



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Especialização em Fontes Renováveis:

Geração, Operação e Integração.

Análise de Desempenho e Viabilidade Econômica entre Inversores do tipo String e Otimizadores de Potência instalados em Sistemas Fotovoltaicos sob diferentes condições de operação

Marcos Aurélio da Silva Pinheiro

Belo Horizonte – MG
2021

Marcos Aurélio da Silva Pinheiro

Análise de Desempenho e Viabilidade Econômica entre Inversores do tipo String e Otimizadores de Potência instalados em Sistemas Fotovoltaicos sob diferentes condições de operação

Versão final

Monografia submetida à Banca Examinadora dirigida pela Comissão Coordenadora do curso de Especialização Em Fontes Renováveis: Geração, Operação e Integração como parte dos requisitos necessários à obtenção do certificado de Especialista em Fontes Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva



ATA DA DEFESA DA MONOGRAFIA DO ALUNO MARCOS AURÉLIO DA SILVA PINHEIRO

Microsoft Teams, da Universidade Federal de Minas Gerais, a defesa de monografia, intitulada *Análise de Desempenho e Viabilidade Econômica entre Inversores do Tipo String e Otimizadores de Potência Instalados em Sistemas Fotovoltaicos sob Diferentes Condições de Operação*, apresentada por MARCOS AURÉLIO DA SILVA PINHEIRO, número de registro 2018725828, graduado no curso de ENGENHARIA ELÉTRICA, como requisito parcial para a obtenção do certificado de Especialista em FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO, à seguinte Comissão Examinadora: Prof(a). Sidelmo Magalhaes Silva - Orientador (Universidade Federal de Minas Gerais), Prof(a). Luiz G. Monteiro de Oliveira (PUC-MG).

A Comissão considerou a monografia:

(X) Aprovada

() Reprovada

Finalizados os trabalhos, lavrei a presente ata que, lida e aprovada, vai assinada por mim e pelos membros da Comissão.
Belo Horizonte, 10 de fevereiro de 2021.

Prof(a). Sidelmo Magalhaes Silva (Doutor)

Prof(a). Luis G. Monteiro de Oliveira (Doutor)

Secretaria do Curso de Especialização em
Fontes Renováveis - Geração, Operação
e Integração

Dedicatória

Dedico este trabalho ao meu filho Guilherme e às minhas filhas Maria Clara e Gabriela.

Agradecimentos

Agradeço a Deus, aos meus pais, aos meus filhos, à minha esposa Carla, pelo companheirismo.

À coordenadora do curso, professora Wadaed Uturbey da Costa, ao meu orientador, professor Sidelmo Magalhães Silva e aos demais professores, em especial ao professor Luis Guilherme Monteiro Oliveira.

Aos colegas da pós-graduação, em especial aos companheiros Alan, Aloisio, Antônio Jorge e Marcos Vinicius.

Aos amigos Marcelo, Walter e Sérgio pela acolhida em Belo Horizonte durante o período do curso.

RESUMO

As tecnologias de energia renovável fornecem energia limpa obtida a partir de recursos naturais, tais como: o sol, a água e o vento. O desenvolvimento tecnológico e a crescente competitividade dos sistemas de energia solar fotovoltaica fizeram com que a utilização dessa fonte apresentasse um crescimento considerável com potencial para se tornar a mais importante fonte de eletricidade para sistemas de energia no futuro.

O principal desafio para a consolidação da energia solar fotovoltaica consiste em reduzir as perdas na conversão de energia e aumentar sua eficiência, de modo a torná-la cada vez mais competitiva em relação às demais fontes de energias. Otimizadores de potência são conversores modulares c.c.-c.c., cuja função é extrair a máxima potência de cada módulo fotovoltaico e otimizar a conversão de energia do sistema. Desta forma, os otimizadores ajudam a mitigar os problemas relacionados a condições adversas de operação, como sombreamentos parciais, além de eliminar as perdas por *mismatch*.

Neste trabalho foi realizado o projeto e a modelagem de um sistema de geração fotovoltaico através da ferramenta computacional *Helioscope*, onde são executadas simulações e examinadas as perdas por sombreamento parcial e incompatibilidade elétrica entre os módulos fotovoltaicos. Objetivou-se, assim, avaliar o impacto do uso de otimizadores de potência em sistemas submetidos a condições de sombreamento, comparados a sistemas utilizando a arquitetura de inversores *string*, e utilizar esta metodologia para demonstrar o potencial aumento da produção de energia. Como resultado, nas simulações da performance, foram verificados ganhos da ordem 8,86% a 10% na eficiência da geração. De posse dos resultados de desempenho, realizou-se uma análise de viabilidade econômica através do *software* SAM (*System Advisor Model*). Os resultados demonstraram, através da análise do Custo Nivelado de Energia, que nos cenários onde há a presença de sombreamento, o custo da energia dos sistemas que utilizam otimizadores de potência se equipara ao custo da energia dos sistemas convencionais, que utilizam inversores *string*.

Palavras-chave: Otimizador de potência, Monitoração a nível do módulo, sistemas fotovoltaicos, perdas por sombreamento, Seguimento do Ponto de Máxima Potência.

ABSTRACT

Renewable energy technologies provide clean energy obtained from natural resources, such as: the sun, water and wind. The technological development and the increasing competitiveness of solar photovoltaic energy systems have meant that the use of this source has shown considerable growth with the potential to become the most important source of electricity for energy systems in the future.

The main challenge for the consolidation of solar photovoltaic energy is to reduce losses in energy conversion and increase its efficiency, in order to make it increasingly competitive in relation to other sources of energy. Power optimizers are modular c.c.-c.c. converters, whose function is to extract the maximum power from each photovoltaic module and optimize the energy conversion of the system. In this way, the optimizers help to mitigate problems related to adverse operating conditions, such as partial shading, in addition to eliminating losses due to mismatch.

In this work, the design and modeling of a photovoltaic generation system was carried out using the computational tool Helioscope, where simulations are performed and the losses due to partial shading and electrical incompatibility between the photovoltaic modules are examined. The objective was, thus, to evaluate the impact of the use of power optimizers in systems subjected to shading conditions, compared to systems using the string inverter architecture, and to use this methodology to demonstrate the potential increase in energy production. As a result, in performance simulations, gains in the order of 8.86% to 10% were seen in generation efficiency. With the performance results in mind, an economic feasibility analysis is carried out through the software SAM (System Advisor Model). The results showed, through the analysis of the Levelized Energy Cost, that in the scenarios where there is the presence of shading, the energy cost of the systems that use power optimizers is equivalent to the energy cost of the conventional systems, which use string inverters.

Keywords: Power optimizer, Module-Level Power Electronics, photovoltaic systems, shading losses, Maximum Power Point Tracking

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Produção mundial de energia elétrica; 1990 – 2018	14
Figura 2. Crescimento da capacidade instalada das energias renováveis.....	15
Figura 3. Crescimento da energia solar fotovoltaica	17
Figura 4. Queda no preço da energia solar fotovoltaica	18
Figura 5. Total de irradiação global no Brasil.	19
Figura 6. Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.	20
Figura 7: Energia solar incidente na terra.....	24
Figura 8: Componentes direta e difusa da radiação solar na superfície terrestre.	25
Figura 9: Espectro Solar	25
Figura 10: Corte Transversal de Uma Célula Fotovoltaica	27
Figura 11: Célula e módulo solar.	29
Figura 12: Curvas características I x V (em azul) e P x V (em vermelho).....	30
Figura 13: Efeito da variação da irradiância (a) e da temperatura de célula (b).....	31
Figura 14: Módulos fotovoltaicos em série.	33
Figura 15: Módulos Fotovoltaicos em paralelo.....	33
Figura 16: Funcionamento do diodo by-pass.	34
Figura 17: circuito básico de um inversor.	35
Figura 18: Arquitetura com (a) conversor de um estágio; (b) com conversor de dois estágios..	36
Figura 19: Curvas P x V para diferentes condições de irradiância e temperatura de célula. ...	37
Figura 20: diagrama unifilar de um SPMP.....	37
Figura 21: Arquiteturas: convencional com inversores strings e modular que utilizam conversores c.c-c.c.....	40
Figura 22: Exemplo de otimizador de potência c.c.	41
Figura 23: Circuito equivalente de um conversor buck.....	42
Figura 24. Circuito equivalente de um conversor boost.....	44
Figura 25: Conversor buck-boost.	45
Figura 26: Modelagem dos cenários de sombreamento foi implementada através da ferramenta Design – Keepout, do Helioscope.....	50
Figura 27: Estudo de caso 01. Cenário Sem Sombreamento.....	55
Figura 28: estudo de caso 02 Cenário: Sem Sombreamento.	56
Figura 29: estudo de caso 03 Cenário: Sem Sombreamento.	57

Figura 30: estudo de caso 04 Cenário: Sem Sombreamento.	58
Figura 31: Sistema 01 Cenário: Com Sombreamento.	59
Figura 32: estudo de caso 02 Cenário: Com Sombreamento.	60
Figura 33: estudo de caso 03 Cenário: Com Sombreamento.	61
Figura 34: estudo de caso 04 Cenário: Com Sombreamento.	61
Figura 35: Precificação dos sistemas fotovoltaicos – Estudo estratégico GD.....	63
Figura 36: Sistema 01- Sem Sombreamento.	66
Figura 37: Sistema 01- Com Sombreamento.....	66
Figura 38: estudo de caso 02- Sem Sombreamento.....	68
Figura 39: Sistema 02- Com Sombreamento.....	69
Figura 40: Sistema 03- Sem Sombreamento.	70
Figura 41: Sistema 03- Com Sombreamento.....	70
Figura 42: estudo de caso 04- Sem Sombreamento.....	71
Figura 43: estudo de caso 04- Com Sombreamento	72
Figura 44: <i>Payback</i> - Sem sombreamento.	72
Figura 45: <i>Payback</i> - Com sombreamento	73
Figura 46: Desempenho dos sistemas - LCOE.....	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Comparação da eficiência das diversas tecnologias de células fotovoltaicas.	29
Tabela 2: Características dos otimizadores de potência comerciais.....	45
Tabela 3: Especificação dos estudos de casos utilizados nas simulações.	49
Tabela 4. Modelos internos padrão das ferramentas computacionais	49
Tabela 5: <i>Condition set</i> utilizado neste projeto.	50
Tabela 6: Simulações para o cenário sem sombreamento.	61
Tabela 7: Simulação para o cenário com sombreamento.	62
Tabela 8. Estudo de caso 01 - sem sombreamento	66
Tabela 9. Sistema 01 Cenário: Com Sombreamento.....	66
Tabela 10. Cenário: estudo de caso 02 sem sombreamento	67
Tabela 11. Estudo de caso 02 Cenário: Com Sombreamento.....	68
Tabela 12. Estudo de caso 03. Sem Sombreamento	69
Tabela 13. Estudo de caso 03 - Com Sombreamento.....	70
Tabela 14. Sistema 04 - Sem Sombreamento.....	70
Tabela 15. Estudo de caso 04 Cenário: Com Sombreamento.....	71

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

AM - Air Mass

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CA - Corrente Alternada

CC - Corrente Contínua

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais

CIGS - Disseleneto de cobre, índio e gálio

CIS - Disseleneto de cobre e índio

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica

CSV - Comma-separated values

DHI - Diffuse Horizontal Irradiance

DMPPT - Distributed Maximum Power Point Tracking

DNI - Direct Normal Irradiance

FV - Fotovoltaico

GD - Geração Distribuída

IEA - International Energy Agency

IEC - International Electrotechnical Commission

IGBT - Insulated Gate Bipolar Transistor

IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Ampliado

IRENA - International Renewable Energy Agency

MLPE - Module Level Power Electronics

MPP - Maximum Power Point

MPPT - Maximum Power Point Tracking

NBR - Norma Brasileira

NOCT - Nominal Operating Cell Temperature

NREL - National Renewable Energy Laboratory

PMP - Ponto de Máxima Potência

P&O - Perturba e Observa

PR - Performance Ratio

SAM - System Advisor Model

SFCR - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

STC - Standard Test Conditions

SWERA - Solar and Wind Energy Resource Assessment

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1. Relevância.....	16
1.2. Objetivos.....	20
1.2.1. Objetivo principal.....	20
1.2.2. Objetivos Específicos.....	20
1.3. METODOLOGIA	20
1.4. Organização do texto	21
2. REFERENCIAL TEÓRICO	22
2.1. O Recurso Solar	22
2.2. Efeito Fotovoltaico	26
2.3. Células Fotovoltaicas	26
2.4. Módulos Fotovoltaicos	29
2.4.1. Curva Característica Corrente versus Tensão (IxV)	29
2.4.2. Fatores que afetam as características elétricas dos módulos fotovoltaicos.....	30
2.4.3. Temperatura nominal de operação	31
2.4.4. Associação de módulos fotovoltaicos	31
2.4.4.1. Módulos Fotovoltaicos em Série.....	31
2.4.4.2. Módulos Fotovoltaicos em Paralelo.....	32
2.4.5. DIODOS <i>BYPASS</i>	30
2.5. Inversores.....	34
2.6. Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP)	36
2.7. Perdas em Sistemas Fotovoltaicos	38
2.7.1 Perdas por sombreamento	38
2.7.2 Perdas por descasamento (<i>mismatch losses</i>).....	38
2.7.3 Perdas por sujeira (<i>soiling losses</i>).....	39
2.7.4 Perdas por temperatura.....	39
2.7.5 Cabeamento c.c. e c.a.	39
2.7.6 Perdas por Reflexão	39
2.7.7 Efeito das perdas sobre o desempenho dos sistemas FV.	39
2.8. Otimizadores de Potência	41
2.8.1 Topologias de Conversores C.C.....	41
2.8.1.1 Conversor <i>buck</i>	41

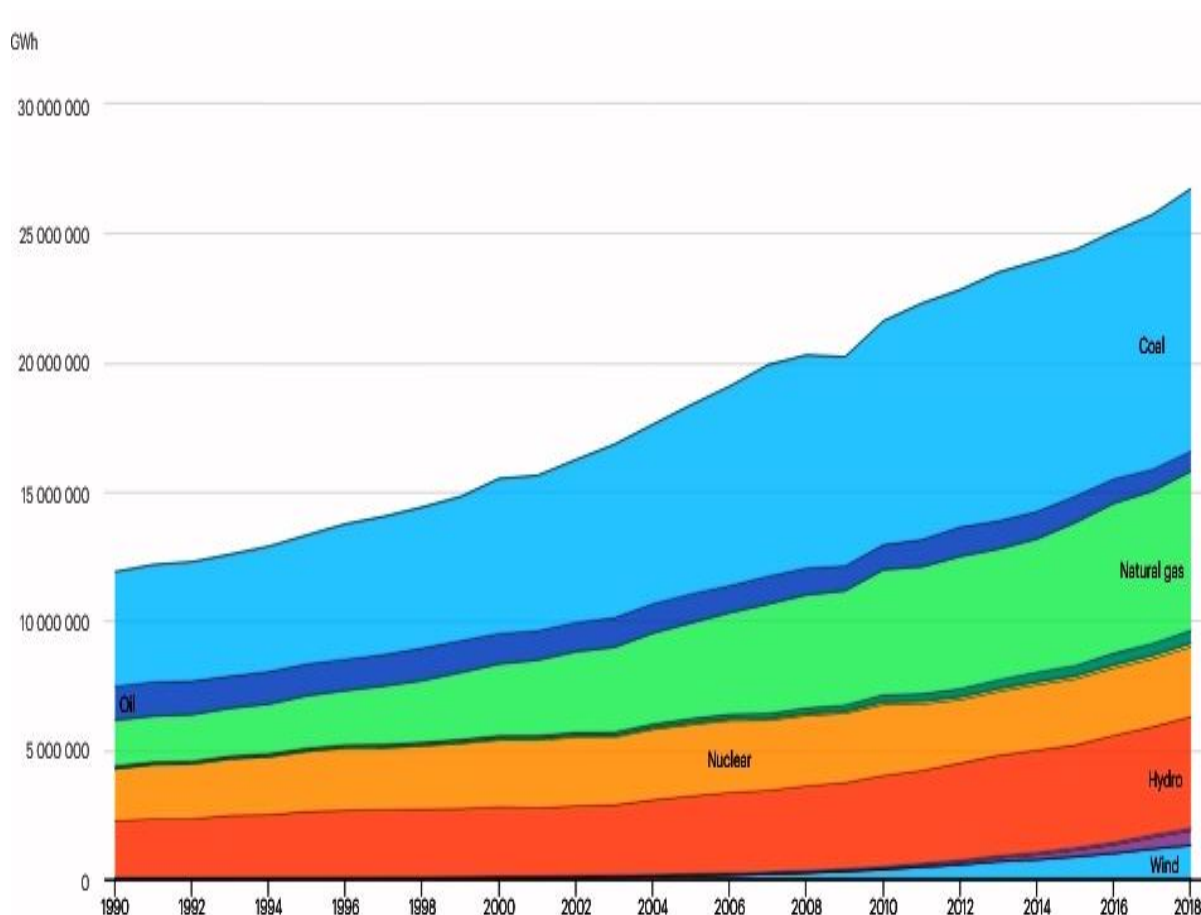
2.8.8.1.1. Funcionamento do conversor <i>buck</i>	42
2.8.1.2. Conversor <i>boost</i>	42
2.8.1.2.1 Funcionamento do conversor <i>boost</i>	44
2.8.1.3 Conversor <i>buck-boost</i>	44
2.8.1.3.1. Funcionamento do conversor <i>buck-boost</i>	45
2.9. Figuras de Mérito de Análise Desempenho Energético.....	46
2.9.1. Produtividade Anual (Final Yield - Yf) – kWh/kWp.....	46
2.9.2. Rendimento global do sistema (Performance Ratio – PR) – (%)	46
2.10. Metodologia de Análise Econômica	47
2.10.1. Custo Nivelado de Energia (LCOE).....	47
2.10.2. Payback Descontado	48
3. DESCRIÇÃO DO SISTEMA (PREPARAÇÃO PARA O ESTUDO DE CASO)	48
3.1. Visão Geral do Sistema.....	48
3.2. Ambiente de Simulação	49
3.2.1. Submodelos.....	49
Fonte: adaptada pelo autor/ Guittet; freeman (2018)	50
3.2.2. Modelagem de Sombreamento.....	50
3.2.3. Condições ambientais.....	50
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	55
4.1. Resultados	55
4.2. Análise dos resultados de desempenho.....	62
4.3. Análise Econômica	62
4.3.1. Parâmetros da Modelagem Econômica.....	63
4.3.1.1 Vida Útil e Degradação (<i>LIFETIME AND DEGRADATION</i>).....	63
4.3.1.2 Custos do Sistema (SYSTEM COSTS)	63
4.3.1.3 Parâmetros financeiros (Financial Parameters).....	63
4.3.1.4 Incentivos (Incentives)	65
4.3.1.5. Tarifas de Energia (Electricity Rates)	65
4.4. Resultados da modelagem econômica	65
4.5. Análise dos resultados econômicos.....	72
CONCLUSÃO.....	76
SUGESTÕES DE CONTINUIDADE PARA TRABALHO	
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	
ANEXOS	

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um componente essencial para o desenvolvimento humano, tendo cumprido um importante papel no processo de modernização das sociedades, impulsionando a industrialização e a produtividade. Segundo Luque e Hegedus (2011), o consumo de energia é um importante indicador do desenvolvimento e da qualidade de vida de uma sociedade, refletindo tanto o ritmo da atividade econômica quanto a capacidade da população em adquirir bens e serviços tecnologicamente mais avançados.

A demanda mundial por energia elétrica tem crescido de forma constante, ano após ano, como mostra a Figura 01. De acordo com o relatório anual da Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency – IEA*), (IEA, 2019), a produção líquida de eletricidade aumentará cerca de 70% até 2050, como resultado do crescimento econômico associado à industrialização, da eletrificação do transporte e da intensa disseminação dos dispositivos digitais conectados, entre outros.

Figura 1: Produção mundial de energia elétrica; 1990 – 2018.

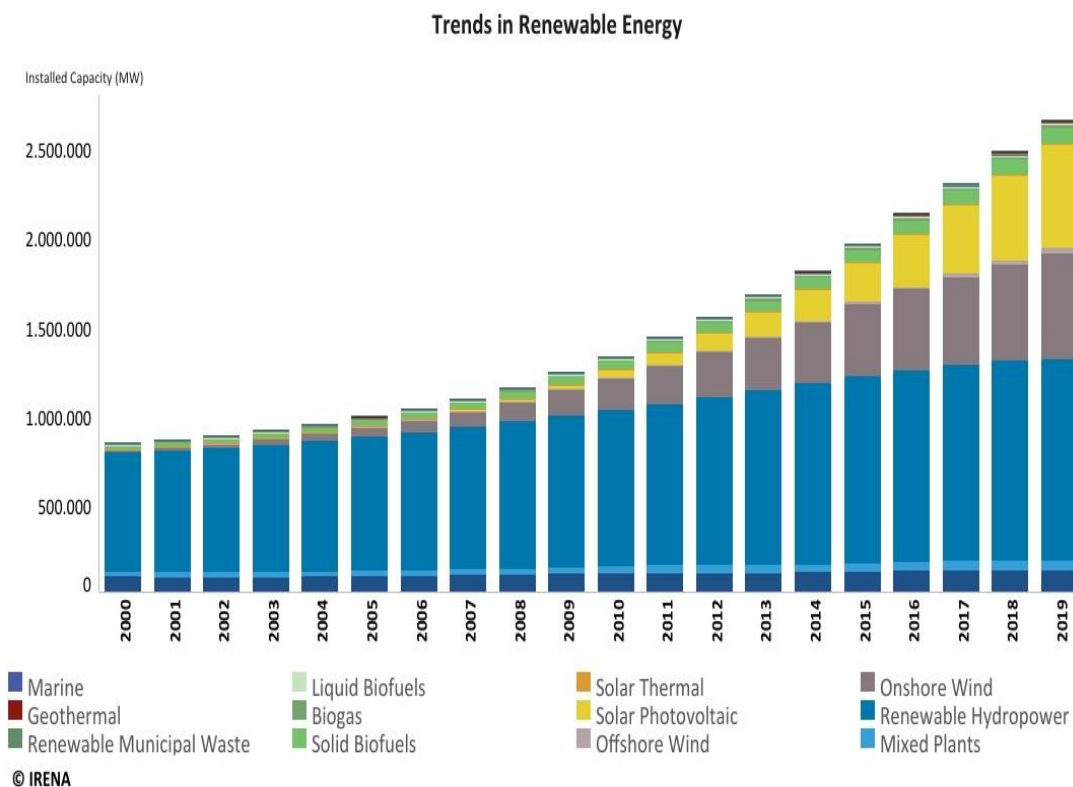


Fonte: EIA (2019).

Entretanto, o aumento do consumo de energia traz consigo um problema, uma vez que 67% da eletricidade mundial são produzidas a partir de fontes fósseis (IEA, 2019), e a utilização destes combustíveis não renováveis resulta em aumento da poluição ambiental. A crescente preocupação em relação às mudanças climáticas e os efeitos nocivos da poluição do ar, juntamente com os preços voláteis do petróleo nas últimas décadas levaram à necessidade de se desenvolver tecnologias alternativas de baixa emissão de carbono, a fim de diminuir o impacto ambiental da produção de energia.

De acordo com Villalva (2015), fontes renováveis de energia são limpas e seguras, quando comparadas com as fontes de energia não renováveis. Substituir as fontes de energia convencionais por tecnologias embasadas em energias renováveis, além de mitigar os impactos ambientais, fornecem benefícios mais amplos, como contribuir para o desenvolvimento social e econômico e possibilitar o acesso à energia em regiões remotas e de difícil acesso, como desertos e áreas montanhosas (PANWAR; KAUSHIK; KOTHARI, 2011). Significativo progresso para o desenvolvimento vem ocorrendo nos últimos anos em sistemas que utilizam tecnologias de energia renovável, sendo essas as fontes de energia que apresentam o crescimento mais rápido para geração de eletricidade, como mostra a figura 2.

Figura 2. Crescimento da capacidade instalada das energias renováveis



Fonte: IRENA (2019).

Dentre as fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica é considerada uma alternativa energética de alto potencial de crescimento e aplicação, principalmente por três motivos destacados a seguir (LUQUE e HEGEDUS, 2011):

- A fonte é abundante, amplamente acessível e essencialmente ilimitado;
- Possui baixo custo operacional;
- Não apresenta emissões de gases efeito estufa ou resíduos.

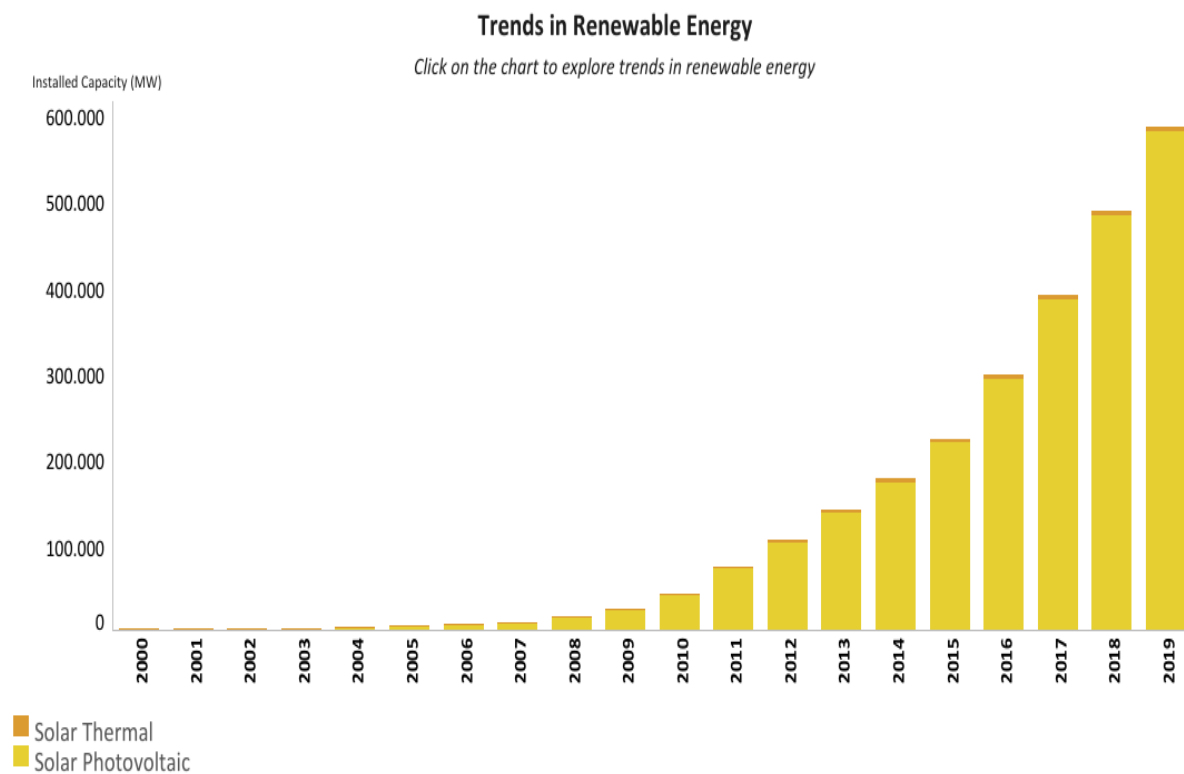
No entanto, a geração solar é dependente das condições climáticas e ambientais, sendo, por isso, altamente imprevisível. Além disso, os sistemas fotovoltaicos frequentemente estão sujeitos a condições operacionais não uniformes, por causa de fatores como sujeira, sombreamentos, sistemas com painéis dispostos em diferentes inclinações e orientações ou características elétricas incompatíveis entre os módulos (*mismatch*).

Os avanços da eletrônica de potência e das tecnologias de controle digital permitiram o surgimento de novos dispositivos com a função de mitigar as perdas na geração de energia fotovoltaica, melhorando a sua eficiência (MARSHAL; DEEPA, 2014). Este trabalho pretende investigar o uso de dispositivos otimizadores de potência de corrente contínua (c.c.-c.c.) para diminuir os efeitos das perdas por sombreamento parcial e relacionadas à incompatibilidade elétrica em arranjos fotovoltaicos, e usar esta metodologia para demonstrar o potencial de aumento da produção de energia, ao mesmo tempo em que avalia a sua viabilidade econômica.

1.1. Relevância

Ao longo dos últimos anos a capacidade de geradores fotovoltaicos (FVs) instalados no mundo vem crescendo em um ritmo exponencial, como é mostrada pela Agência Internacional para as Energias Renováveis (*International Renewable Energy Agency - IRENA*), (2019) que fez o levantamento da capacidade instalada desde 2000 até 2019. Os resultados desse levantamento são ilustrados na Figura 3.

Figura 3. Crescimento da energia solar fotovoltaica



© IRENA

Fonte: IRENA (2019).

