



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GUSTAVO MAGALHÃES DE FREITAS

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE
UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADO À REDE EM
CONDOMÍNIO DE EDIFÍCIO RESIDENCIAL EM FORTALEZA-CE**

FORTALEZA

2021

GUSTAVO MAGALHÃES DE FREITAS

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE
UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADO À REDE EM
CONDOMÍNIO DE EDIFÍCIO RESIDENCIAL EM FORTALEZA-CE**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Cícero Marques Tavares Cruz.

FORTALEZA

2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- F936e Freitas, Gustavo Magalhães de.
Estudo de viabilidade técnica e econômica da implantação de um sistema de microgeração fotovoltaica conectado à rede em condomínio de edifício residencial em Fortaleza-CE / Gustavo Magalhães de Freitas. – 2021.
67 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2021.
Orientação: Prof. Dr. Cícero Marcos Tavarez Cruz.
1. Geração fotovoltaica. 2. Viabilidade econômica. 3. Microgeração. 4. Condomínio. I. Título.
CDD 621.3
-

GUSTAVO MAGALHÃES DE FREITAS

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE UM
SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADO À REDE EM
CONDOMÍNIO DE EDIFÍCIO RESIDENCIAL EM FORTALEZA-CE

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Cícero Marcos Tavares Cruz.

Aprovada em: ___ / ___ / ____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Cícero Marcos Tavares Cruz (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. José Renato de Brito Sousa
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE)

Eng. Leonardo Duarte Milfont
Engenheiro formado pela Universidade Federal do Ceará (UFC)

Aos meus pais, Vera e Eduardo.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Vera e Eduardo, pelo apoio incondicional ao longo de toda a minha vida escolar e acadêmica, por sempre me proporcionarem as melhores oportunidades possíveis, acreditando, encorajando e orientando. À minha irmã, Gabriela, pelo companheirismo e pelos alívios cômicos. Obrigado pelo cuidado e pela dedicação de vocês.

Aos meus avós, Roberto e Vera Lúcia, José Zito e Maria da Conceição, por cultivarem nos meus pais a importância da educação.

Aos meus amigos do curso de Engenharia Elétrica, obrigado por terem tornado mais leve a caminhada nesses vários anos de graduação, entre derrotas, risadas e conquistas.

Aos meus amigos, testemunhas do meu crescimento até aqui, obrigado por permanecerem, por me apoiarem e pelas inúmeras histórias divididas nesses anos de amizade.

Agradeço ao professor Dr. Cícero Marcos Tavares Cruz por me orientar e auxiliar na elaboração desta monografia. Agradeço também ao professor Dr. José Renato de Brito Sousa e ao engenheiro Leonardo Duarte Milfont por aceitarem o convite de participar na banca de defesa deste trabalho.

“I ain’t the sharpest tool in the shed”

All Star – Smash Mouth

RESUMO

Este trabalho analisa a viabilidade da implantação de um sistema de geração de energia fotovoltaica para um condomínio de edifício residencial localizado em Fortaleza, Ceará, a partir dos pontos de vista técnico e econômico, de forma a descobrir se é interessante para a administração do condomínio, juntamente com os proprietários, fazer este investimento de forma a reduzir o valor da tarifa de energia paga mensalmente. O estudo se inicia a partir da introdução de conceitos básicos sobre a geração fotovoltaica, sistemas fotovoltaicos e elementos que o compõem como módulo fotovoltaico, inversor, *string box* e cabos solares, regulação da geração distribuída no Brasil e conceitos de economia e análise de investimentos. Analisa-se, então, a fatura de energia elétrica da unidade consumidora, sendo então realizada uma avaliação técnica dos locais disponíveis para a instalação dos módulos fotovoltaicos, bem como a localização do inversor, dados locais como irradiação solar encontrada através de ferramenta *web* e critérios de consideração de projeto a serem considerados no fator de performance da instalação. Em seguida, os modelos dos equipamentos comerciais que compõem o sistema de geração fotovoltaica são escolhidos, resultando em 45 módulos fotovoltaicos de 455 Wp, um inversor de 17,5 kW, uma *string box* com três entradas e duas saídas e o cabeamento necessário de 350 metros. Em seguida, para a análise econômico-financeira o sistema foi orçado, então, com auxílio de ferramentas computacionais foram encontrados indicativos financeiros, como o valor presente líquido de R\$ 426.263,55, a taxa interna de retorno de 33,85 % e o *payback* descontado de 3 anos e 9 meses. Ao final deste trabalho, os resultados revelam que o sistema é viável tanto técnico quanto economicamente, apresentando uma economia média anual de aproximadamente R\$ 17.000,00.

Palavras-chave: Geração fotovoltaica; Viabilidade econômica; Microgeração; Condomínio.

ABSTRACT

This paper analyzes the feasibility and viability of implementing a photovoltaic solar energy generation system for a residential building condominium located in Fortaleza, Ceará, from the technical and economic points of view, in order to find out if it is interesting for the management of the condominium, together with the owners, make this investment in order to reduce the amount of the energy tariff paid monthly. The study begins with the introduction of basic concepts about photovoltaic generation, photovoltaic systems and elements that comprise it as a photovoltaic module, inverter, string box and solar cables, regulation of distributed generation in Brazil and concepts of economics and investment analysis. The electricity bill of the consumer unit is then analyzed, and a technical assessment of the locations available for the installation of the photovoltaic modules is carried out, as well as the location of the inverter, local data such as solar irradiation found through a web tool and criteria. design consideration to be considered in the installation performance factor. Then, the models of the commercial equipment that make up the photovoltaic generation system are chosen, resulting in 45 photovoltaic modules of 455 Wp, a 17.5 kW inverter, a string box with three inputs and two outputs and the necessary cabling of 350 meters. Then, for the economic-financial analysis, the system was budgeted, then, with the aid of computational tools, financial indicators were found, such as the net present value of R\$ 426,263.55, the internal rate of return of 33.85 % and the discounted payback of 3 years and 9 months. At the end of this work, the results reveal that the system is viable both technically and economically, presenting an average annual savings of approximately R\$ 17,000.00.

Keywords: Photovoltaic generation; Economic viability; Microgeneration; Condominium.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira.....	14
Figura 2 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil	16
Figura 3 - Total Diário da Irradiação Global Horizontal no Brasil.....	19
Figura 4 - Célula Fotovoltaica	20
Figura 5 - Módulo Fotovoltaico Policristalino	24
Figura 6 - Inversor <i>Fronius Symo</i>	26
Figura 7 - Edifício Residencial Lauro Maia 2	32
Figura 8 - Telhado do Estacionamento	35
Figura 9 - Telhado da cobertura.....	35
Figura 10 - Energia do sistema FV ao longo de um ano.	41
Figura 11 - Disposição dos módulos sobre o telhado.	43
Figura 12 - Fluxo de Caixa.....	47
Figura 13 - Fluxo de Caixa Descontado	47
Figura 14 - Valor Acumulado Descontado	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados Gerais da Unidade Consumidora.....	33
Tabela 2 - Acompanhamento do Consumo mensal da UC	33
Tabela 3 - Consideração do Fator de Performance.....	37
Tabela 4 - Custo de disponibilidade para o tipo de ligação	38
Tabela 5 - Capacidade produtiva considerada dos módulos ao longo de 25 anos.....	40
Tabela 6 - Tensão e corrente máximas dos módulos FV.....	42
Tabela 7 - Tensão e corrente estimadas dos módulos FV	42
Tabela 8 - Orçamento do sistema FV	44
Tabela 9 - Média da inflação nos últimos 10 anos	45
Tabela 10 - Média do rendimento da poupança nos últimos 10 anos.....	46
Tabela 11 - Balanço de Caixa	48
Tabela 12 - Valor Presente do Balanço Anual	49
Tabela 13 - Balanço de Caixa Descontado	50

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a.a. – Ao ano

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BT – Baixa Tensão

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CE – Ceará

CIP – Contribuição de Iluminação Pública

CNPJ – Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária

CRESESB – Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito

DPS – Dispositivo de Proteção contra Surtos

EMUC – Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras

ET – Especificação Técnica

FC – Fluxo de Caixa

FV – Fotovoltaico

GD – Geração Distribuída

GSA – *Global Solar Atlas*

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

kW – Quilowatt

kWh – Quilowatt-hora

kWp – Quilowatt-pico

MPPT – Seguidor do Ponto de Máxima Potência (*Maximum Power Point Tracker*)

MW – Megawatts

m-Si – Silício Monocristalino

NBR – Norma Brasileira Regulamentadora

PJ – Pessoa Jurídica

PIS – Programa de Integração Social

PR – Fator de Performance (*Performance Ratio*)

PRODIST – Procedimentos de Distribuição

QDC – Quadro de Distribuição de Circuitos

REN – Resolução Normativa

Sefin – Secretaria Municipal das Finanças

SELIC – Sistema Especial de Liquidação e Custódia

Si – Silício

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

SELIC – Sistema Especial de Liquidação e Custódia

STC – Condições de Teste Padronizadas (*Standard Test Conditions*)

UC – Unidade Consumidora

V – Volts

V_{CC} - Volts em Corrente Contínua

V_{CA} – Volts em Corrente Alternada

VP – Valor Presente

VPL – Valor Presente Líquido

Wh – *Watt-hora*

Wh/m^2 – *Watt-hora* por metro quadrado

$Wh/m^2/dia$ – *Watt-hora* por metro quadrado por dia

W/m^2 – *Watt* por metro quadrado

SUMÁRIO

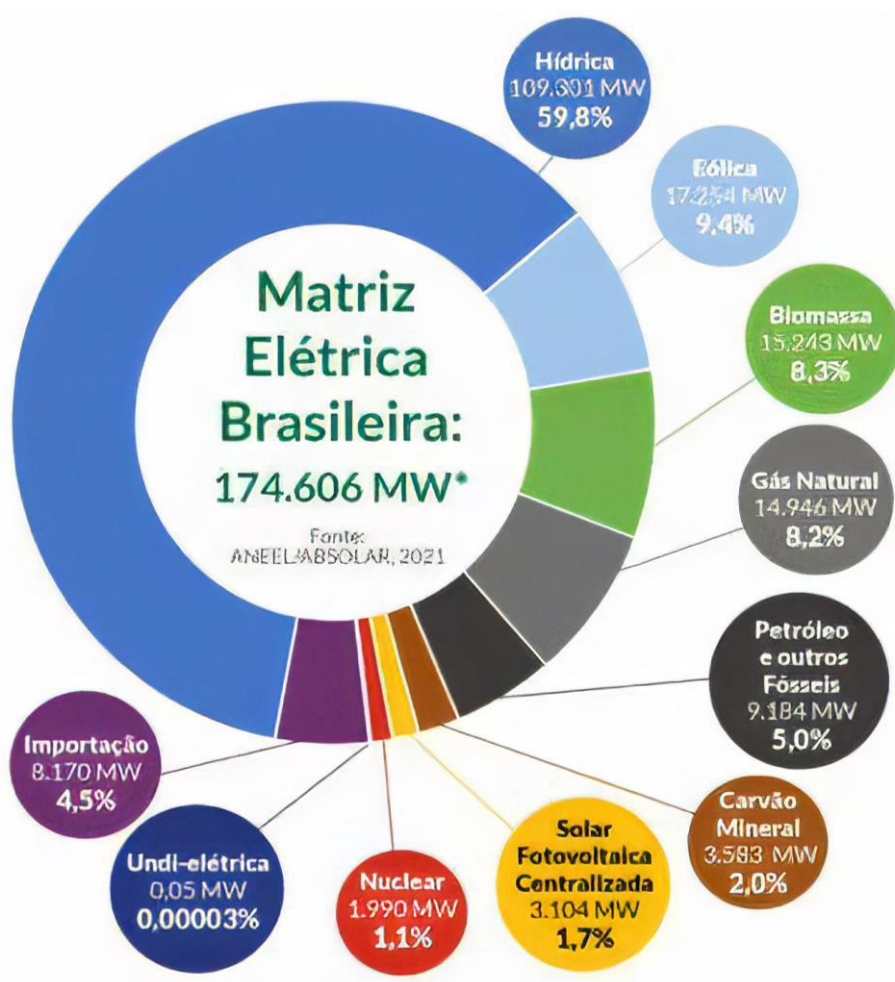
1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS	16
1.1.1	Objetivo Geral	16
1.1.2	Objetivos Específicos	17
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1	IRRADIAÇÃO SOLAR	18
2.1.1	<i>Global Solar Atlas</i>	19
2.2	CÉLULA FOTOVOLTAICA	20
2.3	GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA	21
2.4	REGULAÇÃO PARA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA <i>ON-GRID</i>	22
2.4.1	Impostos e tributações	23
2.5	ELEMENTOS QUE COMPÕEM UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO <i>ON-GRID</i>	24
2.5.1	Módulos fotovoltaicos	24
2.5.2	Inversor	25
2.5.3	<i>String box</i>	26
2.5.4	Cabos Fotovoltaicos	27
2.6	ANÁLISE ECONÔMICA PARA SISTEMAS FV	27
2.6.1	Fluxo de Caixa	28
2.6.2	Valor Presente Líquido (VPL)	28
2.6.3	Taxa Interna de Retorno	29
2.6.4	Taxa Mínima de Atratividade	29
2.6.5	<i>Payback</i> Descontado	30
3	ESTUDO DE CASO – EDIFÍCIO LAURO MAIA 2	32
3.1	DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA	32
3.1.1	Análise da conta de Energia Elétrica do condomínio	33
3.1.2	Espaços Disponíveis para implantação do Sistema FV	34
3.2	FATORES CONSIDERADOS PARA O DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FV	36
3.3	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FV	37
3.3.4	Escolha do inversor	40
3.3.5	Associação dos módulos FV	42
3.3.6	Cabeamento e <i>String Box</i>	43
3.4	VIDA ÚTIL DO SISTEMA	43
3.5	ANÁLISE ECONÔMICA	44

3.5.1 Orçamento do sistema	44
4 ANÁLISE DE RESULTADOS	52
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	54
5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	55
Anexo A – Folha técnica do Módulo Fotovoltaico <i>Canadian Solar CS3W-455MS</i>	60
Anexo B – Folha Técnica do Inversor <i>Fronius Symo 17.5-3 480</i>	62
Anexo C – Folha técnica da <i>String Box CLAMPER Solar SB 1000 18 kA 3-4E/2S</i>	66

1 INTRODUÇÃO

Associada ao crescimento econômico e tecnológico do Brasil, a demanda por energia elétrica cresceu e tende a aumentar a cada ano, desafiando cada vez mais o setor de geração do Brasil. A matriz elétrica brasileira mostra as principais fontes de energia e sua relevância na geração nacional, atualmente a geração hídrica é predominante, seguida menos expressivamente pelas fontes eólica, biomassa e gás natural. A energia fotovoltaica se faz presente nesta matriz na forma de geração centralizada, como pode ser observado na Figura 1 (ABSOLAR, 2021).

