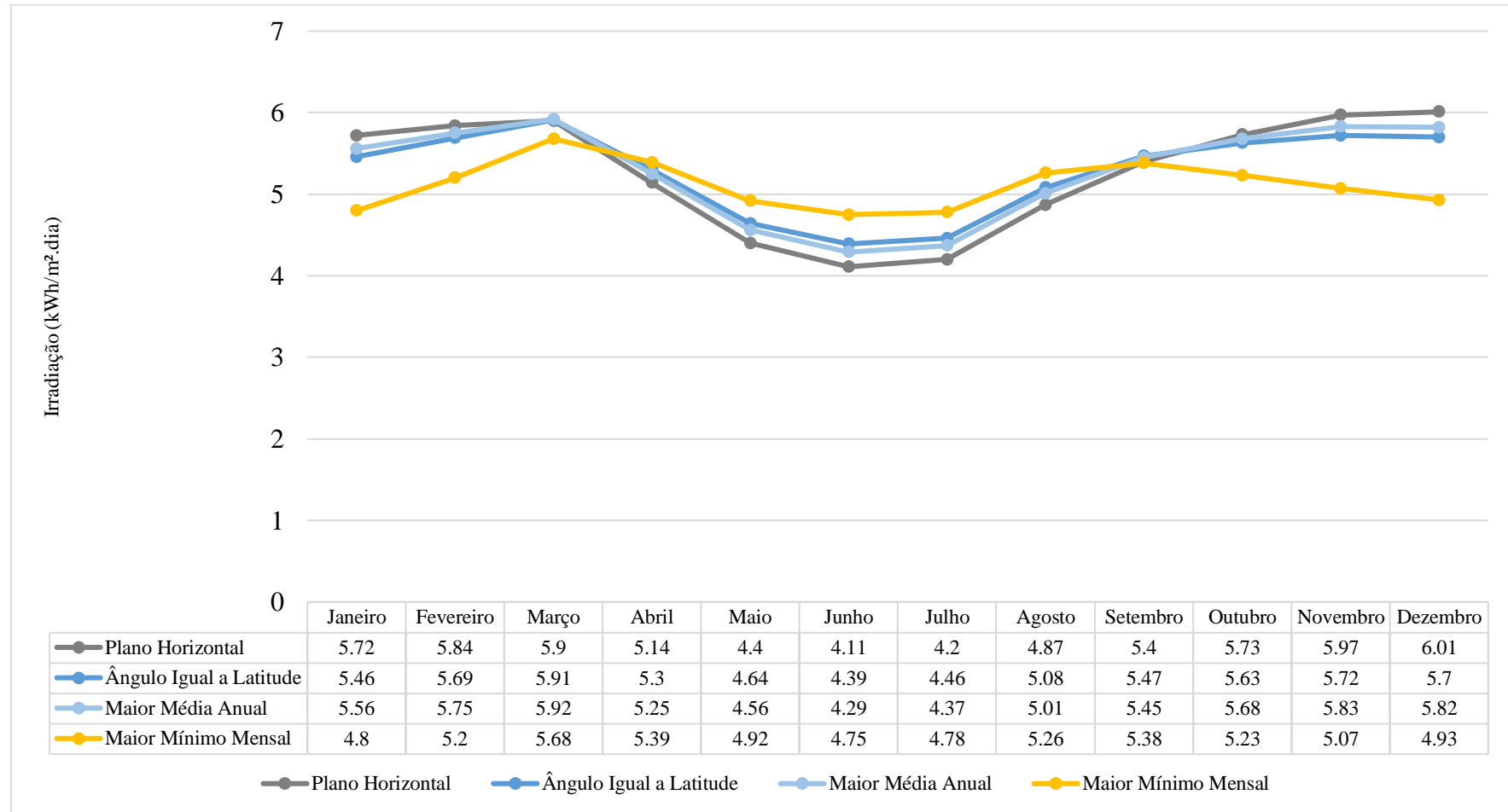
Fonte: A autora, 2023.

Da curva de irradiação solar da localização, apresentada na Figura 18, destaca-se que no mês de dezembro há o maior valor de irradiação, com 6,01 kWh/m²·dia, e em junho o menor valor, com 4,11 kWh/m²·dia. A média mensal de irradiação em plano horizontal é 5,27 kWh/m²·dia e este valor pode ser transformado em horas de sol pleno aplicando a Equação 2, conforme apresentado a seguir:

$$HSP = \frac{5,27 \frac{kWh}{m^2}}{1 kW/m^2} = 5,27 \frac{h}{dia}$$

Além disso, é possível perceber que a curva de irradiação tem comportamento similar ao consumo de energia ao comparar as Figura 17 e Figura 18, ou seja, alta nos meses ensolarados, que ocorrem de setembro a março, e baixa nos meses chuvosos, que ocorrem de março a setembro. Dessa forma, não será necessário sobredimensionar o projeto para atender aos períodos de baixa irradiação solar, que ocorre nos meses chuvosos, por meio do acúmulo de créditos junto a concessionária local. Este comportamento é justificado uma vez que uma das cargas que afeta com maior impacto o consumo de energia da empresa fazem parte do sistema de refrigeração, pois a temperatura padrão para realização de atividades na fábrica fica entre 18°C e 26°C e durante os meses de outono e inverno, que ocorrem entre maio e setembro, há uma menor dependência da refrigeração artificial para atingir esta faixa de temperatura.

Figura 18. Irradiação no plano inclinado ao longo do ano em Ipojuca.



Fonte: Cresesb (2022).

Outro fenômeno verificado na característica de consumo da fábrica e que ocorreu nos meses de outubro, novembro e dezembro, foi o aumento de 17% do consumo em relação ao mês de fevereiro, que possui o consumo mais alto dentre os meses em que há maior necessidade do uso de refrigeração artificial. Isso se deve ao fato de a fábrica ter passado por uma expansão não planejada, o que afetou financeiramente o empreendimento, já que o custo com energia também aumentou proporcionalmente e este valor deve ser repassado ao cliente no valor produto.

Para o caso deste projeto em específico, atender ao consumo total da fábrica é inviável, uma vez que a área necessária para instalação de painéis seria muito maior do que a disponibilizada e o custo de implementação seria alto o bastante para bloquear a captação de recurso. Dessa forma, o dimensionamento abordará a expansão não planejada da unidade fabril e atenderá ao aumento de consumo ocorrido em decorrência deste evento, detalhado na Tabela 4, como um projeto piloto, para que à medida que o investimento traga lucro à companhia sejam planejadas as possíveis expansões do sistema de geração implementado no local.

Tabela 4. Consumo de energia elétrica utilizado no dimensionamento do projeto.

Mês/Ano	Aumento de Consumo (kWh)
Outubro/2022	254.847,73
Novembro/2022	227.696,16
Dezembro/2022	269.722,52
Consumo Médio	250.755,47
Variação	42.026,36

Fonte: A autora, 2023.