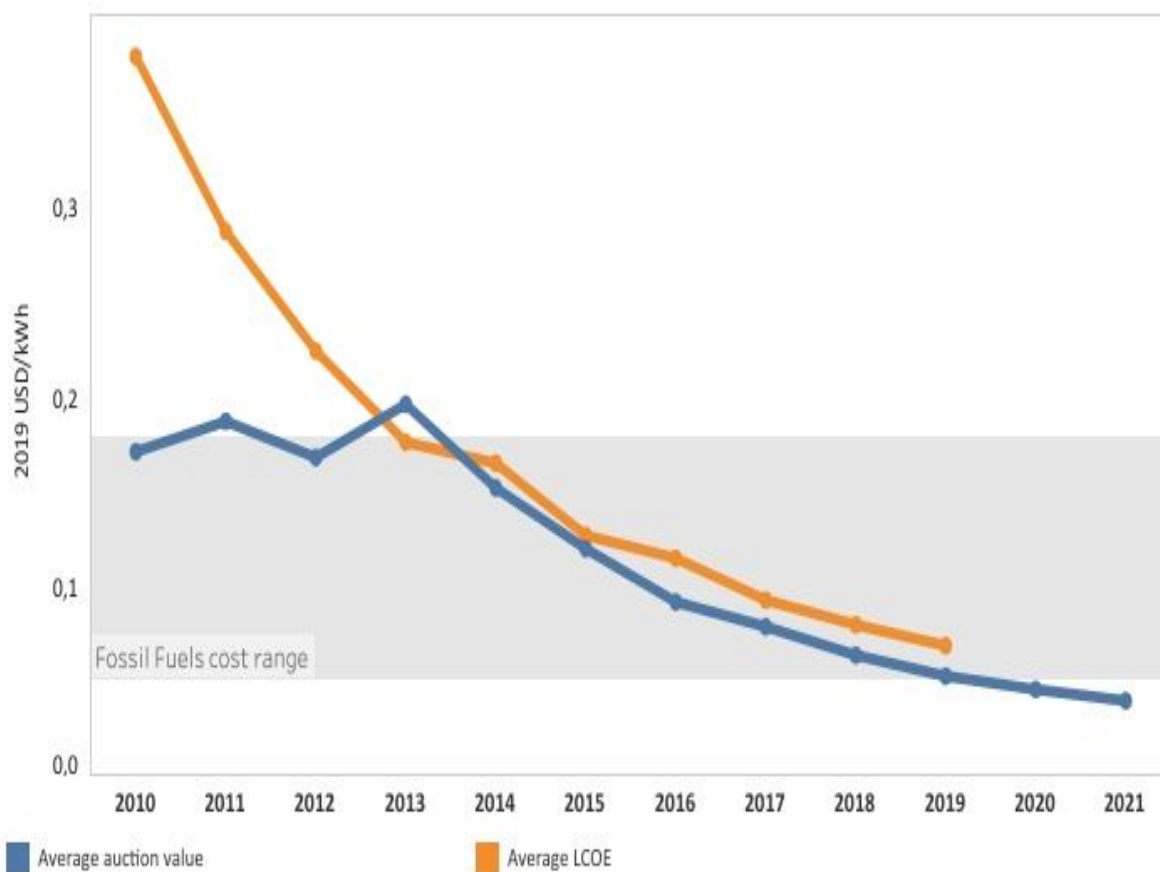
Os avanços tecnológicos na área de semicondutores e o aumento da produção de células solares ajudaram a diminuir o preço de sistemas fotovoltaicos (FVs). Esse fato é ilustrado na Figura 4, no qual se pode observar que o valor por Watt de energia produzido caiu de US\$ 0,378 para US\$ 0,039, entre os anos de 2010 e 2019.

Figura 4. Queda no preço da energia solar fotovoltaica

Global weighted average LCOE and auction values 2010-2023

Hover over data point for the raw values and key highlights

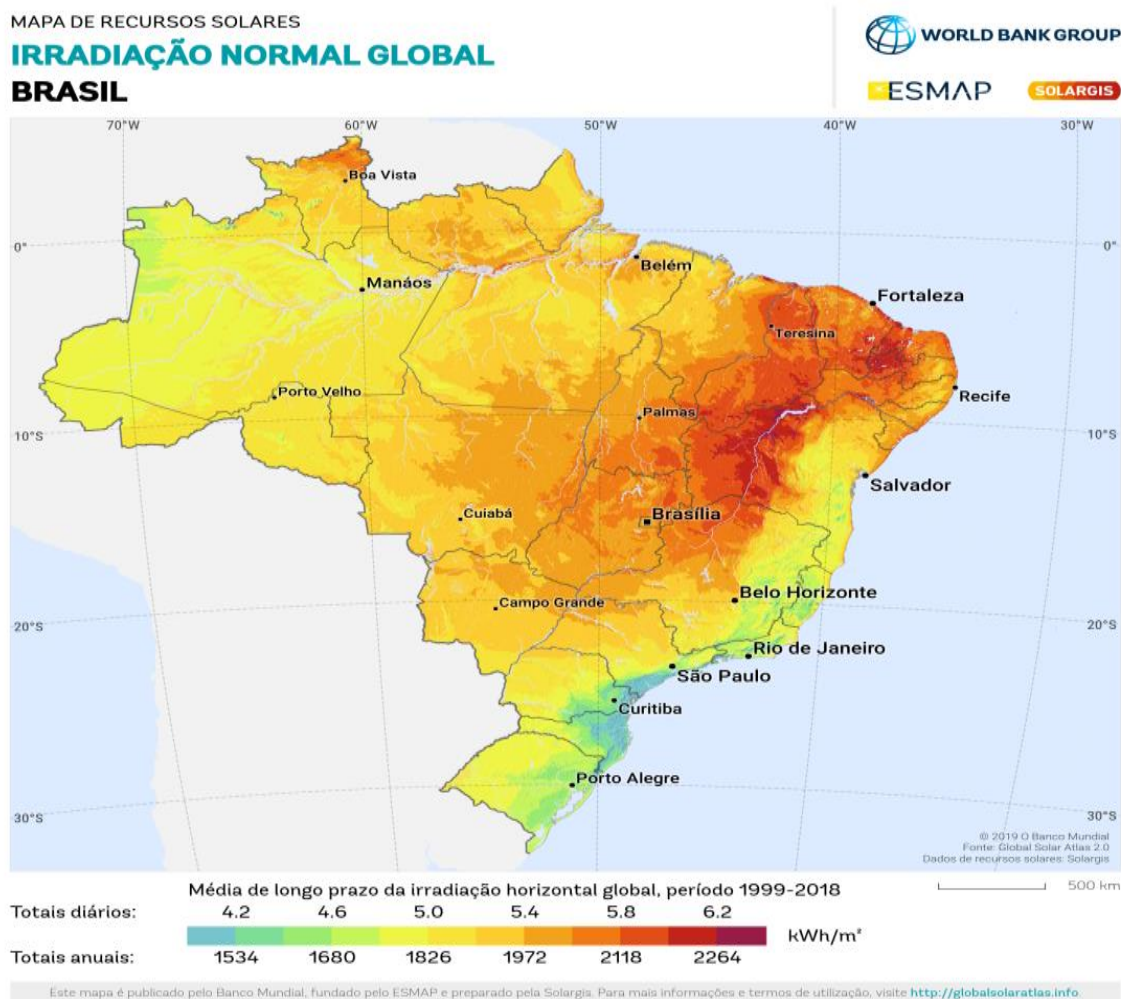
Technology
Solar fotovoltaic



Fonte: IRENA (2019).

A consolidação da geração fotovoltaica no Brasil tem sido motivada por diversos fatores, entre eles a redução contínua do preço dos módulos fotovoltaicos e o elevado índice de irradiação solar no território nacional (PEREIRA et al., 2017).

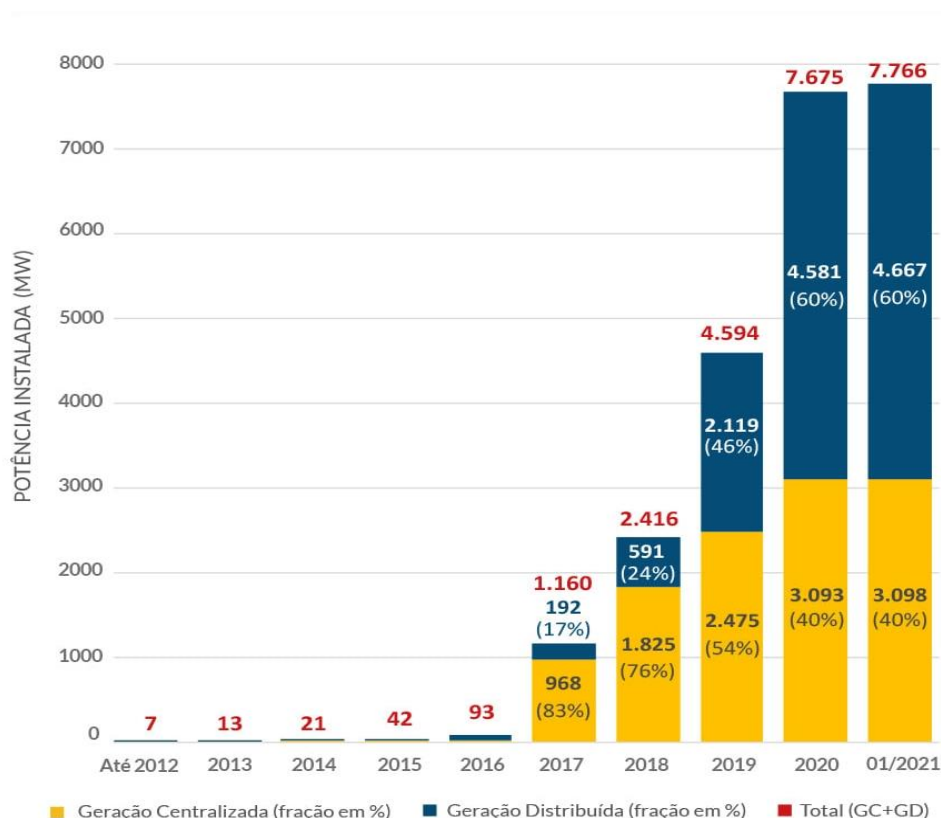
Figura 5. Total de irradiação global no Brasil.



Fonte: The World Bank (2019).

No âmbito regulatório, a publicação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) da Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012), estabeleceu o marco regulatório para a geração distribuída (GD) no país, possibilitando aos consumidores brasileiros a possibilidade de gerar a própria energia através do Sistema de Compensação ou *Net Metering*, no qual o produtor-consumidor (Pro-consumidor), depois de descontado o seu próprio consumo, recebe um crédito na sua conta de energia elétrica pelo saldo positivo de energia produzida e inserida na rede elétrica. Isso fez com que a energia solar, antes atrativa na forma de soluções *off grid* destinadas a regiões remotas e dispersas ou zonas rurais, se tornasse economicamente viável para a utilização em aplicações urbanas, como unidades de produção de energia elétrica ligadas à rede elétrica para uso residencial, comercial e até mesmo industrial. A Figura 6 apresenta a evolução do número de instalações fotovoltaicas conectadas à rede elétrica no país.

Figura 6. Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.



Fonte: ABSOLAR (2021).

O rendimento global dos sistemas de geração fotovoltaicos, no entanto, é fortemente dependente das variações das condições meteorológicas do local da instalação (ex: temperatura ambiente, radiação solar), além dos efeitos da presença de sombra, poeira, etc. (CATELANI *et al.*, 2015). Além disso, o desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos é limitado por alguns aspectos, como a baixa eficiência das células e condições de trabalho não eficientes devido ao descasamento entre módulos (*mismatch*) (VIEIRA *et al.*, 2020).

Tais perdas podem representar um grande impacto nos custos totais de geração, e, conseqüentemente, no retorno de investimento, pois a viabilidade econômica de um Sistema de Geração Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica (SFCR) está diretamente ligada à expectativa de produção anual de energia da usina solar. Esse montante de energia depende, essencialmente, da disponibilidade do recurso solar e temperatura ambiente no local e do rendimento dos componentes de conversão do sistema (OLIVEIRA, 2017).

Constitui-se, portanto, em um desafio importante no projeto de plantas fotovoltaicas melhorar o desempenho dos sistemas, aumentando sua eficiência e confiabilidade e diminuindo seus custos (CATELANI *et al.*, 2015).

As soluções para perdas em sistemas FV causadas por sombreamento ou *mismatch* são largamente estudadas na literatura. Dentre as mais eficazes, está a utilização de otimizadores de potência para sistemas FV, que consiste em conectar um dispositivo conversor de corrente contínua diretamente a cada um ou dois módulos fotovoltaicos (SILVA et al., 2019). A introdução destes dispositivos melhora a produtividade energética do sistema frente a presença de fenômenos de incompatibilidade elétrica entre módulos (*mismatch losses*) e condições de operação não uniformes.

A pesquisa realizada neste trabalho, e descrita no decorrer deste texto, se enquadra neste contexto, ao investigar as vantagens técnicas do uso de dispositivos otimizadores da potência nos projetos de geração solar fotovoltaica conectada à rede elétrica e pesquisar sobre a sua viabilidade econômica.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo geral analisar o desempenho energético de otimizadores de potência sob diferentes condições de operação, e avaliar o impacto econômico e financeiro da sua utilização.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Construir um referencial teórico acerca da geração fotovoltaica e seus componentes, perdas em geração fotovoltaica e das diversas tecnologias de conversão;
- Projetar um sistema de microgeração fotovoltaica, definindo módulos, inversores e otimizadores de potência;
- Realizar a modelagem computacional de um sistema de microgeração, considerando a utilização de otimizadores de potência em condições adversas de operação;
- Realizar simulações de estimativa de geração de energia através do *Helioscope*, analisando o desempenho dos sistemas com arquitetura convencional (inversores *string*), e com otimizadores de potência;
- Analisar a viabilidade econômica de cada uma das tecnologias através do SAM (*System Advisor Model*).

1.3. METODOLOGIA

Para realizar o estudo comparativo proposto, emprega-se a seguinte metodologia: Um sistema de geração fotovoltaico, hipotético, de 79,2 kWp foi projetado. Para tanto, realizou-se uma análise dos seguintes parâmetros técnicos e financeiros, com suas respectivas referências:

- Dados dos equipamentos (módulos, inversores, otimizadores): Catálogos técnicos dos fabricantes;
- Custos dos equipamentos: De acordo com o “Estudo Estratégico para Geração Distribuída – 1º Semestre 2020 Brasil” (GREENER, 2020);
- Radiação solar no local: Base de dados do INPE/CPTEC (projeto SWERA);
- Preço da eletricidade. De acordo com a tarifa de energia CEMIG B3 – Valor Final - com impostos (novembro 2020);
- Perdas no sistema: As perdas por de sombreamento foram modeladas no Helioscope através da ferramenta 3D *Design – Keepout*. As demais perdas (perdas por temperatura, sujeira, reflexão, cabeamento, etc.) foram definidas no conjunto de condições ambientais (*Condition Set*) do *Helioscope*, e estão detalhadas no capítulo 3.2.3. A

Posteriormente, é realizada a modelagem e simulação computacional do sistema proposto, através da ferramenta computacional *Helioscope*.

Para a realização das simulações propostas, duas configurações do sistema FV projetado foram utilizadas: com inversor *string* e com otimizadores de potência, e dois cenários são considerados: (I) Sem sombreamento parcial, (II) Com sombreamento parcial. Os resultados foram então submetidos a uma análise comparativa tendo como objetivo avaliar o desempenho dos sistemas e seus aspectos econômicos/financeiros. A modelagem econômico-financeira foi implementada através do *software System Advisor Model (SAM)*, versão 2020.2.9 r3.

1.4. Organização do texto

O presente trabalho está estruturado em cinco capítulos. No capítulo 1 apresenta uma introdução geral, onde é descrita a relevância do tema, os objetivos e a metodologia utilizada, bem como a sua estrutura.

No capítulo 2 é realizada uma revisão bibliográfica sobre os princípios da energia solar: recurso solar, efeito fotovoltaico, células e módulos fotovoltaicos, inversores, perdas em sistemas fotovoltaicos e otimizadores de potência.

No Capítulo 3 é feita uma descrição do sistema projetado e a preparação para o estudo de caso. Neste capítulo é realizado o dimensionamento e modelagem do sistema fotovoltaico. Inicialmente é descrito o ambiente de simulação *Helioscope*. Em seguida são explicadas cada etapa do dimensionamento e modelagem do sistema.

No Capítulo 4, Resultados e Discussões, são analisados os resultados gerados pelas simulações, incluindo a análise técnica e a viabilidade econômica do sistema proposto.

E, por fim, em Conclusões e Propostas de Continuidade, são desenvolvidas as conclusões finais, decorrentes das avaliações realizadas, assim como os possíveis desdobramentos relativos às propostas de continuidade e recomendações para futuros estudos relacionadas ao assunto proposto neste trabalho.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo tem como objetivo apresentar os principais conceitos e componentes de um SFCR. Deseja-se que ao final do capítulo, tenha-se o conhecimento necessário para análise destes sistemas.

2.1. O Recurso Solar

Para se compreender o processo de geração de eletricidade a partir da energia proveniente do Sol é necessário se caracterizar o recurso solar. O sol tem cerca de 4,67 bilhões de anos, e concentra cerca de 99,85% toda a matéria do sistema solar. É composto de uma mistura de gases, sendo o hidrogênio o elemento predominante (LUO; YE 2017).

Devido à sua elevada pressão interna, causada pela intensa força gravitacional que comprime a massa gasosa, o sol converte hidrogênio em hélio, através de uma reação de fusão nuclear. A massa do átomo de He resultante da fusão é inferior à massa conjunta dos átomos de H envolvidos na reação, e essa diferença de massa (Δm) é convertida em energia radiante (ΔE) (BENEDITO, 2014), de acordo com a equação 2.1:

$$\Delta E = \Delta m \times c^2 \tag{2.1}$$

Em que:

c: velocidade da luz $\cong 3,0 \times 10^8$ m/s

A energia radiante do sol é transmitida pelo espaço na forma de radiação eletromagnética, constituída de ondas de diferentes frequências. O conjunto de todas as frequências emitidas pela radiação solar é chamado de espectro solar. Todo o espectro solar transporta energia, que pode ser captada na forma de calor ou energia elétrica (VILLALVA, 2015).

A quantidade de energia que estas ondas podem transmitir está diretamente relacionada à sua frequência, como mostra a equação 2.2, conhecida como relação de Planck, ou equação de Planck-Einstein.

$$E = h \times f \tag{2.2}$$

Em que:

E: Energia da onda, expressa em Joules [J];

f: frequência da onda, em hertz [Hz];

h: Constante de Planck $\cong 6,626 \times 10^{-34}$ [J.s].

A perda de massa resultante fusão de hidrogênio em hélio é convertida em cerca de $3,8 \times 10^{20}$ MW de energia eletromagnética (Ps), que se irradia da superfície do sol para o espaço. A terra (com raio de cerca de 6.366 km) está afastada do sol a uma distância de 1 AU (Astronomical Unit), que corresponde a 150.000.000 km. De acordo com Luo e Ye (2017) através da equação 2.3, pode-se calcular a potência (PE-Sun) recebida pela terra.

(2.3)

$$PE_{Sun} = P_s \times \frac{Earthsectionarea}{Bigareaballarea} = 3,8 \times 10^{20} MW \times \frac{\pi(6366km)^2}{4\pi(150000000km)^2}$$

$$= 3,8 \times 10^{20} MW \times \frac{40\ 528\ 473}{9 \times 10^{16}} = 174 \times 10^9 MW \text{ ou } 174 PW$$

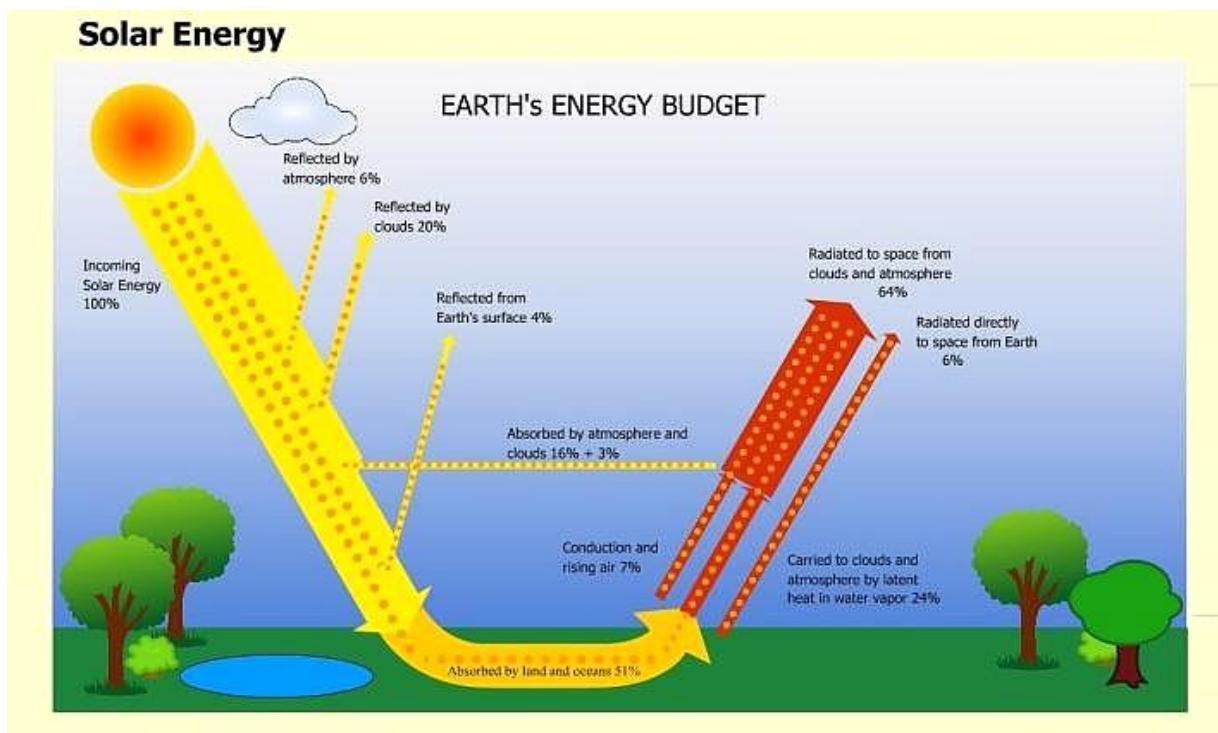
Em que:

(PE-Sun) = Potencia recebida pela terra

(Ps) = Potencia irradiada pelo sol

Portanto, a terra recebe aproximadamente 174 petawatts (PW) de radiação solar incidente na alta atmosfera. Aproximadamente 30% deste total são refletidos de volta para o espaço, enquanto o resto é absorvido por nuvens, oceanos e massas de terra (LUO; YE, 2017). A Figura 07 mostra como a energia solar atinge a superfície da Terra.

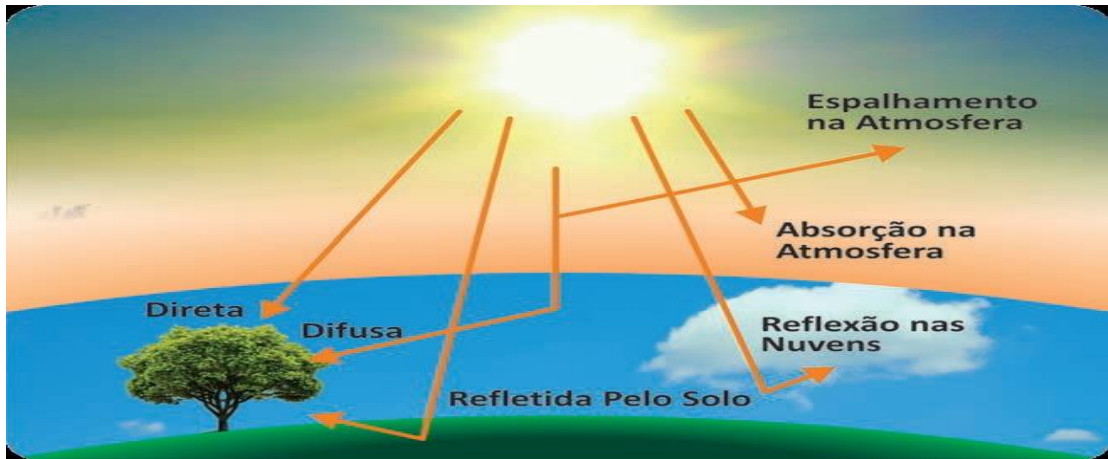
Figura 7: Energia solar incidente na terra.



Fonte: Jordan et. al (2013).

A interação da irradiação solar extraterrestre com a atmosfera provoca reações de absorção e espalhamento de fótons com os constituintes da atmosfera. Estas reações estão mostradas esquematicamente na Figura 08, que mostra também a desagregação resultante da irradiação solar, nas componentes direta e difusa/albedo (reflexão).

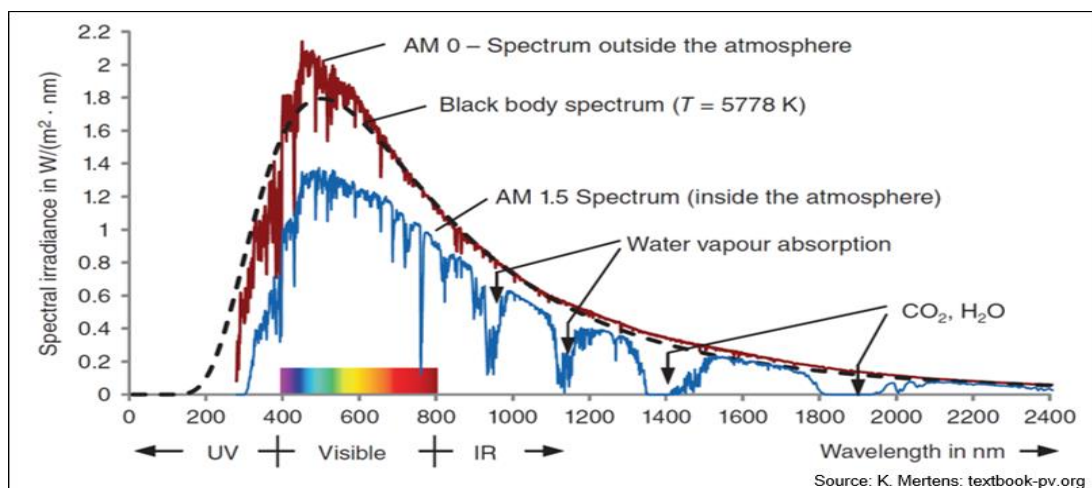
Figura 8: Componentes direta e difusa da radiação solar na superfície terrestre.



Fonte: Reis; Tiba (2016).

Segundo Reis e Tiba (2016), o espectro solar resultante na superfície terrestre dependerá da concentração, configuração espacial e temporal desses constituintes e será de natureza estocástica. Dependerá também, de acordo com Pinho e Galdino (2014), da espessura da camada atmosférica, que é identificada por um coeficiente denominado "Massa de Ar" (AM). Para a radiação extraterrestre, tem-se que $AM = 0$, ao passo que, para a irradiação com incidência perpendicular a uma superfície horizontal, ao nível do mar, tem-se que $AM = 1,5$. Para incidências oblíquas na superfície horizontal, $AM > 1$ e, para altitudes elevadas, ter-se-á que $0 < AM < 1$. A figura 09 mostra o detalhamento do espectro solar.

Figura 9: Espectro Solar



Fonte: Mertens (2018).

Segundo Villalva (2015), a distribuição espectral AM 1,5 corresponde ao comportamento médio da radiação solar ao longo do ano em países localizados entre o trópico de câncer e o círculo polar ártico. Em função de a tecnologia solar FV ter surgido e se desenvolvido em países desta região, a massa de ar AM 1,5 se tornou padrão para estudo e análise de sistemas FV.

Duas outras grandezas importantes são a irradiância (G), e a irradiação (H). A irradiância é definida como a potência radiante incidente sobre uma superfície, por unidade de área. Esta grandeza tem seu valor expresso em W/m^2 e tem um caráter instantâneo e, portanto, não cumulativo. De acordo com Reis e Tiba (2012), a irradiância solar extraterrestre é muito estável e tem o valor médio aproximado de $1366 W/m^2$, a uma distância Sol-Terra igual a 1 UA (unidade astronômica).

Já a irradiação (H) é a medida da energia radiante que incidente por unidade de área, sobre uma superfície, sendo seu valor geralmente expresso em kWh/m^2 . Essa grandeza tem caráter cumulativo, pois representa a integral da irradiância ao longo de um intervalo de tempo (BENEDITO, 2014).

2.2. Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico, que é a conversão de energia solar em energia elétrica foi verificado pela primeira vez por Edmond Becquerel em 1839, quando constatou uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de um material semicondutor, exposto a irradiação solar. Os primeiros dispositivos fotovoltaicos foram fabricados em selênio, em 1883. Somente nos anos 1950, seguindo o desenvolvimento da microeletrônica, iniciou-se a produção industrial das células fotovoltaicas, fabricadas em silício (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3. Células Fotovoltaicas

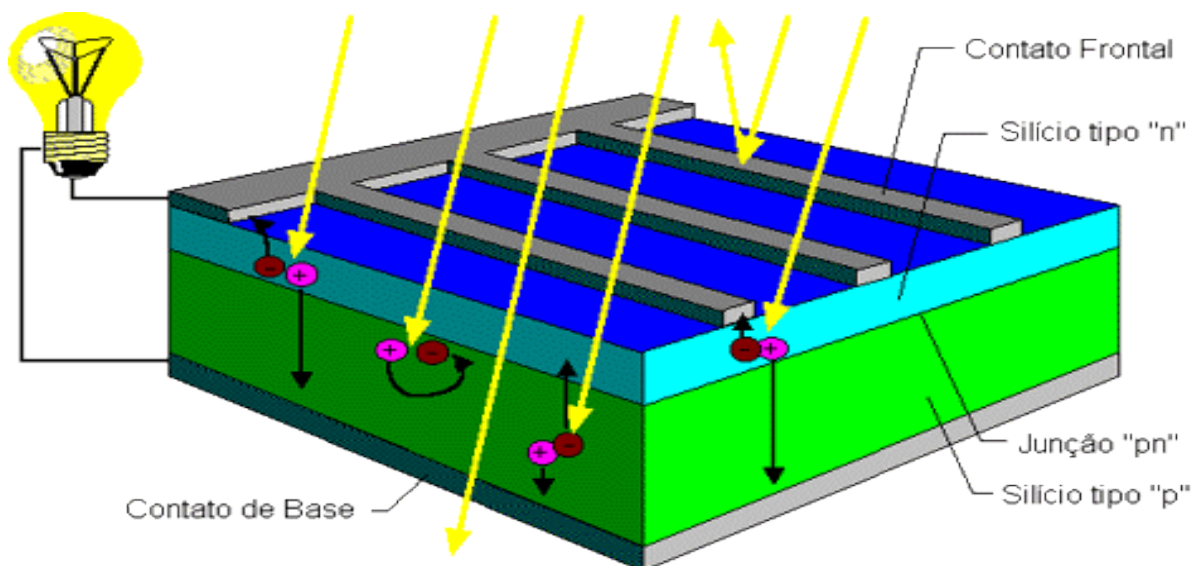
A energia solar fotovoltaica é a energia obtida por meio da conversão direta da irradiação solar em eletricidade. O elemento fundamental para este processo de conversão é um dispositivo semicondutor conhecido como célula fotovoltaica. Ele consiste, na maioria dos casos, de silício, um semicondutor que também é usado em diodos, transistores e chips de computador. Os semicondutores se caracterizam por possuírem elétrons fracamente ligados ocupando uma banda de energia denominada banda de valência.