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: ABSOLAR, 2021

Conforme Villalva (2015), o Sol é a principal fonte de energia do nosso planeta, possibilitando diretamente ou indiretamente a exploração de energias renováveis, sendo considerado um recurso inesgotável. A geração de energia fotovoltaica, que funciona através de células fotovoltaicas capazes de converter a radiação solar diretamente em energia elétrica, têm crescido exponencialmente desde 2016 no Brasil.

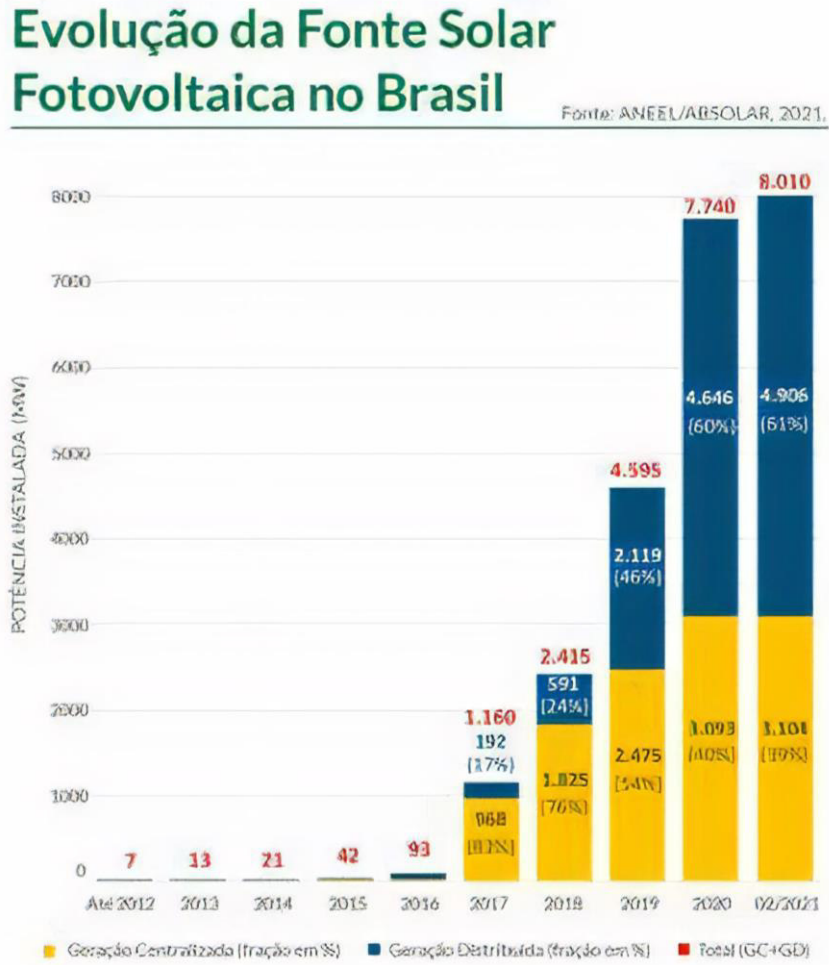
No ano de 2012 a elaboração da Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 possibilitou ao consumidor brasileiro gerar sua própria energia elétrica e conectá-la ao sistema de distribuição de forma normatizada. A REN estabeleceu para fontes renováveis, como a fotovoltaica, condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição e criou um sistema de compensação de energia elétrica, que permite ao consumidor fornecer o excedente gerado à concessionária local, transformando-o em créditos que podem ser usados nas faturas de energia subsequentes, em um período de até 60 meses. (ANEEL, 2016).

Devido aos avanços tecnológicos na área da geração de energia fotovoltaica e à popularização da energia solar com o público geral, os módulos fotovoltaicos comerciais e os outros elementos que compõem um sistema fotovoltaico (FV) estão cada vez mais acessíveis economicamente e quando associado à regulamentação da Micro e Minigeração Distribuída no Brasil pela REN nº 482, resultou em um aumento exponencial na instalação de sistemas FV, que possibilitam ao consumidor final economizar na fatura de energia elétrica.

Dentro do contexto da geração fotovoltaica, destacam-se os sistemas de Geração Distribuída (GD) que já ultrapassam os sistemas de Geração Centralizada, como evidenciado na Figura 2, a qual mostra que desde 2016 tem tido crescimento exponencial e em 2020 a geração distribuída ultrapassou a geração centralizada de energia fotovoltaica (ABSOLAR, 2021).

A combinação de incentivos normativos com a maior acessibilidade dos elementos que compõem um sistema FV traz uma oportunidade aos consumidores de energia elétrica, a possibilidade de gerar a própria energia e injetá-la na rede de distribuição, consequentemente reduzindo custos fixos relevantes. A geração fotovoltaica é uma alternativa sustentável e potencialmente lucrativa, fato que traz relevância ao mercado de engenharia elétrica, devido à necessidade de assessoria aos consumidores interessados no dimensionamento, regularização, instalação e manutenção de tais sistemas.

Figura 2 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil



1.1 OBJETIVOS

Nesta seção, serão apresentados o objetivo geral e os objetivos específicos desta monografia.

1.1.1 Objetivo Geral

A presente monografia tem como propósito geral realizar um estudo de viabilidade técnica e econômica da instalação de um sistema fotovoltaico na unidade consumidora (UC) condomínio, responsável pela administração de um edifício residencial localizado no município de Fortaleza, no estado do Ceará e analisar os resultados encontrados de indicadores financeiros.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os seguintes objetivos específicos podem ser destacados:

- Abranger o fundamento teórico e normativo para o entendimento conciso sobre o funcionamento de um sistema fotovoltaico;
- Abranger os conceitos de análise de investimento que serão utilizados ao decorrer do trabalho;
- Analisar os fatores específicos, técnicos e normativos que incidem na Unidade Consumidora em questão;
- Dimensionar um sistema fotovoltaico que atenda às necessidades do consumidor;
- Realizar uma análise financeira para a realidade do investimento;
- Concluir sobre a viabilidade técnica e financeira sobre o investimento.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo será apresentado um breve embasamento teórico necessário para entendimento conciso dos capítulos subsequentes.

2.1 IRRADIAÇÃO SOLAR

A irradiação ou insolação é a grandeza utilizada para expressar a energia do Sol que incide sobre uma determinada área de superfície plana ao longo de um intervalo de tempo, sua unidade é Wh/m^2 e é comumente representada na prática como uma média em função de um período de tempo na forma de $\text{Wh/m}^2/\text{dia}$ (VILLALVA, 2015).

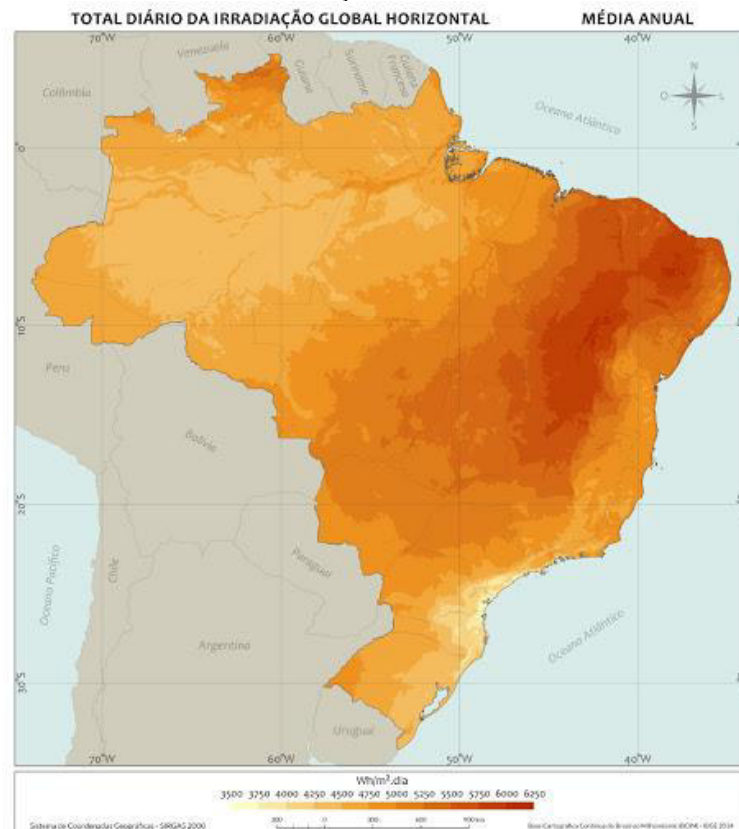
Outras grandezas recorrentemente utilizadas na literatura são, a irradiância, que representa o fluxo de energia radiante instantâneo que incide sobre uma superfície, real ou imaginária, por unidade de área, sua unidade de medida é W/m^2 e radiação solar, que é a energia proveniente do Sol, “constituída de ondas eletromagnéticas que possuem frequências e comprimentos de onda diferentes” (VILLALVA, 2015, p.37).

Os valores normalmente encontrados de irradiação disponibilizados por ferramentas, para fins de cálculo são os seguintes (*Global Solar Atlas*, 2019):

- Irradiação direta normal: Corresponde aos raios solares integralizados em um período, normalmente um dia ou ano, que chegam diretamente do Sol em linha vertical e incidem sobre o plano horizontal;
- Irradiação global difusa: Corresponde aos raios solares que chegam indiretamente ao mesmo plano, resultado da difração na atmosfera e reflexão em nuvens, árvores e outros objetos;
- Irradiação global horizontal: É a soma da radiação direta e da radiação difusa, representando um valor real, que incide sobre uma superfície plana horizontal;
- Irradiação global ótima: É a irradiação global que incide sobre uma superfície com ângulo azimutal e inclinação ótimos.

A média de irradiação global horizontal é a unidade mais encontrada em mapas solarimétricos e tabelas, utilizada como base de cálculo no potencial de geração de uma região, como mostra a Figura 3, onde as regiões mais escuras representam a maior irradiação diária recebida em um dia (VILLALVA, 2015).

Figura 3 - Total Diário da Irradiação Global Horizontal no Brasil



Fonte: BlueSol, 2018

2.1.1 Global Solar Atlas

Podem ser utilizados *websites* gratuitos para encontrar o valor de irradiação em determinada localidade são estes o CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito) e o *Global Solar Atlas* (GSA).

Existem também softwares e sites mais sofisticados, usualmente pagos, como *PVsyst* e *PV*SOL*, estes são capazes de fornecer o valor da média da irradiação global para ângulos específicos em cada região e até mesmo o potencial de geração fotovoltaica da região. Ademais, existem *softwares* de modelagem 3D, como o *Revit* da empresa *Autodesk*, que possui ferramentas de estudo do Sol possibilitando encontrar um valor de irradiação específico levando em consideração o sombreamento que construções adjacentes provocam nos módulos.

Para o dimensionamento do sistema abordado neste trabalho foi utilizada a ferramenta do GSA, que é uma solução *web* e gratuita disponibilizada pelo Grupo Banco Mundial (*World Bank Group*), na qual com posse das coordenadas de localização do terreno, é possível encontrar dados relevantes como a irradiância direta normal, irradiância global horizontal e corrigida de acordo com a inclinação dos módulos e ângulo azimutal.

2.2 CÉLULA FOTOVOLTAICA

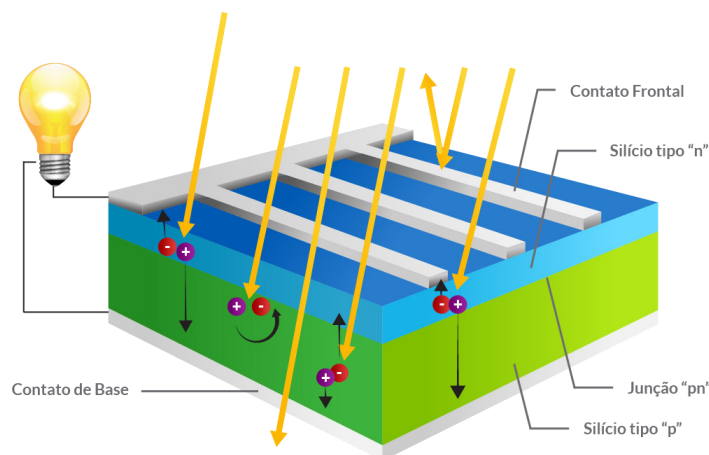
O efeito fotovoltaico é um fenômeno físico verificado pela primeira vez por Edmond Becquerel em 1839, quando se constatou uma tensão elétrica, resultante da ação de luz sobre um eletrodo metálico imerso em uma solução química. Este fenômeno ocorre quando a radiação eletromagnética do Sol incide sobre uma célula composta de materiais semicondutores com propriedades específicas, atualmente denominados no mercado como células fotovoltaicas (VILLALVA, 2015).

O material mais utilizado para a fabricação de células fotovoltaicas é o Silício (Si), encontrado abundantemente na natureza. O Silício, quando dopado com Fósforo, torna-se Si tipo N, com apenas um elétron na camada de valência, necessitando uma pequena quantidade de energia para ser liberado. Analogamente, quando dopado com Boro, torna-se Silício tipo P, o qual tem a ausência de um elétron, conhecido como lacuna (TOLMASQUIN, 2003).

A junção de uma camada grossa de Silício tipo P e uma camada fina de Silício tipo N forma uma junção PN, onde os elétrons tendem a migrar da camada N para a P até atingir equilíbrio. Ao serem expostos a ondas eletromagnéticas, absorvem fótons, que proporcionam o fluxo de elétrons pela junção, provocando um campo elétrico interno à célula, consequentemente, gerando uma tensão elétrica entre os terminais da célula (TOLMASQUIN, 2003).

A Figura 4 ilustra o funcionamento básico de uma célula fotovoltaica.