4.3 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS

Visando o correto dimensionamento da quantidade de módulos, inicialmente é necessário ter conhecimento sobre a potência a ser suprida pelo projeto, para tanto, utilizando o consumo médio mensal, disponível na Tabela 4, foi calculado o consumo médio diário da unidade dividindo este valor por 30 dias:

$$E = \frac{250.755,47 \text{ kWh}}{30} = 8.358,52 \text{ kWh/dia}$$

A seguir, utilizando a (3) foi possível dimensionar a potência de pico do sistema de geração fotovoltaica solar:

$$P_{(Wp)} = \frac{(8.358,52/0,8)}{5,27} \rightarrow P_{(Wp)} = 1.952,53 \text{ kWp}$$

O painel escolhido para este estudo foi o da marca *Canadian Solar* no modelo *HiKu7 Mono PERC 615MS*, que é indicado para aplicações comerciais, pois possuem uma capacidade de geração de 615 Wp com placa produzida utilizando células monocristalinas. As principais informações do equipamento se encontram na Tabela 5 e o *datasheet* completo pode ser visualizado no Anexo A.

Tabela 5. Dados do módulo fotovoltaico HiKu7 Mono PERC 615MS.

Potência Nominal	P_{nom}	615 W
Tensão de Curto-Circuito	V_{oc_mod}	41,9 V
Corrente de Curto-Circuito	I_{sc_mod}	18,62 A
Tensão de Potência Máxima	V_{mpp}	35,4 V
Corrente de Potência Máxima	I_{mpp}	17,38 A
Dimensões do Painel	2172x1303x35	mm

Fonte: *Canadian Solar* (2023).

Em seguida, foi calculado o número de módulos fotovoltaicos necessários no projeto utilizando a (4):

$$N^{\circ} \text{ de Painéis} = \frac{1.952,53 \text{ k}}{615} = 3174,84 \cong 3175 \text{ und}$$

A área total ocupada pelos módulos foi calculada por meio da (9), em que a área de um componente é multiplicada pela quantidade dimensionada de módulos. Vale ressaltar que a área calculada inicialmente desconsidera o espaçamento necessário na instalação dos módulos para minimizar os efeitos de sombreamento, sendo apenas um dado preliminar para determinar se o empreendimento tem disponível o espaço adequado para a instalação do projeto.

$$\begin{aligned} \text{Área projeto} &= \text{Área}_{mod} \times N^{\circ} \text{ de Painéis} = (2,172 \times 1,303) \times 3175 \\ \text{Área projeto} &= 8981,48 \text{ m}^2 \end{aligned} \quad (9)$$

4.4 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

De acordo com a discussão apresentada no Capítulo 3, a análise do inversor avalia não só os parâmetros elétricos, mas quais serão as condições locais de funcionamento do equipamento. Na região em estudo, os picos de radiação são constantes ao longo do ano, portanto os geradores tendem a operar próximos de sua potência nominal, exigindo que os inversores operem com o objetivo de evitar perdas de potência na conversão.

O inversor escolhido foi o da marca *Sungrow* no modelo SG250HX que tem capacidade de 1.500 V de tensão máxima de entrada e uma faixa MPPT de 860 V a 1.300 V. As principais características do equipamento estão detalhadas na Tabela 6 e seu *datasheet* encontra-se no Anexo B. O modelo possui grande recomendação de empresas do ramo de instalação de projetos fotovoltaicos, além de oferecer garantia para o equipamento de 7 anos.

O modelo de inversor escolhido possui proteção contra corrente de curto-circuito CA; proteção contra corrente de fuga; interruptor CC; proteção de conexão CC reversa; e proteção de sobretensão com DPS CC tipo II e CA tipo II. Além disso, conta com monitoramento de falha de aterramento, de corrente das *strings*, e de rede, e permite o acompanhamento de geração em tempo real, facilitando a identificação de problemas e oportunidades de melhoria do sistema.

Tabela 6. Dados do inversor SG250HX.

ENTRADA (CC)		
Tensão máxima de entrada	V_{\max_inv}	1.500 V
Tensão mínima de entrada	V_{\min_inv}	860 V
Corrente máxima de curto-circuito	I_{\inf_max}	600 A
Eficiência	η	99,0%
SAÍDA (CA)		
Potência de Saída	P_{nomCA}	250 kVA
Corrente máxima de saída	I_{CA}	180,5 A
Tensão CA nominal		3 / PE, 800 V

Fonte: *Sungrow* (2023).

O número máximo de módulos conectados por inversor, calculado aplicando a (6), conforme a seguir:

$$N^{\circ} \text{ máx mod} = \frac{P_{nomCA}}{P_{mod(Wp)}} = \frac{250k}{615} = 406,5 \cong 406 \text{ módulos}$$

Com o objetivo de não ultrapassar a corrente de entrada nominal do inversor, o número máximo de *strings* conectadas ao inversor foi calculado por meio da (7):

$$N^{\circ} \text{ máx de strings} < \frac{I_{inv_max}}{I_{sc_mod}} < \frac{600 A}{18,62 A} < 32 \text{ strings}$$

Para assegurar que o inversor funcionará dentro da faixa de tensão MTTP, é ideal que o arranjo de módulos em série por *string* considere o valor mais baixo da faixa como o valor mínimo de tensão de entrada. Dessa forma, a quantidade mínima de módulos em série por *string* pode ser calculada utilizando a (8):

$$N^{\circ} \text{ de módulos em Série} > \frac{V_{\min_inv}}{V_{mp_mod}} > \frac{860}{35,4} > 24 \text{ módulos}$$

Além disso, é necessário garantir que a tensão máxima de entrada do inversor não seja excedida e o arranjo de módulos em série por *string* deve ser limitado com base no valor de tensão informado pelo inversor, logo a quantidade máxima de módulos em série por *strings*, ainda segundo a (8) pode ser calculada:

$$N^{\circ} \text{ de módulos em Série} < \frac{V_{m\acute{a}x_inv}}{V_{oc_mod}} < \frac{1500}{41,9} < 35 \text{ módulos}$$

Na prática, baseado nas limitações do inversor utilizado é necessário avaliar a melhor forma de realizar o arranjo de módulos. A Tabela 7 apresenta a configuração final do sistema fotovoltaico em estudo.

Tabela 7. Configuração geral do inversor.

Número de inversores necessários	8
Quantidade de módulos por inversor	420
Número de <i>strings</i>	14
Número de módulos em série por <i>strings</i>	30
Quantidade total de módulos	3360

Fonte: A autora, 2023.

O dimensionamento do sistema com base nas características dos componentes elétricos que serão utilizados causou um aumento da quantidade total de módulos e, com isso, um aumento da potência total do sistema, apresentada na (10).

$$P_{(Wp_{Real})} = N^{\circ} \text{ de módulos} \times P_{(Wp_{mod})} = 3360 \times 615 = 2066,40 \text{ kWp} \quad (10)$$

Apesar da quantidade de módulos por inversor ter sido ultrapassada, não há risco de sobrecarga ao sistema, pois existem algumas perdas associadas à geração (Miranda, 2014), como detalhado na Tabela 8, que impossibilitam o aproveitamento da capacidade de geração completa dos painéis instalados.

Tabela 8. Perdas típicas associadas ao sistema fotovoltaico (lado CC).

Descrição	Perda mínima	Perda máxima
Desvio no rendimento nominal do módulo e da radiação de 1000 W/m ²	-5%	10%
Temperatura no módulo	-3%	6%
Perda nos condutores no lado CC	1%	3%
Sombreamento	0%	100%
Sujeira nos módulos	2%	25%
<i>Mismatch</i> do MPPT	1,5%	3%
Eficiência do inversor na conversão	1%	15%

Fonte: Miranda (2014).