De acordo com Luque e Hegedus (2011), quando energia de valência excede a um determinado limite, chamado *bandgap* (medido em unidades de elétrons – volts, ou eV), as ligações são rompidas e o elétrons fica livre parra se mover em uma nova banda de energia

chamada banda de condução. Essa energia necessária para liberar os elétrons pode ser fornecida por fótons, que são partículas de luz. Quando a célula solar é exposta a luz solar os fótons incidentes são absorvidos pelos átomos, quebrando as ligações dos elétrons de valência. Esses elétrons são então empurrados para a banda de condução de onde são movidos pelo campo elétrico para os contatos externos.

O resultado nos contatos das células solares é a criação de uma tensão de aproximadamente 0,5 V. A corrente liberada varia de acordo com irradiação e área celular. Esta é a base do funcionamento das células fotovoltaicas (MERTENS, 2018). A figura 10 mostra a estrutura de uma célula fotovoltaica composta por duas camadas de material semicondutor (P e N).

Figura 10: Corte Transversal de Uma Célula Fotovoltaica



Fonte: CRESESB (2006).

Segundo Galdino e Pinho (2014), as tecnologias aplicadas na produção de células são divididas em três gerações, que por sua vez são divididas em diversas cadeias produtivas.

- **Primeira geração** – Se divide em duas cadeias produtivas: silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si), que, juntas, representam mais de 85% do mercado, por ser considerada uma tecnologia consolidada e confiável, e por possuir a melhor eficiência comercialmente disponível.

- **Silício (Si) Monocristalino**

Este material é basicamente o mesmo utilizado na fabricação de circuitos integrados para microeletrônica. As células são formadas em fatias (*Wafers*) de um único grande cristal, previamente crescido e fatiado. A grande experiência na sua fabricação e pureza do material garantem alta confiabilidade do produto e altas eficiências. Enquanto o limite teórico de

conversão da irradiação solar em energia elétrica, para esta tecnologia é de 27%, valores de até 22% são encontrados em produtos comerciais. Devido às quantidades de material utilizado e à energia envolvida na sua fabricação, esta tecnologia apresenta sérias barreiras para redução de custos, mesmo em grandes escalas de produção.

- **Silício (Si) Multicristalino**

Também chamado de Silício (Si) Policristalino; estas células são fabricadas a partir do mesmo material das células monocristalinas que, ao invés de formar um único grande cristal, é solidificado em forma de um bloco composto de muitos pequenos cristais. A partir deste bloco são obtidas fatias e fabricadas as células. A presença de interfaces entre os vários cristais reduz um pouco a eficiência destas células, mas na prática os produtos disponíveis alcançam eficiências muito próximas das oferecidas em células de m-Si. Neste caso, a quantidade de material por célula é basicamente o mesmo do caso anterior, entretanto, a energia necessária para produzi-las é significativamente reduzida.

- **Segunda geração**, comercialmente denominada de filmes finos, é dividida em três cadeias produtivas: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). Consome menos matéria prima e menos energia no seu processo de fabricação, o que torna o seu custo mais baixo. Entretanto, na maioria dos casos, esta geração apresenta menor eficiência do que a primeira, além de dificuldades associadas à disponibilidade dos materiais, vida útil, e, no caso do cádmio, sua toxicidade, que retardam a sua utilização em maior escala.

- **A terceira geração** - Ainda em fase de Pesquisa e Desenvolvimento, testes e produção em pequena escala, é dividida em três cadeias produtivas: célula fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica para concentração (CPV – *Concentrated Photovoltaics*), células sensibilizadas por corante (DSSC – *Dye-Sensitized Solar Cell*) e células orgânicas ou poliméricas (OPV – *Organic Photovoltaics*). A tecnologia CPV demonstrou ter um potencial para produção de módulos com altas eficiências, embora o seu custo ainda não seja competitivo com as tecnologias que atualmente dominam o mercado, além de necessitarem de um sistema de rastreamento solar e níveis de irradiância direta elevados.

As diferentes tecnologias e materiais empregados na fabricação das células fotovoltaicas levam a obtenção de células e módulos com diferentes custos e eficiências. A tabela 1 apresenta uma comparação entre algumas tecnologias fotovoltaicas existentes atualmente.

Tabela 1: Comparação da eficiência das diversas tecnologias de células fotovoltaicas.

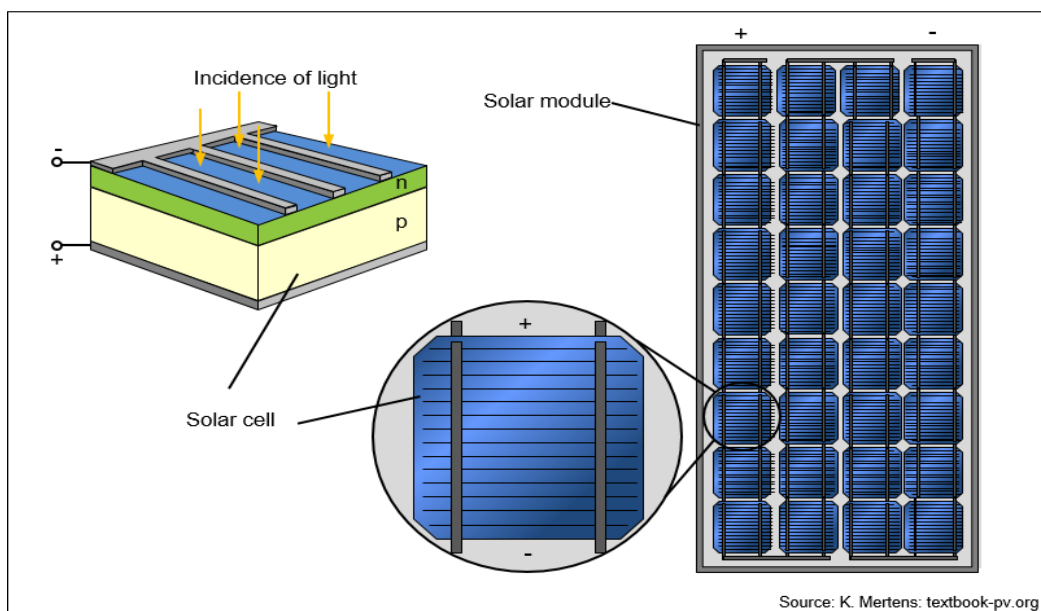
Tecnologia da célula fotovoltaica	Eficiência da célula em laboratório	Eficiência dos módulos comerciais
Silício monocristalino	26,1%	20%
Silício policristalino	23,3%	16%
Silício amorfo – filme fino	19,2%	10%
Silício micromorfo	12%	9,1%
Célula solar híbrida	20,1%	15,2%
CIS, CIGS	23,4%	15%
Telureto de cádmio	22,1%	16%

Fonte: adaptada de NREL (2020)

2.4. Módulos Fotovoltaicos

Segundo a norma NBR10899 (ABNT, 2020), um módulo fotovoltaico é uma unidade formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica. A Figura 11 mostra como é constituído um módulo fotovoltaico.

Figura 11: Célula e módulo solar.



Fonte: Mertens (2018).

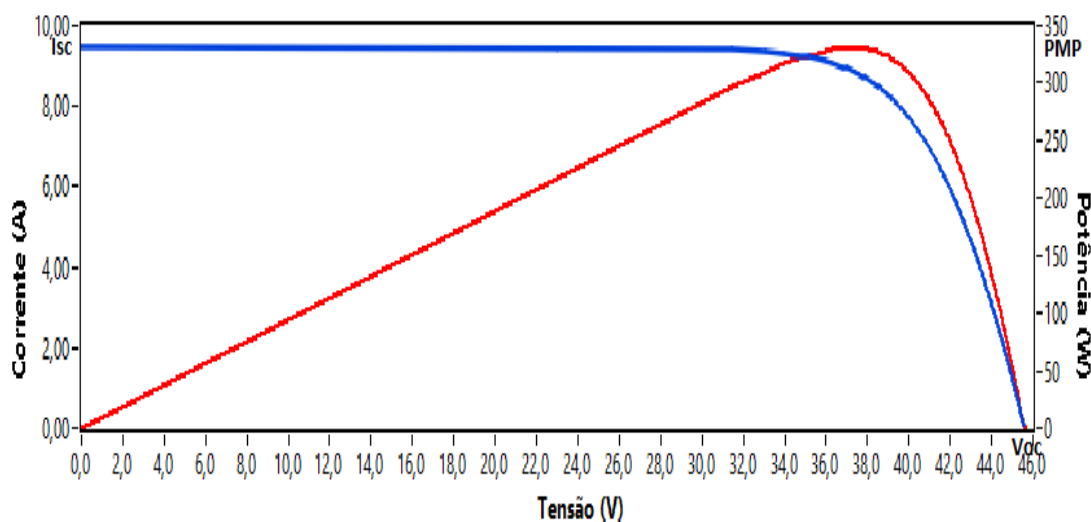
Um módulo fotovoltaico é, geralmente, identificado pela sua potência elétrica de pico (Wp). A definição da potência de pico de um módulo fotovoltaico é feita nas condições-padrão de ensaio (*STC, do inglês Standard Test Conditions*), considerando irradiância solar de 1.000 W/m^2 sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5 e temperatura de célula de 25° C (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.1. Curva Característica Corrente versus Tensão (IxV)

Um dos procedimentos para se determinar as características elétricas de um módulo fotovoltaico é o traçado de sua curva característica I-V. Neste ensaio, uma fonte de tensão variável é conectada ao módulo e varia sua tensão de saída entre uma tensão negativa de poucos volts até uma tensão um pouco maior do que a tensão do circuito aberto do módulo (ponto em que sua corrente fica negativa) (PINHO; GALDINO, 2014).

Durante essas varreduras os pares de dados de tensão e corrente são registrados, permitindo o traçado de uma curva característica IxV como a apresentada a Figura 12.

Figura 12: Curvas características I x V (em azul) e P x V (em vermelho).



Fonte: autoria própria

A curva da figura 12 foi gerada através do software PvTeach, a partir dos dados da folha técnica do módulo Canadian CS6U - 330P (330 Wp). A partir de uma curva I-V podem ser determinados os parâmetros elétricos que caracterizam as células ou módulos fotovoltaicos: tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), potência elétrica máxima (P_{mp}), corrente elétrica máxima (I_{mp}), tensão elétrica máxima (V_{mp}), fator de forma (FF) e eficiência (η), descritas a seguir, de acordo Villalva (2015) e Pinho e Galdino (2014):

- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): é a tensão entre os terminais de uma célula fotovoltaica quando não há corrente elétrica circulando e é a máxima tensão que uma célula fotovoltaica pode produzir.
- Corrente de curto-circuito (I_{sc}): é a máxima corrente que se pode obter e é medida na célula fotovoltaica quando a tensão elétrica em seus terminais é igual à zero.

- Corrente de máxima potência (V_{mp}): É o valor da corrente nos terminais do módulo quando este fornece a sua potência máxima em STC
- Tensão de máxima potência (V_{mp}): É o valor da tensão nos terminais do módulo quando este fornece a sua potência máxima em STC
- Potência de pico ou máxima potência (P_{mp}): É a máxima potência que o módulo pode fornecer em STC. O valor da máxima potência corresponde à multiplicação da corrente de máxima potência pela tensão de máxima potência.
- Fator de forma (FF): é a razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto-circuito com a tensão de circuito aberto. Quanto menores forem as perdas resistivas (série e paralelo), mais próxima da forma retangular será a curva I-V. O FF é definido pela equação 2.4:

$$FF = \frac{V_{MP} \times I_{MP}}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (2.4)$$

- Eficiência (η): É a relação entre a potência elétrica produzida pela célula / módulo fotovoltaico e a irradiação solar incidente e pode ser definida como pela equação 2.5:

$$\eta = \frac{PMP}{POpt} = \frac{PMP}{G \times A} \quad (2.5)$$

Em que:

PMP=Potência máxima do módulo em operação [Wp]

G = Irradiância solar incidente [1000 W/m^2]

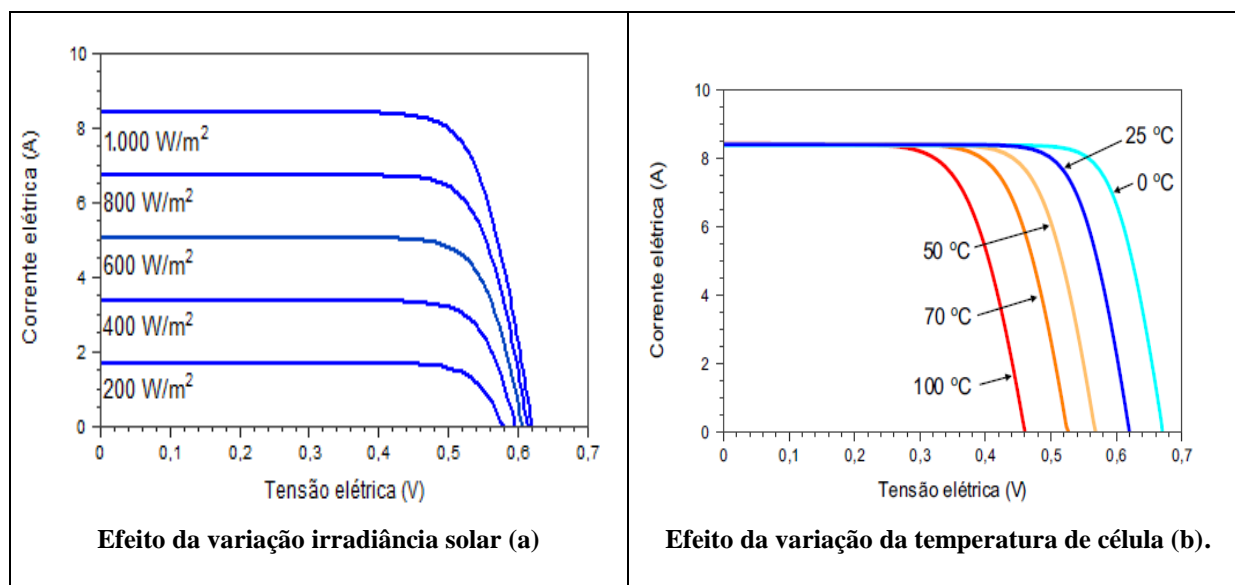
A = Área do módulo [m^2]

Também a partir dos dados da curva I-V, pode ser determinada a curva da potência em função da tensão, denominada curva P-V, conforme a curva na cor vermelha apresentada na Figura 12, onde se destaca o ponto de máxima potência (PMP), como sendo aquele no qual a sua derivada em relação à tensão é nula, ou seja, $(\frac{dp}{dv}=0)$.

2.4.2. Fatores que afetam as características elétricas dos módulos fotovoltaicos

O desempenho dos módulos fotovoltaicos é fundamentalmente influenciado pela variação da irradiância solar e temperatura das células. A corrente elétrica gerada nos módulos fotovoltaicos aumenta linearmente com o aumento da irradiância, como pode ser visto na Figura 13^a. Por outro lado, o aumento da temperatura na célula acarretará uma queda de tensão e, conseqüente, a eficiência do módulo diminuirá. Os dois fenômenos são mostrados na figura 13.

Figura 13: Efeito da variação da irradiância (a) e da temperatura de célula (b).



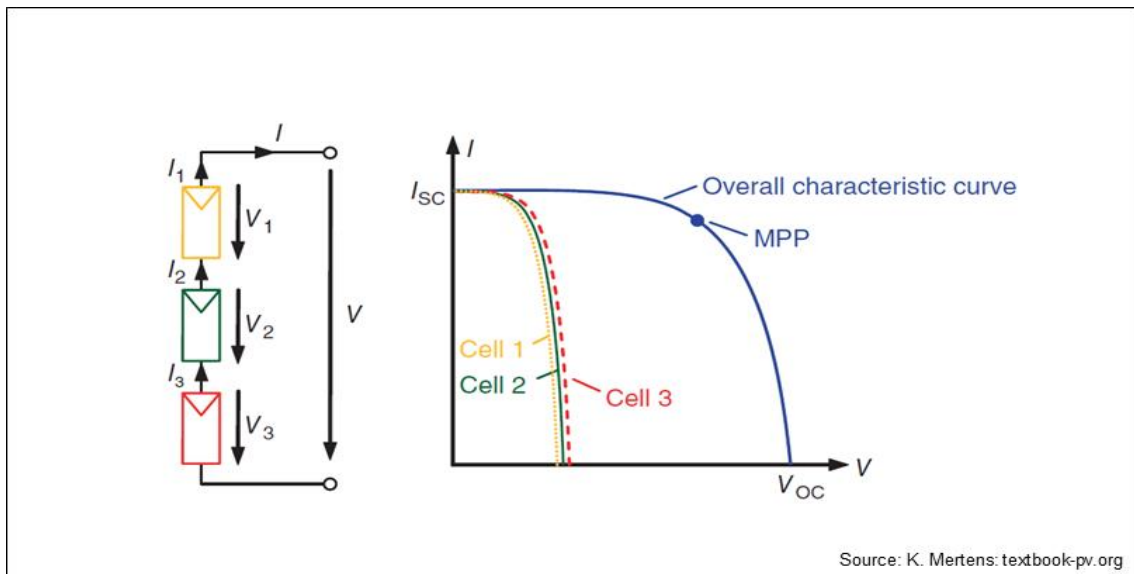
Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.4.3. Temperatura nominal de operação: Uma vez que as condições padrão de ensaio (STC) não representam as condições operacionais reais, é necessário definir uma temperatura nominal para a operação das células nos módulos fotovoltaicos, na qual as características elétricas refletem com mais fidelidade àquelas verificadas em campo. Esta temperatura nominal é obtida quando o módulo FV é exposto, em Tensão de circuito aberto, a uma irradiância de 800 W/m² e temperatura ambiente de 20°C (temperatura da célula em 48,4°C) e sofrendo ação de vento incidindo com velocidade de 1 m/s. Esta temperatura é encontrada nas folhas de dados técnicos dos módulos FV, identificada pela sigla NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) (PINHO E GALDINO, 2017).

2.4.4. Associação de módulos fotovoltaicos: Os sistemas fotovoltaicos podem empregar grande número de módulos para fornecer a quantidade de energia desejada. O conjunto de módulos conectados em série ou em paralelo é chamado de arranjo fotovoltaico (VILLALVA, 2015).

2.4.4.1. Módulos Fotovoltaicos em Série: Quando módulos são conectados em série, a tensão de saída do conjunto de módulos é a soma das tensões de cada um dos módulos FV. A corrente que circula é a mesma em todos os módulos, como mostra a figura 14.

Figura 14: Módulos fotovoltaicos em série.

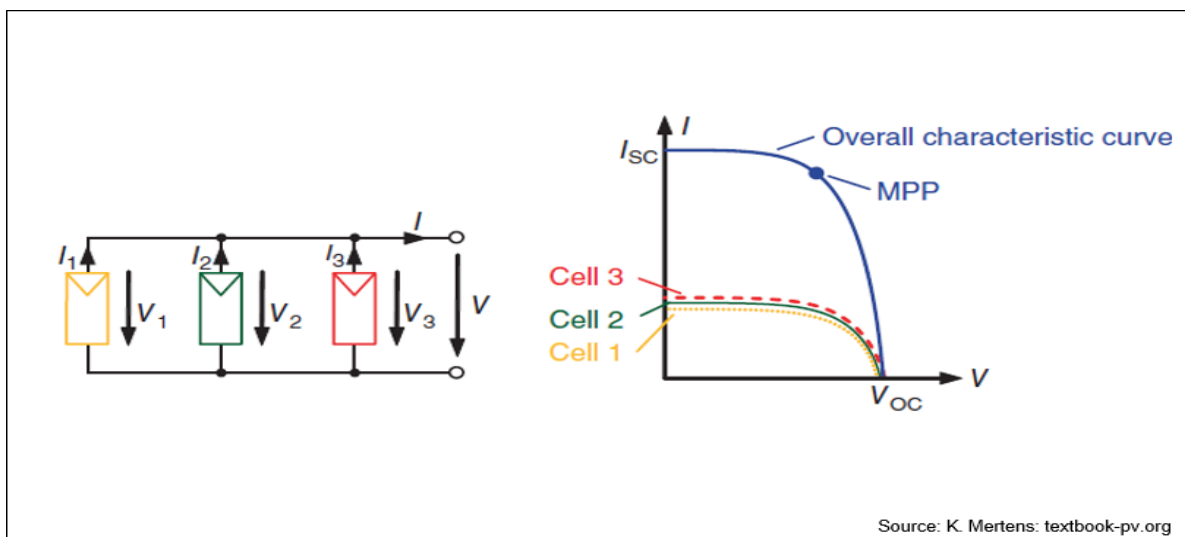


Fonte: Mertens (2018).

2.4.4.2. Módulos Fotovoltaicos em Paralelo

Quando módulos são conectados em paralelo, a tensão de saída do conjunto de módulos é a mesma tensão fornecida individualmente por cada módulo. A corrente que circula é a soma das correntes de todos os módulos como mostrado na figura 15.

Figura 15: Módulos Fotovoltaicos em paralelo.



Fonte: Mertens (2018).

2.4.5. DIODOS BYPASS

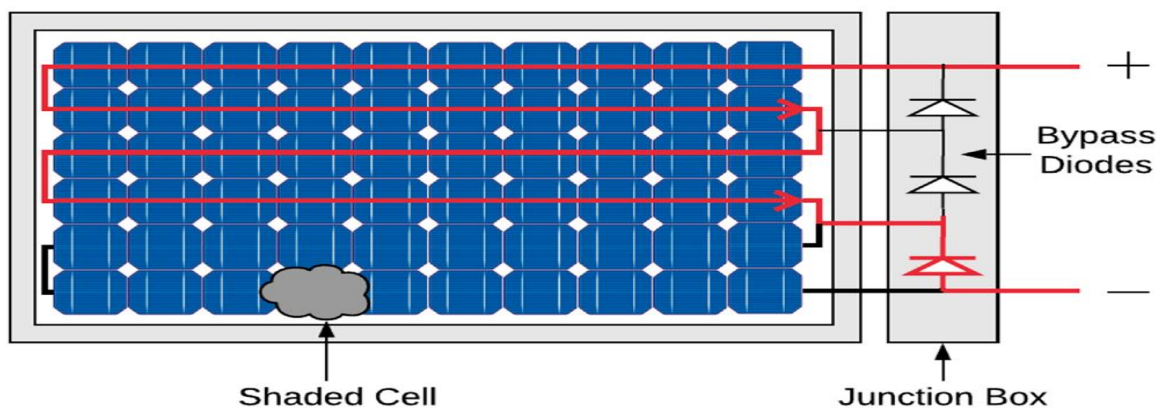
Algumas situações de sombreamento podem diminuir drasticamente o desempenho de todo o sistema fotovoltaico. Considerando que as células são conectadas em série, todas elas possuem a mesma corrente elétrica. Quando uma ou mais células estão sombreadas, a corrente máxima permitida é reduzida e, conseqüentemente, a potência de saída do módulo diminui

(VIEIRA et al., 2020). Além disso, as células sombreadas podem atingir altas temperaturas, levando ao fenômeno de *hotspot* e danos permanentes ao módulo PV.

Devido a este potencial para perdas de energia e danos aos módulos, em sistemas sob condições de sombreamento parcial, os fabricantes de módulos solares normalmente incluem um ou mais diodos de desvio (*Bypass*) em seus módulos fotovoltaicos, geralmente, localizados na caixa de junção do módulo FV.

A função do diodo de *bypass* é permitir que a corrente elétrica seja conduzida pelas seções prejudicadas (ex: sombreamentos parciais) de um módulo FV que são incapazes de produzir tanta corrente elétrica quanto o resto do sistema. Para conseguir isso, a corrente elétrica da seção do módulo FV, ex: com sombreamento parcial, é desviada pelo diodo de *bypass*, sem produzir energia própria, como mostrado na figura 16. Esta condição é preferível a permitir que o módulo FV sombreado ou prejudicado reduza a corrente de toda a *string*. Uma vez que o diodo de *bypass* provoca um desvio na seção parcialmente sombreada, fazendo com que sua tensão operacional caia para zero, a tensão total do módulo FV será reduzida em conformidade. Conforme o sombreamento é removido, a célula normalmente retorna ao estado geração, e o diodo retorna ao estado de polarização reversa.

Figura 16: Funcionamento do diodo by-pass.



Fonte: Vieira et al. (2020).

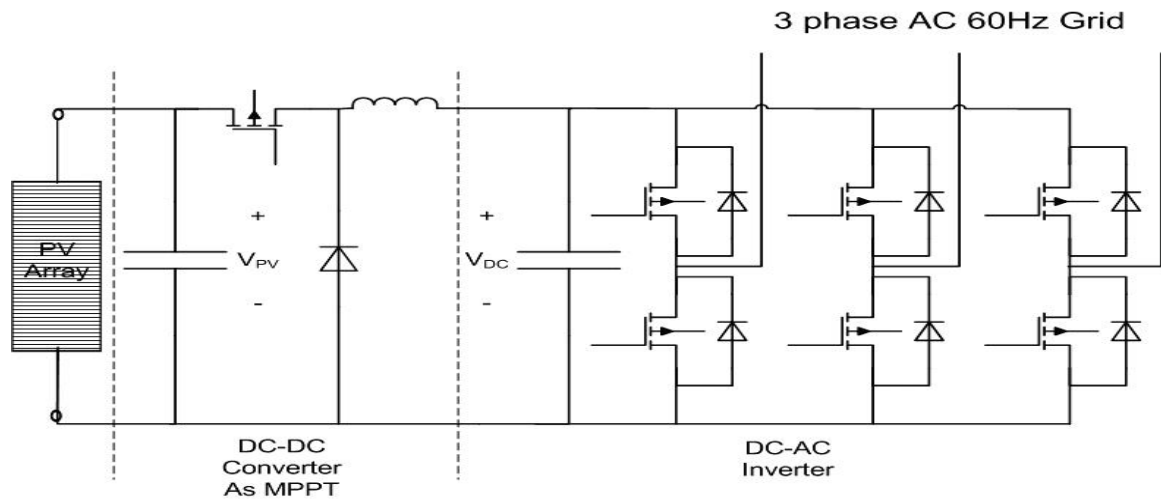
2.5. Inversores

Módulos fotovoltaicos geram energia em corrente contínua (c.c.). Assim sendo, se faz necessário o uso de um equipamento eletrônico conhecido como inversor ou conversor estático, para que se obtenha tensão em corrente alternada (c.a.). Estes devem ser capazes de fornecer uma tensão de saída com amplitude, frequência e conteúdo harmônicos adequados para a conexão com a rede elétrica (PINHO; GALDINO, 2014).

Os inversores são constituídos de dispositivos semicondutores de potência, que compõem chaves eletrônicas controláveis. Uma chave ideal possui as seguintes

características: bloqueia elevadas tensões; conduz elevadas correntes, com mínima queda de tensão (baixa resistência); muda instantaneamente do estado de condução para bloqueio ou vice-versa; e requer baixa potência para o sinal de controle. A Figura 17 apresenta a topologia básica de um inversor utilizando chaves semicondutoras denominadas de Transistor Bipolar de Porta Isolada (*Insulated Gate Bipolar Transistor – IGBT*).

Figura 17: circuito básico de um inversor.

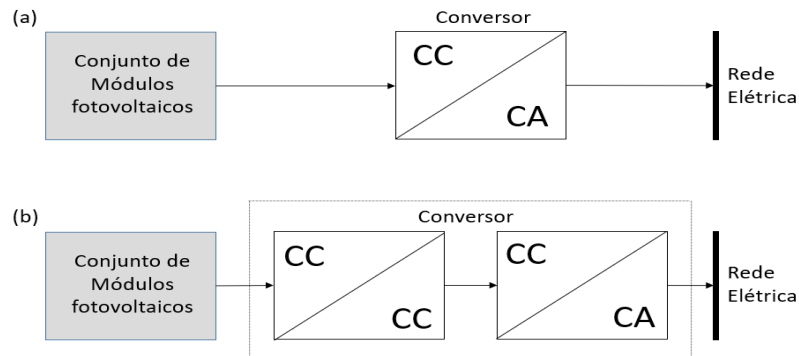


Fonte: Muljadi, Singh, e Gevorgian (2014).