Figura 4 - Célula Fotovoltaica



Fonte: Bluesol, 2020

A tecnologia mais aplicada na fabricação é o Silício Cristalino (c-Si), podendo ser Silício Monocristalino (m-Si) ou Silício Policristalino (p-Si). Atualmente, os módulos comerciais disponíveis para implementação de um sistema fotovoltaico de geração de energia são produzidos por meio da associação de diversas células fotovoltaicas, revestidas de materiais antirreflexivo e possuem uma eficiência que pode chegar acima de 20% (vinte por cento) no caso de células monocristalinas (VILLALVA, 2015).

2.3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Permanecendo dormente até a década de 1970, a tecnologia da geração fotovoltaica, capaz de gerar energia elétrica da luz proveniente do Sol encontrou interessados em sua aplicação na indústria aeroespacial, por ser um sistema que pode ser colocado em lugares com condições climáticas severas. Com a disseminação da tecnologia no passar dos anos, o aumento da eficiência dos módulos e a redução dos preços, hoje a geração fotovoltaica é uma das alternativas para a geração de energia renovável que mais cresce no planeta (VILLALVA, 2015).

Diferente da grande maioria dos outros sistemas de geração de energia, para a geração solar FV não há elementos com partes móveis como motores, é uma energia limpa, renovável, silenciosa e confiável. Apesar das vantagens citadas, o ainda alto custo por energia gerada, quando comparado às usinas hidrelétricas, e a intermitência da geração devem ser levados em consideração como as principais desvantagens da tecnologia (Portal Solar, 2020).

A capacidade de geração de um sistema fotovoltaico é intermitente, pois gera apenas em horários que a radiação solar incide sobre a superfície dos módulos, horário usualmente de 6h às 18h. Uma vez que o consumo de energia elétrica normalmente existe durante todo o dia, a geração FV é usada em complemento com outras fontes de energia, atualmente provenientes da distribuidora de energia no caso da geração distribuída para sistemas conectados à rede, conhecidos como *on-grid*, ou pode ser optado por armazená-la em bancos de baterias, caracterizando um sistema isolado, desconectado ao sistema de distribuição, também conhecido como *off-grid*.

No caso da micro e minigeração para o consumidor cativo, a concorrência com hidrelétricas e outras fontes convencionais não é uma comparação sensata, devido ao altíssimo investimento inicial, a necessidade de condições específicas e favoráveis para sua implementação e o problema de armazenamento de energia, que é parcialmente resolvido com

o sistema de compensação de energia criado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) na Resolução Normativa (REN) nº 482/2012.

2.4 REGULIZAÇÃO PARA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA *ON-GRID*

Em 2010, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL promoveu a Consulta Pública nº 15/2010 e Audiência Pública nº42/2011 para debater os dispositivos legais sobre a conexão de pequenas usinas de geração na rede de distribuição. Como resultado, a Resolução Normativa – REN nº 482, de 17/04/2012, estabeleceu as condições para conexão de sistemas de micro e minigeração distribuída e implantou o sistema de compensação de energia. No ano de 2015, foi lançada a resolução normativa - REN nº 687/2015 que revisa a REN nº 482/2012 e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que estabelece os procedimentos para a conexão das centrais micro e minigeradoras no sistema de distribuição (ANEEL, 2016).

Os regulamentos dispõem que uma pequena central geradora deve utilizar fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada (centrais de gás natural com uma eficiência mínima) e que devem ser conectadas à rede por meio de instalações de unidades consumidoras. As centrais geradoras são caracterizadas como microgeração quando sua potência instalada é menor ou igual a 75 kW ou minigeração quando a potência instalada é entre 75 kW e 5 MW (ANEEL, 2015).

O sistema de compensação de energia, criado pela Resolução Normativa nº 482/2012, que permite que a unidade consumidora injete energia excedente na rede e que essa energia possa ser compensada ao consumidor por meio de créditos de energia, válidos por um período de até sessenta meses, que abatem do consumo da UC onde o sistema está instalado, ou em outras UCs de mesma titularidade, previamente cadastradas na mesma área de concessão da distribuidora de energia, caracterizando o autoconsumo remoto (ANEEL, 2016).

Além do autoconsumo remoto, existem outras modalidades previstas pela REN nº 482/2012 para utilização dos créditos em energia por outras unidades consumidoras, são eles a geração compartilhada, caracterizada pela criação de consórcios – no caso de pessoas jurídicas ou cooperativas – no caso de pessoas físicas e a modalidade de Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC), caracterizado pela necessidade do sistema de geração estar na mesma propriedade de todas as UCs envolvidas (ANEEL, 2016).

Além das Resoluções da ANEEL, cada concessionária de energia elétrica possui uma Especificação Técnica (ET) que trata das exigências e critérios administrativos e operacionais

perante à concessionária para a conexão do sistema de micro ou minigeração distribuída ao sistema de distribuição. No caso em questão, a concessionária que atua na área de concessão da UC tratada neste trabalho é a Enel-CE e é normatizada pela ET nº 122 de 2018, a CNC-OMBR-MAT18-0122-EDBR (Enel, 2018).

A ET nº 122/2018 define as formas de conexão de acordo com faixas de potência disponibilizadas pelo sistema, detalhes sobre a participação financeira do consumidor em casos de melhoria do sistema de distribuição exclusivamente para a conexão e formulário para a solicitação de acesso, além de prazos, informações sobre o novo medidor, quem deve arcar com os custos do mesmo e como deve ser feita a proteção do sistema FV (Enel, 2018).

Ademais, existe a Norma Brasileira Regulamentadora (NBR) 16690 de 2019, uma norma que se encontra em consulta nacional e que se propõe a estabelecer os requisitos de projeto das instalações elétricas em arranjos fotovoltaicos (ABNT, 2019).

2.4.1 Impostos e tributações

Atualmente à respeito da micro e minigeração distribuída para sistemas geradores de até 1 MW de potência, o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) incidem somente na diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede da distribuidora no mês, nos Estados que aderiram ao Convênio ICMS 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), como o Ceará, estando então isento destes impostos sobre a energia consumida pelos créditos de energia previstos na REN nº 482/2012 (ANEEL, 2016).

Estados como o de Minas Gerais e o Rio de Janeiro, por exemplo, aprovaram leis de ampliação destas isenções, para estimular a democratização da energia fotovoltaica e atrair investimentos para o Estado (Wagner, 2020). Existe, porém, um embate bastante atual em relação à aplicabilidade deste imposto no Ceará, provocado pela interpretação da Secretaria da Fazenda do Estado (Sefaz) sobre o Convênio ICMS 16/2015 que afirma que a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) não é isenta de ICMS, mas esta discussão vai além do escopo deste trabalho.

2.5 ELEMENTOS QUE COMPÕEM UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO *ON-GRID*

Nesta seção serão apresentados os principais elementos que compõem um sistema solar fotovoltaico *on-grid*, também conhecido como sistema conectado à rede.

2.5.1 Módulos fotovoltaicos

Conhecidos na literatura e no mercado como painéis fotovoltaicos e placas fotovoltaicas, os módulos FV são formados por um conjunto de células fotovoltaicas, associadas em série e paralelo para resultar em tensões e correntes praticáveis nas instalações e no mercado. (VILLALVA, 2015).

Os módulos FV são comercializados com um valor nominal em Wp (watt-pico) que determina a sua potência de geração quando expostos à uma irradiância de 1000 W/m^2 à uma temperatura de 25° C , que são valores encontrados mediante ensaios feitos em laboratório sobre Condições de Teste Padronizadas (STC - *Standard Test Conditions*) (VILLALVA, 2015).

Módulos com células policristalinas, que possuem um processo de fabricação mais barato, são usualmente encontrados no mercado com uma eficiência de até 18,15 % (SicesSolar, 2017). Já módulos monocristalinos são encontrados comercialmente com uma eficiência de até 20,6 %, possibilitando módulos com maior potência mantendo as mesmas dimensões (Canadian Solar, 2019).

Os valores dos módulos fotovoltaicos caíram consideravelmente de preço nos últimos 6 anos devido ao avanço da tecnologia e da popularização da solução de sistemas FV na geração distribuída. Um módulo FV comercial é mostrado na Figura 5.

Figura 5 - Módulo Fotovoltaico Policristalino



Fonte: Minha Casa Solar, 2020

2.5.2 Inversor

O inversor é um equipamento eletrônico que tem como função converter as grandezas de tensão e corrente provenientes dos módulos FV de corrente contínua para corrente alternada. Além disso, no caso de sistema *on-grid*, sincronizar o ângulo de fase e frequência com a rede de distribuição de energia elétrica. Um inversor convencional é representado na Figura 6.

Um sistema pode possuir um ou mais inversores, dependendo da sua potência nominal e necessidades do sistema em função de fatores que incidem sobre os módulos FV como o sombreamento e diferentes locais de instalação com diferentes ângulos de inclinação e ângulos azimutais, além das distâncias físicas onde diferentes grupos de painéis possam ser instalados (VILLALVA, 2015).

Na escolha do inversor, deve-se atentar se ele é monofásico, bifásico ou trifásico, sua potência nominal, tensões e correntes de entrada em CC, tensões e correntes de saída em CA e faixa de frequência na saída. Inversores modernos possuem a tecnologia do Seguidor do Ponto Máximo de Potência (MPPT – *Maximum Point Power Tracker*). Esta tecnologia possibilita ao módulo FV trabalhar sempre no seu ponto máximo de potência, possibilitando a maior geração possível e, no caso de múltiplas entradas MPPT, utilizando o arranjo certo de módulos em cada entrada, pode-se minimizar os efeitos do sombreamento nos módulos.

Ademais, atualmente destacam-se os microinversores, que são um tipo de inversor pequeno e leve, projetados para serem utilizados unitariamente ou em pequenos grupos de módulos fotovoltaicos, sendo muito utilizado em sistemas residenciais e, atualmente, com a redução do seu custo e maior praticidade de instalação, tornaram-se uma alternativa interessante aos inversores convencionais em casos de locais com inclinações diferentes e sombreamentos parciais ao longo do período de geração.

Figura 6 - Inversor *Fronius Symo*

Fonte: *Fronius*, 2021

2.5.3 *String box*

A proteção do sistema FV é necessária para garantir a longevidade dos equipamentos e integridade do sistema de distribuição. Muitas proteções de um sistema FV de até 75 kW estão inclusas no inversor, como regulação de frequência, sub e sobretensão. Mas para realizar a proteção contra surtos e garantir o seccionamento do sistema em casos de manutenção ou situações atípicas, deve ser instalada uma *String Box* (Enel, 2018).

A *String Box* pode ser definida como o quadro de proteção de Corrente Contínua (CC), que possui Dispositivo de Proteção contra Surtos elétricos (DPS) e uma chave seccionadora para realização de manobra entre o agrupamento de módulos fotovoltaicos e o inversor.

Ademais, a proteção da parte CA é normalmente feita por um disjuntor que fica à jusante do inversor, garantindo o seccionamento automático em caso de sobrecarga e curto circuito.

2.5.4 Cabos Fotovoltaicos

As tensões em sistemas fotovoltaicos geralmente são na faixa de 500 à 800 V em corrente contínua (V_{CC}), que são maiores que as tensões comumente encontradas na parte de corrente alternada que é em torno de 220 V eficaz em corrente alternada (V_{CA}). Existe então uma categoria no mercado de cabos especiais, conhecidos como cabos solares, que possuem uma isolamento compatível com os níveis de tensão em corrente contínua encontrados em sistemas FV e que suportam as intempéries e radiação solar excessiva. (VILLALVA, 2015).

Os cabos elétricos empregados nos sistemas fotovoltaicos são comentados na NBR 16690/2019, que impõe várias exigências, das quais se destacam (ABNT, 2019):

- Devem ser próprios para corrente contínua;
- Ser resistentes à água;
- Caso expostos ao tempo, ser resistentes à radiação UV ou devem estar abrigados da radiação UV;
- Se expostos a ambientes salinos, devem ter condutores de cobre estanhado;
- Condutores devem ser do tipo retardador de chama.

2.6 ANÁLISE ECONÔMICA PARA SISTEMAS FV

A análise econômico-financeira de um investimento é o fundamento primordial para o arranjo ótimo de recursos, prevenindo tomadas de decisão errôneas que causam prejuízos e maus investimentos (2001 apud LIZOTE et al., 2014).

De forma a tornar o investimento em um sistema solar fotovoltaico interessante do ponto de vista econômico e financeiro, deve ser feito uma análise que tenha como fatores o investimento inicial e a economia mensal que o sistema trará na fatura de energia, de forma que ao longo do tempo se saberá se o empreendimento foi lucrativo ou não, quanto tempo ele demorou para gerar lucro e se ele é um bom investimento quando comparado com outras alternativas disponíveis.

A análise deve ser feita utilizando indicadores financeiros e apresentada aos investidores em potencial. Neste trabalho, os indicadores financeiros abordados serão o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e o *payback*.

2.6.1 Fluxo de Caixa

Fluxo de Caixa (FC) é o registro das entradas e saídas de capital de um projeto ou empresa em períodos definidos, em um determinado tempo, podendo o período analisado ser diário, semanal, mensal, semestral ou anual. Em outras palavras, o FC é onde se evidenciarão os registros de economias (entradas) e gastos (saídas) em um investimento como o de implantação de uma minigeração de energia FV.

Segundo Samanez (2009), o fluxo de caixa auxilia na decisão e implementação de indicadores financeiros, conhecendo a rentabilidade de um projeto, uma vez que este expõe o resumo das entradas e saídas efetivas de dinheiro ao longo do tempo.

2.6.2 Valor Presente Líquido (VPL)

O dinheiro possui valor no tempo e a análise do fluxo de caixa com valores presentes e futuros é essencial para identificar a viabilidade do negócio. O método do Valor Presente Líquido (VPL) consiste em aplicar o valor do dinheiro de um fluxo de caixa em um determinado momento utilizando uma taxa mínima de atratividade ou taxa de juros, associada ao custo de oportunidade do investidor.

O valor do VPL aplicado ao período zero pode ser expresso matematicamente pela Equação 1 (Samanez, 2009).

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + K)^t} \quad (1)$$

Onde,

I representa o investimento inicial;

FC_t representa o fluxo de caixa no t -ésimo período;

K representa a taxa mínima de atratividade, taxa de juros ou custo do capital;

n representa o número de períodos a serem analisados.

Valores de saída são negativos no fluxo de caixa, assim como o investimento inicial é considerado negativo. Brigham e Ehrhart (2016) afirmam que o VPL acima de zero indica que o capital do projeto será recuperado e gerará lucro igual à ele na data zero.

Por meio desse método, pode-se selecionar a alternativa mais rentável, e, caso o VPL seja menor que zero, o investimento não é economicamente viável e deve ser descartado.