Destaca-se como um dos maiores causadores as perdas por temperatura, pois a temperatura de operação do módulo informada pelo fabricante é de $41\pm 3^{\circ}\text{C}$, valor muito superior ao de padrão dos testes (STC – *Standard Test Conditions*) que é de 25°C . O *datasheet* também informa que para cada grau celsius acima da temperatura padrão de teste, existe uma perda associada de 0,26%, sendo assim, estima-se cerca de 4,16% de perda por temperatura. Além disso, existem as perdas relacionadas ao erro de seguimento do MPPT, geradas pela rápida variação de irradiação nos módulos, levando a características de tensão não uniformes nas células (MIRANDA, 2014).

4.6 SIMULAÇÃO DO PROJETO

Com o objetivo de validar o dimensionamento teórico, foi montada uma simulação computacional por meio do software *PVSyst*®, apresentada na Figura 19, utilizando a localização geográfica do município de Ipojuca ($8^{\circ} 24' 0''$ S, $35^{\circ} 3' 51''$ O) disponível no aplicativo para obtenção dos valores de irradiação solar por meio da base de dados *Meteonorm 8.0*, bem como o arranjo do sistema definido na Tabela 7. Vale ressaltar que os equipamentos utilizados na simulação são os mesmos do dimensionamento teórico: módulos *HiKu7 Mono PERC 615MS* e inversores *SG250HX*.

O programa disponibiliza na configuração de perdas a possibilidade de dimensionar o sombreamento dos módulos ao longo do dia, garantindo uma melhor precisão de atendimento da demanda para o sistema dimensionado. Para isso, foi considerada a instalação completa do sistema no prédio A₁, que tem como área disponível aproximadamente 12.000 m², pois neste há espaço para acomodar todos os módulos, eliminando a necessidade de instalar o sistema em duas áreas separadas. O *PVSyst*® indicou ser necessário uma área de 9.509 m², valor

superior ao calculado inicialmente em função do aumento da quantidade de painéis para uso da capacidade completa dos inversores empregados no sistema, além de que o cálculo realizado previamente não leva em consideração o espaçamento entre módulos para que exista ventilação e espaço para manutenção, além de evitar o sombreamento das peças, logo, toda a área disponível no prédio A₁ foi utilizada, conforme Figura 20.

Figura 19. Resultado da configuração do inversor no PVSyst®.

Grid system definition, Variant VC0: "Inversor"

Sub-array

Sub-array name and Orientation
 Name: Sub-array #8 Order: 8
 Orient.: Fixed Tilted Plane Tilt: 10° Azimuth: 0°

Pre-sizing Help
 No sizing Enter planned power: 0.0 kWp
 ... or available area(modules): 0 m²

Select the PV module
 Available Now: Filter: All PV modules
 Canadian Solar 6.15 Wp 30V Si-mono HiKu7 Mono PERC 6.15W User 2023
 Use optimizer
 Sizing voltages : Vmpp (60°C) 30.5 V
 Voc (-10°C) 46.0 V

Select the inverter
 Available Now: Output voltage 800 V Tri 50Hz
 Sungrow 250 kW 500 - 1450 V TL 50/60 Hz SG250-HX Since 2022
 Nb. of inverters: 1 Operating voltage: 500-1450 V Global Inverter's power: 250 kWac
 Use multi-MPPT feature Input maximum voltage: 1500 V inverter with 12 MPPT

Design the array
Number of modules and strings
 Mod. in series: 30 between 17 and 32
 Nb. strings: 14
 Overload loss: 0.0 %
 Pnom ratio: 1.03
 Nb. modules: 420 Area: 1189 m²

Operating conditions
 Vmpp (60°C) 914 V
 Vmpp (20°C) 1064 V
 Voc (-10°C) 1380 V

Plane irradiance: 1000 W/m²
 Impp (STC) 249 A
 Isc (STC) 261 A
 Isc (at STC) 261 A

Max. in data STC
 Max. operating power (at 1000 W/m² and 50°C): 237 kW
 Array nom. Power (STC): 258 kWp

List of subarrays

Name	#Mod #Inv.	#String #MPPT
Sub-array #4		
Canadian Solar - HiKu7 Mon...	30	14
Sungrow - SG250-HX	1	1
Sub-array #5		
Canadian Solar - HiKu7 Mon...	30	14
Sungrow - SG250-HX	1	1
Sub-array #6		
Canadian Solar - HiKu7 Mon...	30	14
Sungrow - SG250-HX	1	1
Sub-array #7		
Canadian Solar - HiKu7 Mon...	30	14
Sungrow - SG250-HX	1	1
Sub-array #8		
Canadian Solar - HiKu7 Mon...	30	14
Sungrow - SG250-HX	1	1

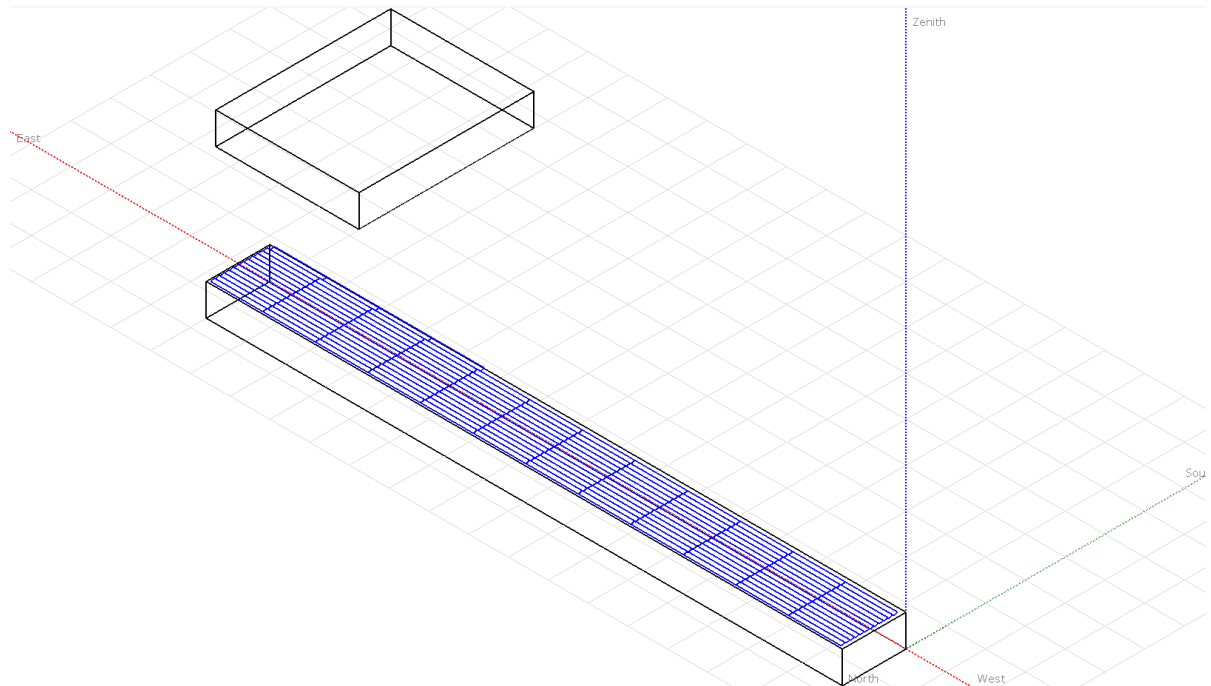
Global system summary

Nb. of modules	3360
Module area	9509 m²
Nb. of inverters	8
Nominal PV Power	2066 kWp
Maximum PV Power	2023 kWDC
Nominal AC Power	2000 kWAC
Pnom ratio	1.033

System overview Simplified sketch Cancel OK

Fonte: PVSyst® (2023).