Os inversores podem ter um ou dois estágios de conversão, como representado na Figura 18. Inversores de um estágio têm por principal característica a robustez e a alta eficiência, devido ao reduzido número de componentes. Tem como desvantagem a reduzida flexibilidade em relação à faixa de tensão de entrada. Essa arquitetura é normalmente utilizada inversores centralizados de grande potência.

A arquitetura com dois estágios (c.c.-c.c. e c.c.-c.a.) permite um desacoplamento entre as características da rede elétrica e dos módulos FV, possibilitando uma faixa maior de tensão de operação na entrada do sistema. Além disso, essa tecnologia permite a isolamento elétrica entre o lado c.c. e o lado c.a. com o uso de transformadores de alta frequência no estágio c.c.-c.c.

Figura 18: Arquitetura com (a) conversor de um estágio; (b) com conversor de dois estágios.



Fonte: (SILVA et al., 2019)

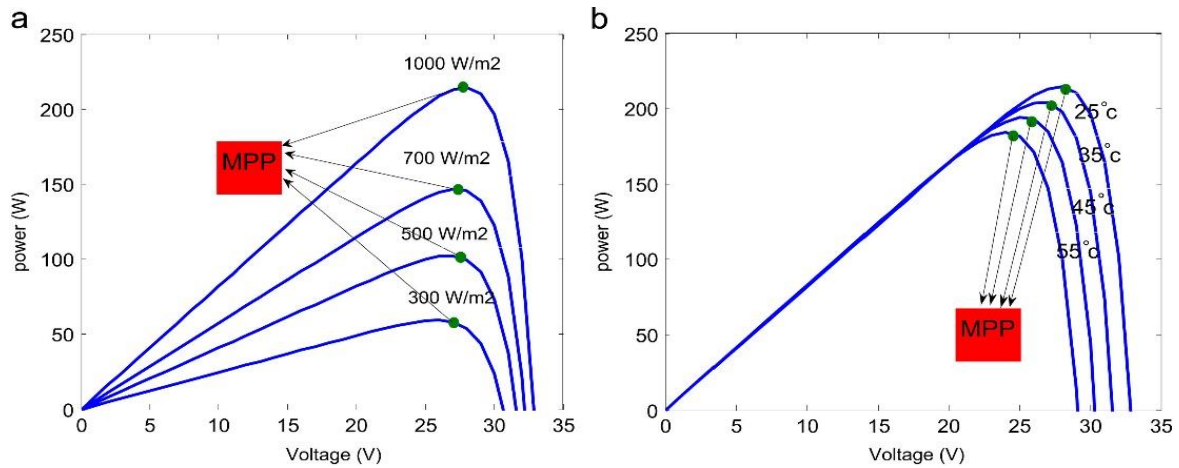
2.6. Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP)

Um arranjo fotovoltaico submetido a uma irradiância solar uniforme e sem células ou módulos defeituosos tem uma curva P-V com o formato semelhante ao apresentado na figura 12, na qual existe um único ponto com derivada nula, ou seja, onde atinge um máximo. Este ponto particular da curva, no qual o produto da corrente elétrica pela tensão elétrica tem o seu valor máximo, é chamado de ponto de máxima potência (PMP).

A variação das condições climáticas, no entanto, provocam mudanças no comportamento das variáveis elétricas dos módulos fotovoltaicos. Os valores de corrente e tensão de potência máxima são dependentes das condições de irradiância (principalmente a corrente) e de temperatura da célula (principalmente a tensão) (PINHO e GALDINO, 2014).

A figura 19 mostra a curva de P x V de um módulo fotovoltaico para diferentes condições de irradiância solar e temperatura da célula. Como mostra a figura, a potência de saída fotovoltaica é diretamente afetada pela irradiância solar e pela temperatura da célula. Além disso, para cada curva do módulo FV, existe um ponto na curva em que o módulo FV fornece potência máxima à carga, ou seja, seu ponto de máxima potência (PMP) ou, do inglês, *Maximum power point* (MPP).

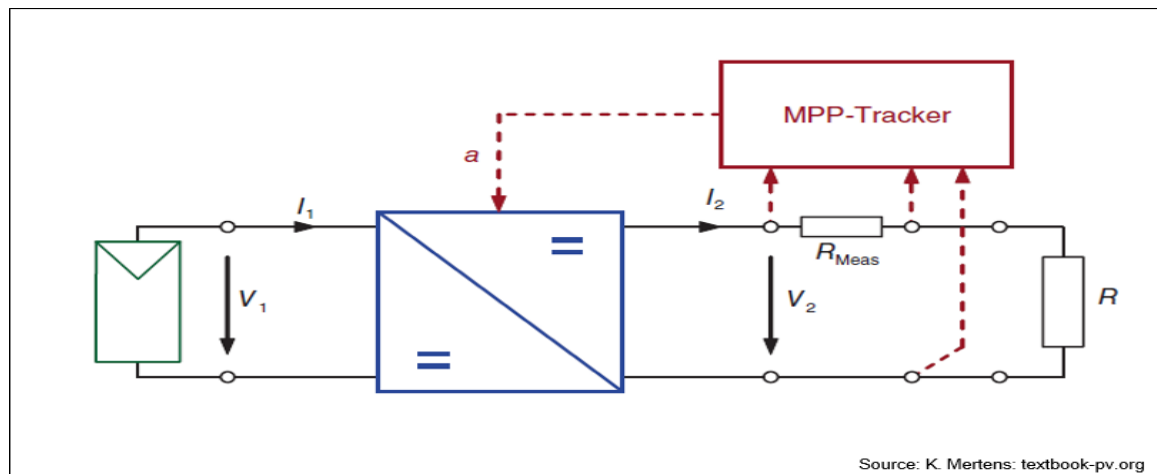
Figura 19: Curvas P x V para diferentes condições de irradiância e temperatura de célula.



Fonte: Mohammad Reza (2016).

Um sistema eletrônico denominado de Seguimento do Ponto de Máxima Potência, SPMP (*Maximum Power Point Tracker*, MPPT), é utilizado para manter o ponto de operação dos arranjos fotovoltaicos o mais próximo possível do ponto de máxima potência. Devidamente implementado através de algoritmos e técnicas de controle, o SPMP consegue rastrear o ponto de máxima potência controlando a tensão e a corrente do arranjo, independentemente das condições operacionais. A Figura 20 apresenta o diagrama unifilar de um SPMP.

Figura 20: diagrama unifilar de um SPMP.



Fonte: Mertens (2018).

Muitos métodos de SPMP são apresentados na literatura, os quais são possíveis citar: método de tensão constante, método de corrente de curto circuito, método de tensão de circuito aberto, condutância incremental e perturba e observa (P&O) (MOREIRA, 2017).

Segundo Muniz (2017), dentre os diversos métodos, o perturba e observa (P&O) é o algoritmo mais utilizado, devido ao fato de possuir bom desempenho e facilidade de implementação. De acordo com Moreira (2018), seu funcionamento consiste em produzir uma

perturbação na variável de controle (tensão ou corrente) o sistema através do incremento de um ciclo de trabalho do conversor c.c., e observar a alteração causada, que pode ser um aumento, ou uma redução da potência fornecida pelos painéis. Caso ocorra um aumento de potência, realiza-se outro incremento no mesmo sentido e mede-se a potência novamente. Caso ocorra uma diminuição da potência, perturba-se o ciclo de trabalho no sentido contrário e realiza-se a análise novamente (MUNIZ, 2017).

Outros algoritmos mais robustos necessitam de componentes com custo elevado, maior capacidade de processamento e elevado grau de complexidade de implementação (ESRAM; CHAPMAN, 2007).

2.7. Perdas em Sistemas Fotovoltaicos

Diferentes tipos de perdas afetam o rendimento de um SFCR, entre as quais se destacam:

2.7.1 Perdas por sombreamento

As perdas por sombreamento estão entre os fatores que mais afetam o desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Os elementos que podem causar este tipo de perda são edifícios vizinhos, árvores, torres, caixas d'água, etc. Às vezes, devido ao projeto incorreto do arranjo, o auto sombreamento entre *strings* também pode ocorrer (SAMI; MEHMET, 2017). Segundo Maghami et al. (2016), estas perdas podem variar bastante, atingindo valores entre 10% e 70%. De acordo com Oliveira (2017), o sombreamento em uma usina solar FV é mais bem estimado no próprio local e com a utilização de softwares específicos para simulação de sombras.

2.7.2 Perdas por descasamento (*mismatch losses*)

Quando módulos FV com características diferentes de corrente e tensão são conectados juntos, eles fornecem uma potência de saída total menor do que a potência alcançada pela soma da potência de saída de cada um dos módulos. Além disso, mesmo os módulos fotovoltaicos do mesmo modelo que saem de uma linha de produção em uma fábrica não possuem características idênticas de corrente-tensão. Esta desigualdade faz com que os módulos fotovoltaicos comprometam o desempenho do sistema, quando são conectados em série ou em paralelo em um arranjo FV. Esse comprometimento resulta em um tipo de perda de potência conhecida como perdas por descasamento (*mismatch losses*) (MAGHAMI et al., 2016).

2.7.3 Perdas por sujeira (*soiling losses*)

As perdas por sujeira referem-se à perda de energia resultante da sujeira, poeira, neve e outras partículas que cobrem a superfície do módulo fotovoltaico. Partículas de poeira típicas têm menos de 10 μm de diâmetro, mas isso depende da localização e do ambiente (MAGHAMI et al., 2016). Segundo Ekici e Kopru (2017), estas perdas variam de acordo com a localização dos sistemas FV, podendo chegar a 15% em áreas com pouca incidência de chuvas.

2.7.4 Perdas por temperatura

Enquanto parte da radiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos é transformada em energia elétrica, uma parte da radiação é convertida em energia térmica, causando aquecimento das células. Com o aumento da temperatura, o desempenho dos módulos diminui em relação às condições de ensaio padrão (STC). A taxa de conversão de painéis fotovoltaicos está na faixa de 5 a 25% (EKICI; KOPRU, 2017). Oliveira (2017) apud King et al. (2002) quantifica estas perdas na ordem de 2% a 10% em base anual.

2.7.5 Cabeamento c.c. e c.a.

A perda no cabeamento c.c. e c.a. compreendem as perdas resistivas, por efeito joule dos condutores elétricos usados em todo o sistema, incluindo todo o percurso do módulo fotovoltaico à rede elétrica (MAGHAMI et al., 2016). Para Ekici e Kopru (2017), as perdas no cabeamento c.c. em um sistema FV bem projetado devem ultrapassar o valor de 2%. Segundo Oliveira (2017), as perdas no cabeamento c.a. podem variar entre 0,5% e 3,5%.

2.7.6 Perdas por Reflexão

Enquanto o módulo fotovoltaico absorve parte da radiação solar, certa quantidade dessa radiação solar é refletida de volta pela superfície do módulo. Isso é chamado de perdas por reflexão. Para reduzir estas perdas, as superfícies do módulo fotovoltaico são revestidas com uma camada de filme antirreflexo. Estas perdas variam em função da inclinação dos módulos, e podem variar entre 0% e 5% (OLIVEIRA, 2017 apud KING et al., 2004).

2.7.7 Efeito das perdas sobre o desempenho dos sistemas FV.

Como destacado anteriormente, diversas são as perdas que causam um decréscimo da energia gerada por um SFCR. Devido à variedade de configurações de *string* possíveis e características de módulos em sistemas fotovoltaicos, além das diferentes condições ambientais, é difícil generalizar como as estas perdas afetam um determinado sistema. No entanto, na maioria dos sistemas, a presença de sombra ou perdas por descasamento (*mismatch losses*) elétrica terá um impacto considerável na produção de energia. Isso se deve

à natureza serial dos módulos fotovoltaicos em *strings*, o que cria um “Efeito árvore de Natal”, no qual a redução da corrente em um módulo conectado em série causa perdas de desempenho no restante da *string* (DELINE et al., 2010)..

Um sistema fotovoltaico sob as condições de sombreamento parcial ou incompatibilidade elétrica apresenta um comportamento que dificulta o rastreamento do ponto de máxima potência, pois os módulos apresentam diferentes curvas I-V, e o fato de estarem ligados em série ou paralelo faz com que estas curvas sejam sobrepostas, gerando uma curva faz I-V com múltiplos joelhos, e, conseqüentemente, uma curva P-V com múltiplos SPMP, como pode ser visto na Figura 1.5 (MOREIRA, 2018).

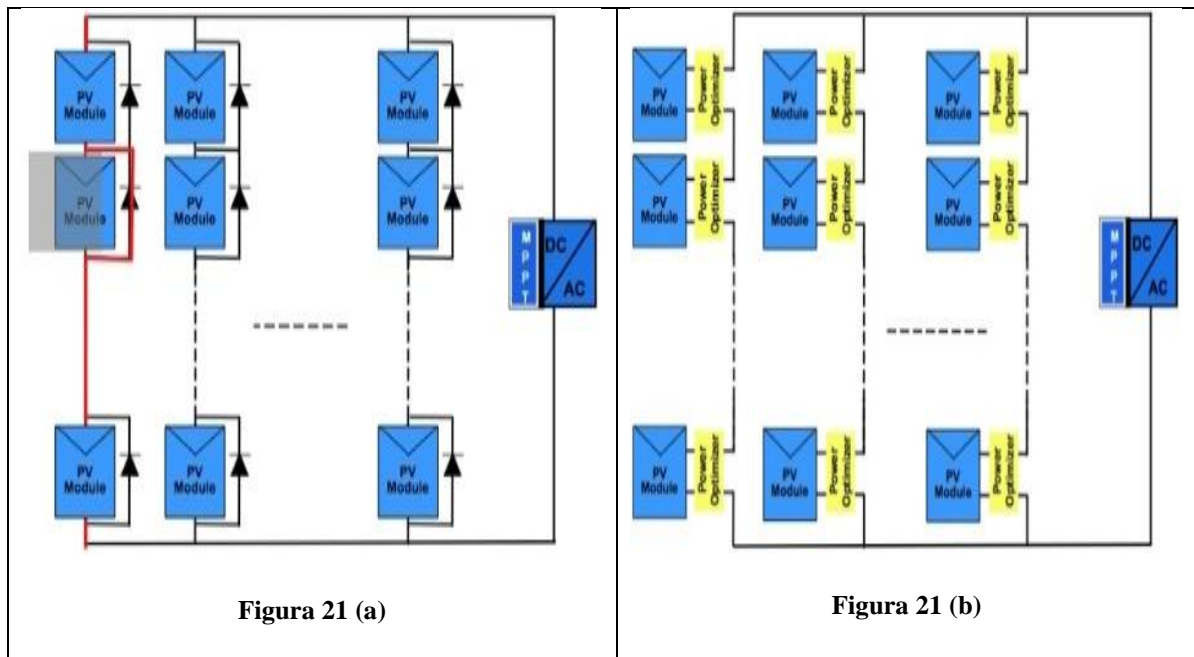
Segundo MacAlpine, Deline e Dobos (2017), perdas por sombreamento afetam os sistemas FV de duas maneiras: pela irradiância reduzida dentro da área sombreada e pela incompatibilidade de corrente e tensão (*mismatch*) entre seções sombreadas e não sombreadas do sistema FV. A perda por irradiância reduzida não pode ser recuperada, mas as perdas por *mismatch* podem ser recuperadas pelo uso de otimizadores de potência no sistema. De maneira geral as perdas desproporcionalmente grandes indicam uma oportunidade de energia recuperável, ou seja, energia perdida para equilibrar as tensões e correntes do sistema que não refletem o verdadeiro potencial de energia do arranjo FV (ERICKSON, BRANDEMUEHL, MACALPINE, 2013).

2.8. Otimizadores de Potência

Um otimizador é tecnicamente um conversor c.c.-c.c. que também executa o seguimento do ponto de máxima potência (SPMP) a nível modular, antes de enviar uma tensão c.c. otimizada ao inversor de um sistema fotovoltaico convencional. Sua função é aumentar o rendimento de módulos fotovoltaicos em SFCR. Os benefícios dos otimizadores incluem desempenho aprimorado sob o sombreamento e outras condições de incompatibilidade, maior segurança, redução de restrições de projeto e possibilidade monitoramento e diagnóstico a nível modular (DELINE et al., 2010).

Na Figura 21 (a) é mostrada a arquitetura de um SFCR convencional, que consiste em uma série de módulos FV conectados a um inversor. Na figura20 (b) é mostrado a arquitetura modular, com otimizadores de potência.

Figura 21: Arquiteturas: conversores *strings* e com otimizadores de potência



Fonte: Canalsolar (2021).

Microinversores e otimizadores de potência c.c. são coletivamente chamados de Eletrônica de Potência no nível de Módulo (*Module-Level Power Electronics - MLPE*). Os dispositivos MLPE melhoram o desempenho geral dos sistemas fotovoltaicos rastreando o PMP de cada módulo individualmente (MACALPINE; ERICKSON; BRANDEMUEHL, 2013). Ao contrário dos microinversores, que substituem os inversores tradicionais, os otimizadores c.c.-c.c. funcionam em conjunto com um inversor, que ainda é necessário para converter energia c.c. em energia c.a para a rede elétrica.

Basicamente, um otimizador c.c. é composto por um ou mais conversores c.c.-c.c. com um algoritmo de SPMP para cada conversor, o que adiciona uma interface complementar de conversão entre o arranjo de módulos FV e o inversor c.c.-c.a. A figura 22 apresenta um exemplo de otimizador de potência c.c.

A eletrônica distribuída em cada módulo faz com que o PMP de cada módulo seja desacoplado do PMP geral do sistema. Um sistema de SPMP distribuído (SPMPD) rastreará PMP do módulo solar conectado a ele e aumentará (*boost*) ou diminuirá (*buck*) a tensão de saída para corresponder à tensão ideal solicitada pelo inversor (DELINE et al., 2010).

Figura 22: Exemplo de otimizador de potência c.c.



Fonte: Tigo (2020).

2.8.1 Topologias de Conversores c.c.

Os otimizadores de potência c.c. comercialmente disponíveis utilizam diversas topologias de dispositivos conversores c.c.-c.c., cada um com diferentes potências e usos operacionais. Isto faz com que tenham uma ampla gama de estratégias de projeto e topologias de circuito e, portanto, também possuam uma ampla gama de regimes operacionais, eficiências e perdas de inserção.

O conversor c.c.-c.c.mais simples usa um único estágio para diminuir (*buck*) ou aumentar (*boost*) a tensão de saída de um módulo fotovoltaico. Um conversor c.c.-c.c.um pouco mais avançado é o conversor *buck-boost*, que usa os estágios *buck* e *boost* para permitir que o conversor aumente ou diminua a tensão de saída de um módulo fotovoltaico (DELINE et al., 2010).

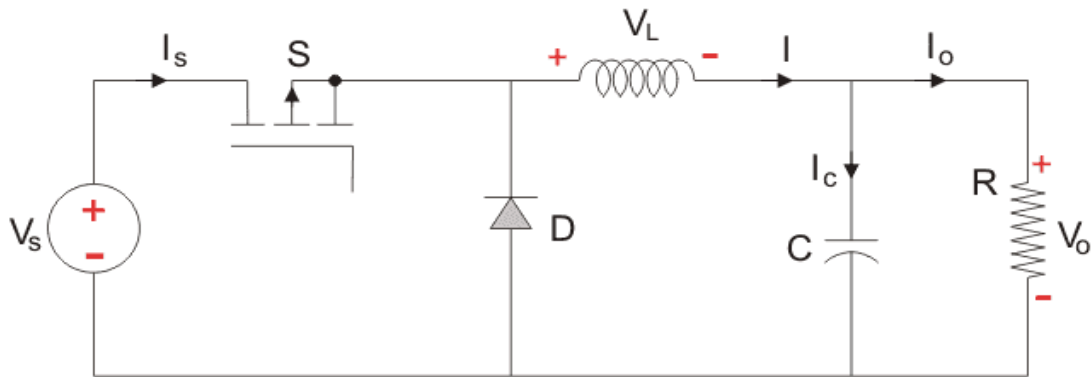
2.8.1.1 Conversor *buck*

No conversor *buck*, a tensão de saída é sempre menor do que a tensão de entrada. Sendo assim, a tensão de saída de um módulo fotovoltaico sombreado é diminuída, e a corrente de saída é aumentada para corresponder à corrente operacional dos módulos não sombreados em série. Não havendo mais incompatibilidade de corrente entre os módulos conectados em série, não haverá mais necessidade de que os diodos de *bypass* do módulo sombreado conduzam.

Este tipo de conversor funciona melhor em sistemas com incompatibilidade limitada, onde o sombreamento parcial ou *mismatch* ocorre apenas em alguns módulos. Neste caso os conversores Buck são instalados apenas nos módulos fotovoltaicos sujeitos a sombreamento.

(DELINE et al., 2010). A figura 23 (a) e (b) apresentam o circuito equivalente de um conversor *buck*.

Figura 23: Circuito equivalente de um conversor *buck*.



Fonte: autor (2020).

2.8.8.1.1. Funcionamento do conversor *buck*

O conversor *buck* é um conversor c.c.-c.c. do tipo abaixador de tensão (*step-down*). A tensão de saída (V_o) diminui em relação à entrada (V_s), uma vez que durante a chaveamento do transistor a tensão de entrada é recortada. Quando o transistor conduz o diodo está em corte, o indutor e capacitor recebem energia. Quando o transistor entra em corte, o diodo conduz, dando continuidade à corrente do indutor. A energia armazenada em no indutor é entregue ao capacitor e à carga. Enquanto o valor instantâneo da corrente no indutor for maior do que a corrente da carga, a diferença carrega o capacitor. Quando a corrente no indutor for menor, o capacitor se descarrega de modo a manter constante a corrente na carga. . A tensão de saída se mantém praticamente constante em função da filtragem feita pelo capacitor.

2.8.1.2. Conversor *boost*

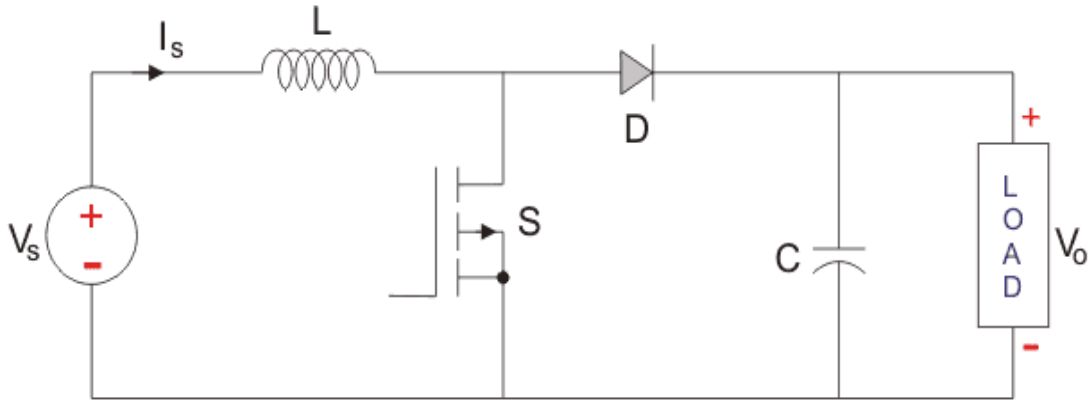
Um conversor *boost* opera tomando a tensão de entrada (normalmente a tensão de máxima potência do módulo) e aumentando-a. Segundo Deline et al., (2010), pode ser implementado de dois modos, destacados a seguir.

No primeiro modo, o conversor aumenta a tensão para um valor constante alto (entre 300 Vcc e 500 Vcc), com todos os módulos colocados em paralelo. A incompatibilidade elétrica entre módulos é eliminada, já que cada módulo contribui com uma corrente proporcional à quantidade de irradiância que recebe.

Em outro modo de operação, de 10 a 20 dos módulos e conversores *boost* são colocados em série, para se atingir a tensão da entrada c.c. do inversor. Nesta configuração o aumento de tensão é limitado, melhorando sua eficiência e durabilidade dos conversores.

Em ambas as configurações os conversores *boost* podem trabalhar com módulos em diferentes inclinações e orientações, e até mesmo, diferentes potências ou tecnologias. A figura 24 apresenta o circuito equivalente de um conversor boost.

Figura 24. Circuito equivalente de um conversor boost.



Fonte: autor (2020).

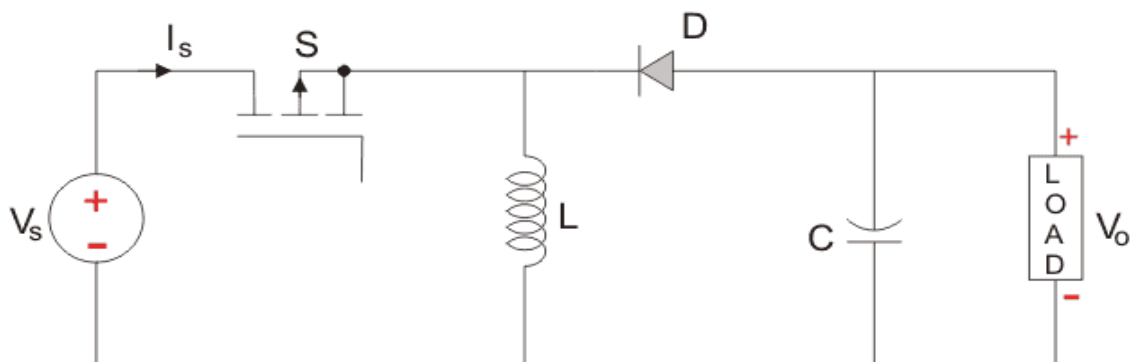
2.8.1.2.1 Funcionamento do conversor *boost*

O conversor *boost* é um conversor c.c.-c.c. do tipo elevador de tensão (*step-up*). Quando o transistor é ligado, a tensão V_s é aplicada ao indutor, e o diodo fica reversamente polarizado. Desta forma a tensão eleva-se, pois se acumula energia em L , a qual será enviada ao capacitor e à carga quando o transistor deixar de conduzir e assim, a tensão de saída pode ser maior que a entrada.

2.8.1.3 Conversor *buck-boost*

O conversor *buck-boost* opera tanto elevando quando diminuindo a tensão de entrada, o que faz com que um sistema que utilize estes conversores incorpore a maioria dos benefícios dos conversores *buck* e dos conversores *boost*. As vantagens de um conversor *buck-boost* incluem uma faixa operacional mais ampla e a capacidade de corrigir uma quantidade maior de incompatibilidades do sistema. A figura 25 apresenta o circuito equivalente de um conversor *boost*.

Figura 25: Conversor *buck-boost*.



Fonte: autor (2020).

2.8.1.3.1. Funcionamento do conversor *buck-boost*

O conversor *buck-boost* é um conversor com características similares às dos conversores *buck* e *boost*, ou seja, do tipo elevador e abaixador de tensão (*step-up/step-down*). Quando transistor é ligado, transfere-se energia da fonte para o indutor. O diodo não conduz e o capacitor alimenta a carga. Quando transistor desliga, a continuidade da corrente do indutor se faz pela condução do diodo. A energia armazenada em L é entregue ao capacitor e à carga. Dessa forma, consegue-se elevar ou reduzir a tensão de saída, que terá polaridade oposta à de entrada.

De acordo com Erickson, Brandemuehl & MacAlpine (2011), ao selecionar a topologia deve-se considerar que, com conversores *buck*, apenas módulos sob desacoplamento em altas taxas de conversão, a fim de atingir a corrente da nominal da *string*, enquanto que com conversores *boost*, são os módulos não desacoplados que aumentam sua tensão para reduzir a corrente da *string*, até a corrente gerada pelo módulo mais desacoplado. Taxas de conversão menores implicam em menores perdas por conversão

A topologia *buck-boost* é uma composição de ambos e é frequentemente usada em otimizadores de energia comerciais, oferecendo uma grande flexibilidade no projeto do sistema. A figura 25 apresenta o circuito equivalente de um conversor *buck-boost* e a tabela 2 mostra os dados técnicos de conversores c.c.-c.c. disponíveis no mercado.

Tabela 2: Características dos otimizadores de potência comerciais.

Fabricante	Modelo	V MPP mín – máx (V)	Potência (W)	Topologia
Solar Edge	P505	13 -87	505	Buck/Boost
Solar Edge	P370	8 -60	370	Buck/Boost
Solar Edge	P801	13-105	800	Buck/Boost

Tigo Energy	TS4-A-O	16 - 90	500	Impedance Matching
Tigo Energy	MMJ-ES50	16-48	375	Impedance Matching
Maxim	MAX2080ID	7 - 16	428	Buck

Fonte: autor (2020).

2.9. Figuras de Mérito de Análise Desempenho Energético

Para analisar o desempenho energético de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) algumas figuras (índices) de mérito são utilizadas. São elas:

2.9.1. Produtividade Anual (Final Yield - Yf) – kWh/kWp

A produtividade anual corresponde à energia gerada, em kWh, por cada kWp de potência instalada, por isso pode ser expresso em kWh/kWp ou em horas. Nesse último caso representa o número de horas que o sistema deveria operar em potência nominal para produzir a mesma quantidade de energia gerada no período (BENEDITO, 2017). Para um intervalo de tempo ($t_2 - t_1$), a relação entre o valor médio da energia entregue à carga e a potência nominal do gerador é dada pela equação 2.6(OLIVEIRA, 2017).

(2.6)

$$Yf = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída}(t) \times dt}{P_{nominal}}$$

Em que:

Psaída (t): Representa a potência entregue pelo sistema no instante t, em kW;

Pnominal: Representa a potência de pico do sistema, em kWp;

O período de integração anual corresponde a 8760 horas.