Como dizem Motta e Calôba (2002), o VPL é um excelente método, porém, sozinho não é capaz de gerar uma noção do tempo de retorno do investimento, logo, devem ser utilizados outros indicadores, pois apenas o VPL não serve como parâmetro de seleção entre outras alternativas de investimento.

2.6.3 Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é outro método de análise de viabilidade de um investimento para um determinado número de períodos.

Pelo método da TIR, um projeto de investimento é recomendado se a taxa interna de retorno calculada for maior que o retorno exigido. Neste caso, o projeto cria valor econômico. Caso o investimento apresente uma taxa de retorno menor que o retorno exigido, o projeto deve ser rejeitado. (ASSAF NETO; LIMA, 2014, p. 399).

Para calcular a TIR, deve-se conhecer o Fluxo de Caixa do investimento de forma que, utilizando esta taxa como taxa de juros no cálculo do VPL, o VPL é zero. A TIR pode ser encontrada por meio de calculadoras financeiras ou *softwares* como o *Excel* e pode ser expressa também pela Equação 1, igualando a variável *VPL* à 0 e resolvendo para a variável *r*.

2.6.4 Taxa Mínima de Atratividade

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é uma taxa que está associada ao custo de uma oportunidade, sendo uma taxa utilizada como referência para comparar com a TIR e determinar a viabilidade do negócio. A TMA também é utilizada como taxa de juros para descontar o FC nos cálculos do *payback* e VPL. Ela representa um valor onde o capital pode ser investido e a renúncia dessa oportunidade deve ser feita apenas quando a TIR encontrada seja superior à TMA. Comumente são utilizadas as médias das taxas da poupança ou da taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia) dos últimos anos para aplicações de baixo risco, ou a TIR de outras oportunidades de investimento a serem comparadas.

2.6.5 Payback Descontado

O *payback* é um outro método de análise financeira que tem como objetivo indicar o tempo de retorno do investimento inicial, ou seja, o tempo necessário para que o investimento passe a ter um balanço acumulado positivo. O *payback* descontado destaca-se em relação ao *payback* simples, pois é levado em consideração o valor do dinheiro no tempo, utilizando o conceito de Valor Presente (VP).

Correia Neto (2007) define *payback* como o número de períodos necessários para que o investimento de capital inicial seja recuperado, ou seja, a soma das entradas ao caixa até o período de *payback*, projetadas ao presente sejam iguais à soma das saídas de caixa do investimento projetada ao presente.

Assim como a TIR, o *payback* não é facilmente calculado sem auxílio de calculadoras financeiras ou softwares como o *Excel*, a partir de auxílio de gráfico plotado por um destes *softwares*, é comum em se calcular o *payback* conforme a Equação 2 (MOITA, 2018):

$$Payback = n + \frac{-S_n}{VP_{n+1}} \quad (2)$$

Onde,

Payback representa o tempo em períodos no qual o fluxo descontado vira positivo;

n representa o último período de saldo negativo;

S_n representa Fluxo de Caixa Acumulado no último período;

VP_{n+1} representa o VP descontado no período posterior.

2.7 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM CONDOMÍNIOS DE PRÉDIOS RESIDENCIAIS

O conceito de edifícios residenciais é a verticalização das moradias, o que representa também a verticalização das unidades consumidoras de energia elétrica, gerando uma alta potência em um terreno proporcionalmente pequeno. O condomínio é a área comum do prédio, que pertence à todos e seu consumo de energia elétrica se caracteriza por possuir cargas como elevadores, ar condicionados e iluminação das áreas comuns, o que geralmente leva a um consumo consideravelmente elevado de energia elétrica, se destacando em comparação com o consumo dos apartamentos e possuindo possibilidade de altas economias na fatura de energia.

O uso de uma área comum ao prédio, como a cobertura do mesmo ou as cobertas do estacionamento são de propriedade conjunta de todos os condôminos, e não da Pessoa Jurídica (PJ) condomínio responsável pela administração. A implementação de um sistema FV deve

então ser autorizada em ata administrativa por todos os proprietários dos apartamentos, para que possa ser feito o uso destas áreas.

A necessidade de aprovação e consentimento de todos os proprietários gera dificuldade para UCs dos apartamentos conseguirem o uso dessas áreas para instalação de um sistema de microgeração, mas, uma vez que todos os moradores pagam a energia do condomínio, é de interesse de todos que os custos de operação sejam reduzidos, tornando muito provável a sua aprovação, caso seja apresentado um projeto como tecnicamente e financeiramente viável, podendo ser resolvida com uma simples reunião de condomínio.

Ademais, pelo fator de um condomínio de prédios ser encontrado normalmente no meio urbano desenvolvido, é necessária a previsão de construção de edificações vizinhas na vizinhança imediata e se existe a possibilidade de tal construção provocar um sombreamento, neste caso é recomendada a adequação do sistema em outro local.

Vale comentar que existe a modalidade EMUC, prevista no Capítulo 1, Inciso VI da REN nº 482/2012, que pode ser instalada em condomínios e compensar tanto a UC do condomínio quanto as UCs de moradores. Nesta modalidade é proposto aos proprietários a participação em um empreendimento de energia fotovoltaica que beneficia proporcionalmente todos os que desejarem participar, porém, a modalidade EMUC não é o foco deste trabalho, e o sistema dimensionado propõe-se à gerar apenas para as áreas em comum devidos às dificuldades de aprovação administrativa citadas (ANEEL, 2012).

3 ESTUDO DE CASO – EDIFÍCIO LAURO MAIA 2

Neste capítulo serão tratados todos os aspectos relevantes da UC do condomínio do edifício Lauro Maia 2, localizado na Rua Coronel Pergentino Ferreira, 155, em Fortaleza, Ceará. Para este condomínio, contemplado pelas áreas comuns do edifício e administrado por síndico escolhido em votação em assembleias internas, é desenvolvido o trabalho em questão. Ademais, será realizada a análise técnica e o dimensionamento de um sistema FV para a UC e cálculo dos indicativos financeiros para o sistema dimensionado.

3.1 DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA

A Unidade Consumidora analisada neste trabalho é o condomínio do Residencial Lauro Maia 2, edifício localizado no município de Fortaleza, no Bairro de Fátima, possuindo 26 andares, sendo destes, 23 residenciais com três apartamentos cada, dois andares de garagem e uma cobertura, além de área de lazer comum, um parquinho para crianças e uma pequena quadra como mostrado na Figura 7.

Figura 7 - Edifício Residencial Lauro Maia 2



Fonte: Google Earth, 2021

O condomínio é atendido em Baixa Tensão (BT) pela Enel Ceará, a porção mais considerável da sua demanda consiste pelas cargas dos 3 elevadores, bombas d'água,

iluminação e monitoramento de áreas comuns e um portão eletrônico. Dados técnicos referentes à localização geográfica podem ser encontrados na Tabela 1.

Tabela 1 - Dados Gerais da Unidade Consumidora

DADOS GERAIS	
Unidade Federativa	Fortaleza - CE
Latitude	-3.747627
Longitude	-38.522414
Modalidade Tarifária	B1 Residencial
Ligação	Trifásico
Tensão	220/380V
Sistema de Aterramento	TN-S

Fonte: do Autor, 2021

3.1.1 Análise da conta de Energia Elétrica do condomínio

Em posse da fatura mais recente da conta de energia do condomínio (áreas comuns), pode-se ter o acesso ao grupo que está inserido a UC, o tipo de ligação, o consumo de energia do mês faturado e dos doze meses anteriores, o valor referente à tarifa da energia, custos de adicionais de bandeira amarela e vermelha, quando aplicáveis e tributação.

Destas informações, para o dimensionamento correto e análise de viabilidade econômica do sistema FV, interessam a média de consumo mensal e o valor da tarifa de energia. A fatura analisada foi a de Janeiro de 2021 e a Tabela 2 mostra o consumo da UC no período de 13 meses.

Tabela 2 - Acompanhamento do Consumo mensal da UC

Mês	Consumo (kWh)
JAN/21	3182
DEZ/20	3149
NOV/20	3015
OUT/20	2918
SET/20	2951
AGO/20	3326
JUL/20	2898
JUN/20	2566
MAI/20	2983
ABR/20	3031
MAR/20	3125
FEV/20	2934
JAN/20	3216
TOTAL	39294
MÉDIA MENSAL	3023

Fonte: do Autor, 2021

A demanda de energia do condomínio é composta primariamente das cargas de elevadores, bombas e da iluminação. Nota-se que, no mês de Junho de 2020, o consumo de energia foi menor, devido ao distanciamento social rígido decretado no estado no dia 5 de Maio de 2020, o qual ocasionou em uma circulação significativamente reduzida nos elevadores do condomínio. Por este não representar o caso de uso pleno em uma situação normal, uma nova média mensal foi calculada retirando este valor e o dividindo por 12, correspondendo aos meses considerados. Adotou-se então um valor de consumo de 3060 kWh/mês para o dimensionamento do sistema.

Ademais ao histórico de consumo, é interessante destacar a taxa de iluminação pública, Contribuição de Iluminação Pública (CIP), que custa ao condomínio em média R\$160,00 (cento e sessenta reais) mensais. Esta taxa será considerada mantida integralmente nas contas futuras, devido ao alto consumo (acima de 3000 kWh) do condomínio, além de que, possivelmente, não haveria alterações significativas no valor dessa taxa com a instalação do sistema FV para as condições de cobrança no município de Fortaleza, segundo dados da Sefin (Secretaria Municipal das Finanças) do município de Fortaleza (Sefin, s.d.).

3.1.2 Espaços Disponíveis para implantação do Sistema FV

Existem dois espaços disponíveis para a implantação do sistema solar fotovoltaico para o empreendimento em questão, sendo ambos telhados. O telhado do estacionamento, localizado no mezanino e o telhado superior, localizado no 26º andar do prédio. Nesta seção serão apresentadas ambas opções e decidido qual opção será a levada adiante no dimensionamento.

3.1.2.1 Telhado do estacionamento

A coberta da garagem do mezanino, possui área de aproximadamente 430 m², este telhado tem inclinação para queda d'água de 10º e um ângulo azimutal de 160º, fatores que afetam a geração. Este telhado localiza-se no pavimento acima do Quadro de Distribuição de Circuitos (QDC). O telhado está representado na Figura 8.

Neste telhado é observado que existe um sombreamento provocado por uma edificação vizinha à partir de 16h30 que deve ser considerado como fator negativo na escolha do mesmo. Caso escolhido, deverá ser considerado no cálculo do fator de performance.

Figura 8 - Telhado do Estacionamento



Fonte: Google Earth, 2021

3.1.2.2 Telhado da cobertura

A outra opção para implementação de uma microgeração é a cobertura do prédio, onde existem múltiplos telhados e a caixa d'água. A dimensão da área disponível julgada viável levando em consideração o sombreamento provocado pela própria caixa d'água, somada, é de aproximadamente 128 m², ambos com inclinação de 10° com um ângulo azimutal de 24°, como mostra a Figura 9.

Este telhado seria a melhor opção devido a ausência completa de sombreamento provocado por edificações vizinhas, pelo fato do edifício ser o mais alto da região.

Figura 9 - Telhado da cobertura



Fonte: Google Earth, 2021

Pelo fato de o edifício estar localizado em Fortaleza, uma cidade próxima da linha do Equador, a diferença entre o ângulo azimutal é de baixa relevância na irradiação global. Simulando brevemente com as ferramentas disponíveis no *site Global Solar Atlas*, observa-se uma diferença irrisória no valor de irradiação entre as duas opções, de pouco mais de 1 %.

Apresentados os dados para cada possibilidade, optou-se pela primeira opção, o telhado do estacionamento por se encontrar mais próximo ao QDC do condomínio e possuir espaço suficiente para a máxima compensação da energia consumida pelo sistema previsto na REN nº 482/2012, apesar de possuir um ângulo azimutal menos favorável para a geração e um sombreamento provocado por uma edificação vizinha. Ademais, ressalta-se que a vizinhança é desenvolvida e não existe especulação ou previsão de construções futuras que possam provocar maior sombreamento.

3.2 FATORES CONSIDERADOS PARA O DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FV

Nesta seção serão apresentados os fatores mais relevantes e o passo a passo do dimensionamento do sistema fotovoltaico para a UC em questão.

3.2.1 Irradiação Solar Local

O valor da irradiação solar local foi encontrado utilizando a ferramenta disponibilizada pelo *website Global Solar Atlas* (<https://globalsolaratlas.info/map>). O valor de irradiação direta normal média é de 5,491 kWh/m²/dia. O valor da irradiação global total já corrigida pela ferramenta levando em consideração o ângulo azimutal e a inclinação do telhado do estacionamento é de 5,942 kWh/m²/dia, sendo esta a que será adotada no dimensionamento do sistema.

3.2.2 Fator de Performance

O Fator de Performance (PR - *performance ratio*) do sistema, também conhecido como rendimento, é um indicador de aproveitamento da energia gerada, tendo a função de prever as perdas em cálculo para o dimensionamento correto da energia gerada aproveitável. Tais perdas podem ser perdas pela temperatura, sombreamento provocado por nuvens ou edificações vizinhas, sujidade dos módulos fotovoltaicos, perdas por condução e por conversão, para citar algumas.

Os valores das perdas que existem em cada componente, geralmente podem ser encontrados em folhas de dado ou são considerações de projeto. Na Tabela 3, composta por valores empíricos, são evidenciadas as considerações para cada uma das perdas acima citadas no dimensionamento.

Tabela 3 - Consideração do Fator de Performance

Tipo de perda	Valor Considerado
Perdas por Temperatura	11,5%
Perdas por Sombreamento	4%
Perdas por Acúmulo de Sujeira	1%
Perdas por Condução	1,5%
Perdas de Conversão (Inversor)	3,5%

Fonte: do Autor, 2021

A Equação 3 possibilita encontrar o valor de Fator de Performance para determinados valores de perda considerados.

$$FP = (1 - P_{temp.}) \times (1 - P_{sombra}) \times (1 - P_{suj.}) \times (1 - P_{cond.}) \times (1 - P_{inv.}) \quad (3)$$

Onde,

FP representa o fator de performance global do sistema;

P_{temp} representa as perdas por temperatura dos módulos FV;

P_{sombra} representa as perdas por sombreamento dos módulos FV;

$P_{suj.}$ representa as perdas por sujeira dos módulos FV;

$P_{cond.}$ representa as perdas por condução;

$P_{inv.}$ representa as perdas por conversão de energia.