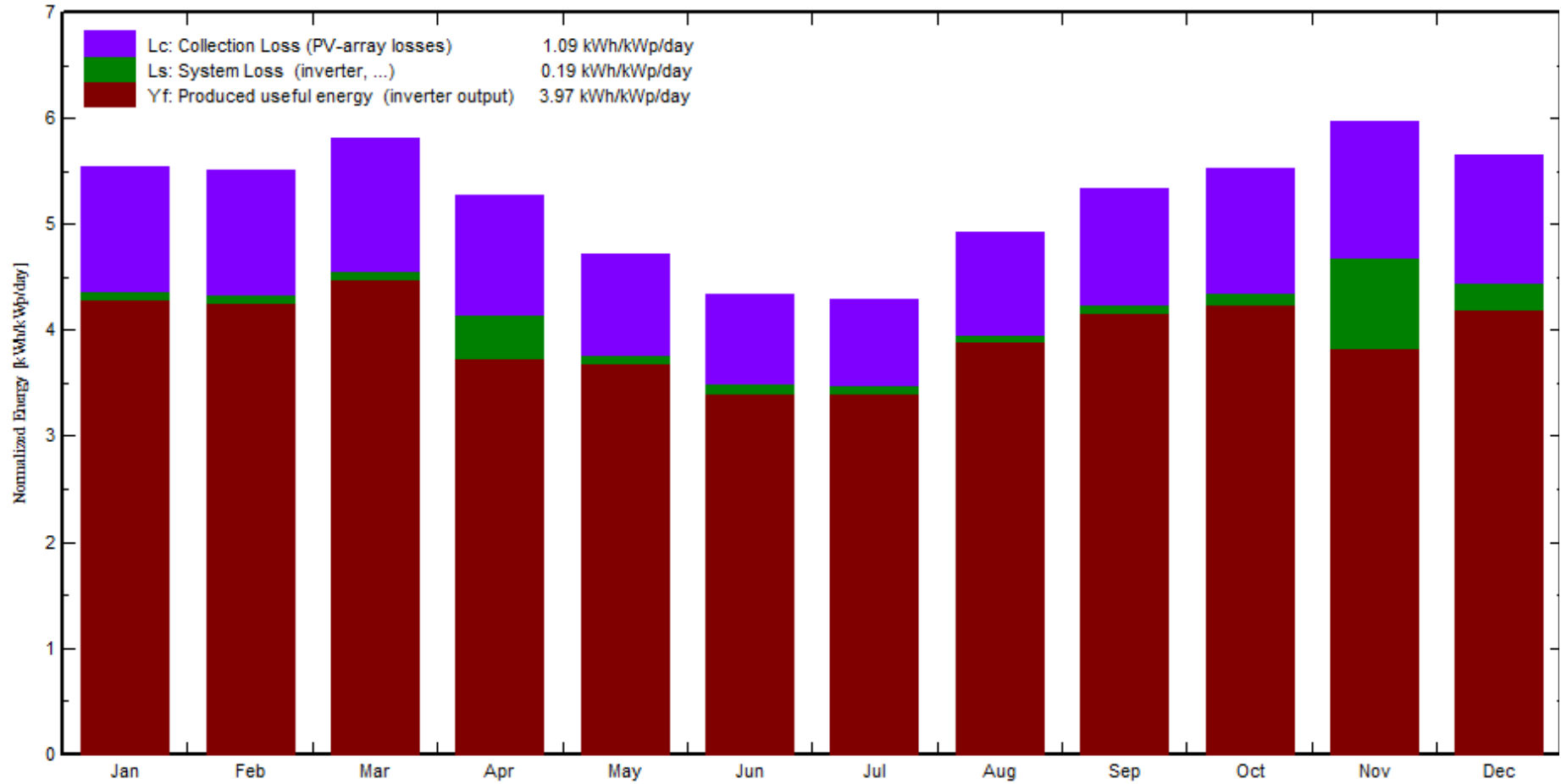
Figura 20. Perspectiva de instalação dos módulos no prédio A₁ para simulação do sombreamento.



Fonte: *PVSyst*® (2023).

Entre os resultados disponibilizados pelo o *PVSyst*®, é importante destacar o gráfico de produção simulada diária do projeto, apresentada na Figura 21, em que são destacadas as perdas do sistema fotovoltaico e do sistema (em roxo e verde, respectivamente) e a produção útil do sistema (em vermelho) em kWh/kW_p/dia. É possível observar que o comportamento da curva de geração de energia é muito similar ao do consumo de energia, apresentado na Figura 17, ou seja, maior entre os meses de setembro e abril, e menor entre os meses de maio e agosto.

Figura 21. Produção simulada diária para o projeto em estudo.

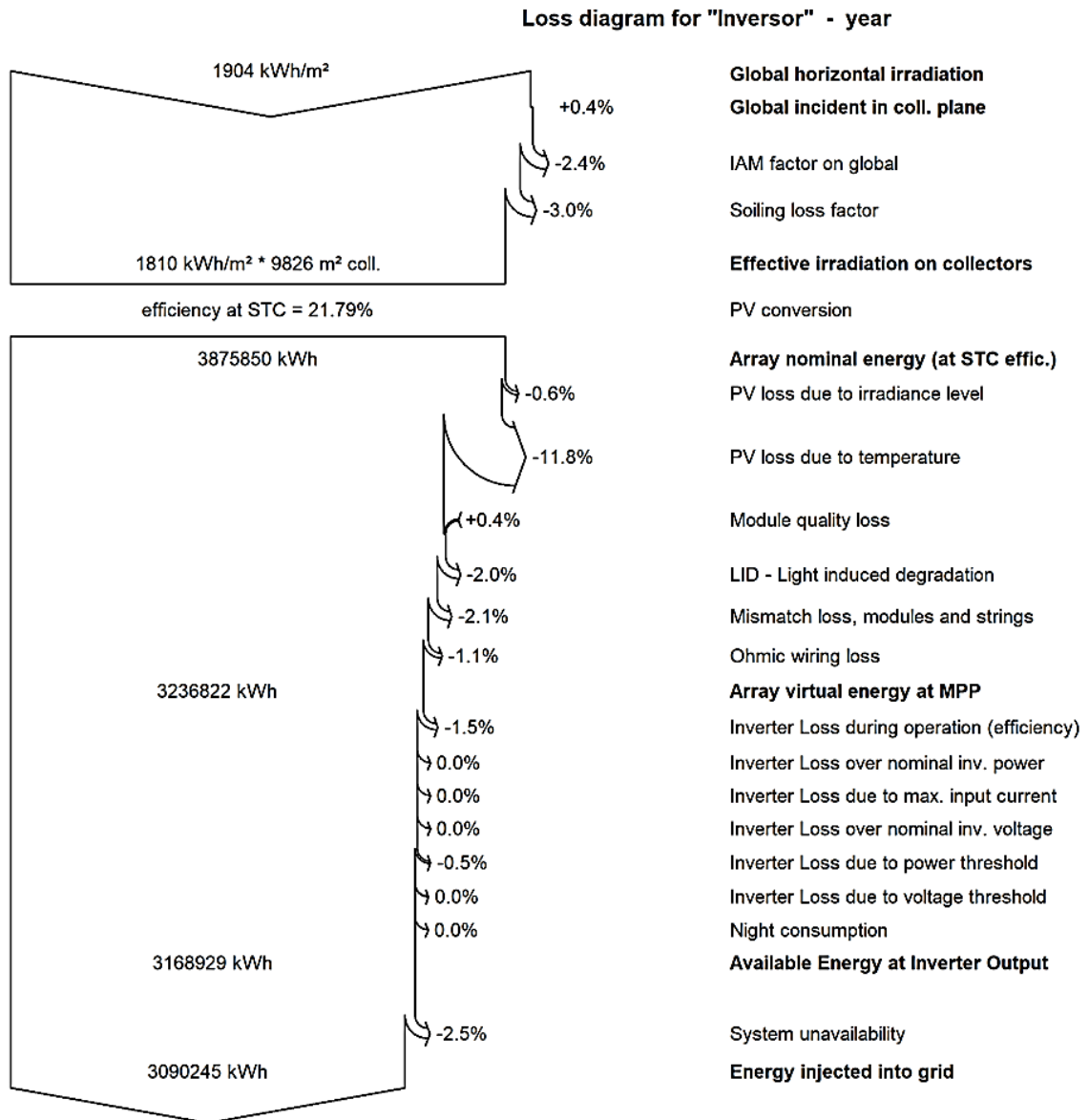


Fonte: PVSyst® (2023).

Além disso, conforme discutido anteriormente, existem perdas típicas associadas aos sistemas de geração fotovoltaica. O software utilizado tem como um de seus resultados um diagrama de perdas para o sistema em estudo, apresentado Figura 22, onde destacam-se como principais ofensores:

- Perdas por sujidade (*Soiling Loss Factor*), que corresponde a 3%, valor que o software utiliza como padrão para áreas onde não há estudo de impacto da variável;
- Perdas devido a temperatura (*PV loss due to temperature*), com impacto de 11,8%, valor 7,6% maior do que o estimado em projeto, uma vez que foi considerada a temperatura padrão de funcionamento dos módulos, porém, na prática, o *PVSyst*® com base na localização geográfica e médias de temperatura da região estimou um impacto muito maior neste item;
- Desequilíbrio de módulos e strings (*Mismatch loss, modules and strings*), que implica em 2,1% de perdas para o sistema, e ocorre devido as diferenças entre módulos de um mesmo fabricante devido a pequenas variações no processo de fabricação que podem inclusive afetar módulos de mesmo lote. Este fenômeno pode ainda ser amplificado quando exposto aos fatores ambientes de um sistema fotovoltaico, como: sujeira, temperatura, trincas, defeitos de superfície, entre outros (ARAÚJO, 2023).
- Indisponibilidade do sistema (*system unavailability*), que resulta em 2,5% de perdas, e corresponde ao tempo de parada planejada para manutenção preventiva do sistema.

Figura 22. Diagrama de perdas do sistema simulado.



Fonte: PVSyst®.

4.7 ANÁLISE DE CUSTO

Dado que a localização geográfica em estudo é tecnicamente viável para o projeto, é necessário realizar o levantamento do investimento necessário para implementação com o objetivo de avaliar o retorno financeiro ao longo do período de garantia dos módulos. O custo deve incluir toda a despesa de vida útil do projeto, sendo assim, além da instalação, é necessário considerar a manutenção corretiva e preventiva para os 25 anos de garantia fornecidos pela *Canadian Solar*.

4.7.1 ORÇAMENTO

O orçamento apresentado na Tabela 9 foi elaborado por uma empresa do ramo de instalação de sistemas de geração fotovoltaica do estado de Pernambuco, e envolve todo o custo necessário para instalação e comissionamento do projeto. Dessa forma, considera-se o valor dos módulos e estrutura de fixação, inversores e demais materiais, além do projeto de instalação pago à empresa prestadora de serviços, que disponibiliza a mão de obra e o comissionamento do projeto junto à concessionária de energia local.

Tabela 9. Orçamento de implementação do projeto.

Custo para montagem do sistema fotovoltaico		
Equipamento/Serviço	Valor Unitário	Valor Total
Módulos fotovoltaicos	R\$ 1.354,40	R\$ 4.550.784,00
Estrutura de fixação	R\$ 400.000,00	R\$ 400.000,00
Inversores	R\$ 81.600,00	R\$ 652.800,00
Outros equipamentos	R\$ 212.256,00	R\$ 212.256,00
Projeto de Instalação	R\$ 600.000,00	R\$ 600.000,00
Total		R\$ 6.405.840,00

Fonte: A autora, 2023.

Salienta-se que o custo deste projeto não contempla a instalação do sistema de proteção contra descargas atmosféricas e a instalação ou adequação de uma subestação, uma vez que a empresa dispõe da estrutura física necessária para a implementação, desse modo o valor investido é voltado apenas para os itens que compõem o sistema fotovoltaico.

4.7.2 CUSTO DE MANUTENÇÃO

Embora não exista regulamentação da manutenção de centrais fotovoltaicas, a manutenção preventiva e corretiva é crítica e exige atenção do proprietário do sistema para que todas as necessidades sejam atendidas. No caso do projeto em estudo, a recomendação é que uma pessoa atue em período integral utilizando o sistema de monitoramento, que pode ser o disponibilizado pelo inversor (PINHO E GALDINO, 2014).

De acordo com Araújo (2016), considera-se um valor entre 0,5% e 1% do custo total do sistema instalado para a realização adequada de manutenção preventiva anualmente, e no

presente trabalho será considerada uma taxa de manutenção de 0,7% do investimento total, totalizando R\$ 44.840,88 para cada ano de funcionamento do projeto.

A manutenção corretiva deve levar em consideração a substituição de equipamentos danificados após o fim de sua garantia, porém a previsibilidade varia de acordo com o tipo de equipamento, tempo de garantia, manutenção preventiva e condições ambientais. Para Montenegro e Rütther (2020), é necessário levar em consideração a substituição de inversores a cada 10 anos de funcionamento do sistema considerando um valor que equivale a 30% do investimento inicial do projeto.

4.7.3 FLUXO DE CAIXA E *PAYBACK*

O fluxo de caixa de um projeto é uma projeção financeira das entradas e saídas de dinheiro relacionadas a um projeto específico ao longo de um determinado período. No caso da instalação de um sistema fotovoltaico solar, será considerada como receita o valor da energia gerada e como despesa o custo total de implementação do projeto, somado ao custo anual de manutenção dos equipamentos. Além disso, deve ser considerada a degradação do sistema ao longo dos 25 anos previstos de garantia dos módulos e o reajuste anual da tarifa de energia.

Para o cálculo da receita do projeto, o valor da energia gerada (VEG) pode ser calculado utilizando a (11):

$$VEG = TE \times E_{gerada-ano} \quad (11)$$

Em que:

- TE é a tarifa de energia estabelecida pela concessionária local de acordo com a bandeira tarifária do consumidor, que atualmente é de R\$ 1,46 por kWh. Para análise da tarifa ao longo do tempo de vida útil do projeto, foi utilizada a média de reajuste da concessionária local dos últimos 5 anos, que foi de 7,702%.
- $E_{gerada-ano}$ é a energia gerada, levando em consideração a redução de geração em função da degradação dos módulos, que para o equipamento escolhido é de 0,55% ao ano conforme *datasheet* do fabricante.