2.9.2. Rendimento global do sistema (Performance Ratio – PR) – (%)

O Rendimento Global do Sistema (Performance Ratio) é a medida da energia efetivamente produzida, com relação à energia que seria produzida se o sistema estivesse trabalhando continuamente com sua eficiência nominal em STC. Considera todas as perdas envolvidas em um SFCR (módulos, inversores e outros elementos do sistema), como mostra a equação 2.7.

(2.7)

$$PR = \frac{Yf}{\frac{Ht}{G_{ref}}}$$

Em que:

Ht: Representa a irradiação no plano do arranjo, em kWh/m²;

Gref: Representa a irradiância nas condições padrão, ou seja, 1 kW/m²;

2.9.3. Desempenho de otimização (Op)

Calculado pela comparação do Yf em um determinado sistema com e sem o uso de otimizadores de potência, como mostra a equação 2.8. Dessa maneira, é possível quantificar o ganho obtido com a utilização dos otimizadores em um SFCR.

(2.8).

$$Op = \frac{Yf \text{ otimizado} \times 100}{Yf \text{ não otimizado}} - 100$$

2.10. Metodologia de Análise Econômica

Os métodos de análise econômica facilitam as comparações entre os investimentos em tecnologia de energia. Normalmente os mesmos métodos podem ser usados para comparar investimentos em fornecimento de energia ou eficiência energética (SHORT e RUEGG, 2016). Para a análise econômica serão utilizados o Custo Nivelado de Energia (LCOE), e o *Payback* Descontado.

2.10.1. Custo Nivelado de Energia (LCOE)

Segundo Nissila (2015), o método de Custo Nivelado de Energia (LCOE) permite a comparação entre usinas geradoras com diferentes estruturas de geração e custos, sendo a forma mais comum de se comparar diferentes tecnologias de geração de eletricidade em termos econômicos. Sua fórmula faz uma relação entre todos os custos de construção e operação ao longo da vida útil da usina, com a energia gerada ao longo do mesmo período (KOST et al., 2018). O LCOE é o valor de referência que deve ser recebido por cada unidade de energia produzida para garantir que todos os custos e um lucro razoável sejam obtidos (SHORT; RUEGG, 2016).

Além de considerar todos os custos associados a uma alternativa de investimento, o LCOE também leva em consideração o valor do dinheiro no tempo para o período de análise. (SHORT; RUEGG, 2016). Pode ser representado pela seguinte equação:

(2.9)

$$\sum_{t=1}^{t=N} \frac{LCOE * Qt}{(1 + d')^t} = \sum_{t=0}^{t=N} \frac{Ct}{(1 + d)^t}$$

Em que:

N = o período de análise;

Q_t = a quantidade de energia produzida no período t ;

C_t = o custo no período t ;

d' = taxa de desconto ou custo de oportunidade do capital; se d' for uma taxa de desconto real (exclui a inflação), então o LCOE será em termos reais (constantes), enquanto se d' for uma taxa de desconto normal, o LCOE será em termos nominais (correntes);

d = a taxa de desconto usada para trazer os custos futuros de volta ao seu valor presente. Se esses custos forem expressos em valores reais, a taxa de desconto d deve ser uma taxa de desconto real; enquanto, se forem em valores nominais, a taxa de desconto deve ser uma taxa de desconto nominal.

2.10.2. *Payback* Descontado

O *payback* descontado é usado como medida complementar para tomada de decisões acerca da viabilidade de projetos. Este método de avaliação mede o tempo decorrido entre o momento de investimento inicial e o ponto no tempo em que a economia ou benefícios descontados acumulados são suficientes para compensar o investimento inicial, levando em consideração o valor do dinheiro no tempo (SHORT; RUEGG, 2016). Se os custos e as economias não forem descontados, a técnica é chamada de “*payback* simples”. O cálculo do *payback* descontado é feito a partir seguinte equação:

(2.10)

$$\sum_{t=1}^Y \frac{Bt - C't}{(1 + d)^t} = I_0$$

3. DESCRIÇÃO DO SISTEMA (PREPARAÇÃO PARA O ESTUDO DE CASO)

3.1. Visão Geral do Sistema

O projeto consiste de um SFCR fictício, formado por um arranjo fotovoltaico de 79,2 kWp de potência. Para a simulação, a localização escolhida foi o campus Pampulha da UFMG, na cidade de Belo Horizonte - MG. O arranjo será composto por um total de 240 módulos fotovoltaicos cuja potência de pico é de 330 Wp, divididos em três sub arranjos de 80 módulos FV. Cada sub arranjo utiliza 1 inversor de potência nominal de 20 kW, totalizando 60 kW de potência nominal de inversores. Em relação aos otimizadores, o sistema projetado terá seu desempenho simulado em quatro diferentes configurações, especificado na tabela 3. Os catálogos técnicos (*datasheets*) dos módulos FV, inversores e otimizadores de potência estão nos anexos B, C e D deste trabalho.

Para a simulação foi desenhado um galpão de, em cujo telhado serão instalados os módulos FV, Todo o arranjo ocupará uma área de aproximadamente 78 m², com os módulos

instalados sobre um telhado metálico com orientação para o norte geográfico (120 módulos) e sul (120 módulos), e inclinação (tilt) de 18,4. O objetivo é observar o comportamento do sistema tendo os módulos dispostos em diferentes orientações.

Será considerado que a energia gerada por este sistema será injetada na rede elétrica de baixa tensão da concessionária de energia em seu sistema de distribuição. Nas simulações computacionais, realizada pelo Helioscope, foram utilizados 4 diferentes estudos de casos para o sistema fotovoltaico proposto, conforme tabela 3.

Tabela 3: Especificação dos estudos de casos utilizados nas simulações.

Estudo de Caso 1
240 módulos Canadian Solar CS6U - 330P (330 Wp)
3 inversores strings Fronius SYMO 20.0-3-M (20 kW - 2 MPPT)
Estudo de Caso 2
240 módulos Canadian Solar CS6U - 330P (330 Wp)
3 inversores strings Fronius SYMO 20.0-3-M (20 kW - 2 MPPT)
240 otimizadores de potência TIGO TS4-O (475 W)
Estudo de Caso 3
240 módulos Canadian Solar CS6U - 330P (330 Wp)
3 inversores strings SolarEdge SE20KUS (20 kW)
120 otimizadores de potência SolarEdge P730 (730 W)
Estudo de Caso 4
240 módulos Canadian Solar CS6U - 330P (330 Wp)
3 inversores strings SolarEdge SE20KUS (20 kW)
240 otimizadores de potência SolarEdge P370 (370 W)

Fonte: Autor (2020).

3.2. Ambiente de Simulação

HelioScope é uma ferramenta para dimensionamento e modelagem de sistemas fotovoltaicos desenvolvida pela *Folsom Labs*, e apresenta uma interface de usuário baseada na *web* com ferramentas de *layout* solar e simulação de energia que permite modelar com eficiência as perdas e a produção de energia de um SFCR (GUITTET e FREEMAN, 2018). Todos os resultados da simulação para *HelioScope* foram calculados usando o software de design solar baseado na *web* entre setembro e outubro de 2020.

3.2.1. Submodelos

As ferramentas de modelagem de sistemas fotovoltaicos diferem entre si em relação aos submodelos internos oferecidos e usados como padrão, e em quais perdas do sistema são aplicadas e como são calculadas. Embora a escolha do modelo e a variação das perdas afetem o resultado, cada ferramenta é projetada com modelos e valores padrão. Os submodelos padrão usados por cada ferramenta são fornecidos na Tabela 4.

Tabela 4. Modelos internos padrão das ferramentas computacionais

Parâmetro	SAM	PVSyst 6	PV*SOL	HelioScope
Base de tempo	Horário	Horário	Horário	Horário
Decomposição da irradiação global horizontal	N/A	Erbs model	Reindl	N/A
Transposição para a irradiância no plano do arranjo FV	Perez	Perez	Hay Davies	Perez
Componentes de radiação	Direct normal irradiance (DNI) and diffuse horizontal irradiance (DHI)	Selecionado pelo usuário	GHI	GHI and DHI
Modelagem dos módulos	California Energy Commission (CEC) single-diode model	Shockley's single-diode model	Enhanced single-diode model	Shockley's one-diode model
Modelo de temperatura	NOCT	thermal balance equation	thermal balance equation	Sandia National Laboratory
Modelagem dos inversores	CEC	Grid inverter model	Grid inverter model	CEC
Albedo	0.2	0.2	0.2	0.2
Module cover/IAM loss	Dependente do modelo	ASHRAE	ASHRAE	ASHRAE
Relação c.c./c.a.	1.2	Selecionado pelo usuário	Selecionado pelo usuário	Selecionado pelo usuário

Fonte: adaptada pelo autor/ Guittet; freeman (2018)

3.2.2. Modelagem de Sombreamento

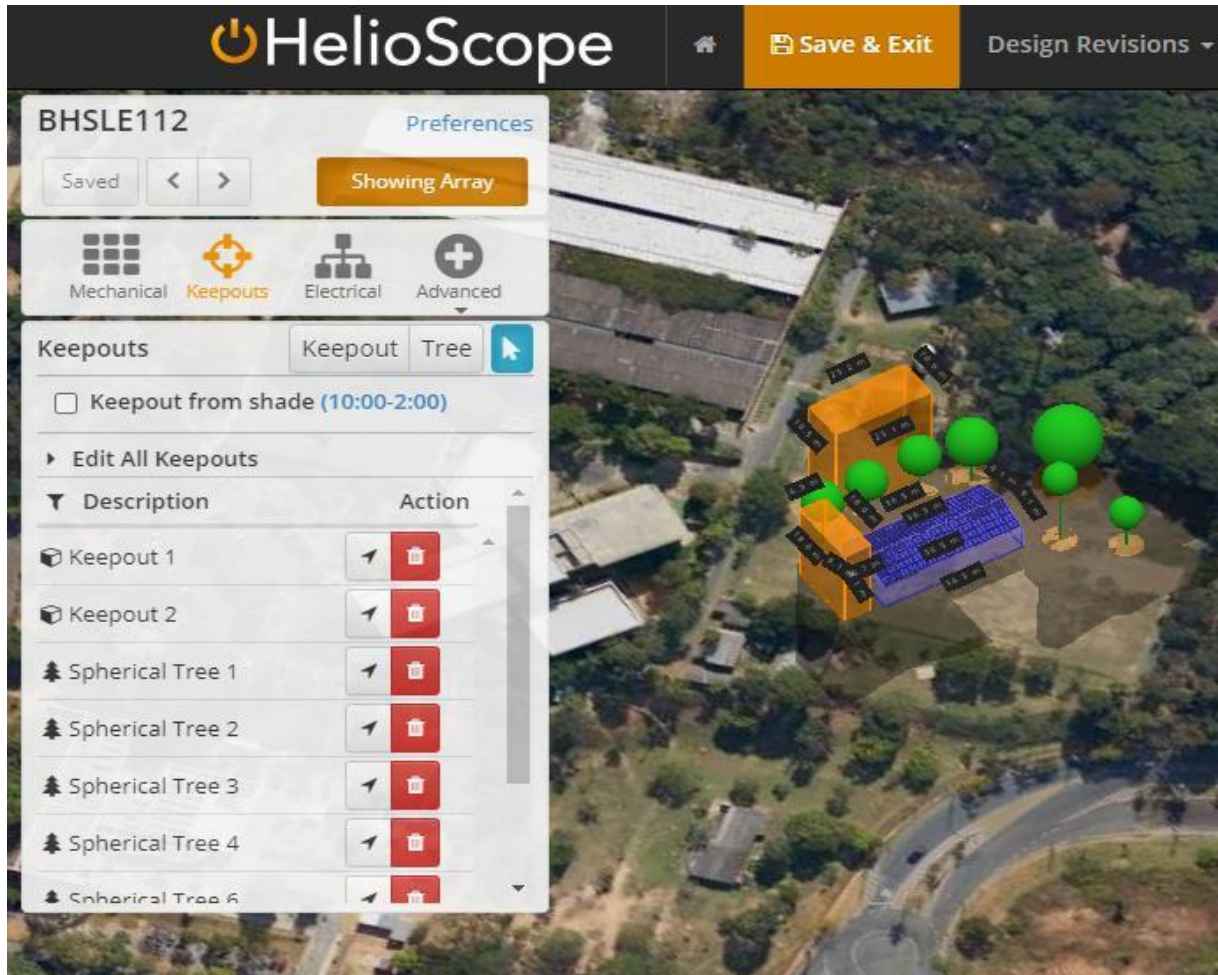
Para as simulações, o desempenho do sistema fotovoltaico projetado será avaliado em dois cenários diferentes:

- Cenário 1 – Sem sombreamento;
- Cenário 2 – Com sombreamento.

A modelagem dos cenários de sombreamento foi implementada através da ferramenta *Design – Keepout*, do *Helioscope*. No local de instalação foram posicionados os arranjos

fotovoltaicos e os elementos sombreadores, (árvores e edifícios), como pode ser visto na Figura 26.

Figura 26: Modelagem dos cenários de sombreadamento.



Fonte: Autor (2020)

3.2.3. Condições ambientais

No Helioscope, os efeitos ambientais que podem afetar o desempenho de um sistema fotovoltaico, incluindo a condições climáticas, perdas por sujeira, etc, são reunidos num conjunto de dados denominado *condition set*, que descreve todo o ambiente em torno do sistema FV modelado. Para o projeto em estudo, optou-se por manter os valores padrão, embora estes possam ser modificados. A tabela 4 mostra o *condition set* utilizado neste projeto.

Tabela 5: *Condition set* utilizado neste projeto.

<i>Condition Set 1</i>												
<i>Weather Dataset</i>	TMY, Belo Horizonte/Pampulha, SWERA											
<i>Solar Angle Location</i>	<i>Meteo Lat/Lng</i>											
<i>Transposition Model</i>	<i>Perez Model</i>											
<i>Temperature Model</i>	<i>Sandia Model</i>											
<i>Temperature Model Parameters</i>	<i>Rack Type</i>	<i>a</i>			Temperature Delta							
	<i>Fixe d Tilt</i>	3.56	-	0.075	3°C							
	<i>Flus h Mount</i>	2.81	-	0.0455	0°C							
<i>Soiling (%)</i>						J	J	A	S	O	N	D
						2	2	2	2	2	2	2
<i>Irradiation Variance</i>				5%								
<i>Cell Temperature Spread</i>				4° C								
<i>Module Binning Range</i>				-2.5% to 2.5%								
<i>AC System Derate</i>				0.50%								

Fonte: autor (2020).

Os parâmetros do *Condition Set* são descritos a seguir, de acordo com Folsom Labs (2019):

- Dados meteorológicos (*Weather Dataset*) - Os dados meteorológicos fornecem informações detalhadas sobre o ambiente ao redor de um arranjo FV ao longo do ano. Os arquivos meteorológicos padrão incluem informações sobre o recurso solar (irradiância direta e difusa), temperatura ambiente e velocidade do vento, todos em intervalos de uma hora. Os arquivos meteorológicos são geralmente baseados em um “Ano Meteorológico Típico” (*Typical Meteorological Year - TMY*). Os dados são selecionados a partir de um histórico para criar uma visão sintética de um ano completo que é indicativo de médias anuais típicas e variabilidade. Os arquivos de origem para dados meteorológicos incluem arquivos TMY3, *Energy Plus Worldwide* (EPW) e *Solar Prospector*.

- Ângulo Solar (*Solar Angle Location*) – Para calcular a produção do sistema, devemos calcular o ângulo do sol no céu a cada hora ao longo do ano. O cálculo é baseado na localização do projeto. O HelioScope pode usar a localização do arquivo meteorológico ou a latitude / longitude exata do projeto.

- Modelo de transposição (*Transposition Model*) – A transposição é o cálculo da irradiância incidente em um plano inclinado, a partir dos dados de irradiância horizontal.

- Modelo de Temperaturas (*Temperature Model*) – O HelioScope calcula a temperatura de cada módulo com base na temperatura do ar, velocidade do vento, luz solar e fluxo de ar ao redor do módulo. Existem duas abordagens comumente usadas: o modelo Sandia ou o modelo de difusão.

- Sujidade (*Soiling*) – Define as perdas por sujidade para mês a mês. Estas perdas são modeladas como reduções percentuais na irradiância na superfície do módulo.

- Em relação às perdas por *mismatch*, além daquelas causadas pelo sombreamento parcial, há também pequenos efeitos de *mismatch*, causados por condições ambientais ou processos de fabricação desiguais. Esses fatores são geralmente menores em efeito, mas estão presentes na maioria dos sistemas, e são formados por três componentes: diferenças na irradiância nos módulos, diferenças na temperatura do módulo e diferenças de fabricação:

- Diferenças na Irradiância (*Irradiation Variance*) – Os módulos em toda a matriz nem sempre receberão o mesmo nível de irradiância. Isso pode ser causado por diferenças nas taxas de sujeira dos módulos, ou nuvens que cobrem apenas parte do conjunto. No HelioScope, este atributo é assumido como uma distribuição normal, centrada em torno da irradiância média do arranjo FV.

- Diferenças na Temperatura das Células (*Cell Temperature Spread*) – Os módulos no mesmo arranjo FV nem sempre funcionam na mesma temperatura, geralmente devido às diferenças de vento ao longo do arranjo. O HelioScope modela as diferenças de temperatura como uma distribuição uniforme, centrada na temperatura média da matriz.

- Diferenças de Fabricação dos Módulos (*Module Binning Range*) – Quando os módulos são fabricados, eles apresentam pequenas diferenças de fabricação de uma unidade para a outra. Posteriormente eles são vendidos com base em uma faixa de tolerância específica, normalmente uma faixa entre 2% e 5%. O HelioScope modela esta tolerância de como uma faixa uniforme, com as extremidades superior e inferior definidas pelo usuário.

- Fator de redução c.a. (*AC System Derate*) – Fator de redução constante para compensar as perdas do sistema c.a. (condutores, transformadores, etc), aplicado à saída do inversor dentro do diagrama de perdas.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. Resultados

A partir das simulações computacionais executadas, o *Helioscope* fornece o relatório detalhado de geração de energia elétrica ao longo do primeiro ano de operação, juntamente com as descrições das perdas energéticas para cada estudo de caso. A Figura 27 mostra os resultados para o estudo de caso 01, sem sombreamento.

Figura 27: Estudo de caso 01. Cenário Sem Sombreamento.

⚡ Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,915.8	
	POA Irradiance	1,863.7	-2.7%
	Shaded Irradiance	1,863.4	0.0%
	Irradiance after Reflection	1,793.8	-3.7%
	Irradiance after Soiling	1,758.0	-2.0%
	Total Collector Irradiance	1,757.9	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	139,362.0	
	Output at Irradiance Levels	138,357.4	-0.7%
	Output at Cell Temperature Derate	118,099.9	-14.6%
	Output After Mismatch	114,800.9	-2.8%
	Optimal DC Output	114,557.0	-0.2%
	Constrained DC Output	114,555.7	0.0%
	Inverter Output	112,137.0	-2.1%
	Energy to Grid	111,576.0	-0.5%
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		24.1 °C
	Avg. Operating Cell Temp		44.4 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours		4662
	Solved Hours		4662

Fonte: autor (2020).

No cenário sem sombreamento para o estudo de caso 1, verificou-se uma geração de 111.576 kWh anuais, o que corresponde a uma média mensal de 9298 kWh. As perdas verificadas foram condizentes com as condições ambientais modeladas, sendo as perdas por temperatura as mais significativas, em função da média de temperatura operacional das células serem relativamente alta (44,4°C).

A Figura 28 mostra os resultados para o estudo de caso 02 - sem sombreamento.

Figura 28: estudo de caso 02 Cenário: Sem Sombreamento.

⚡ Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,915.8	
	POA Irradiance	1,863.7	-2.7%
	Shaded Irradiance	1,863.4	0.0%
	Irradiance after Reflection	1,793.8	-3.7%
	Irradiance after Soiling	1,758.0	-2.0%
	Total Collector Irradiance	1,757.9	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	139,362.0	
	Output at Irradiance Levels	138,357.4	-0.7%
	Output at Cell Temperature Derate	118,098.4	-14.6%
	Output After Mismatch	117,314.3	-0.7%
	Optimizer Output	117,079.7	-0.2%
	Optimal DC Output	116,811.8	-0.2%
	Constrained DC Output	116,808.4	0.0%
	Inverter Output	114,363.0	-2.1%
Energy to Grid	113,792.0	-0.5%	
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		24.1 °C
	Avg. Operating Cell Temp		44.4 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours		4662
	Solved Hours		4662

Fonte: autor (2020).

No cenário sem sombreamento para o estudo de caso 2, verificou-se uma geração de 113792 kWh anuais, o que corresponde a uma média mensal de 9483 kWh, o que representa um desempenho ainda melhor do que o do estudo de caso 1. Uma análise mais detalhada demonstra que a melhoria de performance se refere á significativa diminuição das perdas por mismatch (*output after mismatch*), o que demonstra a atuação eficiente dos otimizadores de potência utilizados (neste caso 240 otimizadores TIGO). As perdas verificadas foram condizentes com as condições ambientais modeladas, sendo as perdas por temperatura as mais significativas, em função da média de temperatura operacional das células serem relativamente alta (44,4°C).

Por sua vez a figura 29 mostra os resultados para o estudo de caso 03 - sem sombreamento.

Figura 29: estudo de caso 03 Cenário: Sem Sombreamento.

⚡ Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,915.8	
	POA Irradiance	1,863.7	-2.7%
	Shaded Irradiance	1,863.4	0.0%
	Irradiance after Reflection	1,793.8	-3.7%
	Irradiance after Soiling	1,758.0	-2.0%
	Total Collector Irradiance	1,757.9	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	139,355.2	
	Output at Irradiance Levels	138,350.8	-0.7%
	Output at Cell Temperature Derate	118,094.7	-14.6%
	Output After Mismatch	117,933.8	-0.1%
	Optimizer Output	116,282.6	-1.4%
	Optimal DC Output	116,138.7	-0.1%
	Constrained DC Output	116,006.7	-0.1%
	Inverter Output	113,380.0	-2.3%
	Energy to Grid	112,813.0	-0.5%
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		24.1 °C
	Avg. Operating Cell Temp		44.4 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours		4662
	Solved Hours		4662

Fonte: autor (2020).

No cenário sem sombreamento para o estudo de caso 3, verificou-se uma geração de 112813 kWh anuais, o que corresponde a uma média mensal de 9401 kWh. Neste caso, em comparação com o estudo de caso 2, verificou-se um desempenho ainda melhor dos otimizadores em relação diminuição das perdas por mismatch (*output after mismatch*), e um pequeno aumento nas perdas geradas pelos otimizadores (*optimizer output*), mas que também demonstra a atuação eficiente dos otimizadores de potência utilizados (neste caso 120 otimizadores SolarEdge, sendo 2 otimizadores por módulo). As perdas verificadas foram condizentes com as condições ambientais modeladas, sendo as perdas por temperatura as mais significativas, em função da média de temperatura operacional das células serem relativamente alta (44,4°C).

A Figura 30 mostra os resultados para o estudo de caso 04 - sem sombreamento.

Figura 30: estudo de caso 04 Cenário: Sem Sombreamento.

⚡ Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,915.8	
	POA Irradiance	1,863.7	-2.7%
	Shaded Irradiance	1,863.4	0.0%
	Irradiance after Reflection	1,793.8	-3.7%
	Irradiance after Soiling	1,758.0	-2.0%
	Total Collector Irradiance	1,757.9	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	139,355.2	
	Output at Irradiance Levels	138,350.8	-0.7%
	Output at Cell Temperature Derate	118,094.7	-14.6%
	Output After Mismatch	118,094.7	0.0%
	Optimizer Output	116,677.5	-1.2%
	Optimal DC Output	116,607.1	-0.1%
	Constrained DC Output	116,404.7	-0.2%
	Inverter Output	113,769.0	-2.3%
Energy to Grid	113,201.0	-0.5%	
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		24.1 °C
	Avg. Operating Cell Temp		44.4 °C
Simulation Metrics			
		Operating Hours	4662
		Solved Hours	4662

Fonte: autor (2020).

No cenário sem sombreamento para o estudo de caso 4, verificou-se uma geração de 113201 kWh anuais, o que corresponde a uma média mensal de 9433 kWh. Neste caso, em comparação com o estudo de caso 3, verificou-se um desempenho ainda melhor dos otimizadores em relação diminuição das perdas por mismatch (*output after mismatch*), que foram zeradas, e uma pequena diminuição das perdas geradas pelos otimizadores (*optimizer output*), também demonstrando bom desempenho dos otimizadores (neste caso 240 otimizadores SolarEdge, sendo 1 otimizador por módulo). As perdas verificadas foram condizentes com as condições ambientais modeladas, sendo as perdas por temperatura as mais significativas, em função da média de temperatura operacional das células serem relativamente alta (44,4°C).

A Figura 31 mostra os resultados para o estudo de caso 01 - com sombreamento.

Figura 31: Sistema 01 Cenário: Com Sombreamento.

⚡ Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,915.8	
	POA Irradiance	1,863.7	-2.7%
	Shaded Irradiance	1,451.0	-22.1%
	Irradiance after Reflection	1,406.7	-3.1%
	Irradiance after Soiling	1,378.6	-2.0%
	Total Collector Irradiance	1,378.2	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	109,262.6	
	Output at Irradiance Levels	107,987.5	-1.2%
	Output at Cell Temperature Derate	93,257.1	-13.6%
	Output After Mismatch	83,315.2	-10.7%
	Optimal DC Output	83,162.6	-0.2%
	Constrained DC Output	83,070.4	-0.1%
	Energy to Grid	80,790.0	-0.5%
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		24.1 °C
	Avg. Operating Cell Temp		40.0 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours		4662
	Solved Hours		4662

Fonte: autor (2020).

No cenário com sombreamento para o estudo de caso 1, verificou-se uma geração de 80790 kWh anuais, o que corresponde a uma média mensal de 6372 kWh. Neste cenário, verificou-se um total de perdas por sombreamento (*Shaded Irradiance*) de 22,1%. Além disso, sem o uso de otimizadores, as perdas por *mismatch* atingiram o índice de 10,7%, grande parte causada por condições de sombreamento parcial. As perdas por temperatura também apresentaram valores significativos, de 13,6 %. As demais perdas verificadas foram condizentes com as condições ambientais modeladas.

A Figura 32 mostra os resultados para o estudo de caso 02 - com sombreamento.

Figura 32: estudo de caso 02 Cenário: Com Sombreamento.

⚡ Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,915.8	
	POA Irradiance	1,863.7	-2.7%
	Shaded Irradiance	1,451.0	-22.1%
	Irradiance after Reflection	1,406.7	-3.1%
	Irradiance after Soiling	1,378.6	-2.0%
	Total Collector Irradiance	1,378.2	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	109,262.6	
	Output at Irradiance Levels	107,987.5	-1.2%
	Output at Cell Temperature Derate	93,257.3	-13.6%
	Output After Mismatch	90,852.0	-2.6%
	Optimizer Output	90,670.3	-0.2%
	Optimal DC Output	90,479.5	-0.2%
	Constrained DC Output	90,423.3	-0.1%
	Inverter Output	88,394.0	-2.2%
Energy to Grid	87,952.1	-0.5%	
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		24.1 °C
	Avg. Operating Cell Temp		40.0 °C
Simulation Metrics			
		Operating Hours	4662
		Solved Hours	4662

Fonte: autor (2020).

No cenário com sombreamento para o estudo de caso 2, verificou-se uma geração de 87952 kWh anuais, o que corresponde a uma média mensal de 7329 kWh. Neste cenário, verificou-se um total de perdas por sombreamento (*Shaded Irradiance*) de 22,1%, porém, devido ao uso de otimizadores, as perdas por *mismatch* foram de apenas 2,6%. As perdas por temperatura apresentaram valores de 13,6 %. As demais perdas verificadas foram condizentes com as condições ambientais modeladas.

A Figura 33 mostra os resultados para o estudo de caso 03 - com sombreamento.

Figura 33: estudo de caso 03 Cenário: Com Sombreamento.

⚡ Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,915.8	
	POA Irradiance	1,863.7	-2.7%
	Shaded Irradiance	1,451.0	-22.1%
	Irradiance after Reflection	1,406.7	-3.1%
	Irradiance after Soiling	1,378.6	-2.0%
	Total Collector Irradiance	1,378.5	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	109,273.1	
	Output at Irradiance Levels	107,998.3	-1.2%
	Output at Cell Temperature Derate	93,262.5	-13.6%
	Output After Mismatch	92,402.5	-0.9%
	Optimizer Output	90,744.4	-1.8%
	Optimal DC Output	90,617.9	-0.1%
	Constrained DC Output	89,750.0	-1.0%
	Inverter Output	87,686.9	-2.3%
Energy to Grid	87,248.4	-0.5%	
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		24.1 °C
	Avg. Operating Cell Temp		40.0 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours		4662
	Solved Hours		4662

Fonte: autor (2020).

No cenário com sombreamento para o estudo de caso 3, verificou-se uma geração de 87248 kWh anuais, o que corresponde a uma média mensal de 7270 kWh. Neste cenário, verificou-se um total de perdas por sombreamento (*Shaded Irradiance*) de 22,1%, porém, devido ao uso de otimizadores, as perdas por *mismatch* foram de apenas 0,9%. As perdas por temperatura apresentaram valores de 13,6 %. As demais perdas verificadas foram condizentes com as condições ambientais modeladas.

A Figura 34 mostra os resultados para o estudo de caso 04 - com sombreamento.

Figura 34: estudo de caso 04 Cenário: Com Sombreamento.