Resolvendo a Equação 3 conforme os valores da Tabela 3, encontra-se o valor de Fator de Performance de 79,94%, será então considerado para essa implementação um Fator de Performance, ou rendimento, de 80%.

3.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FV

É critério do projetista determinar como será feito o dimensionamento do sistema, levando em consideração se o intuito do consumidor é compensar integralmente ou parcialmente o consumo de energia em questão. Além do dimensionamento por energia à ser gerada, é possível dimensionar levando em consideração o espaço disponível para instalação

dos módulos fotovoltaicos e até mesmo o limite dos recursos econômicos da parte interessada a realizar este empreendimento (VILLAVLA, 2015).

Como argumentado e decidido no item 3.1.2.2, o telhado escolhido foi o do estacionamento do mezanino, nele será aplicado o método da insolação média para se dimensionar um sistema FV para abater integralmente a energia da UC, utilizando os valores citados no item 3.1.2.1, 3.2.1 e 3.2.2.

3.3.1 Energia à ser gerada

Não há interesse do condomínio como PJ gozar da possibilidade de autoconsumo remoto, pois não há nenhuma outra UC no mesmo CNPJ que possa usufruir do excedente gerado. Portanto, optou-se pela geração junto à carga, de forma que abata o máximo possível da fatura de energia.

A UC é um consumidor do grupo B, atendido em BT com uma ligação trifásica, e deve pagar, no mínimo um valor referente ao custo de disponibilidade do sistema de distribuição conforme a Tabela 4, regulado pela REN nº 414/2010 (ANEEL, 2010).

Tabela 4 - Custo de disponibilidade para o tipo de ligação

Tipo de Ligação	Custo de disponibilidade (kWh)
Monofásico	30
Bifásico	50
Trifásico	100

Fonte: ANEEL, 2010

Esta taxa será cobrada independentemente de haver ou não esse consumo, logo, opta-se por dimensionar o sistema descontando esse valor. O consumo médio mensal do condomínio a ser considerado é de 3060 kWh, conforme explicitado no item 3.2.1, levando em consideração o custo de disponibilidade, dimensionando-se a potência a ser gerada conforme a Equação 4:

$$\text{Energia Geração} = \text{Consumo Mensal} - \text{Custo de Disponibilidade} \quad (4)$$

Resultando em um valor para a energia a ser gerada mensalmente de 2960 kWh, convertendo este valor para uma média diária, divide-se o valor de energia gerada mensalmente por 30 para encontra-se aproximadamente 97 kWh/dia de geração.

3.3.2 Potência a ser instalada

A irradiação permite encontrar um valor a partir do cálculo da energia que será gerada pelo sistema, fornecendo, dessa forma, um parâmetro das horas de Sol pleno a serem consideradas. Para isso, é usual considerar a irradiação média diária como o número de horas de Sol à 1000W/m² em um dia qualquer. Considerando o de energia gerada em um dia de 97 kWh encontrada no item 3.3.1, o valor de irradiação total de 5,942 kWh/m²/dia encontrado no item 3.2.1 e o valor de Fator de Performance de 80 % encontrado no item 3.2.2, encontra-se à partir da Equação 5 a potência instalada de módulos FV, que resulta em um valor de 20,4 kWp.

$$Potência\ Instalada = \frac{Consumo\ Diário}{Irradiação\ Total * Fator\ de\ Performance} \quad (5)$$

3.3.3 Escolha do modelo do módulo FV

Apesar do telhado escolhido não existir limitações relevantes de espaço para instalação dos módulos, optou-se por módulos de alta eficiência, devido ao custo da mão de obra de instalação estar associado ao número de painéis a serem instalados e pelo alto valor das ferragens de instalação em telhados de alumínio. A maior eficiência de módulos encontrada no mercado brasileiro atualmente é de 20,6%, em módulos monocristalinos.

Foi optado pelo módulo da *Canadian Solar*, uma empresa canadense considerada Tier 1 (classificação que dá maior credibilidade à empresa), modelo CS3W-455MS de 455 Wp e dimensões de 2108x1048x40 mm, um painel monocristalino, com 144 células e eficiência de 20,6%. Outras informações relevantes que podem ser encontradas na folha técnica do módulo são a tensão de circuito aberto dos painéis, de 49,3 V, e a tensão em operação ótima, que é 41,3 V. Esses valores são importantes para que sejam respeitadas as tensões máximas de entrada no inversor (*Canadian Solar*, 2019).

Os painéis possuem uma garantia de potência linear ao longo de 25, fato que permite ao projetista prever a geração ao longo da vida útil do sistema, considerou-se que no começo do 25º ano ele terá uma capacidade produtiva de 80 %, como pode ser observado na Tabela 5. A folha técnica do módulo CS3W-455MS está apresentada no Anexo A.

Tabela 5 - Capacidade produtiva considerada dos módulos ao longo de 25 anos

Ano	Capacidade Produtiva
1	100,0 %
2	99,2 %
3	98,3 %
4	97,5 %
5	96,7 %
6	95,8 %
7	95,0 %
8	94,2 %
9	93,3 %
10	92,5 %
11	91,7 %
12	90,8 %
13	90,0 %
14	89,2 %
15	88,3 %
16	87,5 %
17	86,7 %
18	85,8 %
19	85,0 %
20	84,2 %
21	83,3 %
22	82,5 %
23	81,7 %
24	80,8 %
25	80 %

Fonte: do Autor, 2021

3.3.4 Escolha do inversor

Como o condomínio é atendido pela Enel por meio de uma ligação trifásica em 220/380V, a possibilidade de instalação de micro inversores é descartada devido à dificuldade de aquisição de micro inversores trifásicos no comércio e altíssimo custo, por se tratar de uma novidade no mercado.

Resta, então, a opção de inversores convencionais, conectados a múltiplos módulos fotovoltaicos conectados em série, denominados *strings* de módulos. Em uma *string* deve-se ter a mesma inclinação, o mesmo ângulo azimutal e mesma incidência de radiação solar, não devendo ter parte da *string* de módulos sombreada, pois a ineficiência ou sombreamento em apenas um painel afeta a geração de toda a *string*. Felizmente para o local escolhido para instalação dos módulos, não há problemas com diferentes ângulos de inclinação, azimutes e sombreamento irregular.

Para cálculo da potência máxima que o sistema FV irá produzir, é considerado o maior valor de irradiância durante um ano, que segundo o site *Global Solar Atlas*, para um sistema com 20,4 kWp de potência instalada. O máximo de energia que o sistema proverá ao longo de qualquer hora durante o ano é de 15kWh, sendo então a potência máxima em operação normal que será provida é de aproximadamente 15kW, no caso dos meses de Outubro e Novembro como mostra a Figura 10.

Figura 10 - Energia do sistema FV ao longo de um ano.

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6 - 7	2	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3
7 - 8	5	5	5	4	4	4	4	5	6	7	7	6
8 - 9	8	8	8	7	7	7	7	8	10	11	11	9
9 - 10	10	10	10	8	9	9	9	11	12	13	13	12
10 - 11	12	11	11	10	10	10	11	13	14	14	14	13
11 - 12	13	12	12	11	11	11	11	13	14	15	15	14
12 - 13	13	12	12	10	11	10	11	13	14	14	14	13
13 - 14	12	11	11	10	10	9	10	12	12	13	13	12
14 - 15	10	9	9	8	7	7	8	9	10	10	10	10
15 - 16	7	7	6	5	4	4	5	6	6	6	6	7
16 - 17	3	3	3	2	1	1	2	2	2	2	2	3
17 - 18	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18 - 19												
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	95	92	88	76	77	74	80	93	103	109	109	103

Fonte: *Global Solar Atlas*, 2021

De forma a manter uma margem nos equipamentos, é aplicado no mínimo uma margem de 10%. A Equação 6 demonstra este cálculo no qual é encontrado um valor de 16,5 kW.

$$15 \text{ kW} + 10\% = 16,5 \text{ kW} \quad (6)$$

A unidade do inversor da marca *Fronius*, modelo *Symo 17.5-3 480* foi escolhida por ser um inversor trifásico com potência nominal de saída de 17,5 kW.

O inversor possui tensão máxima de entrada de 695V, duas entradas MPPT com correntes utilizáveis máximas de 33 A para a entrada MPPT 1 e 25 A para a entrada MPPT 2, potência máxima de módulos de 26,25 kWp, potência máxima de saída de 17,495 kVA, eficiência de até 97,5%. A folha técnica do inversor está apresentada no Anexo B.

3.3.5 Associação dos módulos FV

Para alcançar a potência desejada de 20,4 kWp, o número de módulos fotovoltaicos de 455Wp é de 45 módulos, sendo considerada a geração de 2960 kWh mensais. É necessário encontrar uma associação dos módulos em série (*string*) e paralelo para adequar às tensões dos módulos às entradas do inversor. É interessante utilizar ambas as entradas MPPT disponíveis no inversor escolhido para maximizar a geração em caso de algum sombreamento.

Os módulos devem, então, ser divididos em três *strings* cada uma com 15 módulos, sendo duas destas associadas em paralelo e ligadas na entrada MPPT 1 do inversor e a outra *string*, também com 15 módulos ligada na entrada MPPT 2 do inversor. A Tabela 6 apresenta os valores máximos de tensão e corrente levando em consideração a corrente de curto circuito e a tensão de circuito aberto dos módulos.

Tabela 6 - Tensão e corrente máximas dos módulos FV.

Entrada	Arranjo	Tensão de Circuito Aberto (V)	Corrente de Curto (A)
MPPT 1	15S2P	739,5	23,32
MPPT 2	15S1P	739,5	11,66

Fonte: do Autor, 2021

Devido aos efeitos da temperatura e da irradiância local quando comparada com as condições em que os módulos foram ensaiados, estima-se os valores de operação real do sistema serão de acordo com a Tabela 7, que representa os valores estimados de operação real do sistema, observando as curvas presentes na folha técnica levando em consideração a irradiância e temperatura do local nos meses de Outubro e Novembro, conforme a Figura 10.

Tabela 7 - Tensão e corrente estimadas dos módulos FV

Entrada	Arranjo	Tensão Nominal (V)	Corrente Nominal (A)
MPPT 1	15S2P	525,0	14,00
MPPT 2	15S1P	525,0	7,00

Fonte: do Autor, 2021

A Figura 11 ilustra a disposição dos módulos sobre o telhado, fica evidente que será usada apenas uma fração do mesmo e que todos eles possuirão a mesma inclinação e azimute. Foi também pensado no projeto de instalação, em um espaço para manutenção dos módulos de 80 cm. Percebe-se também que a outra opção de telhado, o telhado da laje seria inviável para compensar os 2960 kWh propostos para compensação máxima devido à quantidade de módulos que é necessária.

Figura 11 - Disposição dos módulos sobre o telhado.



Fonte: do Autor, 2021

Ademais, deve-se atentar ao peso do painel, de 24,9 kg, peso que combinado às estruturas de fixação resultará em uma carga acima de uma tonelada na estrutura do telhado. Felizmente, a estrutura é superdimensionada e suporta o peso dos painéis sem necessidade de maior investimento.

3.3.6 Cabeamento e *String Box*

Devido à necessidade de manter o sistema de conversão fora do acesso dos condôminos para evitar mal uso e acidentes, além de padronizar o acesso e manutenção da parte elétrica do condomínio, a localização da *string box* e do inversor está prevista para ficar ao lado do QDC, a aproximadamente 35 metros dos módulos, considerando todas as curvas necessárias. Estima-se que será usado 250 metros de cabo 4 mm² para a ligação, considerando sete condutores percorrendo esse trajeto de 35 metros, sendo seis condutores para as três *strings* (positivo e negativo para cada uma) e um condutor de proteção.

A *string box* escolhida para realizar a proteção foi a CLAMPER Solar SB 1000 18 kA 3-4E/2S, que possui 3 entradas e 2 saídas, potência máxima de operação de 1040 W, tensão máxima de operação de 1040 V e corrente de carga máxima de 10 A por *string*, atendendo aos requisitos de projeto. A folha técnica da *String Box* está apresentada no Anexo C.

3.4 VIDA ÚTIL DO SISTEMA

Os módulos FV possuem garantia de 12 anos contra defeitos de fabricação e 25 anos de potência de saída linear, sendo possível durabilidade até maior em um sistema como este. O inversor possui garantia de apenas sete anos, mas a sua vida útil é entre 10 e 15 anos, podendo até mesmo alcançar mais de 20 anos. Para fins da análise financeira, a vida útil dos módulos será considerada de 25 anos, chegando ao 25º ano sem valor comercial. Será considerada também uma troca do inversor com 12 anos por um inversor novo, e, sabendo disso, foi orçado o valor de R\$ 26.799,00 para apenas o inversor. Considerar-se-á que este novo inversor será mantido em pleno funcionamento até o fim da vida útil da análise.

Ademais, é prevista uma manutenção preventiva com periodicidade de 5 anos para o sistema, a partir do ano zero, para garantir a boa operação do sistema, na qual deverá ser feito o reaperto dos parafusos, inspeção visual dos módulos e inspeção do sistema de aterramento do condomínio, o valor considerado é de R\$ 2.500,00 no período zero.

3.5 ANÁLISE ECONÔMICA

Nesta seção será realizada a análise econômica, desde a disposição do orçamento do sistema até os resultados dos indicadores financeiros.

3.5.1 Orçamento do sistema

O sistema foi orçado utilizando a metodologia de *kits* solares, onde tudo é comprado com o mesmo vendedor e estão inclusas todos os módulos, o(s) inversor(es), os conectores, os dispositivos de proteção necessários e o cabeamento para a implementação do sistema, com frete grátis. A mão de obra para a instalação desse sistema também foi orçada, na qual está inclusa o projeto, a documentação perante a concessionária e a instalação propriamente dita dos módulos, inversor, cabeamento e proteção. Os valores que podem ser conferidos na Tabela 8.