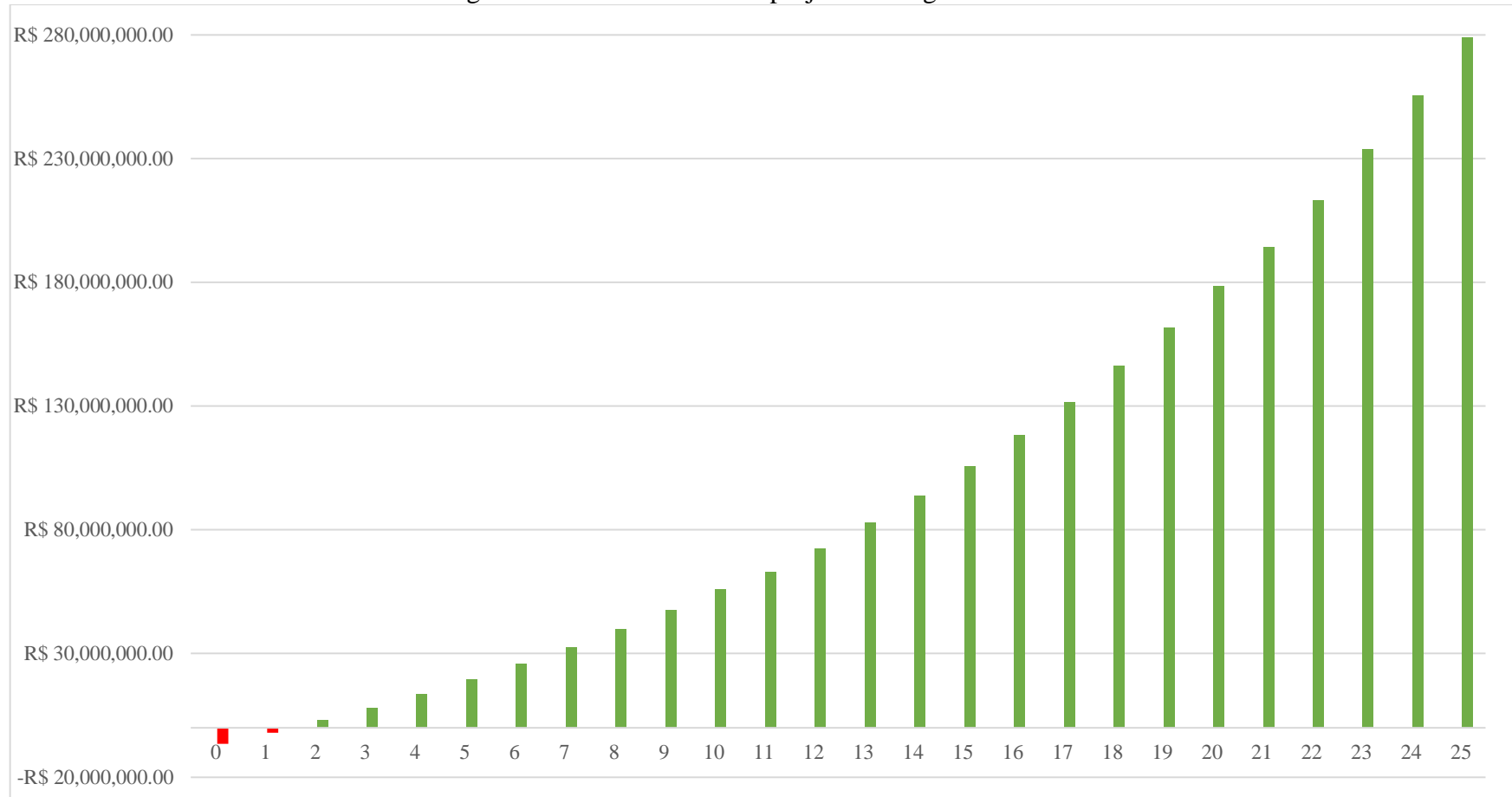
Reorganizando a (3) e utilizando os dados de potência de pico do projeto, horas de sol pleno (média anual) e taxa de dimensionamento, é possível calcular a energia gerada

diariamente pelo sistema fotovoltaico projetado. Porém, para melhor realismo na análise de custo, será considerado o resultado de geração de energia anual da simulação realizada. Dessa forma, para o primeiro ano de funcionamento, a valor de energia gerada é de 3.090.245 kWh.

A partir destes dados e considerações, foi calculado o fluxo de caixa para o sistema em estudo, apresentado graficamente na Figura 23 e na

Tabela 10. Vale salientar que o investimento para a instalação do projeto seria realizado por meio de *Capex*, ou seja, a empresa investirá com base em recursos próprios destinados à bens capitais, sem a necessidade de financiamento bancário ou uso de qualquer outro capital externo. Sendo assim, não é necessário considerar os juros incidentes sobre o valor total do projeto ao longo dos anos como um custo extra para a instalação.

Figura 23. Fluxo de caixa do projeto ao longo de 25 anos.



Fonte: A autora, 2023.

Tabela 10. Detalhamento de fluxo de caixa.

Ano	Produção anual de energia (kWh)	Tarifa estimada (R\$/kWh)	Valor da energia gerada (R\$)	Custo (R\$)	Balanco Acumulado (R\$)
2023				R\$ 6.405.840,00	-R\$ 6.405.840,00
1	3.090.245,00	R\$ 1,46	R\$ 4.518.988,87	R\$ 44.840,88	-R\$ 1.886.851,13
2	3.073.248,65	R\$ 1,57	R\$ 4.840.272,67	R\$ 44.840,88	R\$ 2.908.580,66
3	3.056.345,78	R\$ 1,70	R\$ 5.184.398,58	R\$ 44.840,88	R\$ 8.048.138,36
4	3.039.535,88	R\$ 1,83	R\$ 5.552.990,61	R\$ 44.840,88	R\$ 13.556.288,09
5	3.022.818,44	R\$ 1,97	R\$ 5.947.788,19	R\$ 44.840,88	R\$ 19.459.235,40
6	3.006.192,93	R\$ 2,12	R\$ 6.370.654,46	R\$ 44.840,88	R\$ 25.785.048,98
7	2.989.658,87	R\$ 2,28	R\$ 6.823.584,99	R\$ 44.840,88	R\$ 32.563.793,10
8	2.973.215,75	R\$ 2,46	R\$ 7.308.717,25	R\$ 44.840,88	R\$ 39.827.669,47
9	2.956.863,06	R\$ 2,65	R\$ 7.828.340,67	R\$ 44.840,88	R\$ 47.611.169,26
10	2.940.600,32	R\$ 2,85	R\$ 8.384.907,43	R\$ 44.840,88	R\$ 55.951.235,80
11	2.924.427,01	R\$ 3,07	R\$ 8.981.044,08	R\$ 1.966.592,88	R\$ 62.965.687,00
12	2.908.342,67	R\$ 3,31	R\$ 9.619.563,89	R\$ 44.840,88	R\$ 72.540.410,01
13	2.892.346,78	R\$ 3,56	R\$ 10.303.480,15	R\$ 44.840,88	R\$ 82.799.049,28
14	2.876.438,87	R\$ 3,84	R\$ 11.036.020,40	R\$ 44.840,88	R\$ 93.790.228,80
15	2.860.618,46	R\$ 4,13	R\$ 11.820.641,61	R\$ 44.840,88	R\$ 105.566.029,53
16	2.844.885,06	R\$ 4,45	R\$ 12.661.046,55	R\$ 44.840,88	R\$ 118.182.235,20
17	2.829.238,19	R\$ 4,79	R\$ 13.561.201,26	R\$ 44.840,88	R\$ 131.698.595,58
18	2.813.677,38	R\$ 5,16	R\$ 14.525.353,71	R\$ 44.840,88	R\$ 146.179.108,41
19	2.798.202,15	R\$ 5,56	R\$ 15.558.053,92	R\$ 44.840,88	R\$ 161.692.321,45
20	2.782.812,04	R\$ 5,99	R\$ 16.664.175,39	R\$ 44.840,88	R\$ 178.311.655,96
21	2.767.506,58	R\$ 6,45	R\$ 17.848.938,10	R\$ 1.966.592,88	R\$ 194.194.001,19
22	2.752.285,29	R\$ 6,95	R\$ 19.117.933,17	R\$ 44.840,88	R\$ 213.267.093,48
23	2.737.147,72	R\$ 7,48	R\$ 20.477.149,20	R\$ 44.840,88	R\$ 233.699.401,80
24	2.722.093,41	R\$ 8,06	R\$ 21.933.000,59	R\$ 44.840,88	R\$ 255.587.561,51
25	2.707.121,90	R\$ 8,68	R\$ 23.492.357,75	R\$ 44.840,88	R\$ 279.035.078,38