⚡ Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,915.8	
	POA Irradiance	1,863.7	-2.7%
	Shaded Irradiance	1,451.0	-22.1%
	Irradiance after Reflection	1,406.7	-3.1%
	Irradiance after Soiling	1,378.6	-2.0%
	Total Collector Irradiance	1,378.5	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	109,273.1	
	Output at Irradiance Levels	107,998.3	-1.2%
	Output at Cell Temperature Derate	93,262.5	-13.6%
	Output After Mismatch	93,262.5	0.0%
	Optimizer Output	91,746.2	-1.6%
	Optimal DC Output	91,684.4	-0.1%
	Constrained DC Output	91,519.6	-0.2%
	Inverter Output	89,391.3	-2.3%
Energy to Grid	88,944.4	-0.5%	
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		24.1 °C
	Avg. Operating Cell Temp		40.0 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours		4662
	Solved Hours		4662

Fonte: autor (2020).

No cenário com sombreamento para o estudo de caso 4, verificou-se uma geração de 88944 kWh anuais, o que corresponde a uma média mensal de 7412 kWh. Neste cenário, verificou-se um total de perdas por sombreamento (*Shaded Irradiance*) de 22,1%, porém, devido ao uso de otimizadores, as perdas por *mismatch* foram de zeradas. As perdas por temperatura apresentaram valores de 13,6 %. As demais perdas verificadas foram condizentes com as condições ambientais modeladas.

De posse dos resultados das simulações, foram aplicadas a figuras de mérito descritas no capítulo 2, para se avaliar o desempenho das diversas configurações do sistema em cada cenário de sombreamento. As tabelas 6 e 7 mostram um resumo dos resultados da análise de desempenho.

Tabela 6: Simulações para o cenário sem sombreamento.

Otimizador c.c-c.c.	Yf (kWh/kWp)	PR (%)	Op (%)
Sem Otimizador	1408,8	75,6	N/A
TIGO	1436,8	77,1	1,99
SolarEdge 2:1	1424,4	76,4	1,11
SolarEdge 1:1	1429,3	76,7	1,45

Tabela 7: Simulação para o cenário com sombreamento.

Otimizador c.c-c.c.	Yf (kWh/kWp)	PR (%)	Op (%)
Sem Otimizador	1020,1	54,7	N/A
TIGO	1110,5	59,6	8,86
SolarEdge 2:1	1101,6	59,1	7,99
SolarEdge 1:1	1123,0	60,3	10,09

Fonte: autor (2020).

4.2. Análise dos resultados de desempenho

Os resultados da simulação para o cenário onde não há a presença de sombreamento (tabela 6) indicam que um ganho moderado na geração com o emprego de otimizadores. Este ganho se reflete no índice de otimização (entre 1,11 e 1,88%), e conforma a análise detalhada do item 4.1, se refere à eliminação das perdas por *mismatch* entre módulos.

No cenário onde há a presença de sombreamento (tabela 7), a utilização dos otimizadores proporcionou ganhos da ordem 8,86 a 10% na eficiência da geração. Neste caso verificou-se ganhos efetivos na recuperação das perdas por sombreamento, o que se reflete também no aumento do Rendimento Global (*Performance Ratio* - PR), do sistema.

Os melhores desempenhos de otimização (Op), como era esperado, foram obtidos nos cenários com a presença de sombreamento. A configuração que utilizou inversores e otimizadores SolarEdge na configuração 1:1 (1 otimizador para cada módulo fotovoltaico) alcançou o melhor índice de otimização (10,09 %). Estes equipamentos possuem a particularidade de possuir uma arquitetura “fechada”, ou seja, inversores SolarEdge só funcionam com otimizadores SolarEdge, o que justifica a melhor performance destes sistemas, uma vez que os equipamentos funcionam de forma otimizada. Os otimizadores TIGO, que também apresentaram um bom desempenho de otimização (8,86 %), funcionam com diversos modelos de inversores, o que confere maior versatilidade a esta arquitetura, possibilitando, inclusive, que sejam utilizados em sistemas pré-existentes, com a finalidade de melhorar o seu rendimento. De maneira geral, os dois modelos de otimizadores apresentaram

bom desempenho, melhorando a eficiência dos sistemas e aumentando a quantidade de energia injetada na rede elétrica.

4.3. Análise Econômica

Para a modelagem econômica, a ferramenta utilizada é o *System Advisor Model* (SAM). O SAM é um software gratuito, desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) em colaboração com *Sandia National Laboratories* e bastante conhecido no meio acadêmico. O objetivo do SAM é realizar modelagem de sistemas de energia renovável, com ênfase na análise econômica financeira (EZEANYA et al., 2018).

Para realizar a modelagem econômica no SAM, são utilizados os dados detalhados de geração e perdas da modelagem técnica realizada pelo *Helioscope*. Sendo assim, é gerado no *Helioscope* um arquivo com os dados contendo o desempenho do sistema para cada hora do ano no formato CSV, sendo este arquivo importado pelo SAM, através do menu *POWER PLANT >> Import hourly or subhourly production profile*, servindo de base para a análise financeira através do modelo de performance *GENERIC SYSTEM*. O objetivo é combinar a análise técnica realizada pelo software *Helioscope* em relação ao desempenho dos otimizadores c.c.-c.c. com os recursos de análise econômica do SAM.

4.3.1. Parâmetros da Modelagem Econômica

A seguir são detalhados os parâmetros a modelagem econômica do SAM.

4.3.1.1 Vida Útil e Degradação (*LIFETIME AND DEGRADATION*)

Foi considerada uma depreciação anual da ordem de 0,5%.

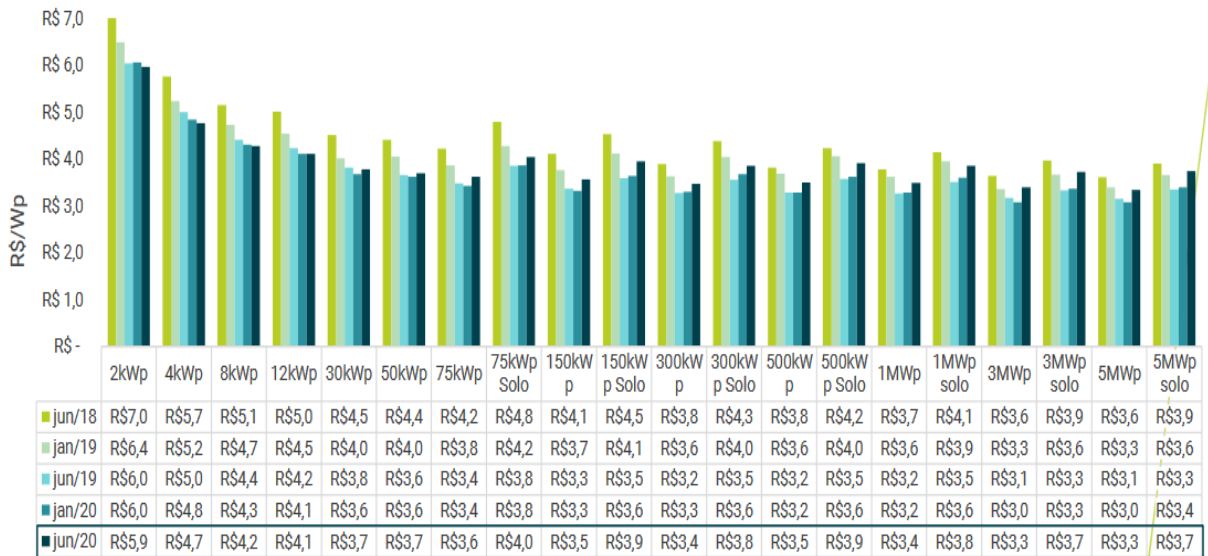
4.3.1.2 Custos do Sistema (*SYSTEM COSTS*)

Para precificação de equipamentos e serviços foi utilizado como referência o relatório anual “Estudo Estratégico para Geração Distribuída – 1º Semestre 2020 Brasil” (GREENER, 2020). Este estudo é publicado semestralmente pela Grenner consultoria, e traça um panorama do mercado fotovoltaico brasileiro, como mostrado na figura 35. Por não serem considerados neste estudo estratégico, os otimizadores foram cotados à parte, nos distribuidores SICES (otimizadores Tigo), e GENYX (otimizadores SolarEdge).

Figura 35: Precificação dos sistemas fotovoltaicos – Estudo estratégico GD.

Preços para o cliente final

- Houve ligeira redução nos preços dos sistemas até 8 kWp, ficando estável em 12 kWp. Para potências de 30 kWp ou mais, houve aumento nos preços, com variações mais significativas para potências mais altas.



Fonte: Greener (2020).

4.3.1.3 Parâmetros financeiros (Financial Parameters)

Em relação aos parâmetros financeiros foi considerado um período de análise de 25 anos. Para a taxa de inflação foi utilizada como referência a variação do IPCA no período 10/2019 a 10/2020 (4%), e para taxa de desconto a taxa SELIC definida no dia 5 de agosto de 2020 pelo Copom (2%).

4.3.1.4 Incentivos (Incentives)

Não foram considerados incentivos de qualquer espécie.

4.3.1.5. Tarifas de Energia (Electricity Rates)

Foi utilizada a tarifa de energia CEMIG B3 – Valor Final - com impostos (novembro 2020). Foi considerado o custo da energia como o valor recuperado por kWh gerado via sistema de compensação de energia.

4.4. Resultados da modelagem econômica

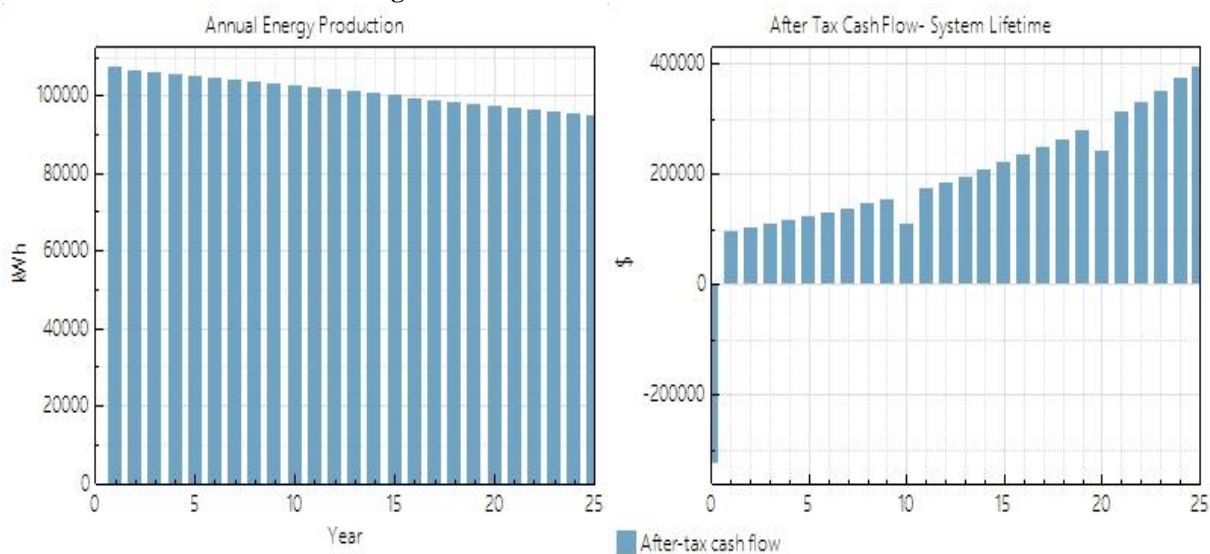
A tabela 8 mostra os resultados detalhados da análise econômica para o estudo de caso 01, composto por 240 módulos Canadian Solar CS6U - 330P (330 Wp), 3 inversores Fronius SYMO 20.0-3-M (20 kW - 2 SPMP), no cenário sem sombreamento

Tabela 8. Estudo de caso 01 - sem sombreamento

Métrica	Valor
Energia gerada (ano 1)	111.576 kWh
Fator de capacidade (ano 1)	16,1%
LCOE (nominal)	R\$ 0,2982 /kWh
LCOE (real)	R\$ 0,1957 /kWh
Valor presente líquido	R\$ 1.426.040
Payback simples	3,1 anos
Payback descontado	3,3 anos
Custo líquido de capital	R\$ 325.641
Patrimônio	R\$ 325.641
Débitos	\$0

Para o estudo de caso 1, cenário sem sombreamento, os 111.576 kWh de energia gerada pelo sistema, resultaram, para o período da análise, em um *payback* de 3,3 anos e um LCOE de R\$ 0,195 /kWh. O sistema teve um bom desempenho econômico, em função da quantidade de energia gerada e do menor investimento. A figura 36 mostra os gráficos de geração anual e fluxo de caixa para o estudo de caso 01, no cenário sem sombreamento.

Figura 36: Sistema 01- Sem Sombreamento.



Fonte: simulações feitas pelo autor (2020).

A tabela 9 mostra os resultados detalhados da análise econômica do estudo de caso 01, composto por 240 módulos Canadian Solar CS6U - 330P (330 Wp), 3 inversores Fronius SYMO 20.0-3-M (20 kW - 2 MPPT), no cenário com sombreamento.

Tabela 9. Sistema 01 Cenário: Com Sombreamento.

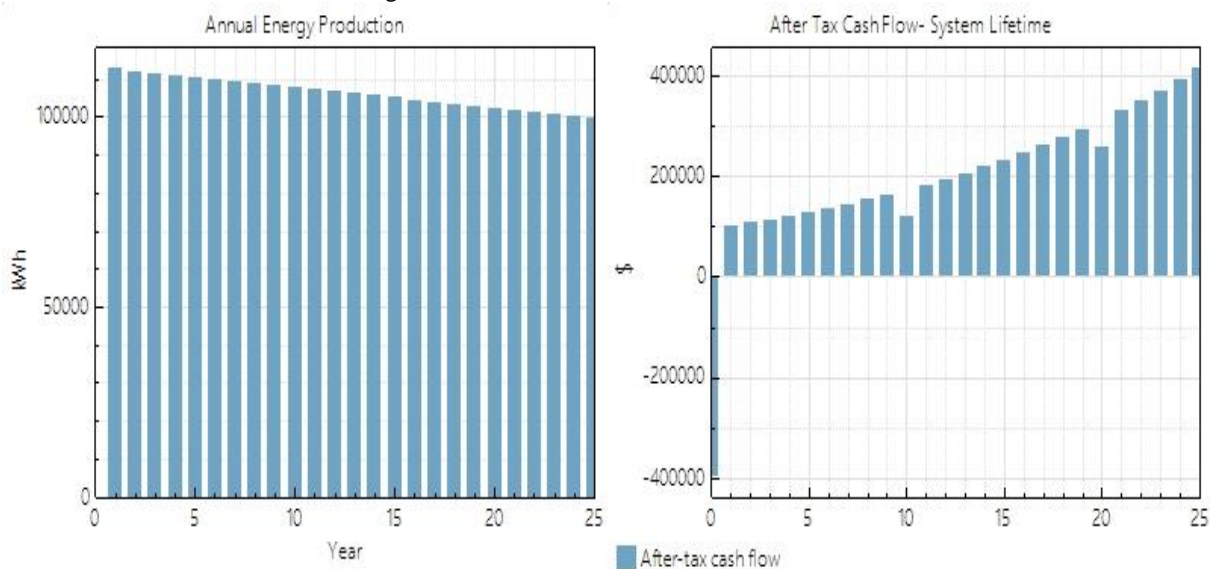
Métrica	Valor
Energia gerada (ano 1)	80.790 kWh
Fator de capacidade (ano 1)	11,6%

LCOE (nominal)	R\$ 0,4118 /kWh
LCOE (real)	R\$ 0,2702 /kWh
Valor presente líquido	R\$ 921.983
Payback simples	4,3 anos
Payback descontado	4,7 anos
Custo líquido de capital	R\$ 325.641
Patrimônio	R\$ 325.641
Débitos	\$0

Fonte: autor (2020).

Para o estudo de caso 1, cenário com sombreamento, os 80.790 kWh de energia gerada pelo sistema, resultaram, para o período da análise, em um payback de 4,7 anos e um LCOE de R\$ 0,2702 /kWh. A queda na quantidade de energia gerada em função do sombreamento ocasionou afetou o desempenho econômico. A figura 37 mostra os gráficos de geração anual e fluxo de caixa para o estudo de caso 01, no cenário com sombreamento.

Figura 37: Sistema 01- Com Sombreamento



Fonte: simulações feitas pelo autor (2020).

A tabela 10 mostra os resultados detalhados da análise econômica do estudo de caso 02, composto por 240 módulos Canadian Solar CS6U - 330P (330 Wp), 3 inversores Fronius SYMO 20.0-3-M (20 kW - 2 MPPT) e 240 otimizadores c.c.-c.c. TIGO TS4-O (475 W), no cenário sem sombreamento.

Tabela 10. Cenário: estudo de caso 02 sem sombreamento

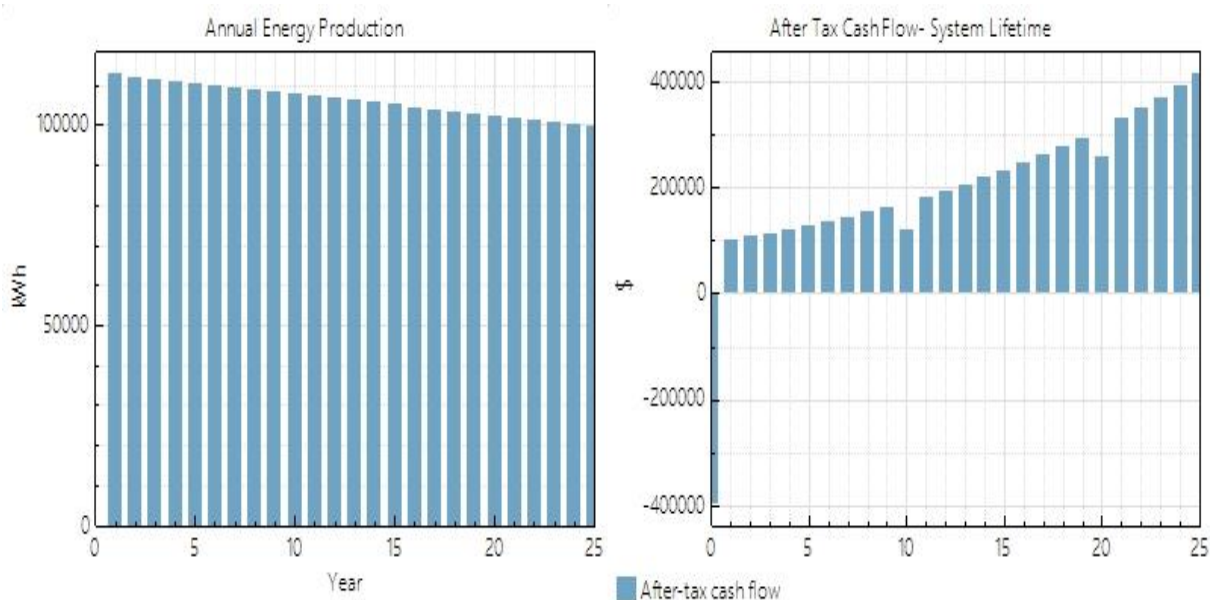
Métrica	Valor
Energia gerada (ano 1)	113.792 kWh
Fator de capacidade (ano 1)	16,4%
LCOE (nominal)	R\$ 0,3440 /kWh
LCOE (real)	R\$ 0,2257 /kWh
Valor presente líquido	R\$ 1.388.912
Payback simples	3,7 anos

Payback descontado	4,0 anos
Custo líquido de capital	R\$ 396.905
Patrimônio	R\$ 396.905
Débitos	\$0

Fonte: autor (2020).

Para o estudo de caso 2, cenário sem sombreamento, foram gerados no primeiro ano 113.792 kWh de energia. Os custos também aumentaram, em função da instalação dos otimizadores, resultando em um payback de 4,0 anos e um LCOE de R\$ 0,2257/kWh. A figura 38 mostra os gráficos de geração anual e fluxo de caixa para o estudo de caso 02, no cenário sem sombreamento.

Figura 38: estudo de caso 02- Sem Sombreamento.



Fonte: simulações feitas pelo autor (2020).

A tabela 10 mostra os resultados detalhados da análise econômica do estudo de caso 02, composto por 240 módulos Canadian Solar CS6U - 330P (330 Wp), 3 inversores Fronius SYMO 20.0-3-M (20 kW - 2 MPPT) e 240 otimizadores c.c.-c.c. TIGO TS4-O (475 W), no cenário com sombreamento.

Tabela 11. Estudo de caso 02 Cenário: Com Sombreamento.

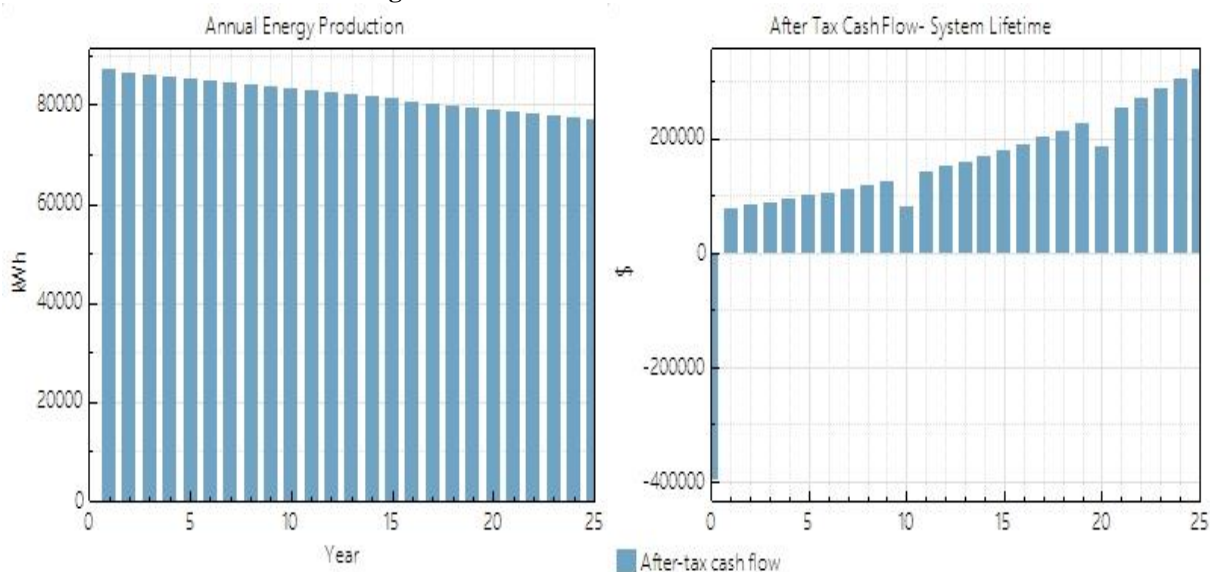
Métrica	Valor
Energia gerada (ano 1)	87.952 kWh
Fator de capacidade (ano 1)	12,7%
LCOE (nominal)	R\$ 0,4451 /kWh
LCOE (real)	R\$ 0,2920 /kWh
Valor presente líquido	R\$ 968.238
Payback simples	4,7 years
Payback descontado	5,3 years

Custo líquido de capital	R\$ 396.905
Patrimônio	R\$ 396.905
Débitos	\$0

Fonte: autor (2020).

Para o estudo de caso 2, cenário com sombreamento, foram gerados no primeiro ano 87.952 kWh de energia. A utilização dos otimizadores conseguiu recuperar parcialmente as perdas, resultando em um payback de 4,7 anos e um LCOE de R\$ 0,2920/kWh. A figura 39 mostra os gráficos de geração anual e fluxo de caixa para o estudo de caso 02, no cenário com sombreamento.

Figura 39: Sistema 02- Com Sombreamento.



Fonte: simulações feitas pelo autor (2020).

A tabela 11 mostra os resultados detalhados da análise econômica do estudo de caso 03, composto por 240 módulos Canadian Solar CS6U - 330P (330 Wp), 3 inversores Fronius SYMO 20.0-3-M (20 kW - 2 MPPT) e 120 otimizadores de potência SolarEdge P730 (730 W), no cenário sem sombreamento.

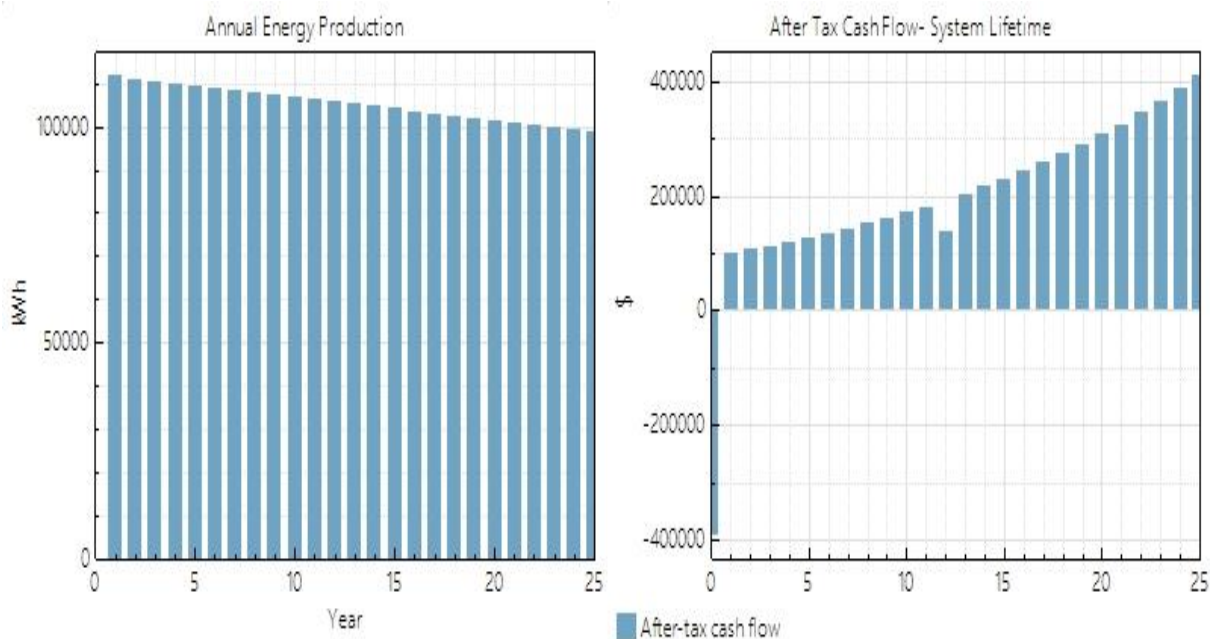
Tabela 12. Estudo de caso 03. Sem Sombreamento

Métrica	Valor
Energia gerada (ano 1)	112.813 kWh
Fator de capacidade (ano 1)	16,3%
LCOE (nominal)	R\$ 0,3296 /kWh
LCOE (real)	R\$ 0,2162 /kWh
Valor presente líquido	R\$ 1.398.052
Payback simples	3,7 anos
Payback descontado	4,0 anos
Custo líquido de capital	R\$ 392.889
Patrimônio	R\$ 392.889
Débitos	\$0

Fonte: autor (2020).

Para o estudo de caso 3, cenário sem sombreamento, foram gerados no primeiro ano 112.813 kWh de energia. Os custos também em função da instalação dos otimizadores resultaram em um *payback* de 4,0 anos e um LCOE de R\$ 0,2162/kWh. A figura 40 mostra os gráficos de geração anual e fluxo de caixa para o estudo de caso 03, no cenário sem sombreamento.

Figura 40: Sistema 03- Sem Sombreamento.



Fonte: simulações feitas pelo autor (2020).

A tabela 13 mostra os resultados detalhados da análise econômica do estudo de caso 03, composto por 240 módulos Canadian Solar CS6U - 330P (330 Wp), 3 inversores Fronius SYMO 20.0-3-M (20 kW - 2 MPPT) e 120 otimizadores de potência SolarEdge P730 (730 W), no cenário com sombreamento.

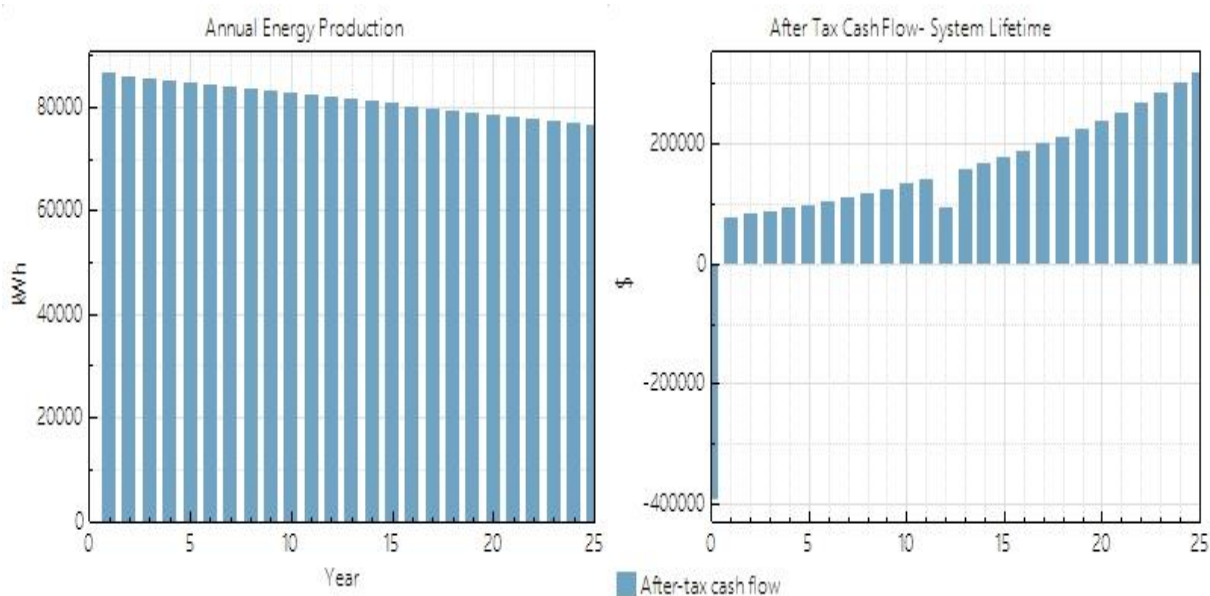
Tabela 13. Estudo de caso 03 - Com Sombreamento.

Métrica	Valor
Energia gerada (ano 1)	87.248 kWh
Fator de capacidade (ano 1)	12,6%
LCOE (nominal)	R\$ 0,4261 /kWh
LCOE (real)	R\$ 0,2796 /kWh
Valor presente líquido	R\$ 980.533
Payback simples	4,7 years
Payback descontado	5,3 years
Custo líquido de capital	R\$ 392.889
Patrimônio	R\$ 392.889
Débitos	\$0

Fonte: autor (2020).

Para o estudo de caso 3, cenário com sombreamento, foram gerados no primeiro ano 87.248 kWh de energia. A utilização dos otimizadores conseguiu recuperar parcialmente as perdas, resultando em um *payback* de 5,3 anos e um LCOE de R\$ 0,2796/kWh. Nesta configuração foi utilizado um otimizador para cada dois módulos, num total de 120 otimizadores, razão pela qual os custos totais foram otimizados, resultando em um bom desempenho econômico. A figura 41 mostra os gráficos de geração anual e fluxo de caixa para o estudo de caso 03, no cenário com sombreamento.

Figura 41: Sistema 03- Com Sombreamento



Fonte: simulações feitas pelo autor (2020).

A tabela 14 mostra os resultados detalhados da análise econômica do estudo de caso 04, composto por 240 módulos Canadian Solar CS6U - 330P (330 Wp), 3 inversores Fronius SYMO 20.0-3-M (20 kW - 2 MPPT) e 240 otimizadores de potência SolarEdge P730 (730 W), no cenário sem sombreamento.

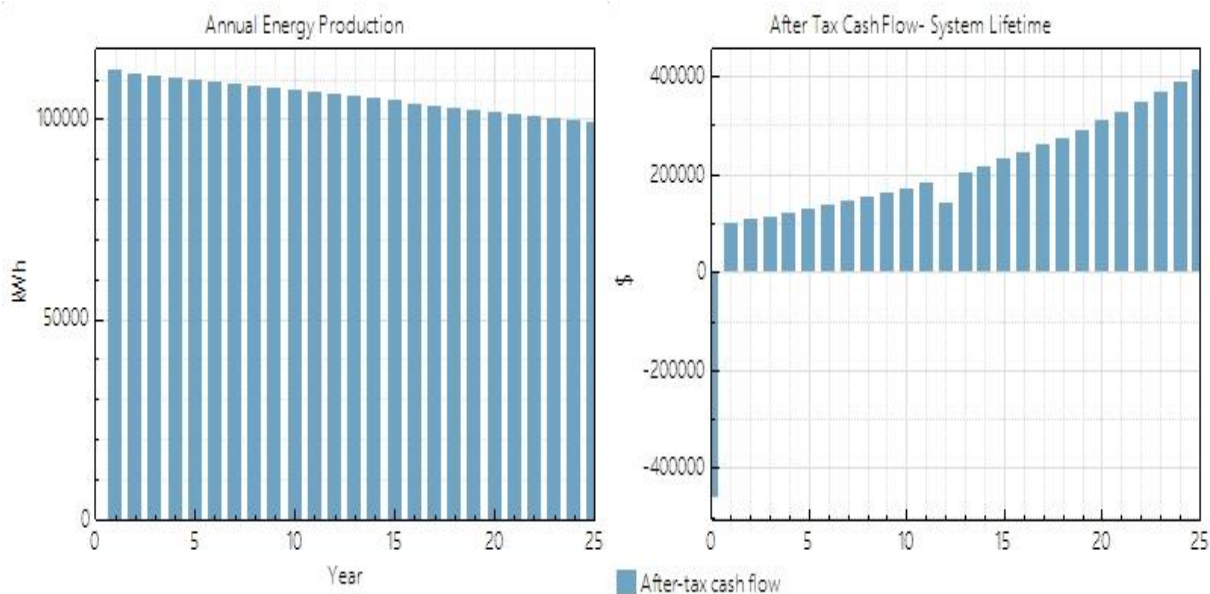
Tabela 14. Sistema 04 - Sem Sombreamento.

Métrica	Valor
Energia gerada (ano 1)	113.201 kWh
Fator de capacidade (ano 1)	16,3%
LCOE (nominal)	R\$ 0,3774 /kWh
LCOE (real)	R\$ 0,2476 /kWh
Valor presente líquido	R\$ 1.336.728
Payback simples	4,3 anos
Payback descontado	4,7 anos
Custo líquido de capital	R\$ 460.137
Patrimônio	R\$ 460.137
Débitos	\$0

Fonte: simulações feitas pelo autor (2020).

Para o estudo de caso 4, cenário sem sombreamento, foram gerados no primeiro ano 113.201 kWh de energia. Os custos também em função da instalação dos otimizadores resultaram em um *payback* de 4,7 anos e um LCOE de R\$ 0,2476/kWh. A figura 42 mostra os gráficos de geração anual e fluxo de caixa para o estudo de caso 04, no cenário sem sombreamento.

Figura 42: estudo de caso 04- Sem Sombreamento.



Fonte: simulações feitas pelo autor (2020).

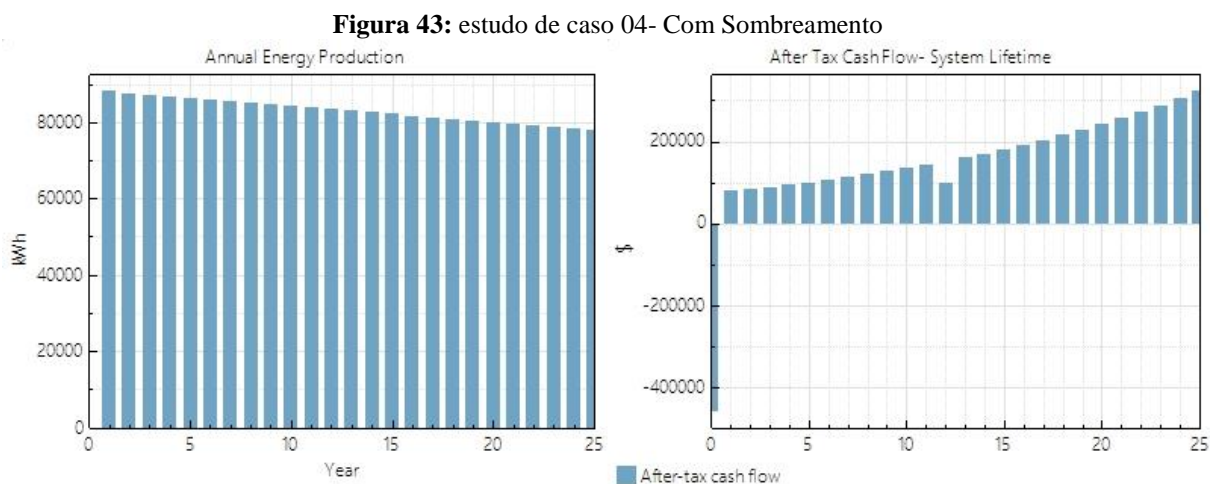
A tabela 14 mostra os resultados detalhados da análise econômica do estudo de caso 04, composto por 240 módulos Canadian Solar CS6U - 330P (330 Wp), 3 inversores Fronius SYMO 20.0-3-M (20 kW - 2 MPPT) e 240 otimizadores SolarEdge P730 (730 W), no cenário com sombreamento.

Tabela 15. Estudo de caso 04 Cenário: Com Sombreamento.

Métrica	Valor
Energia gerada (ano 1)	88.944 kWh
Fator de capacidade (ano 1)	12,8%
LCOE (nominal)	R\$ 0,4803 /kWh
LCOE (real)	R\$ 0,3152 /kWh
Valor presente líquido	R\$ 941.113
Payback simples	5,3 anos
Payback descontado	6,1 anos
Custo líquido de capital	R\$ 460.137
Patrimônio	R\$ 460.137
Débitos	\$0

Fonte: autor (2020).

Para o estudo de caso 4, cenário com sombreamento, foram gerados no primeiro ano 88.944 kWh de energia. A utilização dos otimizadores conseguiu recuperar parcialmente as perdas, resultando em um *payback* de 6,1 anos e um LCOE de R\$ 0,3152/kWh. Nesta configuração foi utilizado um total de 240 otimizadores, sendo um para cada módulo. A figura 43 mostra os gráficos de geração anual e fluxo de caixa para o estudo de caso 04, no cenário com sombreamento.

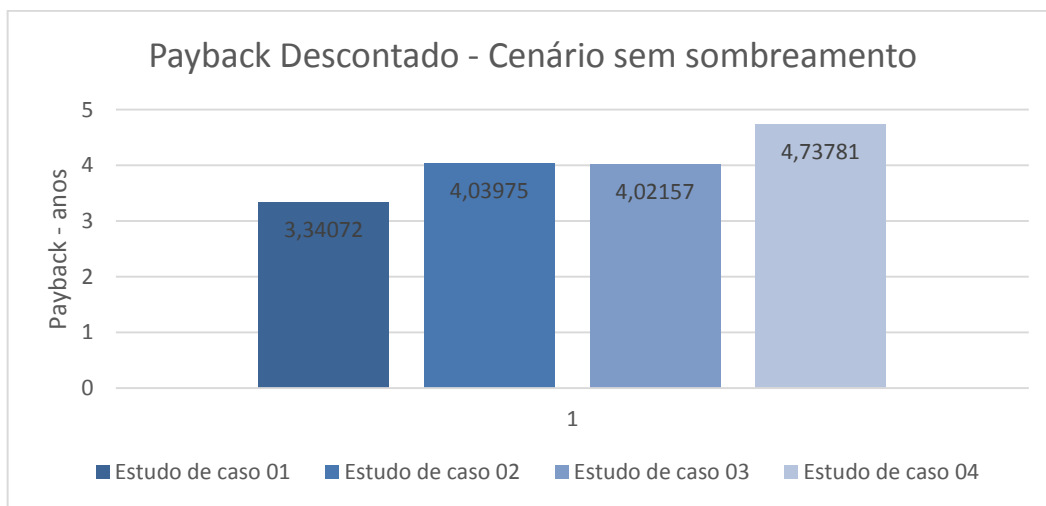


Fonte: simulações feitas pelo autor (2020).

4.5. Análise dos resultados econômicos

Para o cenário sem a presença de sombreamento, os resultados da análise econômica indicam que a utilização de otimizadores de potência resultou em um ganho de geração moderado, que não se refletiu na melhoria dos índices econômicos. Neste caso, o retorno financeiro não cobre os custos de instalação dos otimizadores c.c.-c.c. A figura 44 apresenta o *payback* dos sistemas sem sombreamento.

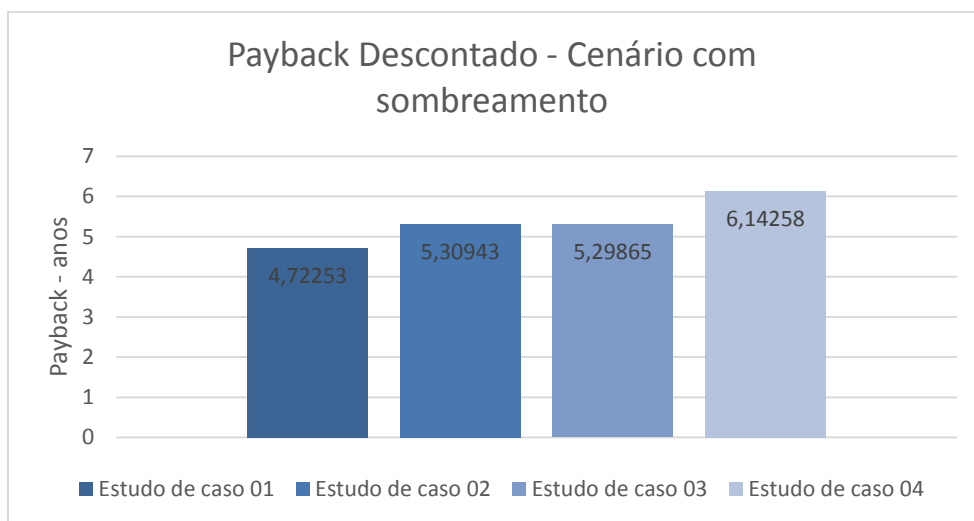
Figura 44: *Payback* - Sem sombreamento.



Fonte: autor (2020).

Para o cenário onde existe a presença de sombreamento, os resultados da análise econômica indicam que a utilização de otimizadores de potência resultou em um ganho considerável de geração, que apesar de se refletir numa melhor performance em relação ao cenário sem sombreamento, não resultou em um *payback* mais competitivo do que a configuração que não utiliza otimizadores. Os estudos de caso 2 e 3 apresentaram um bom desempenho em relação ao *payback*. A figura 45 apresenta o *payback* dos sistemas com sombreamento.

Figura 45: *Payback* - Com sombreamento

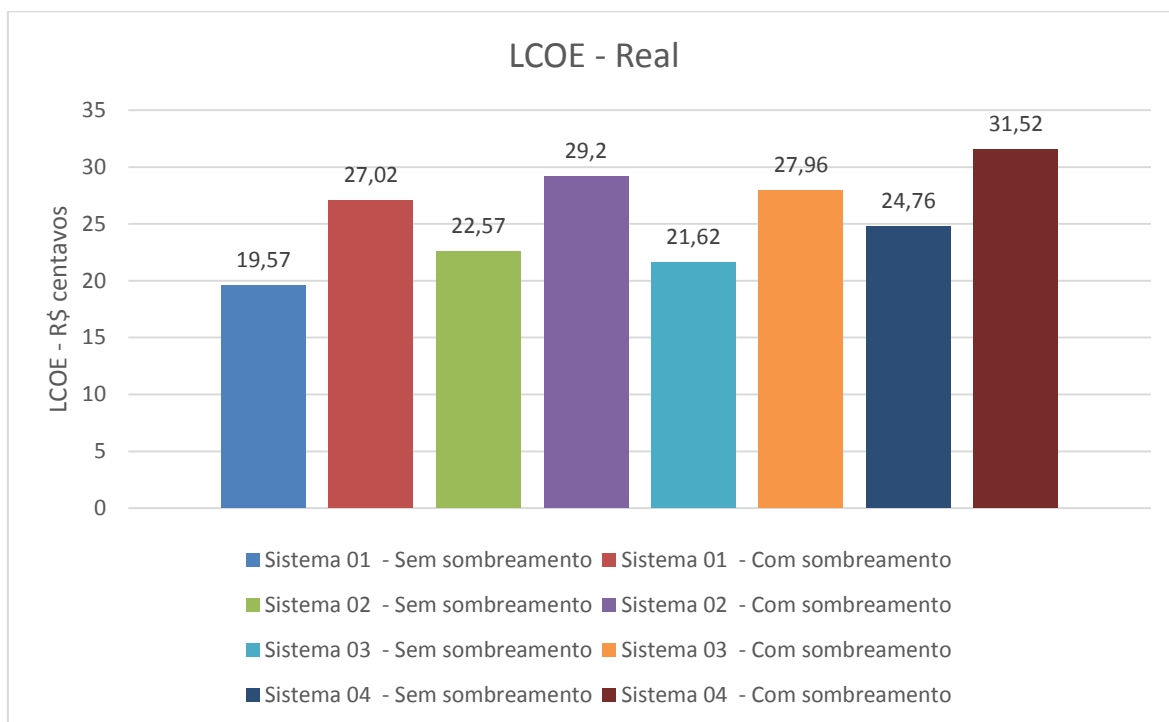


Fonte: autor (2020).

A análise do Custo Nivelado de Energia (LCOE) demonstrou que, nos cenários onde há a presença de sombreamento, o custo da energia dos sistemas que utilizam otimizadores de potência se equipara ao custo da energia dos sistemas que não utilizam otimizadores.

Destaca-se novamente o desempenho do estudo de caso 3, no qual utilizou-se um otimizador SolarEdge para cada dois módulos, que apresentou um LCOE de R\$ 0,2162. A figura 46 apresenta o desempenho dos sistemas em relação ao Custo Nivelado de Energia.

Figura 46: Desempenho dos sistemas - LCOE



Fonte: autor (2020).

CONCLUSÃO

Este trabalho buscou investigar os benefícios do uso de dispositivos otimizadores de potência para diminuir os efeitos das perdas por sombreamento e por *mismatch* em SFCR. Nas simulações realizadas no *Helioscope* foram analisados as perdas e os ganhos na geração, e no SAM foram analisadas as respectivas viabilidades econômicas. Como resultado, foram verificados ganhos da ordem 8,86 a 10% na eficiência da geração de energia.

Quando submetidos a uma análise econômica, os ganhos de performance obtidos nos sistemas que utilizaram otimizadores, se refletiram em um bom desempenho dos índices econômicos, conseguindo em alguns casos igualar o Custo Nivelado de Energia (LCOE) dos sistemas que não utilizaram otimizadores. Isto demonstra a eficiência e a viabilidade destes dispositivos numa análise econômica de longo prazo.

Em geral, os benefícios relacionados ao emprego dos otimizadores em SFCR dependem da configuração do sistema e das condições de sombreamento. Vale salientar que para o presente trabalho foi projetado um sistema de 79,2 kWp, modelado numa estrutura de galpão com características similares aos galpões comerciais encontrados nos centros urbanos. As instalações deste tipo se caracterizam por apresentarem condições mais favoráveis à instalação de sistemas FV, sem grandes variações de inclinação e orientação. Objetivou-se com isto investigar o comportamento dos otimizadores c.c.-c.c. nestas condições, uma vez que estes dispositivos são frequentemente utilizados em instalações tipicamente residenciais de pequeno porte, em telhados com várias orientações e inclinações.

Com o desempenho verificado no estudo, os otimizadores de potência demonstraram ser uma boa opção para aumentar a eficiência de sistemas fotovoltaicos. Algumas situações justificam o uso dos otimizadores c.c.-c.c., independente da análise econômica. Exemplos disso são os casos onde a configuração do sistema é limitada pelo espaço, ou por questões estéticas e arquitetônicas, tornando-se necessária instalação dos módulos FVs em orientações e inclinações não ideais. Outra situação é na ampliação ou substituição de módulos FVs em sistemas pré-existentes, onde os módulos instalados não são mais fabricados.

Além disso, os otimizadores podem ser uma boa opção para locais em que é necessário mais segurança, maior facilidade na manutenção e monitoramento a nível de módulo FV. Sua limitação está no seu custo de implantação, quando comparados a sistemas com arquitetura convencional. Existe uma tendência de redução nos custos dos dispositivos de eletrônica de potência, o que deve contribuir para popularizar o uso dos otimizadores c.c.-c.c. num futuro próximo e tornar a sua utilização cada vez mais viável economicamente.

A decisão final quanto á utilização dos otimizadores em um projeto, em relação à outras tecnologias e arquiteturas, deve sempre ser precedida de uma análise técnico-econômica, embasadas por simulações feiras através de ferramentas computacionais, como a realizada neste estudo

SUGESTÕES DE CONTINUIDADE PARA TRABALHO

Implementação de um sistema experimental real para a avaliação dos ganhos de geração e cruzamento de dados com sistemas simulados;

Realizar um estudo do desempenho dos otimizadores em sistemas FV utilizando módulos bifaciais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012.** [S.l.], 2012. 21 p. Disponível:

(http://www.lex.com.br/legis_23200039_RESOLUCAO_NORMATIVA_N_482_DE_17_DE_ABRIL_DE_2012.aspx). Acesso em: 07/02/2018 em:

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6023: NBR10899 Energia solar fotovoltaica — Terminologia.** Rio de Janeiro, 2020.

BENEDITO, R. S. **Caracterização da geração distribuída por meio de Sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório/** Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo. 2017 – São Paulo.

CANALSOLAR. **MLPE e otimizadores de potência para módulos fotovoltaicos.** Disponível em: <<https://novo.canalsolar.com.br/mlpe-otimizadores-de-potencia/>>. Acesso em: 03 de janeiro, 2021.

CATELANI, Marcantonio & CIANI, Lorenzo & GRADITI, G. & ADINOLFI, Giovanna. (2015). **Measurement and Comparison of Reliability Performance of Photovoltaic Power Optimizers for Energy Production.** *Metrology and Measurement Systems*. 22. 10.1515/mms-2015-0012.

CEPEL/CRESESB: “**Energia Solar - Princípios e Aplicações**” 2006.

DELINE, C., Marion, B, Granata, J., and Gonzalez, S. 2010. **A Performance and Economic Analysis of Distributed Power Electronics in Photovoltaic Systems.** www.nrel.gov/docs/fy11osti/50003.pdf.

EKICI, Sami & Kopru, Mehmet. (2017). **Investigation of PV System Cable Losses.** *International Journal of Renewable Energy Research-IJRER*. 7. 807-815.

ESRAM, Trishan & Chapman, P.L.. (2007). **Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques.** *Energy Conversion, IEEE Transactions on*. 22. 439 - 449. 10.1109/TEC.2006.874230.

ERICKSON, R., Brandemuehl, M., & MacAlpine, S. (2011). **Potential for Recoverable Power: Simulated Use of Distributed Power Converters at Various Levels in Partially Shaded Photovoltaic Arrays.** <https://doi.org/10.4229/26THEUPVSEC2011-4AV.3.15>.

EZEANYA, E. K., Massiha, G. H., Simon, W. E., Raush, J. R., & Chambers, T. L. (2018). **System advisor model (SAM) simulation modelling of a concentrating solar thermal power plant with comparison to actual performance data.** *Cogent Engineering*, 5(1), 1524051. <https://doi.org/10.1080/23311916.2018.1524051>.

FOLSON, Labs (2019) **Performance Modeling Overview** – Disponível em: <<https://www.folsomlabs.com/modeling>>.

GREENER (2020) **Estudo Estratégico Geração Distribuída - Mercado Fotovoltaico.** <https://greener.greener.com.br/estudo-gd-1-sem-2020>.

GUITTET, Darice L. and J. Freeman. “**Validation of Photovoltaic Modeling Tool HelioScope Against Measured Data.**” (2018).

IEA (2019), *World Energy Outlook 2019*, IEA, Paris. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>>.

IRENA (2019) **Future of solar photovoltaic - Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects**, IRENA, Abu Dhabi

JARDAN, R.K. & Stumpf, Peter & Varga, Z. & Veres, A. & Zsomboki, R. & Nemeth, Z. & Korondi, Péter & Nagy, I. (2013). DEVELOPMENT OF E-LEARNING MODULES FOR TEACHING ENERGY FOR SUSTAINABLE WORLD.

KOST, C. et al., "**Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies**," Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, March 2018. [Online]. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf>. Acesso em: 06 dezembro 2020.

LUCAS, de Souza Silva, João & Moreira, Hugo & Mesquita, Daniel & Reis, Marcos & Villalva, Marcelo. (2019). **Study of Power Optimizers for grid-connected photovoltaic systems**. *IEEE Latin America Transactions*. 17. 127-134. 10.1109/TLA.2019.8826704.

LUO, F., & YE, H. (2017). *Renewable Energy Systems: Advanced Conversion Technologies and Applications*. CRC Press.

LUQUE, A., & Hegedus, S. (2011). **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. Wiley.pag 26, 27.

MACALPINE, Sara & Deline, Chris & Dobos, Aron. (2017). **Measured and estimated performance of a fleet of shaded photovoltaic systems with string and module-level inverters: A fleet of shaded photovoltaic systems with string and module-level inverters**. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 25. 10.1002/pip.2884.

MACALPINE, S. M.; Erickson , R. W. and Brandemuehl ,M. J., **Characterization of Power Optimizer Potential to Increase Energy Capture in Photovoltaic Systems Operating Under Nonuniform Conditions**, in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, no. 6, pp. 2936-2945, June 2013, doi: 10.1109/TPEL.2012.2226476.

MARSHAL, T.; DEEPA, K. **Hybrid renewable energy system: Optimum design, control and maximum utilization with SIBB converter using DSP controller**. 2014 POWER and ENERGY SYSTEMS: TOWARDS SUSTAINABLE ENERGY, p. 1 – 4, 2014.

MARTINS, F.R. & Pereira, E.B. & Silva, S.A.B. & Abreu, S.L. & Colle, Sergio, 2008. "**Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment**," *Energy Policy*, Elsevier, vol. 36(8), pages 2843-2854, August.

MERTENS, K. and G. Roth. **Photovoltaics - Fundamentals, Technology, and Practice, 2nd Edition, John Wiley & Sons Ltd, 2018"**

MAGHAMI, Mohammad Reza; Hizam, Hashim; Gomes, Chandima; Radzi ,Mohd Amran; Rezadad ,Mohammad Ismael; Hajjighorbani, Shahrooz, **Power loss due to soiling on solar panel: A review**, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 59, 2016, Pages 1307-1316, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.044>.

MOREIRA, H. S., **Estudo de técnicas de rastreamento de máxima potência tolerantes a sombras para sistemas fotovoltaicos** / Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

MULJADI, E., Singh, M., and Gevorgian, V. **User Guide for PV Dynamic Model Simulation Written on PSCAD Platform**. United States: N. p., 2014. Web. doi: 10.2172/1164870.

MUNIZ, Lucas Ricardo Almeida. **“Implementações de algoritmos de controle e busca de máxima potência aplicados a conversão de energia fotovoltaica.”** (2017). Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais – Escola de Engenharia. 2017

NISSILA, E. **Levelized cost of HCPV-generated electricity in Chile and Turkey**. AIP Conf. Proc. 2015, 1679. <https://dx.doi.org/10.1063/1.4931547>.

NREL (2020) Best Research-Cell Efficiency Chart – Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/best-research-cell-efficiencies.20200104.pdf>>.

OLIVEIRA, L. G. M. **Avaliação de fatores que influenciam na estimativa da geração e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Minas Gerais – Escola de Engenharia. 2017.

PANWAR, N.L. & Kaushik, S.C. & Kothari, S., 2011. **Role of renewable energy sources in environmental protection: A review**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, vol. 15(3), pages 1513-1524, April

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <<http://doi.org/10.34024/978851700089>>.

PINHO, João T.; GALDINO, Marco A. - **“Manual de Engenharia de Sistemas Fotovoltaicos”**, Grupo de Trabalho de Energia Solar Fotovoltaica (CRESESB/CEPEL) 2014.

REIS, Rui Bran Januário & TIBA, Chigueru - **Atlas Solarimétrico de Minas Gerais**. Belo Horizonte, 2016. Editora Futura Express . 236 f. : il.

SHORT, Walter; RUEGG, Rosalie. 01 Sep 2016, **Economics Methods from: Energy Management and Conservation Handbook** CRC Press <https://www.routledgehandbooks.com/doi/10.1201/9781315374178-4>.

SILVA, João Lucas de Souza & MOREIRA, Hugo & MESQUITA, Daniel & REIS, Marcos & VILLALVA, Marcelo. (2019). **Study of Power Optimizers for grid-connected photovoltaic systems**. *IEEE Latin America Transactions*. 17. 127-134. 10.1109/TLA.2019.8826704.

THE WORLD BANK (2019), Source: Global Solar Atlas, 2.0, Solar resource data Solargis.

VIEIRA, R.G.; de Araújo, F.M.U.; Dhimish, M.; Guerra, M.I.S. A Comprehensive Review on Bypass Diode Application on Photovoltaic Modules. *Energies* **2020**, *13*, 2472. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en13102472>>.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações** – 2 ed. rev. e atual – São Paulo. Érica, 2015.

ANEXOS

ANEXO A – COMPARATIVO HELIOSCOPE VS. PVSYST

Introduction

HelioScope and PVsyst use nearly all of the same equations when calculating the energy yield of a PV array. This equivalence has been verified by a thirdparty engineering firm, DNV GL (formerly BEW Engineering), confirming that the two models are within 1%

(<https://s3.amazonaws.com/helpscout.net/docs/assets/5889260f2c7d3a7846304e89/attachments/5893a6962c7d3a7846308ee2/bew-modeevaluation.pdf>) at each step of the calculation. The primary difference between the two is that HelioScope calculates the system behavior at the module level, whereas PVsyst calculates behavior at the array-level.

This document is designed to help designers align the two models, and troubleshoot situations where they do not match up.