Tabela 8 - Orçamento do sistema FV

Descrição	Valor (R\$)
<i>Kit Solar</i>	76.250,00
Mão de Obra	15.000,00
Total	91.250,00

Fonte: do Autor, 2021

As considerações econômicas para esta análise são as seguintes:

- Para fins de ajuste no valor da tarifa de energia elétrica, do inversor e das manutenções preventivas previstas, foi considerada a média do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), dos últimos 10 anos, que é de 5,72 % a.a., conforme mostrado na Tabela 9;
- Para fins de elaboração do Fluxo de Caixa, cálculo do VPL e TIR, a TMA considerada foi a média dos rendimentos da poupança nos últimos 10 anos, que é 6,11 % a.a., conforme mostrado na Tabela 10;
- O valor do kWh no período atual é de R\$ 0,77/kWp para a bandeira verde;
- O valor do investimento inicial é R\$ 91.250,00;
- Serão considerados custos de manutenção de R\$ 2.500,00 a cada 5 anos, à partir do período zero;
- O valor do inversor no período atual é de R\$ 26.799,00;
- A geração cairá linearmente ao longo dos 25 anos, chegando no final do 24º ano com 80% da geração inicial.

Tabela 9 - Média da inflação nos últimos 10 anos

Ano	Inflação (IPCA)
2011	6,50 %
2012	5,84 %
2013	5,91 %
2014	6,41 %
2015	10,67 %
2016	6,29 %
2017	2,95 %
2018	3,75 %
2019	4,31 %
2020	4,52 %
Média	5,72 %

Fonte: Blog Nubank, 2021

Tabela 10 - Média do rendimento da poupança nos últimos 10 anos

Ano	Rendimento da Poupança
2011	7,50 %
2012	6,47 %
2013	6,37 %
2014	7,16 %
2015	8,07 %
2016	8,07 %
2017	6,57 %
2018	4,55 %
2019	4,25 %
2020	2,11 %
Média	6,11 %

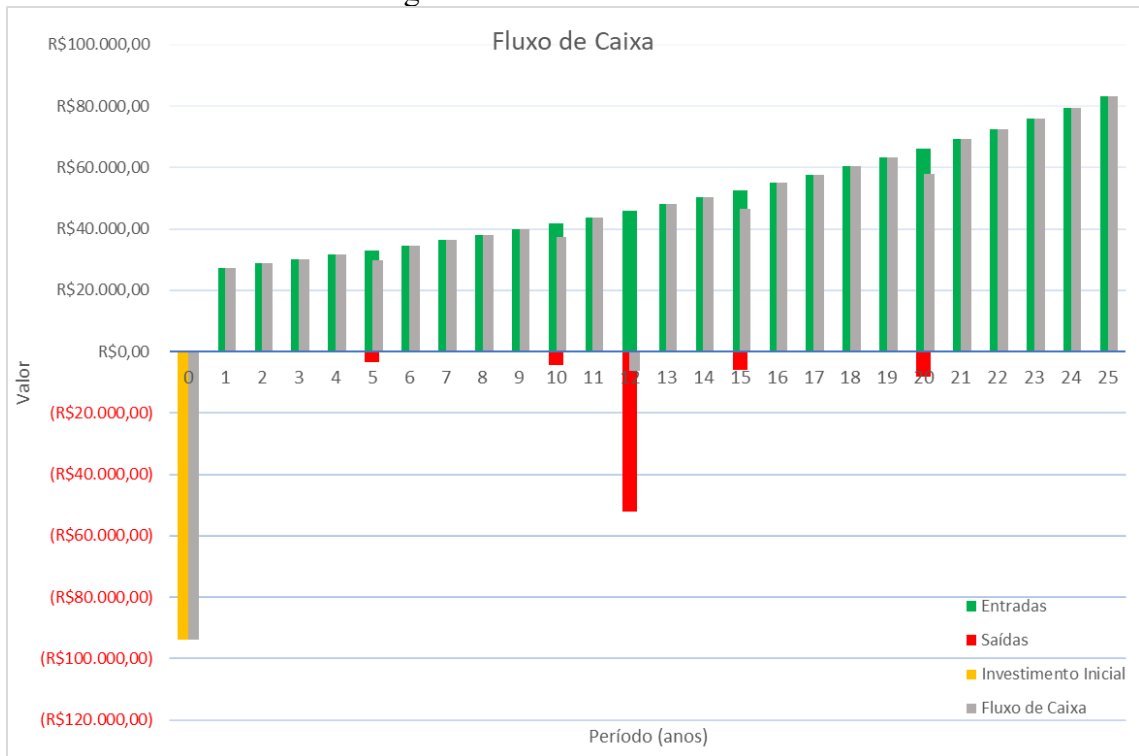
Fonte: Blog Rico, 2021

3.5.2 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa considerado foi elaborado considerando a duração de projeto de 25 anos, pois é a garantia de geração linear dos módulos fotovoltaicos. Com um investimento inicial de R\$ 91.250,00, a troca de inversor que custa R\$ 26.799,00 no período zero, após 12 anos que é aproximadamente sua vida útil e coincidentemente, metade da vida útil considerada para o projeto.

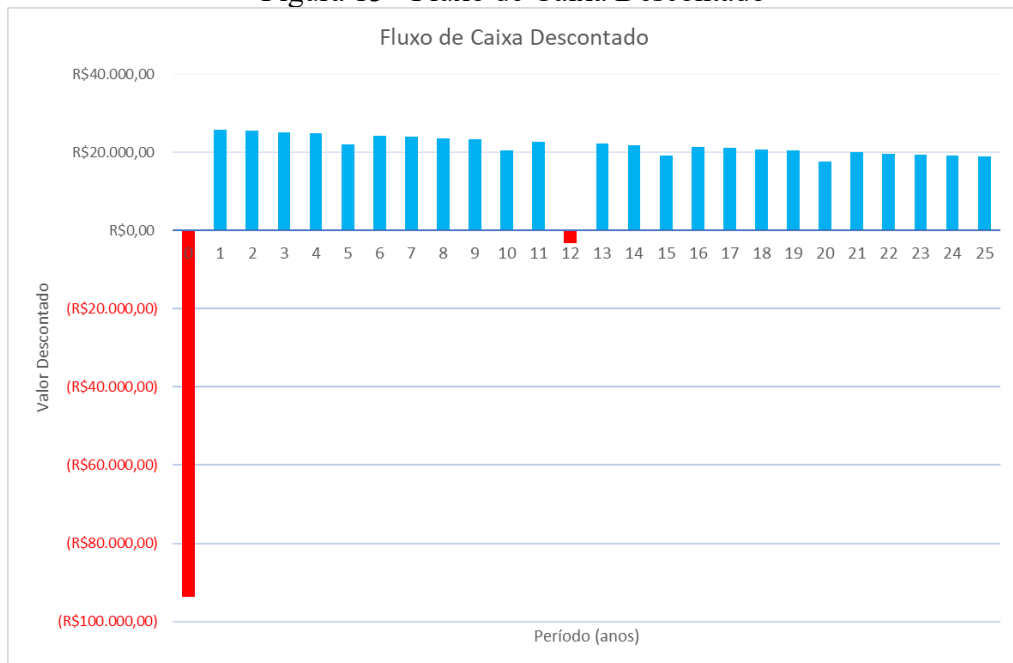
O custo de manutenção com periodicidade de 5 anos é de R\$ 2.500,00 no período zero também foi considerado, referente à uma inspeção visual, inspeção na malha de aterramento do condomínio, reaperto dos parafusos e limpeza dos módulos. Para fins de tornar a análise robusta, foi considerado este valor também no período zero, junto ao investimento inicial, mas foi desconsiderado no 25º período, pois é a data que foi considerada o fim da vida útil do projeto. O fluxo de caixa foi então ilustrado na sua formas real na Figura 12, utilizando os valores dispostos na Tabela 11 e na sua forma descontada na Figura 13 utilizando os valores dispostos na Tabela 12, auxiliar para o cálculo do VPL.

Figura 12 - Fluxo de Caixa



Fonte: do Autor, 2021

Figura 13 - Fluxo de Caixa Descontado



Fonte: do Autor, 2021

Tabela 11 - Balanço de Caixa

Período (ano)	Tarifa de energia (R\$/kWh)	Geração Anual (kWh)	Despesa Anual (R\$)	Economia Anual (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)
0	0,77	–	- 93.750,00	–	- 93.750,00
1	0,81	35520	–	27.350,40	27.350,40
2	0,86	35224	–	28.672,53	28.672,53
3	0,91	34928	–	30.056,45	30.056,45
4	0,96	34632	–	31.504,90	31.504,90
5	1,02	34336	- 3.363,28	33.020,75	29.657,47
6	1,07	34040	–	34.606,95	34.606,95
7	1,14	33744	–	36.266,61	36.266,61
8	1,20	33448	–	38.002,94	38.002,94
9	1,27	33152	–	39.819,28	39.819,28
10	1,34	32856	- 4.524,65	41.719,10	37.194,45
11	1,42	32560	–	43.706,02	43.706,02
12	1,50	32264	- 52.210,51	45.783,78	- 6.426,73
13	1,59	31968	–	47.956,29	47.956,29
14	1,68	31672	–	50.227,57	50.227,57
15	1,77	31376	- 6.087,06	52.601,84	46.956,29
16	1,87	31080	–	55.083,43	55.083,43
17	1,98	30784	–	57.676,86	57.676,86
18	2,09	30488	–	60.383,81	60.383,81
19	2,21	30192	–	63.218,13	63.218,13
20	2,34	29896	- 8188,98	66.175,84	57.986,86
21	2,47	29600	–	69.265,14	69.265,14
22	2,62	29304	–	72.491,41	72.491,41
23	2,76	29008	–	75.860,21	75.860,21
24	2,92	28712	–	79.377,30	79.377,30
25	3,09	28416	–	83.048,62	83.048,62

Fonte: do Autor, 2021

3.5.3 Indicadores de Viabilidade Financeira

Os indicativos econômicos serão expostos em tabelas e gráficos a partir de cálculos feitos em planilha utilizando a ferramenta *Excel*.

3.5.3.1 Análise do Valor Presente Líquido

Aplicando os valores da Tabela 11 na Equação 1 é encontrado o valor do VPL que é de R\$ 426.263,55. Por ser um valor maior que zero, o investimento é viável economicamente. A visualização do conceito de VPL fica evidenciado na Figura 13 e na Tabela 12.

Tabela 12 - Valor Presente do Balanço Anual

Período (ano)	Balanço Anual (R\$)	Valor Presente (R\$)
0	- 93.750,00	- 93.750,00
1	27.350,40	25.775,03
2	28.672,53	25.464,61
3	30.056,45	25.156,15
4	31.504,90	24.849,64
5	29.657,47	22.045,08
6	34.606,95	24.242,44
7	36.266,61	23.941,73
8	38.002,94	23.642,92
9	39.819,28	23.346,02
10	37.194,45	20.551,01
11	43.706,02	22.757,88
12	- 6.426,73	- 3.153,67
13	47.956,29	22.177,22
14	50.227,57	21.889,67
15	46.956,29	19.103,69
16	55.083,43	21.320,09
17	57.676,86	21.038,03
18	60.383,81	20.757,79
19	63.218,13	20.479,35
20	57.986,86	17.702,70
21	69.265,14	19.927,84
22	72.491,41	19.654,75
23	75.860,21	19.383,43
24	79.377,30	19.113,86
25	83.048,62	18.846,03

Fonte: do Autor, 2021

3.5.3.2 Análise da Taxa Interna de Retorno

A TIR é encontrada utilizando os valores do Fluxo de Caixa da Tabela 11 e aplicando na função TIR da ferramenta *Excel*. Para este investimento a Taxa Interna de Retorno encontrada foi de 33,85%, um valor consideravelmente alto e bastante satisfatório, por ser mais de cinco vezes maior que a taxa de juros da poupança considerada no nesta análise financeira. O valor encontrado da TIR deve ser considerada como TMA para efeitos de comparação com outros investimentos.

3.5.3.3 Análise do *Payback* Descontado

Para a análise do *payback* descontado, observa-se a Tabela 13, que mostra o saldo total em cada período, para melhor visualização, foi plotado o acumulativo dos valores presentes de cada período e plotados na Figura 14.

Tabela 13 - Balanço de Caixa Descontado

Período (ano)	Valor Presente (R\$)	Valor Presente Acumulado (R\$)
0	- 93.750,00	- 93.750,00
1	25.775,03	- 67.974,97
2	25.464,61	-42.510,36
3	25.156,15	-17.354,21
4	24.849,64	7.495,43
5	22.045,08	29.540,51
6	24.242,44	53.782,95
7	23.941,73	77.724,67
8	23.642,92	101.367,60
9	23.346,02	124.713,62
10	20.551,01	145.264,63
11	22.757,88	168.022,51
12	- 3.153,67	164.868,84
13	22.177,22	187.046,06
14	21.889,67	208.935,72
15	19.103,69	228.039,69
16	21.320,09	249.359,77
17	21.038,03	270.397,80
18	20.757,79	291.155,59
19	20.479,35	311.634,94
20	17.702,70	329.337,65
21	19.927,84	349.265,48
22	19.654,75	368.920,23
23	19.383,43	388.303,66
24	19.113,86	407.417,51
25	18.846,03	426.263,55

Fonte: do Autor, 2021

Figura 14 - Valor Acumulado Descontado



Fonte: do Autor, 2021

Percebe-se que o retorno no investimento se dá entre o terceiro e quarto ano. Com base nos valores da Tabela 13, pode-se encontrar o valor de *payback* com precisão aplicando a Equação 2. Encontra-se então o valor de *payback* para este investimento conforme Equação 7.

$$\text{Payback descontado} = 3 + \frac{17.354,21}{24.849,24} = 3,7 \text{ anos} \quad (7)$$

Logo o *payback* deste investimento é de aproximadamente 3 anos e 9 meses.

4 ANÁLISE DE RESULTADOS

Para o consumidor em questão, o qual consome uma média mensal considerada de 3060 kWh, abater integralmente sua fatura de energia, com exceção da tarifa mínima, foi dimensionado um sistema de a ser instalado no telhado do estacionamento localizado no mezanino do edifício para gerar 2960 kWh/mês. Levando em consideração a média diária de irradiação solar local corrigida pela inclinação e azimute de 5,942kWh/m²/dia e o fator de performance considerado de 80 %, a potência instalada dos módulos FV é de 20,4 kWp.

Foram então escolhidas 45 unidades do módulo fotovoltaico de 455W CS3W-455MS, que terá capacidade produtiva linearmente decrescente até o 25º ano de operação, chegando neste com 80% da capacidade nominal. Para operar em conjunto com os módulos foi escolhido o inversor de 17,5 kW modelo *Symo 17.5-3 480* da *Fronius* para a conversão de CC para CA e a *String Box CLAMPER Solar SB 1000 18kA 3-4E/2S* para a proteção do lado CC do sistema.