Fonte: A autora, 2023.

O *payback* é um indicador financeiro que mede o tempo necessário para que um investimento gere fluxo de caixa suficiente para recuperar o investimento inicial realizado. Em outras palavras, é o período necessário para que as receitas superem as despesas realizadas em investimento e custos mensais fixos.

Analisando o fluxo de caixa disponível na Figura 23, o *payback* do projeto ocorre no ano 2, pois o balanço do projeto torna-se positivo indicando que o sistema passou a ser lucrativo para o investidor.

6 CONCLUSÃO

Por meio da metodologia utilizada neste trabalho foi possível desenvolver um sistema de geração fotovoltaica *on-grid* de 2.066,4 kWp para atender a um consumo mensal de 250.755,47 kWh, bem como demonstrar sua viabilidade por meios técnicos e financeiros.

Como grande vantagem, a indústria onde foi realizado o estudo fica em uma região com excelente média de irradiação solar ao longo do ano. Além disso, o local dispõe de um grande espaço disponível em telhados com cerca de 20 metros de altura, o que reduz o risco de sombreamento de painéis e, conseqüentemente, evita a perda de eficiência do sistema.

Financeiramente, o resultado do projeto é muito satisfatório, pois apesar do investimento inicial de R\$ 6.405.840,00 ser elevado, o *payback* ocorre em apenas dois anos de funcionamento do sistema, caracterizando um excelente investimento financeiro, uma vez que até mesmo os custos de manutenção e substituição de alguns equipamentos já estão previstos na análise e não causam impactos negativos à rentabilidade.

É fato que o consumo para o qual o sistema fotovoltaico foi dimensionado para atender corresponde a apenas 17% do consumo de energia da fábrica, que é uma pequena parcela do consumo. Porém é possível realizar uma expansão da capacidade de geração nos próximos anos para reduzir ainda mais o custo com energia elétrica do local.

Infelizmente, o atendimento da demanda total da fábrica depende de um arrendamento de terreno, contratação de uma equipe para gerenciamento do sistema e investimento inicial muito alto. Além disso, a REN 857/2015 (ANEEL, 2015) prevê a utilização do sistema de compensação de créditos para empreendimentos com potência instalada igual ou menor a 5 MW, valor este que seria ultrapassado no caso do projeto em estudo para atendimento total do consumo.

Desta forma, conclui-se que para diminuição do consumo de energia elétrica da fábrica, o potencial energético e financeiro são atrativos, e a implementação do projeto aumenta a competitividade da empresa no mercado, pois o valor gasto para produção por peça entregue é reduzido. Apesar dos resultados positivos, para futuros estudos sugere-se a análise da implementação do projeto por meio do arrendamento de terreno para instalação dos módulos, uma vez que a capacidade de geração poderá ser maior do que a prevista neste trabalho, ou até mesmo a utilização de métodos alternativos de geração de energia, como por exemplo a energia eólica.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. São Paulo: ABSOLAR, 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 16 abr. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa n ° 687/2015, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília: ANEEL, 2015. Disponível em: <https://solistec.com.br/wp-content/uploads/2016/03/RN-687-2015.pdf>. Acesso em: 01 jun. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Anexo III da resolução normativa ANEEL N° 956, de 7 de dezembro de 2021**: Módulo 3 – Conexão ao sistema de distribuição de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_2.pdf. Acesso em: 16 abr. 2023.

ALVES, Guilherme Henrique. **Projeto e análise de viabilidade econômica da instalação de painéis fotovoltaicos no setor industrial**. 2016. 106 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

ANEEL regulamenta marco legal da Micro e Minigeração Distribuída. ANEEL, Brasília, ano 2023, 7 fev. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-regulamenta-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida>. Acesso em: 18 mai. 2023.

ARAÚJO, Rafael Vasconcelos Moura. **Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Aplicado a uma Fábrica de Polpas de Frutas**. 2016. 92 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2016. Disponível em: https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/36286/1/2016_tcc_rvmaraujo.pdf. Acesso em: 13 mai. 2023

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 16149**: sistemas fotovoltaicos (FV): características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 16690**: instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos: requisitos de projeto. Rio de Janeiro: ABNT, 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 5410**: instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro: ABNT, 2005.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 5419**: proteção de estruturas contra descargas atmosféricas. Rio de Janeiro: ABNT, 2005.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR IEC 60947-1**: dispositivo de manobra e comando de baixa tensão: parte 1: regras gerais. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR IEC 60947-3**: dispositivo de manobra e comando de baixa tensão: parte 3: interruptores, seccionadores, interruptores-seccionadores e unidades combinadas com fusíveis. Rio de Janeiro, ABNT 2014.

CAMARGO, Lucas Tamanini. **Projeto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. 2017. 103 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Londrina, Londrina, 2017. Disponível em: <https://docplayer.com.br/82695536-Projeto-de-sistemas-fotovoltaicos-conectados-a-rede-eletrica.html>. Acesso em: 13 mai. 2023

CANADIAN SOLAR. **HiKu7 Mono PERC 585 ~ 615MS**. Disponível em: https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2020/10/27110031/CS-Datasheet-HiKu7_CS7L-MS_v2.41_EN.pdf. Acesso em: 05 mar. 2023.

CONRADO, Deyvison Muniz. **Estudo dos principais aspectos de manutenção em sistemas fotovoltaicos on-grid**. 2021. 91 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal Rural de Pernambuco, Cabo de Santo Agostinho, 2021. Disponível em: <https://repository.ufrpe.br/handle/123456789/2705>. Acesso em: 16 abr. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Balanco Energético Nacional 2021**. Rio de Janeiro: EPE, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-638/BEN2022.pdf>. Acesso em: 16 abr. 2023.

LORENZO, Helena Carvalho. O setor elétrico brasileiro: passado e futuro. Perspectivas: **Revista de Ciências Sociais**, Araraquara, v. 24/25, 2001. Disponível em: <http://hdl.handle.net/11449/108151>. Acesso em: 16 abr. 2023.

MIRANDA, Arthur Biagio Canedo Montesano. **Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede**. 2014. 98 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10010504.pdf>. Acesso em: 16. abr. 2023.

MONTENEGRO, Alexandre; RÜTHER, Ricardo. Método de cálculo de retorno de investimento em geração distribuída fotovoltaica considerando fluxos de caixa e de créditos de energia mensais. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 8., 2020, Fortaleza. **Anais[...]**. Fortaleza: ABENS, 2020. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/983/983>. Acesso em: 18 de mar. 2023.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (org.). **Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, 2014. *E-book* (530p.)

Disponível em:

http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf.

Acesso em: 16 abr. 2023.

PROCEL (ed.). **Manual de Tarifação da Energia Elétrica**. S.l. 2001. *E-book* (44p.)

Disponível em: http://www.sef.sc.gov.br/arquivos_portal/assuntos/9/manual_de_tarifacao.pdf.

Acesso em: 3 abr. 2023.

VILLALVA, MARCELO GRADELLA; GAZOLI, JONAS RAFAEL. **Energia Solar**

Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações. São Paulo: ÉRICA, 2012. 224p. ISBN:

9788536504162.

VINTURINI, Mateus. **Entenda as especificações básicas dos componentes da string box**.

Disponível em: <https://canalsolar.com.br/entenda-as-especificacoes-basicas-string-box/#:~:text=mesmos%20princ%C3%ADpios%20b%C3%A1sicos,-,A%20string%20box%20%C3%A9%20o%20componente%20de%20prote%C3%A7%C3%A3o%20da%20parte,permite%20o%20seccionamento%20do%20circuito>.

Acesso em: 16 abr. 2023.

ZILLES, Roberto *et al.* . **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo:

Oficina de Textos , 2012. *E-book* (248p.) Disponível em:

<https://pt.scribd.com/document/387252291/Sistemas-Fotovoltaicos-Conectados-A-Rede-Eletrica#>. Acesso em: 13 abr. 2023.

ANEXO A – Datasheet painel solar



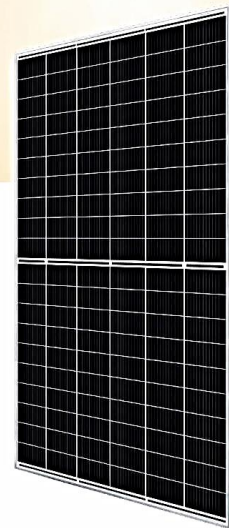
HiKu7 Mono PERC
 585 W ~ 615 W
 CS7L-585 | 590 | 595 | 600 | 605 | 610 | 615MS

MORE POWER

- Module power up to 615 W
Module efficiency up to 21.7 %
- Up to 3.5 % lower LCOE
Up to 5.7 % lower system cost
- Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
- Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- 40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*



12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

25 Years Linear Power Performance Warranty*

**1st year power degradation no more than 2%
 Subsequent annual power degradation no more than 0.55%**

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
 ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety
 IEC62941: 2019 / Photovoltaic module manufacturing quality system

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
 UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
 UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way

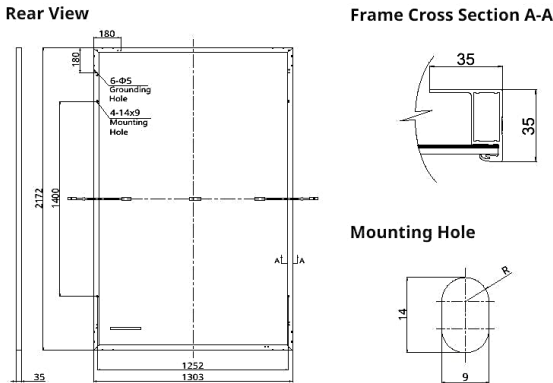


* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

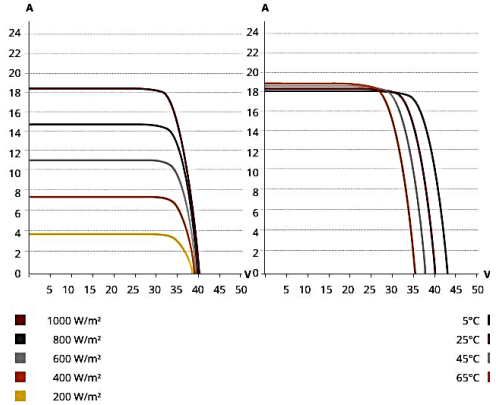
CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 82 GW of premium-quality solar modules across the world.

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7L-590MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS7L	585MS	590MS	595MS	600MS	605MS	610MS	615MS
Nominal Max. Power (Pmax)	585 W	590 W	595 W	600 W	605 W	610 W	615 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.3 V	34.5 V	34.7 V	34.9 V	35.1 V	35.3 V	35.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.06 A	17.11 A	17.15 A	17.20 A	17.25 A	17.29 A	17.38 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V	41.7 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	18.32 A	18.37 A	18.42 A	18.47 A	18.52 A	18.57 A	18.62 A
Module Efficiency	20.7%	20.8%	21.0%	21.2%	21.4%	21.6%	21.7%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C						
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)						
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)						
Max. Series Fuse Rating	30 A						
Application Classification	Class A						
Power Tolerance	0 ~ + 10 W						

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 x (10 x 6)]
Dimensions	2172 x 1303 x 35 mm (85.5 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	31.0 kg (68.3 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Connector	T6 or T4 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	558 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

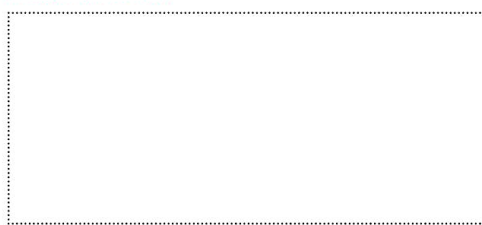
CS7L	585MS	590MS	595MS	600MS	605MS	610MS	615MS
Nominal Max. Power (Pmax)	439 W	442 W	446 W	450 W	454 W	457 W	461 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	32.2 V	32.3 V	32.5 V	32.7 V	32.9 V	33.1 V	33.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.64 A	13.70 A	13.73 A	13.77 A	13.80 A	13.83 A	13.90 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.5 V	38.7 V	38.8 V	39.0 V	39.2 V	39.4 V	39.6 V
Short Circuit Current (Isc)	14.77 A	14.80 A	14.85 A	14.89 A	14.93 A	14.97 A	15.01 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m²-spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ANEXO B – Datasheet inversor solar

SG250HX

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System

SUNGROW
Clean power for all



HIGH YIELD

- 12 MPPTs with max. efficiency 99%
- 30A MPPT compatible with 500Wp+ module
- Built-in Anti-PID and PID recovery function

LOW COST

- Compatible with Al and Cu AC cables
- DC 2 in 1 connection enabled
- Power line communication (PLC)
- Q at night function

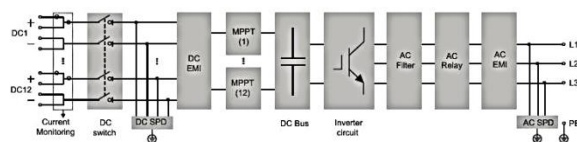
SMART O&M

- Touch free commissioning and remote firmware upgrade
- Smart IV Curve diagnosis*
- Fuse free design with smart string current monitoring

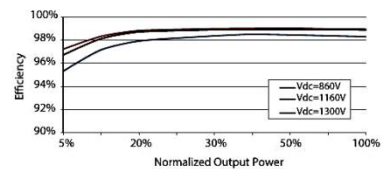
PROVEN SAFETY

- IP66 and C5 anti-corrosion
- Type II SPD for both DC and AC
- Compliant with global safety and grid code

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



SG250HX

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 500 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	30 A * 12
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud