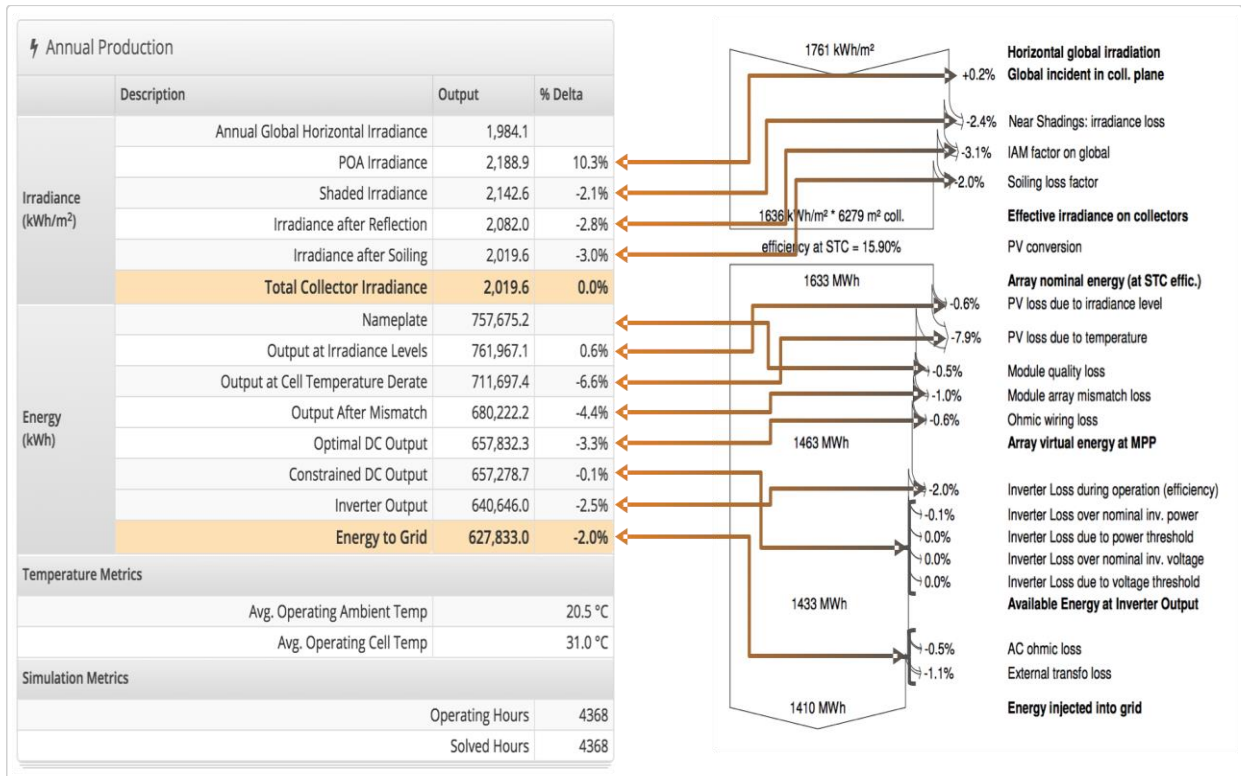
Aligning the Assumptions

The first step to aligning HelioScope and PVsyst is to make sure that the assumptions are similar. Most of the modeling assumptions are embedded in the Condition Sets. The key assumptions to verify are:

1. Ensure that the system design assumptions (tilt, azimuth, row spacing, near shadings) are identical.
2. Ensure that the weather files are the same. Different weather sources, even for similar locations, can have differences of up to 5-10% in total available sunlight.
3. Ensure that the module PAN files are identical. PAN files can be uploaded to HelioScope here:<https://helioscope.folsomlabs.com/library/modules/upload>(<https://helioscope.folsomlabs.com/library/modules/upload>).
4. Make sure that the Temperature model in HelioScope is set to “Diffusion Model” – note this is different from the default, which is the Sandia model. Then click “Edit model Coefficients” to verify that the temperature coefficients are identical to PVsyst.
5. Verify that the other Condition Set assumptions (transposition model, soiling assumptions, AC losses) are consistent across both models

Aligning the Loss Tables

The loss tables of HelioScope and PVsyst can be lined up for comparison:



Note that “IAM” (incident angle modifier) losses in PVsyst correspond to “Reflection” losses in HelioScope.

Differences between the models

PVsyst and HelioScope are not identical; there are a few small differences between the models:

1. HelioScope calculates mismatch based on the individual behavior of each module and the circuit effects. PVsyst applies a loss for mismatch based on user-defined derates.
2. HelioScope calculates wiring losses based on the resistance and current of each conductor every hour. PVsyst applies a loss factor for wiring based on user-defined derates.
3. HelioScope does not specifically adjust for light-induced degradation (LID). Instead, the soiling losses can be adjusted to account for the losses or gains from LID.
4. HelioScope does not incorporate module-level adjustments to the IAM/reflection coefficients. Instead, the coefficient $b_{0\sim}$ has a value of 0.05 across all modules.

Troubleshooting

The models outputs are not guaranteed to always be aligned, so there are troubleshooting steps that can be taken to align the outputs:

Output at Irradiance Levels	<ul style="list-style-type: none"> PAN files for the modules are not identical
Output at Cell Temperature Derate	<ul style="list-style-type: none"> Different temperature model used (set HelioScope Temperature Model to "Diffusion"). Racking type not properly configured
Output after Mismatch	<ul style="list-style-type: none"> Calculated values in HelioScope do not match PVsyst assumptions If high in HelioScope, inspect for high shading losses
Optimal DC Output	<ul style="list-style-type: none"> Wiring loss assumptions in PVsyst do not match wire calculations in HelioScope
Constrained DC output	<ul style="list-style-type: none"> String voltage or array power not identical
Inverter Output	<ul style="list-style-type: none"> Inverter choice (and efficiency) not identical
Energy to Grid	<ul style="list-style-type: none"> AC system design and/or AC loss factors not in line. Note: if the AC system is not specified in HelioScope, the AC losses will be calculated based on the "AC Loss" derate in the Condition Set.

If the following parameters are showing differences...	...the problem is likely:
Global Horizontal Irradiance	<ul style="list-style-type: none"> Weather files are not identical
POA irradiance	<ul style="list-style-type: none"> Module orientation is not identical Transposition models are not identical
Shaded Irradiance	<ul style="list-style-type: none"> Unexpected row-to-row module shading in HelioScope Horizon files or shade profiles not identical
Irradiance after Reflection	<ul style="list-style-type: none"> IAM coefficients in PVsyst do not match HelioScope
Irradiance after Soiling	<ul style="list-style-type: none"> Soiling assumptions not aligned
Nameplate	<ul style="list-style-type: none"> Module nameplate adjustments in HelioScope not aligned with PVsyst

Other Resources

Full comparison report from DNV GL confirming the 1% equivalence between HelioScope and PVsyst:

<http://www.folsomlabs.com/content/resources/bew-model-evaluation.pdf>

(<http://www.folsomlabs.com/content/resources/bew-model-evaluation.pdf>) Detailed mathematical documentation for HelioScope:

<https://www.helioscope.com/documentation/mathematical-formulation>

(<https://www.helioscope.com/documentation/mathematical-formulation>)

Last updated on August 6, 2020

RELATED ARTICLES

- [Production Report Summary \(/article/123-production-report-summary\)](/article/123-production-report-summary)
- [Bankability Documents \(/article/95-bankability-documents\)](/article/95-bankability-documents)
- [Typical Loss Factors \(/article/47-typical-loss-factors\)](/article/47-typical-loss-factors)
- [HelioScope Versus PV Watts \(/article/53-helioscope-versus-pv-watts\)](/article/53-helioscope-versus-pv-watts)
- [Troubleshoot Clipping Losses \(/article/121-troubleshoot-clipping-losses\)](/article/121-troubleshoot-clipping-losses)
- [Troubleshooting Low Yield \(/article/60-troubleshooting-low-yield\)](/article/60-troubleshooting-low-yield)

© Folsom Labs (<https://www.helioscope.com/>) 2020. Powered by Help Scout (https://www.helpscout.com/knowledge-base/?utm_source=docs&utm_medium=footerlink&utm_campaign=Docs+Branding)

ANEXO B – FOLHAS DE DADOS DOS MÓDULOS FV



MAXPOWER CS6U-325 | 330 | 335P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 17 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES

-  Excellent module efficiency of up to: 17.23 %
-  High PTC rating of up to: 92.18 %
-  IP68 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa*



-  25 linear power output warranty
-  10 product warranty on materials and workmanship

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 / CEC AU / KEMCO / SII
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / PSEC (US Florida)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / IEC 60068-2-68: SGS

Take-e-way



* We can provide this product with special BOM specifically certified with salt mist, ammonia and sand blowing tests. Please talk to our local technical sales representatives to get your customized solutions.

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 30 GW deployed around the world since 2001.

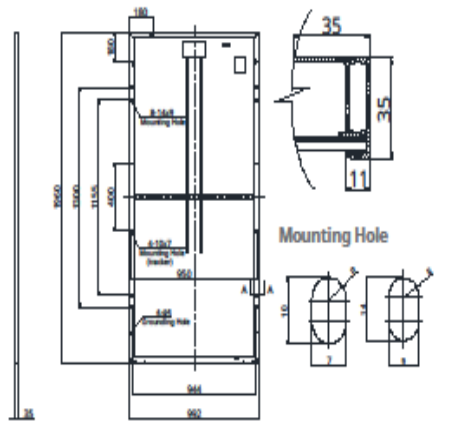
*For detail information, please refer to Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.

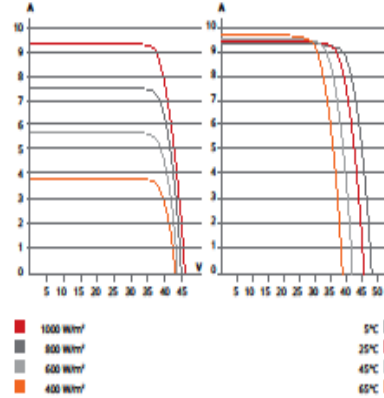
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

Rear View



CS6U-330P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	325P	330P	335P
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.0 V	37.2 V	37.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.78 A	8.88 A	8.96 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.5 V	45.6 V	45.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.34 A	9.45 A	9.54 A
Module Efficiency	16.72%	16.97%	17.23%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC/UL) or 1500 V (IEC/UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ +5 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*

CS6U	325P	330P	335P
Nominal Max. Power (Pmax)	239 W	243 W	247 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.0 V	34.2 V	34.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.03 A	7.10 A	7.17 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.4 V	42.5 V	42.6 V
Short Circuit Current (Isc)	7.54 A	7.63 A	7.70 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.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % for irradiances between 200 W/m² and 1000 W/m² (AM 1.5, 25°C).

* 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.

CANADIAN SOLAR INC.

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 × 12)
Dimensions	1960 × 992 × 35 mm (77.2 × 39.1 × 1.38 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	720 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.40 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43 ± 3 °C

PARTNER SECTION



ANEXO C – FOLHAS DE DADOS DOS INVERSORES

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS SYMO





/ 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
Certificate 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. 1073-01 (September 2001), UL1699B Issue 2 -2013, CSA TIL M-07 Issue 1 -2013
Certificate and compliance with standards (Symo 15.0 208 V)	UL 1741-2015, UL1998 (for functions: AFCI, RCMU and Isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2005, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC 2014 Article 690, C22.2 No. 1073-01 (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 Solarweb, SunSpec Modbus TCP, ISON / SunSpec Modbus RTU
6 inputs and 4 digital I/Os	Optional	Load management, signaling, multipurpose I/O

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		2250 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.

Inversores Trifásicos

para redes 220/127 Vca,
380/220 Vca para o Brasil

SE17K, SE20.1K, SE27.6K

INVERSORES



Projetados especificamente para trabalhar com otimizadores de potência

- ▄ Eficiência superior (98%)
- ▄ Comissionamento rápido e fácil do inversor diretamente de um smartphone usando o SolarEdge SetApp
- ▄ Pequeno, o mais leve da sua categoria e de fácil instalação
- ▄ Monitoramento a nível de módulo embutido
- ▄ Conexão para internet: via cabo ou Wi-Fi
- ▄ IP65 – instalação interna e externa
- ▄ Inversor com tensão fixa para strings mais longas
- ▄ Gerenciamento de Smart-Energy
- ▄ Caixa de Conexão CC integrada (opcional) – sem necessidade de seccionadora CC externa
- ▄ Recurso de segurança avançada - proteção de arco elétrico integrada
- ▄ DPS CC e Fusíveis CC (opcionais)

solaredge.com

solaredge

Inversores Trifásicos

para redes 220/127 Vca, 380/220 Vca para o Brasil
SE17K, SE20.1K, SE27.6K

	SE17K	SE20.1K	SE27.6K	
APLICÁVEL A INVERSORES COM PART NUMBER	SEXXX-XXXXBXX4			
SAÍDA CA				
Potência Nominal	9900 @ 220/127 17000 @ 380/220	11600 @ 220/127 20100 @ 380/220	15200 @ 220/127 26400 @ 380/220	W
Potência Máxima	9900 @ 220/127 17000 @ 380/220	11600 @ 220/127 20100 @ 380/220	15200 @ 220/127 26400 @ 380/220	VA
Tensão Nominal (FF/FN)	380 / 220 ; 220 / 127			Vac
Faixa de Tensão (FF/FN)	323 - 437 / 187 - 253 ; 187 - 253 / 108 - 146			Vac
Frequência Nominal	60 ± 5			Hz
Máxima Corrente Injetada (por fase)	26	30,45	40	A
Redes Trifásicas Compatíveis	3 Fases + Neutro + PE (conexão em estrela - 'Y')			
Monitoramento de Rede, Proteção anti-Ilhamento, Fator de Potência Configurável, Limites Configuráveis por País	Sim			
ENTRADA CC				
Máxima Potência-Pico (STC)	13365 @ 220 / 127 22950 @ 380 / 220	17400 @ 220 / 127 30150 @ 380 / 220	20520 @ 220 / 127 35640 @ 380 / 220	W
Transformador Não aterrado	Sim			
Máxima Tensão de Entrada	600 @ 220/127 900 @ 380/220			Vdc
Tensão Nominal de Entrada	400 @ 220/127 750 @ 380/220			Vdc
Máxima Corrente de Entrada	23	30,45	40	Adc
Proteção contra Inversão Polaridade	Sim			
Deteção de Falha de Isolamento à Terra	700kΩ Sensibilidade	350kΩ Sensibilidade ⁹⁾		
Máxima Eficiência do Inversor	98	98,1		%
Eficiência Máxima Europeia	97,7	98		%
Consumo de Energia Noturno	< 2,5	< 4		W
CARACTERÍSTICAS ADICIONAIS				
Interfaces de Comunicação Suportadas ⁸⁾	RS485, Ethernet, Wi-Fi (requer antena ⁹⁾), ZigBee (opcional), Celular (opcional)			
Comissionamento do Inversor	Com o aplicativo de celular SetApp, usando o ponto de acesso ao Wi-Fi integrado para conexão local			
Gerenciamento Inteligente de Energia	Limitação de potência injetada na rede			
Proteção de Arco Elétrico	Integrada, Configurável pelo Usuário (de acordo com a UL16998)			
UNIDADE SAFETY DC (OPCIONAL)				
Seccionadora CC - 2 Polos	1000V / 40A			
DPS CC	Tipo II, field replaceable			
Fusíveis CC: Bipolar	Opcional, 20A			
Conformidade à Norma	UTE-C15-712-1			
CONFORMIDADE ÀS NORMAS				
Segurança	IEC-62103 (EN50178), IEC-62109, AS3100			
Padrões de Conexão à Rede ¹⁰⁾	VDE-AR-N-4105, G59/3, AS-4777, EN 50438, CEI-021, VDE 0126-1-1, CEI-016 ¹¹⁾ , BDEW			
Emissões	IEC61000-6-2, IEC61000-6-3, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12			
RoHS	Sim			
ESPECIFICAÇÕES PARA INSTALAÇÃO				
Diâmetro do Prensa-Cabo da Saída CA/Seção do Cabo	15-21mm / fio sólido 2.5-16 mm ² , Cabo Flexível 2.5-10 mm ²	18-25mm / Fio Sólido 2.5-16 mm ² , Cabo Flexível 2.5-10 mm ²		
Entrada CC	MC-4: 2 pares	MC-4: 3 pares		
Entrada CC com Unidade Safety DC	N/A	Diâmetro do prensa cabo 5 - 10		mm
	N/A	Seção transversal do cabo 0,5 - 13,5		mm ²
Dimensões (AxLxP)	540 x 315 x 260			mm
Dimensão com Unidade Safety DC (AxLxP)	N/A	775 x 315 x 260		mm
Peso	30,7	45		kg
Peso com Unidade Safety DC	N/A	48		kg
Faixa de temperatura da Operação	-40 a +60 ¹²⁾			°C
Resfriamento	N/A	Ventoinha (substituível pelo usuário)		
Ruído	< 50	< 55		dBA
Grau de Proteção	IP65 - Interno e Externo			
Montagem	Suporte Fornecido			

⁸⁾ Em locais cujas normas permitem

⁹⁾ Consulte datasheets -> categoria Comunicações na página Downloads para especificações de opções de comunicação opcionais <http://www.solaredge.com/groups/support/downloads>

¹⁰⁾ A conectividade Wi-Fi requer uma antena externa. Para mais informações, consulte: <http://www.solaredge.com/files/default/files/wi-wifi-zigbee-antenna-datasheet.pdf>

¹¹⁾ Para todos os padrões, consulte a categoria Certificações na página Downloads: <http://www.solaredge.com/groups/support/downloads>

¹²⁾ Para informações sobre 'de-rating' de potência, acesse: <http://www.solaredge.com/files/default/files/temperature-rating-note.pdf>

© SolarEdge Technologies Ltd. All rights reserved. SOLAREEDGE, the SolarEdge logo, OPTIMIZED BY SOLAREEDGE are trademarks or registered trademarks of SolarEdge Technologies, Inc. All other trademarks mentioned herein are trademarks of their respective owners. Date: 11/2016/01/PRT BRA. Subject to change without notice.

CE RoHS

Tigo[®] Flex MLPE



TS4-A-O

PV Module Advanced Add-On/Retrofit

The TS4-A-O (Optimization) is the advanced add-on/retrofit optimization solution that brings smart module functionality to standard PV modules for higher reliability. Improve energy efficiency by upgrading underperforming PV systems or adding smart features to new installations.

The TS4-A-O with UHD-Core technology and expanded specifications supports PV modules up to 500W.

Included Features



Optimization

Module-level **optimization** for increased energy yield and greater design flexibility



Safety

Enhanced **safety** for NEC 690.12 rapid shutdown compliance



Monitoring

Module-level **monitoring** for energy production tracking and system management

Easy Installation

Snap to standard module frame or remove brackets for rack mounting

Smart Commissioning

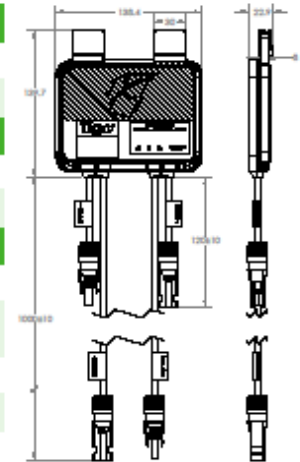
Configure and commission with your Android or iOS mobile device



TS4-A-O SPECIFICATIONS

Environmental	
Operating Temperature Range	-40°C to +85°C (-40°F to +158°F)
Outdoor Rating	IP68, NEMA 3R
Mechanical	
Dimensions	138.4mm x 139.7mm x 22.9mm
Weight	490g
Electrical	
Voltage Range	16 - 90V
Maximum Continuous Input Current (I _{MAX})	12A
Maximum Power	500W
Output Cable Length	1m (standard)
Connectors	MC4 compatible (standard)
Communication Type	Wireless
Rapid Shutdown UL Listed (NEC 2014 & 2017 690.12)	Yes

Cloud Connect Advanced (CCA) and TAP (Gateway) required for rapid shutdown with TS4-A-O.



ORDERING INFORMATION

Standard	
451-00257-00	1000V UL / TÜV, 1m cable, MC4 compatible
Options	
451-00252-12	1000V UL / TÜV, 1m cable, MC4
451-00257-12	1000V UL / TÜV, 1.2m cable, MC4 compatible
451-00252-32	1000V UL / TÜV, 1.2m cable, MC4
451-00261-12	1500V UL / TÜV, 1m cable, EVO2
451-00261-32	1500V UL / TÜV, 1.2m cable, EVO2

For sales info:
sales@tigoenergy.com or 1.408.402.0802

For product info:
 Visit tigoenergy.com/products

For technical info:
 Visit support.tigoenergy.com

For additional info and product selection assistance, use Tigo's online design tool at tigoenergy.com/design



Tigo

PV 2.0

Tigo Energy, Inc. 420 Blossom Hill Rd, Los Gatos, California 95032 USA | www.tigoenergy.com
 P: +1.408.402.0802 F: +1.408.358.6279 | sales@tigoenergy.com

Power Optimizer

P605* / P650 / P701 / P730 / P800p / P801 / P850 / P950 / P1100



POWEROPTIMIZER

PV power optimization at the module level

The most cost-effective solution for commercial and large field installations

- Specifically designed to work with SolarEdge inverters
- Up to 25% more energy
- Superior efficiency (99.5%)
- Balance of System cost reduction; 50% less cables, fuses and combiner boxes, over 2x longer string lengths possible
- Fast installation with a single bolt
- Advanced maintenance with module-level monitoring
- Module-level voltage shutdown for installer and firefighter safety
- Use with up to two PV modules connected in series or in parallel

solaredge.com

solaredge

/ Power Optimizer

P605* / P650 / P701 / P730

Power Optimizer Model (Typical Module Compatibility)	P605* (for 1 x high power PV module)	P650 (for up to 2 x 60- cell PV modules)	P701 (for up to 2 x 60/120-cell PV modules)	P730 (for up to 2 x 72-cell PV modules)	
INPUT					
Rated Input DC Power ⁽¹⁾	605	650	700	730	W
Connection Method	Single input for series connected modules				
Absolute Maximum Input Voltage (V _{oc} at lowest temperature)	65	96		125	V _{dc}
MPPT Operating Range	12.5 - 65	12.5 - 80		12.5 - 105	V _{dc}
Maximum Short Circuit Current per Input (I _{sc})	14	11	11.75	11	A _{dc}
Maximum Efficiency	99.5				
Weighted Efficiency	98.6				
Overvoltage Category	II				
OUTPUT DURING OPERATION (POWER OPTIMIZER CONNECTED TO OPERATING SOLAREEDGE INVERTER)					
Maximum Output Current	15				
Maximum Output Voltage	80				
OUTPUT DURING STANDBY (POWER OPTIMIZER DISCONNECTED FROM SOLAREEDGE INVERTER OR SOLAREEDGE INVERTER OFF)					
Safety Output Voltage per Power Optimizer	1 ± 0.1				
STANDARD COMPLIANCE					
EMC	FCC Part 15 Class B, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3				
Safety	IEC62109-1 (class II safety)				
RoHS	Yes				
Fire Safety	VDE-AR-E 2100-712:2013-05				
INSTALLATION SPECIFICATIONS					
Compatible SolarEdge Inverters	Three phase Inverters SE16K & larger	Three phase Inverters SE15K & larger	Three phase Inverters SE16K & larger		
Maximum Allowed System Voltage	1000				
Dimensions (W x L x H)	129 x 153 x 52 / 5.1 x 6 x 2	129 x 153 x 42.5 / 5.1 x 6 x 1.7		129 x 153 x 49.5 / 5.1 x 6 x 1.9	mm / in
Weight	1064 / 2.3	834 / 1.8		933 / 2.1	g / lb
Input Connector	MC4 ⁽²⁾				
Input Wire Length	0.16 / 0.52			0.16 / 0.52, 0.9 / 2.95 ⁽³⁾	
Output Connector	MC4				
Output Wire Length	Portrait Orientation: 1.4 / 4.5	Portrait Orientation: 1.2 / 3.9	-		
	-	Landscape Orientation: 1.8 / 5.9	Landscape Orientation: 2.2 / 7.2		m / ft
Operating Temperature Range ⁽⁴⁾	-40 to +85 / -40 to +185				
Protection Rating	IP68 / NEMA6P				
Relative Humidity	0 - 100				

* P605 is not currently available in Europe

(1) Rated power of the module at STC will not exceed the power optimizer "Rated Input DC Power". Modules with up to +5% power tolerance are allowed

(2) For other connector types please contact SolarEdge

(3) Longer inputs wire length are available for use with split junction box modules. (For 0.9m/2.95ft order P730-xxLxx)

(4) For ambient temperature above +70°C / +158°F power de-rating is applied. Refer to Power Optimizers Temperature De-Rating Technical Note for more details

Power Optimizer

P800p / P801 / P850 / P950 / P1100

Power Optimizer Model (Typical Module Compatibility)	P800p (for up to 2 x 96-cell 5* PV modules)	P801 (for up to 2 x 72/144-cell PV modules)	P850 (for up to 2 x high power or bi- facial modules)	P950 (for up to 2 x high power or bi-facial modules)	P1100 (for up to 2 x high power or bi- facial modules)	
INPUT						
Rated Input DC Power ⁽¹⁾	800	800	850	950	1100	W
Connection Method	Dual input for independently connected ⁽²⁾		Single input for series connected modules			
Absolute Maximum Input Voltage (Voc at lowest temperature)	83	125				Vdc
MPP Operating Range	12.5 - 83		12.5 - 105			Vdc
Maximum Short-Circuit Current per Input (Isc)	7	11.75	12.5		14	Adc
Maximum Efficiency	99.5					%
Weighted Efficiency	98.6					%
Overvoltage Category	II					
OUTPUT DURING OPERATION (POWER OPTIMIZER CONNECTED TO OPERATING SOLAREEDGE INVERTER)						
Maximum Output Current	18	15	18			Adc
Maximum Output Voltage	80					Vdc
OUTPUT DURING STANDBY (POWER OPTIMIZER DISCONNECTED FROM SOLAREEDGE INVERTER OR SOLAREEDGE INVERTER OFF)						
Safety Output Voltage per Power Optimizer	1 ± 0.1					Vdc
STANDARD COMPLIANCE						
EMC	FCC Part 15 Class B, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3					
Safety	IEC62109-1 (class II safety)					
RoHS	Yes					
Fire Safety	VDE-AR-E 2100-712:2013-05					
INSTALLATION SPECIFICATIONS						
Compatible SolarEdge Inverters	Three phase Inverters SE16K & larger				Three phase Inverters SE25K & larger	
Maximum Allowed System Voltage	1000					Vdc
Dimensions (W x L x H)	129 x 168 x 59 / 5.1 x 6.61 x 2.32	129 x 153 x 49.5 / 5.1 x 6 x 1.9	129 x 162 x 59 / 5.1 x 6.4 x 2.32			mm / in
Weight	1064 / 2.3	933 / 2.1	1064 / 2.3			gr / lb
Input Connector	MC4 ⁽³⁾					
Input Wire Length	0.16 / 0.52	0.16 / 0.52, 0.9 / 2.95	0.16 / 0.52, 0.9 / 2.95, 1.3 / 4.26, 1.6 / 5.24 ⁽⁴⁾	0.16 / 0.52, 1.3 / 4.26, 1.6 / 5.24 ⁽⁴⁾	0.16 / 0.52, 1.3 / 4.26 ⁽⁴⁾	m / ft
Output Connector	MC4					
Output Wire Length	Portrait Orientation: 1.2 / 3.9					2.4 / 7.8
	Landscape Orientation: 1.8 / 5.9	Landscape Orientation: 2.2 / 7.2				
Operating Temperature Range ⁽⁵⁾	-40 to +85 / -40 to +185					°C / °F
Protection Rating	IP68 / NEMA6P					
Relative Humidity	0 - 100					%

(1) Rated power of the module at STC will not exceed the power optimizer "Rated Input DC Power". Modules with up to +5% power tolerance are allowed.

(2) For other connector types please contact SolarEdge.

(3) Longer inputs wire length are available for use with split junction box modules. For 0.9m/ 2.95ft order P801/P850-ssl-cox. For 1.3m/ 2.95ft order P850/P950/P1100-ssl-cox. For 1.6m/ 5.24ft order P850/P950-ssl-cox.

(4) For ambient temperature above +70°C / +158°F power de-rating is applied. Refer to Power Optimizers Temperature De-Rating Technical Note for more details.

PV System Design Using a SolarEdge Inverter ⁽⁶⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾	Three Phase SE15K and larger	Three Phase SE16K and larger								Three Phase for 277/480V grid							
		P650	P605	P650	P701	P730	P801	P800p/ P850	P950	P1100	P605	P650	P701	P730	P801	P800p/ P850	P950
Compatible Power Optimizers	P650	P605	P650	P701	P730	P801	P800p/ P850	P950	P1100	P605	P650	P701	P730	P801	P800p/ P850	P950	P1100
Minimum String Length	Power Optimizers	14															
	PV Modules	27	14	27						14	27						
Maximum String Length	Power Optimizers	30															
	PV Modules	60	30	60						30	60						
Maximum Nominal Power per String	11250 ⁽⁹⁾				13500 ⁽⁹⁾				12750 ⁽⁹⁾				15300 ⁽⁹⁾				W
Parallel Strings of Different Lengths or Orientations	Yes																

(5) P650/P701/P730/P801 can be mixed in one string, and P850/P800p/P950/P1100 can also be mixed in one string. It is not allowed to mix P650/P701/P730/P801 with P850/P800p/P950/P1100, nor is it allowed to mix P650/P1100 with P701-P505 in one string. P605 cannot be mixed with any other power optimizer in the same string.

(6) In a case of odd number of PV modules in one string it is allowed to install one P650/P701/P730/P850/P800p/P801/P950/P1100 power optimizer connected to one PV module. When connecting a single module to the P800p use the unused input connectors with the supplied pair of wires.

(7) Power optimizers intended for use with two PV modules each (2:1 connection), can be used with a single PV module (1:1 connection), as long as the entire string uses 1:1 connections.

(8) For SE15k and above, the minimum DC power should be 110W.

(9) For the 250/400V grid: With P605/P650/P701/P730/P801 up to 15,500W per string may be installed, with P850/P800p up to 15,750W and with P950/P1100 up to 18,500W per string may be installed when the maximum power difference between each string is 2,000W. For P950/P1100, minimum two string are required for SE16K-SE27.4K inverters, and for SE30K and above minimum three string are required.

(10) For the 277/480V grid: With P605/P650/P701/P730/P801 up to 15,000W per string may be installed, with P850/P800p up to 17,500W and with P950/P1100 up to 20,500W per string may be installed when the maximum power difference between each string is 2,000W. For P950/P1100, minimum three string are required for SE33.3K and SE40K inverters.