Este sistema é previsto para operar durante 25 anos, considerando manutenções preventivas a cada 5 anos além de uma troca de inversor por um igual ou equivalente no 12º ano de operação. De forma a quantificar os valores os componentes foram orçados em um *kit* solar, composto por todos os componentes necessários no valor de R\$ 76.250,00 e além de uma mão de obra de R\$ 15.000,00 para o projeto, documentação e a devida instalação. O valor do inversor orçado para fins de análise de investimentos levando em consideração a troca no 12º ano foi de R\$ 26,799,00, orçado no período zero, a ser corrigido pela média da inflação na última década que foi 5,72 % a.a..

A taxa de juros considerada foi a média da taxa da poupança na última década que é 6,11 % a.a.. Os indicadores de viabilidade financeira apontaram que o VPL do investimento é de R\$ 426.263,55, a TIR é de 33,85 % e o *payback* é de 3 anos e 9 meses. Pelo fato do VPL ser um valor maior que zero, indica que o sistema é viável economicamente. Já a TIR ser um valor superior à taxa a poupança, indica que o investimento neste sistema é mais vantajoso que aplicar o dinheiro na poupança. Por fim, o valor do *payback* descontado de 3 anos e 9 meses é um valor satisfatório uma vez que o sistema se manterá em operação durante 25 anos com custos singelos de manutenção, que podem ser observados no fluxo de caixa descontado.

Tendo em vista os resultados acima apresentados, fica claro que para o caso desta unidade consumidora a implantação de um sistema fotovoltaico para geração distribuída é viável tanto nos aspectos técnicos, comprovados pelo dimensionamento de um sistema, tanto pelos aspectos econômicos, comprovado pela análise de indicadores financeiros.

Os resultados apresentados são considerados positivos e satisfatórios, indicando a implantação de um sistema fotovoltaico de microgeração distribuída na unidade consumidora do condomínio do edifício Lauro Maia 2 é lucrativa à médio e longo prazo, reduzindo os custos de operação, em média, em até R\$ 17.000,00 por ano, encontrado dividindo o VPL pela duração do projeto.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve como objetivo analisar a viabilidade técnica e econômica da implantação de um sistema FV localizado no condomínio Lauro Maia 2, em Fortaleza - CE. O sistema fotovoltaico proposto tem a finalidade de abater ao máximo possível a fatura de energia utilizando o sistema de compensação e créditos previsto pela REN nº 482/2012.

Diante do exposto no trabalho, o sistema de geração junto à carga *on-grid* foi dimensionado analisando uma fatura de energia elétrica, os valores de irradiação solar local e especificando um fator de performance. Desta forma, para atender o máximo possível de compensação mensal do condomínio foram escolhidos 45 módulos a serem instalados, de forma a maximizar a economia na fatura de energia elétrica e após verificada a estrutura de suporte dos painéis, localização da instalação do inversor, pode-se concluir que o projeto é viável tecnicamente.

O sistema fotovoltaico dimensionado é composto de 45 módulos fotovoltaicos, um inversor de 17,5 kW que pode ser escolhido um de 15 kW caso não seja considerada a margem de segurança uma vez que as correntes e tensões de entrada escolhidas são satisfatórias e uma *string box* compatível. Resultando em um valor de potência instalada de 20,4 kWp tendo capacidade para gerar 2,96 MWh/mês.

O investimento inicial para este sistema foi orçado em R\$ 93.750,00. A análise econômica feita resultou nos indicativos financeiros sendo o VPL de R\$ 426.263,55, a TIR de 33,85 % e o *payback* descontado de 3 anos e 9 meses. Valores que indicam que o investimento é viável e possui um rendimento melhor que o da poupança, resultados satisfatórios que caracterizam o investimento como viável economicamente, gerando uma economia anual estimada de aproximadamente R\$ 17.000,00 ao ano.

Com todos os resultados apresentados considera-se o investimento em um sistema fotovoltaico é viável tecnicamente e economicamente para este consumidor e que os objetivos desta monografia foram respondidos e encontrados de forma satisfatória.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Alguns estudos complementares podem ser desenvolvidos de modo à acrescentar aos conhecimentos de implementação de sistemas FV na geração distribuída. Abaixo seguem algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Estudo de implementação de um sistema na modalidade de geração distribuída por meio de consórcios ou cooperativas;
- Estudo sobre a viabilidade econômica perante à incidência de ICMS na TUSD para sistemas de autoconsumo remoto, geração distribuída e EMUCs;
- Estudo do impacto do sombreamento de edificações em sistemas fotovoltaicos instalados e o prejuízo que podem causar;
- Dimensionamento de um sistema fotovoltaico em regiões densamente urbanizadas utilizando ferramentas de modelagem 3D, realizando um estudo do Sol ao longo de um ano solar.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 16690: Instalações Elétricas de Arranjos Fotovoltaicos — Requisitos de Projeto**. Rio de Janeiro, 2019.

ABSOLAR. **Infográfico ABSOLAR**. 2021. Disponível em:

<<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acessado em: 04/04/2021.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 414, de 9 de setembro de 2010**. [S.l.], set. 2010.

Disponível em:

<<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>>. Acessado em 07/04/2021.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012**. [S.l.], abr. 2012. Disponível

em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acessado em 17/03/2021.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 687, de 24 de novembro de 2015**. [S.l.], nov. 2015.

Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acessado em 17/03/2021.

ANEEL. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**.

2.ed. Brasília, DF, maio 2016. Disponível em:

<<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>

>. Acessado em 18/03/2021.

ASSAF NETO, Alexandre; LIMA, Fabiano Guasti. **Curso de Administração Financeira**. 3.

ed. São Paulo: Atlas, 2014.

BLOG.RICO. **Qual o Rendimento da Poupança Hoje, Como Calcular & Juros**. 2020.

Disponível em: <<https://blog.rico.com.br/rendimento-da-poupanca>>. Acessado em

12/03/2021.

BLUESOL. **Energia Solar em Manaus: As Principais Razões Para Você Apostar Nessa Forma de Economia.** 2018. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/energia-solar-em-manaus/>>. Acessado em 03/04/2021.

BLUESOL. **Célula Solar: Conceitos Básicos Sobre Como a Luz do Sol Gera Energia Elétrica.** 2020. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/celula-solar-o-que-e/>>. Acessado em 12/03/2021.

BRIGHAM, E. F.; EHRHARDT, M. C. **Administração financeira: Teoria e prática 3ª edição.** Massachusetts: Editora Cengage Learning, 2016.

CANADIAN. **HiKu SUPER HIGH POWER MONO PERC MODULE.** 2019. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian_Solar-Datasheet-HiKu_CS3W-MS_EN.pdf>. Acessado em: 05/03/2021.

CLAMPER. **CLAMPER Solar SB 1000 18 kA 3-4E/2S,** 2021. Disponível em: <<https://www.clamper.com.br/wp-content/uploads/2017/06/CLAMPER-SOLAR-SB-3-4-2S.pdf>>. Acessado em: 20/03/2021.

CORREIA NETO, J. F. **EXCEL para profissionais de finanças: manual prático.** 4. reimpressão. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

CRESESB. **Potencial Solar - Sun Data v 3.0.** 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acessado em: 14/02/2021.

ENEL. ENEL Distribuição Ceará. **Especificação Técnica nº 122 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará.** 2018. Disponível em: <<https://www.eneldistribuicao.com.br/ce/documentos/CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR.pdf>>. Acessado em 20/03/2021.

FRONIUS. **FRONIUS SYMO 17.5-3 480.** 2016. Disponível em: <<https://www.fronius.com/en-us/usa/photovoltaics/products/commercial/inverters/fronius-symo/fronius-symo-17-5-3-480>>. Acessado em: 06/03/2021.

GLOBAL SOLAR ATLAS. **Map**. 2021. Disponível em: < <https://globalsolaratlas.info/map>>. Acessado em 28/03/2021.

GLOBAL SOLAR ATLAS 2.0 **Technical Report**. 2019. Disponível em: <<http://documents1.worldbank.org/curated/en/529431592893043403/pdf/Global-Solar-Atlas-2-0-Technical-Report.pdf>>. Acessado em 28/03/2021.

GOOGLE. **Google Earth PRO**, 2021. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps>>. Acessado em 02/03/2021.

LIZOTE, S. A.; ANDRADE, D. A.; SILVA, F.; PEREIRA, R. S.; PEREIRA, W. S. **Análise de Investimentos: um Estudo Aplicado em uma Empresa do Ramo Alimentício**. In: SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA, 11., 2014, Resende. Artigo... Resende: SEGET, 2014. Disponível em: <<https://www.aedb.br/seget/arquivos/artigos14/1220115.pdf>>. Acessado em: 07/04/2021.

MOITA, F. **Como calcular VPL, TIR, Lucratividade e Payback no Excel**. Disponível em: <<https://calculadorajuroscompostos.com.br/como-calcular-vpl-tir-lucratividade-e-payback-no-excel/>>. Acessado em: 06/03/2021.

MOTTA, R. R e CALÔBA, G. M. **Análise de investimentos: tomada de decisão em projetos industriais**, 1. Ed. São Paulo: Atlas, 2002.

NUBANK. **A inflação da década – o quanto ela mudou ao longo dos anos?**. 2020. Disponível em: <<https://blog.nubank.com.br/inflacao-na-decada/>>. Acessado em 15/03/2021.

PORTAL SOLAR. **Vantagens e Desvantagens da Energia Solar Fotovoltaica**. 2020. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/vantagens-e-desvantagens-da-energia-solar.html>>. Acessado em 27/03/2021.

SAMANEZ, C. P. **Engenharia Econômica**. São Paulo: Pearson, 2009

SEFIN. **Contribuição para o Custeio da Iluminação Pública (CIP)**. 2021. Disponível em:

<<https://www.sefin.fortaleza.ce.gov.br/Canal/16/Generico/1201/Ler#:~:text=A%20CIP%20%C3%A9%20cobrada%20para,existentes%20no%20territ%C3%B3rio%20do%20Munic%C3%A0Dpio>>. Acessado em 18/03/2021.

SICESSOLAR. **KuMax SUPER HIGH EFFICIENCY POLY^{GEN4} MODULE**. 2017.

Disponível em: <https://sicesolar.com.br/wp-content/uploads/2017/12/CSI_KuMax_CS3U-345-360-P.pdf>. Acessado em: 05/03/2021.

TOLMASQUIN, M. T. **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência, 2003. ISBN 85-7193-095-3.

VILLALVA, M. G.; **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015. ISBN 978-85-365-1854-1.

WAGNER, L. A.; **Entenda a Legislação do ICMS**. 2020. Disponível em

<<https://hccenergiasolar.com.br/posts/entenda-a-legislacao-do-icms/>>.





Acessado em: 01/04/2021.

Anexo A – Folha técnica do Módulo Fotovoltaico *Canadian Solar* CS3W-455MS






HiKu
SUPER HIGH POWER MONO PERC MODULE
430 W ~ 455 W
CS3W-430 | 435 | 440 | 445 | 450 | 455MS

MORE POWER

-  26 % more power than conventional modules
-  Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost
-  42°C Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax): -0.35 % / °C
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  Lower internal current, lower hot spot temperature
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa*



25 years linear power output warranty*

12 years enhanced product warranty on materials and workmanship*

*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
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
 UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

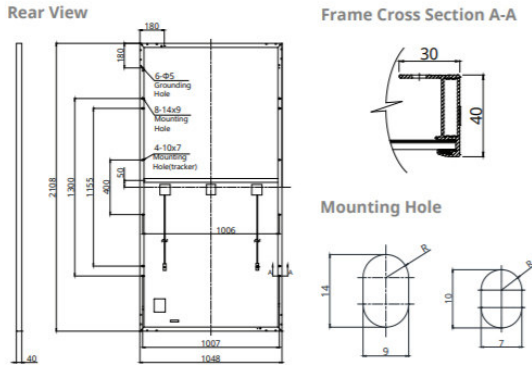
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

* For detail information, please refer to Installation Manual.

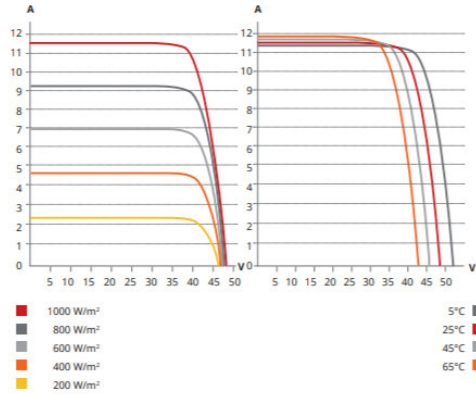
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3W-435MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Nominal Max. Power (Pmax)	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W	455 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.3 V	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.68 A	10.75 A	10.82 A	10.89 A	10.96 A	11.02 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.3 V	48.5 V	48.7 V	48.9 V	49.1 V	49.3 V
Short Circuit Current (Isc)	11.37 A	11.42 A	11.48 A	11.54 A	11.60 A	11.66 A
Module Efficiency	19.5%	19.7%	19.9%	20.1%	20.4%	20.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 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.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Nominal Max. Power (Pmax)	321 W	325 W	328 W	332 W	336 W	339 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.6 V	37.8 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.54 A	8.59 A	8.65 A	8.71 A	8.76 A	8.82 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.4 V	45.6 V	45.8 V	46.0 V	46.2 V	46.4 V
Short Circuit Current (Isc)	9.17 A	9.21 A	9.26 A	9.31 A	9.36 A	9.41 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.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.35 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.27 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 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. Canadian Solar Inc. 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.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

Anexo B – Folha Técnica do Inversor *Fronius Symo* 17.5-3 480

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS SYMO

SHIFTING THE LIMITS

-  / Field serviceable
-  / SnapINverter mounting system
-  / Wireless monitoring
-  / Design flexibility
-  / Arc Fault Circuit Interruption

Boasting power categories from 10 to 24 kW, the transformerless Fronius Symo is the ideal compact three-phase inverter for commercial applications. Its dual maximum power point tracking, high maximum system voltage, wide input voltage range and unrestricted use indoors and out, ensures maximum flexibility in PV system design. As a member of the new SnapINverter family, the Fronius Symo features the SnapINverter mounting system, allowing for secure and convenient installation and field servicing.

Industry-leading features now come standard with the Fronius Symo, including: arc fault protection, integrated wireless monitoring, and SunSpec Modbus interfaces for seamless monitoring and datalogging via Fronius' online and mobile platform, Fronius Solar.web. This makes the Fronius Symo one of the most communicative, efficient and streamlined inverters on the market.

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO, ALL SIZES

GENERAL DATA		STANDARD WITH ALL FRONIUS SYMO MODELS
Dimensions (width x height x depth)		20.1 x 28.5 x 8.9 in. / 51.1 x 72.4 x 22.6 cm
Degree of protection		NEMA 4X
Night time consumption		< 1 W
Inverter topology		Transformerless
Cooling		Variable speed fan
Installation		Indoor and outdoor installation
Ambient operating temperature range		-40 F to 140 F (-40 to 60 C)
Permitted humidity		0 - 100 % (non-condensing)
DC connection terminals		6 x DC+ and 6 x DC- screw terminals for copper (solid / stranded / fine stranded) or aluminum (solid / stranded)
AC connection terminals		Screw terminals 14-6 AWG
Certificates and compliance with standards (Except Symo 15.0 208 V)		UL 1741-2010, UL1998 (for functions: AFCI and isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2008, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC Article 690, C22. 2 No. 107.1-01 (September 2001), UL1699B Issue 2-2013, CSA TIL M-07 Issue 1-2013
Certificates and compliance with standards (Symo 15.0 208 V)		UL 1741-2015, UL1998 (for functions: AFCI, RCMU and isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC 2014 Article 690, C22. 2 No. 107.1-01 (September 2001), UL1699B Issue 2-2013, CSA TIL M-07 Issue 1-2013

PROTECTIVE DEVICES		STANDARD WITH ALL FRONIUS SYMO MODELS
AFCI & 2014 NEC Compliant		Yes
DC disconnect		Yes
DC reverse polarity protection		Yes
Ground Fault Protection with Isolation Monitor Interrupter		Yes

INTERFACES	AVAILABILITY	AVAILABLE WITH ALL FRONIUS SYMO MODELS
USB (A socket)	Standard	Datalogging and inverter update via USB
2 x RS422 (RJ45 socket)	Standard	Fronius Solar Net, interface protocol
Wi-Fi/Ethernet/Serial/ Datalogger and webserver	Optional	Wireless standard 802.11 b/g/n / Fronius Solar.web, SunSpec Modbus TCP, JSON / SunSpec Modbus RTU
6 inputs and 4 digital I/Os	Optional	Load management; signaling, multipurpose I/O

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3 208/240, 12.0-3 208/240, 10.0-3 480, 12.5-3 480, 15.0-3 208)

GENERAL DATA		10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 208
Weight		91.9 lbs. / 41.7 kg		76.7 lbs. / 34.8 kg		78.3 lbs. / 35.5 kg
INPUT DATA		10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 208
Max. permitted PV power		15.00 kW	18.00 kW	15.00 kW	18.75 kW	22.50 kW
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)		25.0 A / 16.5 A				50.0 A
Max. usable input current total (MPPT 1 + MPPT 2)		41.5 A				50.0 A
Max. admissible input current (MPPT 1/MPPT 2)		37.5 A / 24.8 A				75.0 A
Max. admissible input current total (MPPT 1 + MPPT 2)		62.2 A	62.2 A	62.2 A	62.2 A	75.0 A (1 MPPT)
Integrated DC string fuse holders <i>Must be specified when ordering</i>		None	None	None	None	Integrated: 6- and 6+
MPP voltage range		300 - 500 V		300 - 800 V	350 - 800 V	325 - 850 V
Operating voltage range		200 - 600 V		200 - 1,000 V		325 - 1,000 V
Max. input voltage		600 V		1,000 V		
Nominal input voltage		208 V	350 V	350 V	N/A	N/A
		240 V	370 V	370 V	N/A	N/A
		480 V	N/A	N/A	675 V	685 V
Admissible conductor size DC		AWG 14 - AWG 6 copper direct, AWG 6 aluminium direct, AWG 4 copper or aluminium with input combiner				
Number of MPPT		2				1
OUTPUT DATA		10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 208
Max. output power		208 V	9,995 VA	11,995 VA	N/A	N/A
		240 V	9,995 VA	11,995 VA	N/A	N/A
		480 V	N/A	N/A	9,995 VA	12,495 VA
Max. output fault current / Duration		43.1 A RMS / 158.4 ms		43.1 A RMS / 158.4 ms	43.1 A RMS / 158.4 ms	43.1 A RMS / 158.4 ms
Max. continuous output current		208 V	27.7 A	33.3 A	N/A	N/A
		240 V	24.0 A	28.9 A	N/A	N/A
		480 V	N/A	N/A	12.0 A	15.0 A
Recommended OCPD/AC breaker size		208 V	35 A	45 A	N/A	N/A
		240 V	30 A	40 A	N/A	N/A
		480 V	N/A	N/A	15 A	20 A
Max. efficiency		97.0 %		97.0 %	98.1 %	98.1 %
CEC efficiency		208 V	96.5 %	96.5 %	N/A	N/A
		240 V	96.5 %	96.5 %	N/A	N/A
		480 V	N/A	N/A	96.5 %	97.0 %
Admissible conductor size AC		AWG 14 - AWG 6				
Grid connection		208 / 240 V		208 / 240 V		480 V Delta ±N**
Frequency		60 Hz				
Total harmonic distortion		< 1.75 %				< 3.5%
Power factor		0 - 1 ind./cap.				

**±N for sensing purposes - no current carrying conductor.

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (15.0-3 480, 17.5-3 480, 20.0-3 480, 22.7-3 480, 24.0-3 480)

GENERAL DATA		15.0-3 480	17.5-3 480	20.0-3 480	22.7-3 480	24.0-3 480
Weight		95.7 lbs. / 43.4 kg				
INPUT DATA		15.0-3 480	17.5-3 480	20.0-3 480	22.7-3 480	24.0-3 480
Max. permitted PV power		22.50 kW	26.25 kW	30.00 kW	34.09 kW	36.00 kW
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)		33.0 A / 25.0 A				
Max. usable input current total (MPPT 1 + MPPT 2)		51 A				
Max. admissible input current (MPPT 1/MPPT 2)		49.5 A / 37.5 A				
Max. admissible input current total (MPPT 1 + MPPT 2)		76.5 A	76.5 A	76.5 A	76.5 A	76.5 A
Integrated DC string fuse holders <i>Must be specified when ordering</i>		Optional: 6- and 6+	Optional: 6- and 6+	Optional: 6- and 6+	Optional: 6- and 6+	Optional: 6- and 6+
MPP voltage range		350 - 800 V	400 - 800 V	450 - 800 V	500 - 800 V	500 - 800 V
Operating voltage range		200 - 1,000 V				
Max. input voltage		1,000 V				
Nominal input voltage		208 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		240 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		480 V	685 V	695 V	710 V	720 V
Admissible conductor size DC		AWG 14 - AWG 6 copper direct, AWG 6 aluminium direct, AWG 4 copper or aluminium with input combiner				
Number of MPPT		2				
OUTPUT DATA		15.0-3 480	17.5-3 480	20.0-3 480	22.7-3 480	24.0-3 480
Max. output power		208 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		240 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		480 V	14,995 VA	17,495 VA	19,995 VA	23,995 VA
Max. output fault current / Duration		30.9 A RMS / 150.4 ms	30.9 A RMS / 150.4 ms	30.9 A RMS / 150.4 ms	30.9 A RMS / 150.4 ms	30.9 A RMS / 150.4 ms
Max. continuous output current		208 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		240 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		480 V	18.0 A	21.0 A	24.0 A	28.9 A
Recommended OCPD/AC breaker size		208 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		240 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		480 V	25 A	30 A	30 A	40 A
Max. efficiency		98.0 %				
CEC efficiency		208 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		240 V	N/A	N/A	N/A	N/A
		480 V	97.0 %	97.5 %	97.5 %	97.5 %
Admissible conductor size AC		AWG 14 - AWG 6				
Grid connection		480 V Delta +N**				
Frequency		60 Hz				
Total harmonic distortion		< 1.75 %				
Power factor		0 - 1 ind./cap.				

**+N for sensing purposes - no current carrying conductor.

E-HOUSING SOLUTIONS FOR COMMERCIAL PV SYSTEMS

ANVIL CRAWLER
ELECTRICAL EQUIPMENT

Anvil Crawler manufactures pre-fabricated inverter rooms that ship directly to site and can be customized to meet system requirements. They come equipped with 250 kw or 500 kw of Fronius inverters pre-wired to a terminal strip located on the outside of the container. In addition, ventilation, lighting, receptacles, and heating are included.

This is the most cost effective way to install a large quantity of string inverters - they are connected, pre-tested, commissioned and ready to energize as soon as the array installation is complete!

Using a pre-fabricated e-house saves you money by:

- trimming required engineering and on-site consultation as e-housings are ESA approved, and ready for grid connection upon completion of array installation
- eliminating on-site handling and storage costs for goods with single shipment of the inverter room
- eliminating risks of weather-related delays
- cutting hotel, fuel and labour costs for electrical tradespersons.



(Top) Inside a finished Anvil Crawler inverter house. (Bottom left) Pre-installed and wired Fronius weather station and monitoring. (Bottom right) Pre-wired inverter DC terminal strip.



250 KW E-HOUSE

- Dimension: 8' wide x 20' long x 9.5' tall
- Includes: lighting, heating, ventilation, receptacles and a smoke detector roughed in
- 11 x Fronius Symo 22.7 kW inverters
- 1 x Fronius weather station and monitoring (modem is customer supplied)
- 1 x 400 amp AC recombiter panel
- 1 x 400 amp non-fuseable disconnect switch with visi-window
- 1 x metering cabinet
- 1 x 400 amp fuseable disconnect switch, outdoor rated with visi-window
- 1 x transformer (10 kva) and a lighting panel
- Utility / commercial SCADA solutions available



500 KW E-HOUSE

- Dimensions: 8' wide x 40' long x 9.5' tall
- Includes: lighting, heating, ventilation, receptacles and a smoke detector roughed in
- 22 x Fronius Symo 22.7 kW inverters
- 1 x Fronius weather station and monitoring (modem is customer supplied)
- 1 x 800 amp AC recombiter panel
- 1 x 800 amp non-fuseable disconnect switch with visi-window
- 1 x metering cabinet
- 1 x 800 amp fuseable disconnect switch, outdoor rated with visi-window
- 1 x transformer (10 kva) and a lighting panel
- Utility / commercial SCADA solutions available

Fronius Canada Ltd. / 2875 Argentinia Road, Units 3 - 6 / Mississauga, ON L5N 8G6 / www.fronius.ca / 905-288-2100

Fonte: Fronius, 2016

Anexo C – Folha técnica da *String Box* CLAMPER Solar SB 1000 18 kA 3-4E/2S



CLAMPER Solar SB 1000 18 kA 3-4E/2S

Especialista na proteção contra raios e surtos elétricos



Descrição

Caixa de junção (String Box), equipada com Dispositivo de Proteção contra Surtos CLAMPER Solar. Possui dispositivos de seccionamento de circuito entre o módulo fotovoltaico e o inversor.

Características gerais

- Possibilidade de conexão de até quatro séries fotovoltaicas (PV String);
- Duas saídas comutadas;
- Adequado para uso externo.

Características do DPS

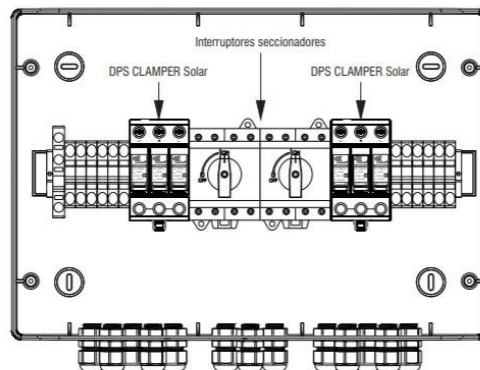
- Classe II;
- Norma aplicável: EN 50539-11 (Certificado: UL-BR 19.1204);
- Tecnologia de proteção através de Varistor de Óxido Metálico (MOV);
- Tensão máxima de operação contínua de 1040 V_{DC} e corrente de descarga máxima de 40 kA.

Aplicação

Proteção e seccionamento de sistemas fotovoltaicos.

Características técnicas	Unid.	CLAMPER Solar SB
Código CLAMPER	-	015098
Nº de entradas	-	3 ou 4
Nº de saídas	-	2
Seção dos condutores internos	mm ²	4
Tensão máxima de operação por string - U _c	V _{DC}	1.040
Corrente de carga máxima por string - I _c	A	10
Potência máxima por string - W _{max}	W	10.400
Temperatura de operação	°C	-40 ... +70
Involúcro	-	Material com características de não propagação e auto-extinção do fogo
Grau de proteção	-	IP65
Peso aproximado	kg	3,5
Dimensões máximas	mm	410 x 285 x 143 (C x A x P)

Estrutura do produto





CLAMPER Solar SB 1000 18 kA 3-4E/2S

Especialista na proteção contra raios e surtos elétricos

Características técnicas do dispositivo de proteção - DPS CLAMPER Solar		
Código CLAMPER	-	015071
Norma aplicável	-	EN 50539-11
Classe de proteção	-	II
Tecnologia de proteção	-	Varistor de Óxido Metálico (MOV)
Modos de proteção	-	L+/PE, L-/PE (modo comum), L+/L- (modo diferencial)
Nível de proteção - U_p	kV	5,0
Tempo de resposta típico	ns	< 25
Tensão máxima de operação contínua - U_{CPV}	V_{DC}	1.040
Corrente de descarga nominal @ 8/20 μ s - I_n	kA	18
Corrente de descarga máxima @ 8/20 μ s - I_{MAX}	kA	40
Corrente de descarga total @ 8/20 μ s - I_{TOTAL}	kA	40
Indicação de proteção em serviço	-	Local, através de bandeira (Verde - SERVIÇO; Vermelho - DEFEITO)
Conexão elétrica	-	Parafuso M5
Seção dos condutores de conexão elétrica	mm ²	4-25
Torque do parafuso de conexão elétrica	Nm	2-3
Grau de proteção	-	IP20

Características técnicas do interruptor seccionador		
Norma aplicável	-	IEC 60947-3
Número de pólos	-	4
Corrente máxima por string @ $U_c = 1.000$ V	A	16
Tensão nominal de isolamento - U_i	V_{DC}	1.200
Tensão nominal de pulso - U_{imp}	kV	8
Conexão elétrica	-	Parafuso M4
Seção dos condutores de conexão elétrica	mm ²	4-16
Torque do parafuso conexão elétrica	Nm	2,5
Grau de proteção	-	IP20

Diagrama elétrico:

