

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Marcelo Ramos Hoffmann

**IMPACTOS DO DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR NO CUSTO NIVELADO DE
ENERGIA E NA ATRATIVIDADE FINANCEIRA DE UMA USINA FOTOVOLTAICA**

Florianópolis

2021

Marcelo Ramos Hoffmann

IMPACTOS DO DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR NO CUSTO NIVELADO DE ENERGIA E NA ATRATIVIDADE FINANCEIRA DE UMA USINA FOTOVOLTAICA

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof^ª Helena Flávia Naspolini, Dr^ª Eng^ª
Coorientador: Maurício Vivan Guarnieri, Msc.e Eng.

Florianópolis

2021

Ficha de identificação da obra

Hoffmann, Marcelo Ramos

Impactos do dimensionamento do inversor no custo nivelado de energia e na atratividade financeira de uma usina fotovoltaica / Marcelo Ramos Hoffmann ; orientador, Helena Flávia Napolini, coorientador, Maurício Vivan Guarnieri, 2021.

102 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2021.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Engenharia Elétrica. 3. Energia Solar Fotovoltaica. 4. Fator de Dimensionamento do Inversor. 5. Custo Nivelado da Energia. I. Napolini, Helena Flávia. II. Guarnieri, Maurício Vivan. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Marcelo Ramos Hoffmann

**IMPACTOS DO DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR NO CUSTO NIVELADO DE
ENERGIA E NA ATRATIVIDADE FINANCEIRA DE UMA USINA
FOTOVOLTAICA**

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 29 de setembro de 2021.



Documento assinado digitalmente
Jean Viane Leite
Data: 04/10/2021 16:05:32-0300
CPF: 003.474.909-80
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Maurício Vivan Guarnieri, Msc. Eng.
Coorientador
Araxá Energia Solar S/A

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
Helena Flávia Napolini
Data: 04/10/2021 15:10:19-0300
CPF: 289.588.109-04
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Helena Flávia Napolini, Dr^a. Eng^a
Prof^a. Orientadora
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Renato Lucas Pacheco
Data: 04/10/2021 15:25:27-0300
CPF: 341.751.489-49
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr. Eng.
Universidade Federal de Santa Catarina

Darci Cidade Junior, Eng. Eletricista
Empresa Araxá Energia Solar S/A

Este trabalho é dedicado aos meus colegas de classe e aos meus queridos pais e amigos.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente à minha família, por sempre ter me dado o suporte e apoio necessário para conquistar meus objetivos. Por ter criado uma rede de amor e respeito, que eu tomo como exemplo para todos os momentos de minha vida.

Um agradecimento especial à Renata Bahia, que esteve ao meu lado nos momentos mais críticos e foi responsável pelos últimos e necessários empurrões para finalização do trabalho.

À professora Helena, por ter dado a oportunidade de trabalhar como bolsista do Laboratório de Eficiência e Conformidade de Instalações Elétricas (LECIE), ainda em 2017, que me abriu muitas portas e proporcionou um crescimento pessoal e profissional imenso. Estendo o agradecimento a todos os colegas que participaram das atividades junto ao Laboratório, e que hoje são amigos próximos.

Ao Maurício Guarnieri, por me dar a oportunidade de estágio na empresa Araxá Energia Solar, e ter sido um chefe e mentor ensinando praticamente tudo o que sei sobre usinas FV. Estendo o agradecimento a todos os colegas da Araxá, por estarem sempre que possível à disposição para auxiliar em qualquer demanda.

A todos meus amigos da faculdade, que estiveram comigo me apoiando e incentivando a cada conquista, em especial ao Júlio Boing, por ter apresentado o LECIE e dado apoio durante todo o curso de Graduação em Engenharia Elétrica. A todos os amigos de infância, do colégio e do grupo Fiapo de Arroz, que estiveram comigo, sendo uma rede de suporte e amizade muito importante em todos os momentos.

Aos membros da banca examinadora Renato Lucas Pacheco e Darci Cidade Junior, por terem aceitado participar da avaliação deste trabalho.

O universo não tem obrigação de fazer sentido para você.

(Neil deGrasse Tyson, 2017)

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo desenvolver um método para avaliar o impacto do dimensionamento do inversor na atratividade financeira e no custo nivelado de energia de uma usina fotovoltaica. O método desenvolvido pode auxiliar na tomada de decisão técnica e financeira em etapas conceituais do projeto da usina FV. Foram projetados quatro cenários de usinas FV, com fatores de dimensionamento do inversor variando entre 1,15 e 1,30, optando pela potência CC total da usina como equalizador dos cenários. Foi considerado como parte do projeto a construção de uma subestação coletora e de uma linha de transmissão de 230 kV de 20 km de extensão, responsável pela conexão da usina ao SIN. Os resultados foram divididos em dois cenários, de acordo com o valor da TUST considerado, com e sem incentivo às fontes renováveis. Os resultados mostraram que os menores custos da energia FV gerada foram obtidos com o maior carregamento dos inversores (FDI = 1,30). Os LCOEs obtidos foram, respectivamente, 199,87 R\$/MWh (com incentivo às energias renováveis) e 229,34 R\$/MWh (sem incentivo). A análise da atratividade financeira do retorno do investimento foi complementada com auxílio de indicadores financeiros, tais como, VPL, TIR e *Payback*. Para o Cenário 1 (com incentivo), a usina com FDI de 1,20 apresentou maior atratividade financeira, mesmo sem o menor custo de produção da energia. Sem incentivo (Cenário 2), a usina com FDI de 1,30 mostrou maior atratividade financeira, aliada ao menor custo de produção da energia.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica. Fator de Dimensionamento do Inversor. Custo Nivelado de Energia. Usinas fotovoltaicas.

ABSTRACT

This work aims to assess the impact of the inverter sizing ratio on the economic attractiveness and levelized cost of electricity of a utility scale PV power plant. The method developed could assist at finance and technical decision making at early stages of project development. Four different PV power plants were designed with inverter sizing ratio varying from 1,15 to 1,30, the power plant scenarios were equalized by the total DC power installed at them. It was also considered as part of the project the construction of a electrical substation and a transmission line with 230 kV and 20 km long, responsible of connecting the power plant to the electrical system. The results were divided on two different scenarios according to the amount charged from TUST, with or without the incentive to renewable energy sources. The results showed that the lower cost of Electricity were obtained by the highest inverter sizing ration (ISR = 1,30). The LCOE values were, respectively, 199,87 R\$/MWh (with incentive to renewable energy) and 229,24 R\$/MWh (without incentive). The assessment of the economic attractiveness of the investment was conducted using the VPL, TIR and Payback. For the First scenario (with incentive) the power plant with FDI of 1,20, showed the highest economic attractiveness even without the lower LCOE. Without the incentive (Scenario 2) the power plant with FDI of 1,30 showed both the lowest cost of Electricity and the highest economic attractiveness.

Keywords: Photovoltaic Energy. Inverter Sizing Ratio. Levelized Cost of Electricity. PV Power Plants

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Posições da Terra ao longo de seu período de translação ao redor do Sol.	21
Figura 2 - Diagrama do fluxo de radiação solar e sua interação com a atmosfera terrestre	22
Figura 3 - Componentes da radiação/irradiância solar na superfície terrestre	23
Figura 4 - Mapa irradiação solar média diária (Wh/m ²).....	25
Figura 5 - Resultado dos leilões de energia por localização	26
Figura 6 - Estação solarimétrica padrão EPE (EPE-DEE-RE-065/2013-r7)	27
Figura 7 - Sistema FV	30
Figura 8 - Eficiência das células e módulos fotovoltaicos por tecnologia	31
Figura 9 - Estrutura das células de módulos bifaciais e monofaciais.....	32
Figura 10 - Diagrama interno de inversores com um e dois MPPTs	33
Figura 11 - Diagrama simplificado dos inversores por topologia.....	35
Figura 12 - Funcionamento do inversor: (a) sem sobre carregamento e superaquecimento, (b) apenas com sobre carregamento e (c) com sobre carregamento e superaquecimento	38
Figura 13 - Representação fatores da equação do GCR.....	41
Figura 14 - Blocos unitários de geração	63
Figura 15 - Encaminhamento cabos BTcc e Solares – FDI 1,15	64
Figura 16 - Encaminhamento cabos BTcc e Solares – FDI 1,20	64
Figura 17 - Encaminhamento cabos BTcc e Solares – FDI 1,25	65
Figura 18 - Encaminhamento cabos BTcc e Solares – FDI 1,30	65
Figura 19 - Potências de pico e potência instalada.....	67
Figura 20 - Cenário de usina para FDI 1,20	68
Figura 21 - Energia gerada por inversor.....	70
Figura 22 - Geração total por usina para o primeiro ano de operação	71
Figura 23 - Valores de <i>Yield</i> para cada usina	72
Figura 24 - Performance Ratio para os cenários simulados	73
Figura 25 - Fator de Capacidade para o primeiro ano de operação da usina	73
Figura 26 - LCOE Cenário 1 – TUST com desconto	77
Figura 27 - LCOE Cenário 2 – TUST sem desconto	78
Figura 28 - Evolução VPL: Cenários com desconto na TUST e TMA de 9% aa.....	79
Figura 29 - Evolução VPL Cenários sem desconto na TUST e TMA de 9% aa.....	80

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Configuração geral dos inversores	52
--	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores sugeridos de albedo para diferentes tipos de superfície.....	24
Tabela 2 – Características principais banco de dados mencionados.....	29
Tabela 3 – Perdas por overload para diferentes tecnologias de módulos FV e FDI.	38
Tabela 4 – Ambientes de contratação Livre e Regulado.....	43
Tabela 5 – Calendário leilões de energia para os anos de 2021-2023.....	45
Tabela 6 – Características do módulo fotovoltaico considerado.....	50
Tabela 7 – Características do inversor considerado.....	50
Tabela 8 – Características da estrutura de suporte considerada.....	51
Tabela 9 – Valores de FDI escolhidos.....	52
Tabela 10 – Premissas seguidas para concepção dos cenários de usina.....	53
Tabela 11 – Características gerais linha de transmissão.....	55
Tabela 12 – Valores de TUST.....	57
Tabela 13 – Dados meteorológicos utilizados na simulação.....	57
Tabela 14 – Dados de entrada perdas simulação PVSyst.....	58
Tabela 15 – Dados de entrada fixos no cálculo do LCOE.....	61
Tabela 16 – Características gerais dos blocos de geração.....	66
Tabela 17 – Descrição geral da usina para cenários analisados.....	69
Tabela 18 – Perdas por sobrecarregamento (<i>Overload Loss</i>).....	70
Tabela 19 – Custo relativo de cada componente.....	74
Tabela 20 – Custos totais sem considerar custos do ponto de conexão.....	74
Tabela 21 – Custo total Subestação Coletora por cenário de usina.....	75
Tabela 22 – Custo total e relativo ponto de conexão.....	75
Tabela 23 – Dados de entrada para cálculo da perda da LT.....	76
Tabela 24 – Perdas LT 230 kV e 20 km.....	76
Tabela 25 – Custos anuais para o primeiro ano de operação.....	77
Tabela 26 – Índices econômicos para os cenários com desconto na TUST.....	79
Tabela 27 – Índices econômicos para os cenários sem desconto na TUST.....	80

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

FDI – Fator de Dimensionamento do Inversor
LCOE – *Levelized Cost of Electricity*
UFV – Usina Fotovoltaica
FV – Fotovoltaica
BF – Bifacial (Bifaciais)
MF – Monofacial (Monofaciais)
GD – Geração Distribuída
GC – Geração Centralizada
GCR – *Ground Coverage Ratio*
SEB – Sistema Elétrico Brasileiro
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
ONS – Operador Nacional do Sistema
SIN – Sistema Interligado Nacional
ACR – Ambiente de Contratação Regulado
ACL – Ambiente de Contratação Livre
TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica
CC – Corrente Contínua
CA – Corrente Alternada
RMT – Rede de Média Tensão
SU – Subestação Unitária
SEc – Subestação Coletora
FC – Fator de Capacidade
PR – *Performance Ratio*
BT – Baixa tensão
MT – Média tensão
BIPV – *Building-integrated Photovoltaic Systems*
CIS – Cobre Índio Selênio
CIGS – Cobre Índio Gálio Selênio
PERC – *Passivated Emitter and Rear Cell*

MPPT – *Maximum Power Point Tracking*

kWh/m².dia – Quilowatt hora por metro quadrado por dia

Wh/m² - Watt hora por metro quadrado

W/m² - Watt por metro quadrado

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO E CONTEXTO GERAL DO TRABALHO.....	17
1.1	INTRODUÇÃO.....	17
1.2	JUSTIFICATIVA.....	18
1.3	OBJETIVOS.....	19
1.3.1	Objetivo Geral.....	19
1.3.2	Objetivos Específicos.....	19
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	21
2.1	RECURSO SOLAR.....	21
2.2	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	29
2.3	INVERSORES.....	33
2.4	FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR.....	36
2.5	ESTRUTURAS DE SUPORTE.....	39
2.6	ÍNDICES DE DESEMPENHO.....	41
2.7	MERCADO DE ENERGIA.....	42
2.8	AValiação ECONÔMICA.....	46
3	METODOLOGIA.....	49
3.1	COMPONENTES PRINCIPAIS.....	49
3.2	COMPOSIÇÃO BLOCOS DE GERAÇÃO.....	51
3.3	COMPOSIÇÃO DOS CENÁRIOS DE USINAS.....	53
3.4	COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS.....	54
3.4.1	Materiais e Mão de Obra.....	54
3.4.2	Ponto de Conexão.....	55
3.4.3	Custos Anuais.....	56
3.5	DADOS SOLARIMÉTRICOS E SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL.....	57
3.6	ANÁLISE ECONÔMICA.....	59
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	63
5	CONCLUSÃO.....	83
	REFERÊNCIAS.....	87
	ANEXO A – Datasheet módulo fotovoltaico.....	93
	ANEXO B – Datasheet inversor.....	95
	ANEXO C – Datasheet <i>tracker</i>.....	97
	ANEXO D – USINAS FDI 1,15; 1,25; 1,30.....	99

1. INTRODUÇÃO E CONTEXTO GERAL DO TRABALHO

1.1 INTRODUÇÃO

A energia fotovoltaica pode ser considerada uma das mais promissoras fontes de energia renováveis no mundo. Em 2020, cerca de 25% da potência instalada em fontes renováveis eram da tecnologia fotovoltaica, aproximadamente 709,7 GW. Apenas neste ano foram instalados 125,8 GW de sistemas FV, quase metade da potência instalada de fontes renováveis (IRENA, 2020). Em 2018, a energia fotovoltaica foi o destino de 46,13% de todo investimento mundial em fontes renováveis, com um investimento total de 150 bilhões de dólares (IRENA, 2020).

O Brasil se encontra em uma posição privilegiada para o aproveitamento da tecnologia FV (Rüther and Zilles, 2011), apresentando uma média de irradiação global horizontal na faixa de 3,5 a 6,25 kWh/m².dia (Pereira et al 2017).

Os sistemas FV podem ser isolados ou conectados à rede. Os sistemas isolados são aqueles que não possuem conexão com a rede elétrica e, portanto, necessitam de sistemas de armazenamento de energia, para os períodos em que não há geração FV. Já os sistemas FV conectados à rede são divididos em dois grandes grupos, geração distribuída (GD) e geração centralizada (GC).

Os sistemas GD são aqueles conectados ao sistema de distribuição, com foco em aplicações residenciais, comerciais e até industriais. A resolução normativa REN 482, de 2012, estabeleceu as condições gerais para a micro e minigeração distribuída e implementou o sistema de compensação de energia (ANEEL, 2012). Em 2015, afim de aprimorar a REN 482, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) criou a resolução normativa REN 687, que limitava a potência para microgeração em menor que 75 kW e, para minigeração, entre 75 kW e 5 MW, além de criar as modalidades para a geração distribuída como autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (ANEEL, 2015b). Este tipo de geração somou 1,5 GW de potência instalada em 2020, cerca de 60% da geração fotovoltaica brasileira (ANEEL, 2020).

Já os sistemas fotovoltaicos em GC são usinas de médio ou grande porte, conectadas ao sistema de transmissão de energia e, no caso brasileiro, são conectados diretamente ao SIN (Sistema Interligado Nacional), por meio das linhas de transmissão que o compõem. Logo, as usinas devem ter níveis de potência e tensão adequados à rede em que serão conectadas. Por

estarem conectadas ao SIN, as usinas FV estarão sujeitas às mesmas políticas que as outras fontes de geração, tanto renováveis quanto não renováveis.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, do inglês *International Energy Agency*), as usinas FV em larga escala, ou “*Utility Scale*”, são responsáveis pela maior parte da potência fotovoltaica adicionada no mundo, com um total de 66 GW em 2019, cerca de 60,5% da potência total adicionada (IEA, 2020). Por se tratar de grandes usinas fotovoltaicas, são necessárias grandes áreas em locais com níveis de irradiação suficientemente altos para a instalação da usina.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) fez um estudo do potencial dos recursos energéticos em todo o Brasil, para diversas fontes de energia. Para a energia solar, a EPE realizou um estudo das áreas aptas para GC. As áreas consideradas aptas contavam com um declive menor que 3% e uma área contínua mínima de 0,5 km². Áreas consideradas sob proteção foram desconsideradas. Além disso, foram retiradas 20% das áreas aptas devido às restrições impostas pelo código florestal. Foram consideradas apenas as áreas com irradiação média acima de 6,0 kWh/m². Mesmo com todas essas restrições, o Brasil possui um potencial de aproximadamente 506 TWh/ano apenas em GC (EPE, 2018). Considerando o ano de 2020, essa geração potencial seria suficiente para suprir 86,58% da demanda energética total do Brasil (ONS, 2021).

1.2 JUSTIFICATIVA

O Brasil possui um grande potencial de aproveitamento da energia solar em grandes usinas geradoras, dada a sua dimensão e nível de irradiação elevado em grande parte do seu território. Os projetos de grandes usinas são complexos e muitos parâmetros são definidos em fases conceituais do projeto, tais como, os principais componentes utilizados, a potência total da usina e, em geral, a configuração desejada pela equipe de engenharia do proprietário. A razão de potências CC/CA (FDI) da usina é um importante fator, pois ela indica a quantidade de módulos por inversor que serão instalados. Contudo, até a presente data, são poucas as metodologias empregadas para escolha do FDI que incluam uma precisa avaliação dos impactos econômicos resultantes desta escolha.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo geral do trabalho é desenvolver um método para avaliar os impactos do dimensionamento do inversor na atratividade financeira e no custo nivelado de energia (LCOE) de uma usina solar fotovoltaica.

1.3.2 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral, o trabalho está dividido nos objetivos específicos listados a seguir.

- Avaliar aspectos de projeto e de configuração mais impactantes nos processos de decisão técnica de projetos de usinas fotovoltaicas, enfatizando a variação da relação de potência CC/CA de uma UFV.
- Quantificar e precificar equipamentos e materiais, custos de O&M e conexão, considerando as variações e cenários propostos.
- Simular a produção de energia dos cenários propostos e analisar o resultado das variações com o do cálculo do LCOE.
- Complementar a avaliação da atratividade financeira do retorno do investimento por meio de indicadores, tais como, VPL, TIR e *payback* descontado

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

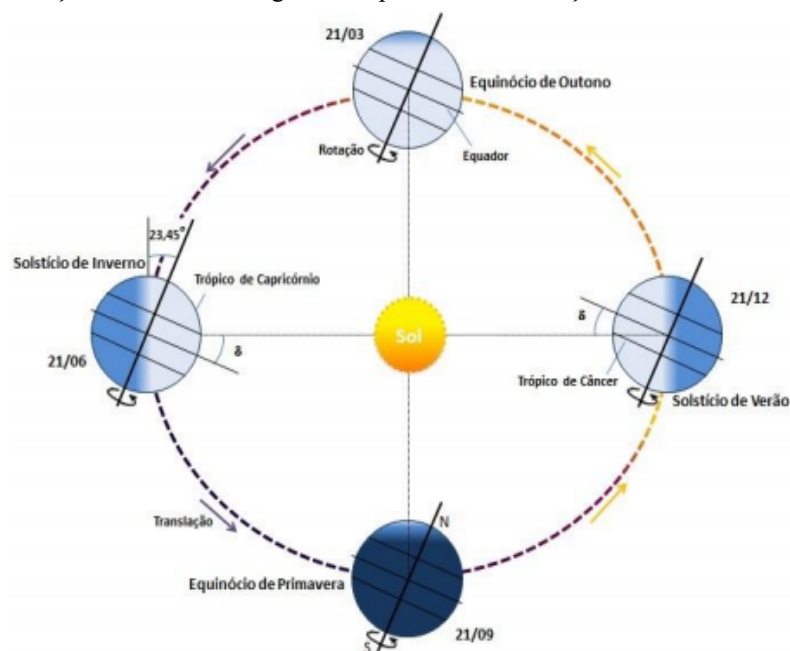
2.1 RECURSO SOLAR

A radiação é toda energia transmitida a partir de uma fonte, por um meio qualquer, podendo este ser o vácuo do espaço, o ar ou qualquer outro meio. Logo, a radiação pode ser definida como a energia em movimento ou energia em trânsito. Quando a fonte emissora da energia é o sol, a radiação é chamada de radiação solar, que é de grande importância para a manutenção da vida na terra.

O fluxo de radiação solar médio, ou irradiância solar, que atinge a atmosfera terrestre é de 1.366 W/m^2 , também conhecido como “Constante Solar” (Coulson, 1975). Apesar deste valor ser amplamente reconhecido e utilizado na padronização de equipamentos, estudos recentes reavaliaram a irradiância solar que atinge a terra, por um período de 42 anos, e propuseram uma correção do valor da constante solar para 1.361 W/m^2 (Gueymard, 2018).

Do movimento de translação da terra ao redor do sol, resulta uma variação da irradiância solar ao longo do ano, atingindo um valor máximo de aproximadamente 1.412 W/m^2 , quando a terra se encontra no ponto mais próximo ao sol (*periélio*), e um valor mínimo de 1.322 W/m^2 , quando a distância Terra-Sol é máxima (*afélio*) (Pinho and Galdino, 2014). A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra as diferentes posições da Terra ao longo de seu período de translação ao redor do Sol.

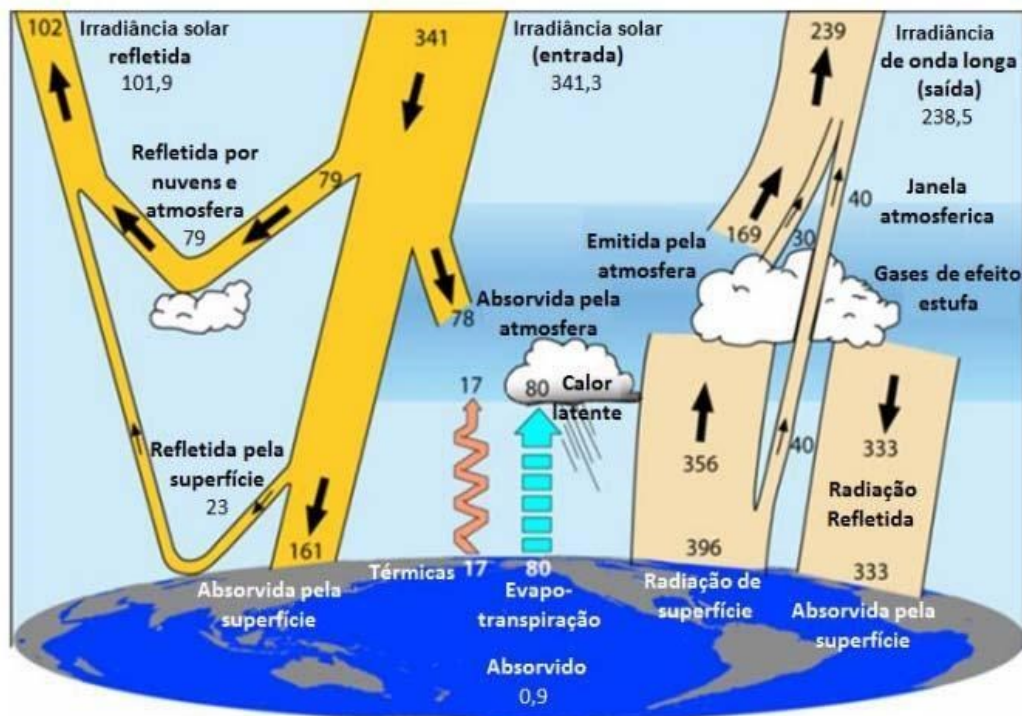
Figura 1 - Posições da Terra ao longo de seu período de translação ao redor do Sol.



Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos

Ao atravessar a atmosfera terrestre, aproximadamente 46% da irradiância solar é absorvida ou refletida pela própria atmosfera, enquanto o restante 54% são refletidos (7%) ou absorvidos (47%) pela superfície do planeta Terra (Trenberth, 2009). A irradiância solar que atinge a superfície terrestre é em torno de 1.000 W/m^2 , dependendo das condições climáticas do local. Este nível de irradiância, combinado com uma temperatura de 25°C e massa do ar de 1,5, compõem as condições de STC (*Standard Test Conditions*) utilizadas para definir as características nominais dos componentes fotovoltaicos, tais como, como potência, tensão e corrente. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta o fluxo de radiação solar e sua interação com a atmosfera terrestre.

Figura 2 - Diagrama do fluxo de radiação solar e sua interação com a atmosfera terrestre

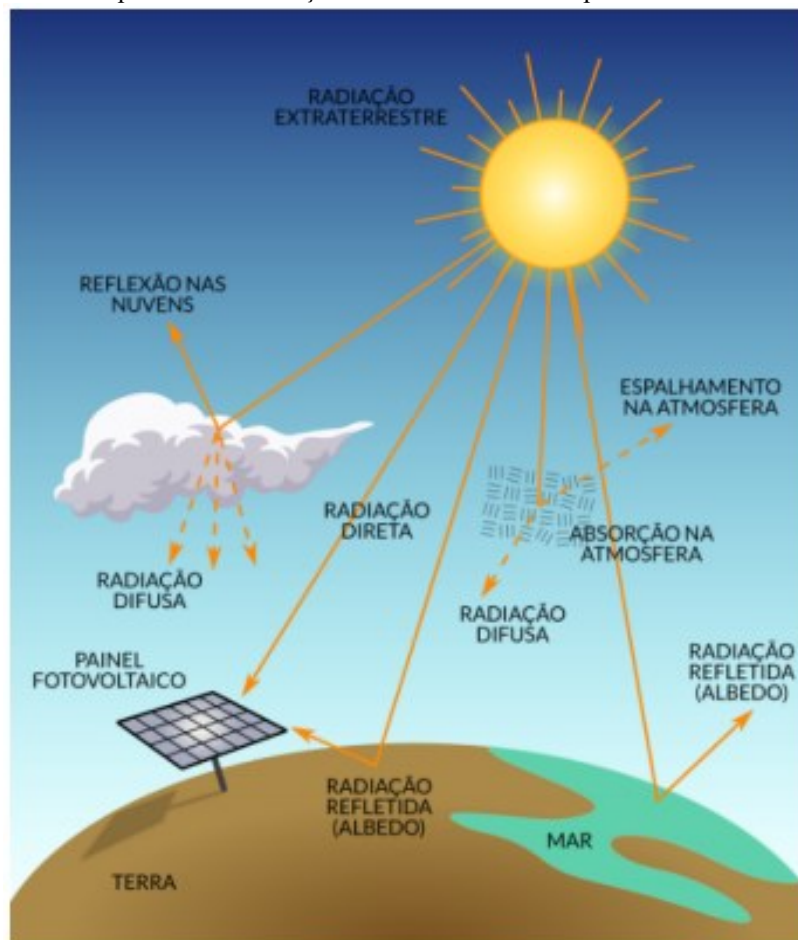


Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, traduzido de (Trenberth, Fasullo e Kiehl, 2009)

A irradiância que atinge a superfície terrestre é chamada de irradiância global e é resultado da soma da irradiância direta e da irradiância difusa. Irradiância direta é aquela que não sofre interferência e, conseqüentemente, atinge a superfície de forma perpendicular. A irradiância difusa é formada pelos raios de sol que sofrem um espalhamento ao atravessar nuvens, poeira ou ainda edificações em ambientes urbanos. A irradiância difusa é mais complexa de se medir, devido à irregularidade da linha do horizonte. Ainda assim, é importante sua medição para avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos integrados a edificações (BIPV) (de Simón-Martín, Alonso-Tristán e Díez-Mediavilla, 2017; Chen *et al.*, 2021) e,

principalmente, auxiliar na análise do desempenho e risco de sistemas bifaciais, que se beneficiam da irradiação difusa, gerando energia na parte traseira do módulo (Nussbaumer *et al.*, 2020). A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta as componentes de radiação solar.

Figura 3 - Componentes da radiação/irradiância solar na superfície terrestre



Fonte: Atlas Solar Paraná Manual do Usuário (Tiepolo et al. 2018)

A intensidade da irradiância refletida depende do coeficiente de reflexão (albedo) da superfície em que ela incide. O albedo é definido como a razão entre a irradiância refletida e a global incidente na superfície desejada (Ziar *et al.*, 2019). O albedo varia com o tipo de superfície. Para áreas sem medições de albedo, geralmente se utiliza o valor de 0,2 para superfícies sem cobertura de neve (Liu e Jordan, 1963). Superfícies claras, com cobertura de neve, apresentam altos valores de albedo (entre 0,61 e 0,65), podendo chegar a 0,75 em neve fresca (Weihs *et al.*, 2021). A cobertura de sal presente no Salar de Uyuni oferece uma reflexividade na mesma faixa da cobertura de neve, com um albedo de $0,69 \pm 0,02$ (Reuder *et al.*, 2007). Em Viena, uma área de asfalto (com albedo igual a 0,13) foi trocada por concreto de

alta reflexividade (albedo igual a 0,5), resultando em um aumento de 7,3% na produtividade, medida a uma altura de 12 m, de um sistema FV instalado na fachada de um edifício (Revesz *et al.*, 2018). A Tabela 1 mostra os valores de albedo sugeridos pelo software PVSyst para diferentes tipos de superfícies.

Tabela 1 – Valores sugeridos de albedo para diferentes tipos de superfície

Tipo de superfície	Albedo
Ambientes urbanos	0,14 – 0,22
Gramma	0,15 – 0,25
Gramma fresca	0,26
Neve fresca	0,82
Neve molhada	0,55 – 0,75
Asfalto seco	0,09 – 0,15
Asfalto molhado	0,18
Concreto	0,25 – 0,35
Azulejos vermelhos	0,33
Alumínio	0,85
Cobre	0,74
Aço galvanizado novo	0,35
Aço galvanizado muito sujo	0,08

Fonte: (PVSyst, 2021)

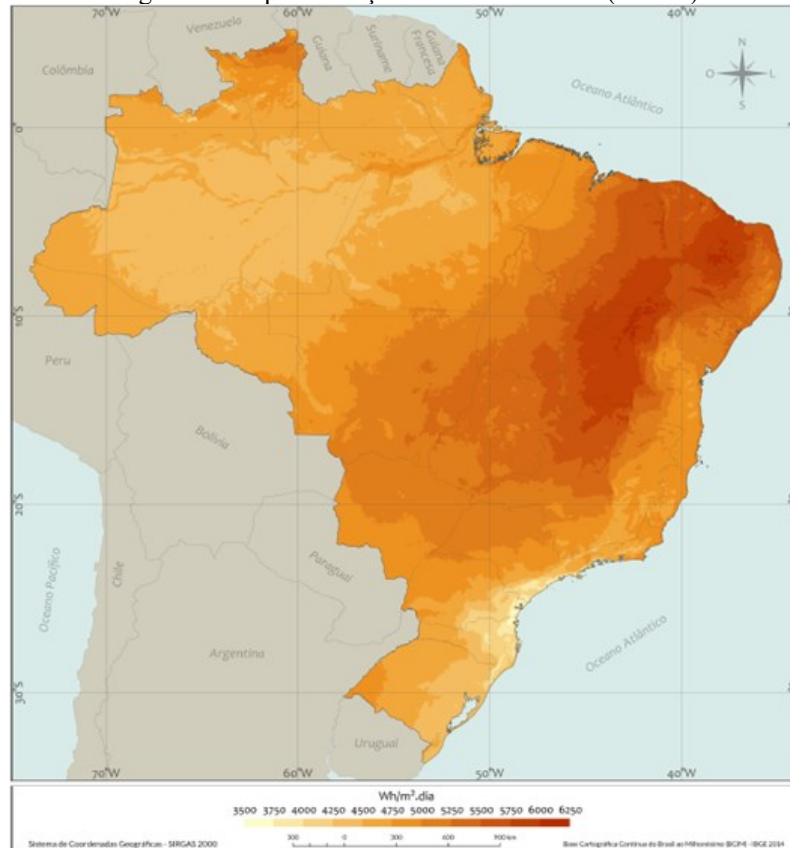
Devido à dificuldade na obtenção dos valores de albedo, foram desenvolvidos diversos bancos de dados a partir de medições de satélite. Entretanto, tais dados devem ser tomados com um certo cuidado, pois estudos mostraram diferenças, entre os valores esperados e medidos, maiores do que as incertezas de medição (Gueymard *et al.*, 2019; Marion, 2021). Ziar *et al.* 2019 apresentou um modelo matemático de cálculo do albedo sem a necessidade de medição local. O estudo comparou os resultados obtidos com as medições locais e obteve uma diferença absoluta menor que 0,31% para um local geometricamente complexo.

Outras componentes da irradiância solar, variantes das irradiações direta e difusa, também são consideradas nas simulações de geração de energia. O Atlas Brasileiro de Energia Solar as define como: Irradiância direta normal (DNI), Irradiância difusa horizontal, Irradiância direta horizontal, Irradiância global horizontal (GHI) e Irradiância no plano inclinado (GINC) (Pereira *et al.* 2017).

A irradiação solar (Wh/m^2) é a integral das irradiâncias em um intervalo de tempo e é comumente utilizada para avaliar o potencial fotovoltaico de um determinado local. Geralmente

a irradiação solar é medida em kWh/m². **A Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra o mapa da irradiação solar do território brasileiro, em Wh/m².dia, ou seja, a média diária da irradiação solar no Brasil. A região Nordeste apresenta a maior GHI média diária com 5,5 kWh/m², seguido pelas regiões Sudeste e Centro-Oeste com 5,07 kWh/m² e 5,06 kWh/m², respectivamente. Por último, se encontram as regiões Norte e Sul, com 4,64 kWh/m² e 4,53 kWh/m², respectivamente.

Figura 4 - Mapa irradiação solar média diária (Wh/m²)



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017 (Pereira et al. 2017).

O mapa do Brasil apresenta uma grande área com médias diárias de irradiação solar acima de 5.750 Wh/m².dia, que vai desde a região Nordeste até o Pantanal, incluindo o norte do estado de Minas Gerais. Essa região é conhecida como “Cinturão Solar”, devido ao seu alto potencial de aproveitamento da energia solar. **A Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra a localização das usinas fotovoltaicas resultantes dos últimos leilões de energia realizados.

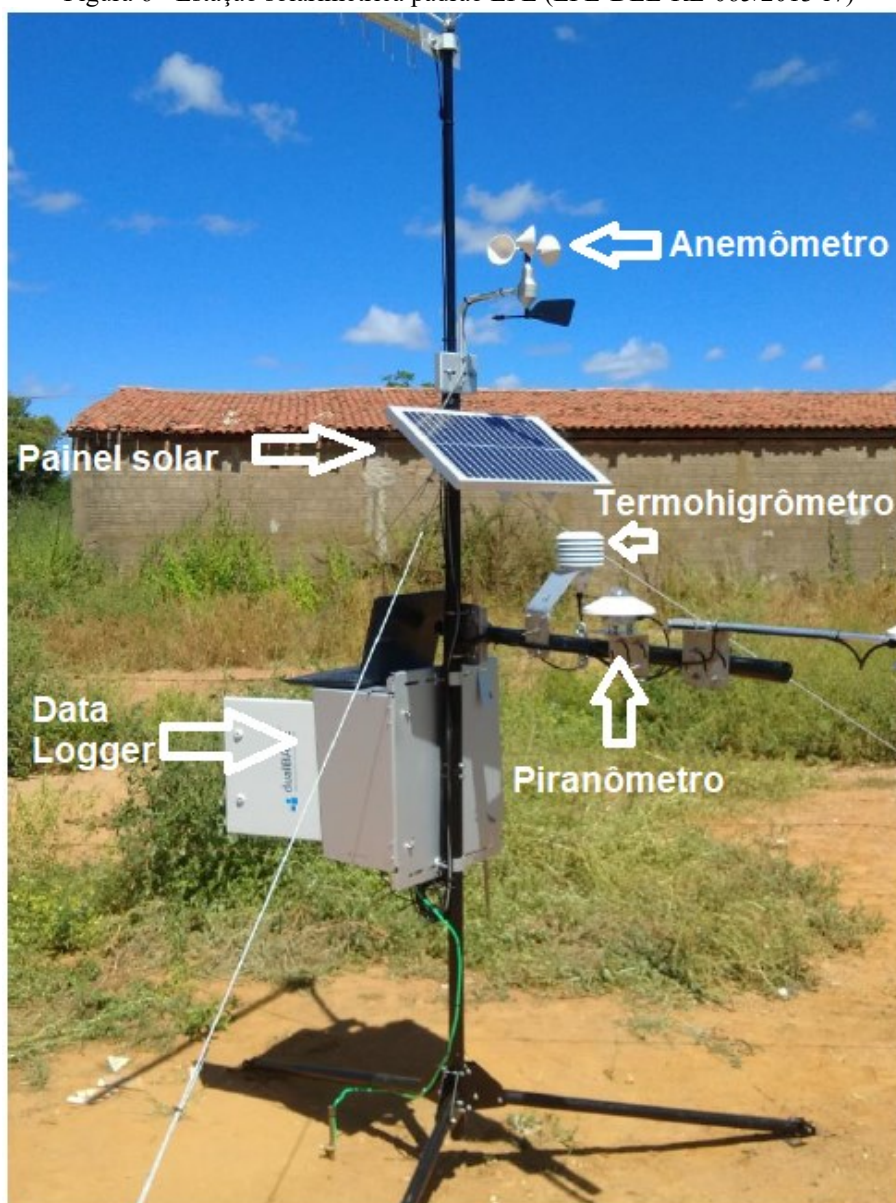
Figura 5 - Resultado dos leilões de energia por localização



Fonte: ANEEL, Resultado leilões por localização, 2021.

A irradiação solar, assim como outros dados meteorológicos, pode ser levantada localmente ou por meio de dados de satélites. As medições locais são realizadas utilizando as chamadas “Estações Solarimétricas”, que possuem equipamentos que medem diferentes dados. O modelo padrão da EPE, segundo a Nota Técnica EPE-DEE-RE-065/2013-r7, com última revisão em 07/05/2021, exige que a estação esteja equipada com, no mínimo, dois piranômetros orientados horizontalmente, anemômetro, sensor de temperatura e de umidade relativa do ar (EPE, 2013). Os equipamentos listados são o mínimo exigido, porém a estação pode ser complementada com outros equipamentos de medição e, principalmente, de armazenamento de dados. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra uma estação solarimétrica padrão EPE.

Figura 6 - Estação solarimétrica padrão EPE (EPE-DEE-RE-065/2013-r7)



Fonte: Araxá Energia Solar, adaptado pelo autor.

Com as estações solarimétricas, é possível obter as medições locais com bastante precisão, porém são necessários anos de dados medidos para analisar o potencial solar de um determinado local. Por este motivo, o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), por meio do Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN), lançou, no ano de 2017, a segunda edição do *Atlas Brasileiro de Energia Solar*, que conta com 17 anos de dados de satélites medidos e validados, com dados de 98 estações solarimétricas espalhadas pelo território brasileiro (Pereira et al. 2017). Os dados do Atlas são público, e possuem uma resolução espacial de 10 km x 10 km, aproximadamente, cobrindo todo o território brasileiro.

Em geral, os bancos de dados públicos ou privados utilizam dados solares e meteorológicos de satélites geoestacionários, em combinação com modelos matemáticos, para obter os dados de um local específico. Alguns exemplos de banco de dados solarimétricos são apresentados a seguir:

- **National Solar Radiation Database (NSRDB)**, divisão da *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), foi fundado em 1961 e está em operação até os dias atuais. No período entre 1960-1990, o NSRDB utilizava dados medidos em aeroportos e entre 1991 e os dias atuais, os dados passaram a ser adquiridos por satélite. Possui dados dos Estados Unidos, Sul da Ásia e América central, com resolução temporal horária e de 30 minutos e resolução espacial de 4 km x 4 km (NSRDB, 2021).
- **HelioClim-3** é o banco de dados da SoDa-pro (*Solar Radiation Data*), fundada em 2003, e com dados de 2004 até o presente. A resolução temporal dos dados varia de 1 minuto até mensalmente, dependendo da necessidade do cliente, e a resolução espacial é de 3 km x 3km. No Brasil, os dados do HelioClim-3 foram validados por 31 estações solarimétricas do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) e por 11 estações do INPE (SoDa-pro, 2021).
- **Solcast**, foi criado em 2015, possui dados desde 2007, que podem ser obtidos para um período específico, médias mensais e TMY com cobertura mundial. A resolução temporal varia de 1 min até mensalmente, com uma resolução espacial de 1-2 km x 1-2 km (Solcast, 2021).
- **Solargis**, fundado em 2010, é talvez o mais conhecido banco de dados entre os listados. Possui cobertura global, com mais de 200 locais validados. Possui uma resolução espacial de 250 m x 250 m, a maior entre os bancos de dados listados. O período de dados do Solargis depende da região analisada. Para as Américas (Norte, Sul e Central), existem dados desde 1999, com resolução de 30 min e, a partir de 2018, com resolução temporal de 15 min (Solargis, 2021).
- **Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017)** fornece médias mensais das três componentes da irradiação (global horizontal, direta normal e difusa) para qualquer local no Brasil. A resolução dos dados derivados de satélite é de 10 km x 10 km. O Atlas apresenta valores de irradiação na superfície terrestre obtidos a partir do tratamento, via modelo matemático, de uma série histórica (jul/1999 a dez/2015). O modelo desenvolvido pelo Laboratório de

Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN), em parceria com a UFSC, utiliza dados do satélite geostacionário GOES, posicionado sobre a América do Sul, e tem seus dados validados por meio de comparação com dados de estações meteorológicas instaladas e operadas pelo INMET e pela rede SONDA (Pereira et al. 2017).

A Tabela 2 apresenta, resumidamente, as principais características dos bancos de dados listados acima.

Tabela 2 – Características principais banco de dados mencionados

Banco de Dados	Resolução Temporal	Resolução Espacial	Ano de Começo da Medição	Cobertura
Atlas Brasileiro de Energia Solar	1h	10 km x 10 km	2000	Brasil
NSRDB	30 min – 1h	4 km x 4 km	1961 e 1991	EUA, Ásia (sul), América Central
HelioClim-3	1 min – mensal	3 km x 3km	2004	Global
Solcast	1 min – mensal	1-2 km x 1-2 km	2007	Global
Solargis	15 min – mensal	250 m x 250 m	1999	Global

Fonte: Elaborado pelo autor

Os dados de satélite são confiáveis quando não há a possibilidade de medição no local, porém podem apresentar incertezas. Um estudo realizado com medições em solo em 18 locais na Europa e no Mediterrâneo, durante 7 anos, retratou que é possível obter dados horários de satélite com incerteza de 17% para a irradiação global (Ineichen, 2014).

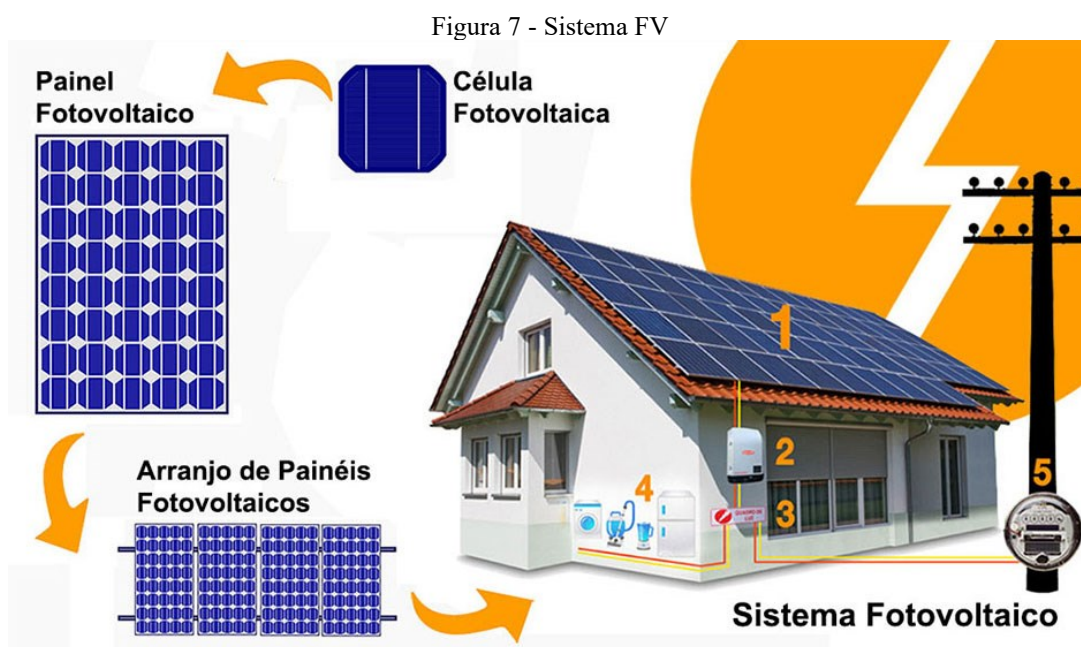
Em 2016, a partir da Portaria MME 102/2016, a EPE passou a exigir que os dados meteorológicos e de geração de energia fossem certificados para todos os empreendimentos que desejassem participar dos leilões de energia do ambiente de contratação regulado. A certificação consiste em correlacionar as medições históricas, obtidas nos bancos de dados, com as medições locais, adquiridas por no mínimo doze meses corridos. Essa mudança resultou em uma redução de aproximadamente 46% no número de empreendimentos habilitados pela EPE em relação ao leilão de energia realizado no ano anterior (EPE, 2020).

2.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A energia fotovoltaica é a conversão da energia solar em energia elétrica, por meio do efeito fotovoltaico, efeito que ocorre em materiais semicondutores que necessitam de uma fonte de energia externa para conduzir energia elétrica. Apesar do efeito fotovoltaico ter sido observado pela primeira vez em 1839, pelo físico francês Edmund Becquerel, as primeiras

células solares, ou fotovoltaicas, foram desenvolvidas em 1954, por pesquisadores do *Bell Laboratories*, e tinham uma eficiência de 4,5%. O programa espacial americano foi um grande catalisador da energia FV e, em 1958, quase todos satélites utilizavam células fotovoltaicas como fonte de energia elétrica (Rampinelli, 2010).

O conjunto de células fotovoltaicas conectadas em série formam os módulos fotovoltaicos, que por sua vez também podem ser conectados em série, até alcançar a potência desejada do arranjo ou do sistema. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra desde a célula até o sistema fotovoltaico para uma aplicação em telhado residencial. A nomenclatura utilizada segue a norma ABNT NBR 10899 – Energia fotovoltaica – terminologia (ABNT, 2020).



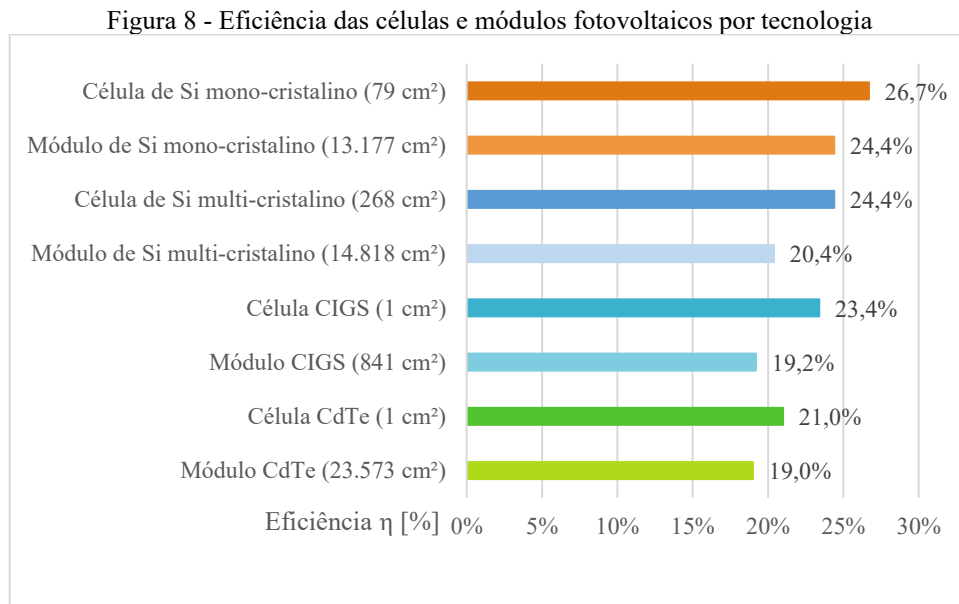
Fonte: Imagem retirada de (PortalSolar, 2020)

A tecnologia empregada nos módulos fotovoltaicos vem evoluindo constantemente. As principais tecnologias existentes no mercado são os módulos de silício cristalino e os módulos de Silício amorfo (a-Si), Telureto de Cádmio (CdTe) e CIGS/CIS, também chamados de módulos de “filme fino”, dada a sua baixa espessura e maleabilidade. Para a região sul da Espanha, módulos de filme fino tiveram melhor performance em relação ao módulo de Silício policristalino (pc-Si) (Cañete, Carretero e Sidrach-de-Cardona, 2014).

A tecnologia HIT (*Heterojunction Intrinsic-layer Technology*) é relativamente nova e consiste na adição de silício amorfo dopado e não dopado nas duas extremidades da célula (Villalva, 2019). Em Gana, dois estudo similares avaliaram a degradação de diferentes

tecnologias de módulos. Os módulos de silício monocristalino apresentaram uma menor degradação para o primeiro ano de operação do sistema FV (Quansah e Adaramola, 2019). Analisando um sistema FV com 12 anos de operação, os módulos HIT foram os únicos a apresentar degradação menor que 1% ao ano (Takyi and Laryea, 2021).

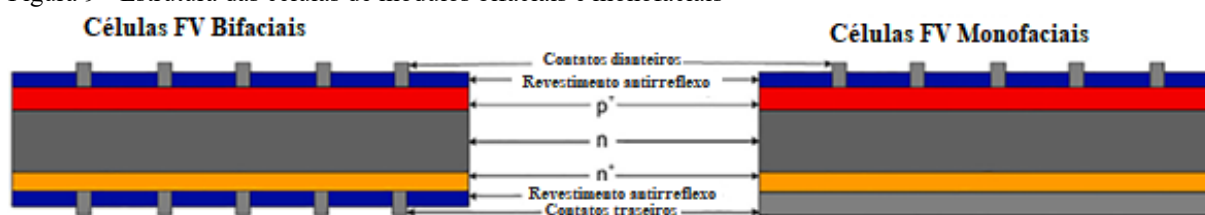
A eficiência dos módulos, assim como técnicas para aumento da eficiência, vem aumentando com as novas tecnologias, saindo dos 4,5% atingido pelo *Bell Laboratories* em 1954, para a faixa dos 20-25% para os módulos modernos. A eficiência indica o quanto da irradiação solar que incide no plano do módulo é convertida em energia elétrica. Para calcular, deve se multiplicar a irradiação incidente (W/m^2) pela área do módulo (m^2) e dividir o resultado pela potência do módulo (W). A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** destaca a eficiência das células e módulos FV para quatro tecnologias diferentes.



Fonte: *Fraunhofer ISE – Photovoltaics Report, 2021* (ISE, 2021), adaptado e traduzido pelo autor.

A tecnologia PERC (*Passivated Emitter and Rear Cell*) alterou a estrutura dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino, permitindo a geração de energia a partir da parte traseira do módulo. A mudança na estrutura veio a partir da substituição da superfície de alumínio presente na traseira do módulo por uma rede, também de alumínio, como mostra a **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Figura 9 - Estrutura das células de módulos bifaciais e monofaciais



Fonte: (Raina and Sinha, 2021), traduzido pelo autor.

Estruturalmente, a adição dos *pads* de soldagem feitos de Prata não afeta a eficiência do módulo (Kiefer *et al.*, 2013). As vantagens dos módulos bifaciais (BF), especialmente dos módulos da tecnologia PERC, é sentida principalmente no aumento da geração e da produtividade do sistema FV (Shoukry *et al.*, 2016; Liang *et al.*, 2019). Como esse tipo de módulo depende da irradiação refletida na parte traseira do módulo, fatores como o albedo, latitude e índice de bifacialidade do módulo podem alterar a produtividade do sistema.

Sistemas bifaciais (BF) instalados em telhados planos podem apresentar vantagens em relação aos sistemas monofaciais (MF), dado o elevado albedo dessas superfícies, com potencial de aumentar ainda mais com tinta branca. O sistema BF apresenta aumento da produtividade de 15% ou 17%, dependendo da orientação do módulo (Muehleisen *et al.*, 2021). Sistemas instalados rente ao solo, e com baixo albedo ($\alpha = 0,25$), apresentam um aumento de geração de apenas 10%, enquanto que para o dobro do valor do albedo e uma estrutura de suporte a 1 m do chão, esse aumento pode chegar a 30% em relação ao sistema MF (Sun *et al.*, 2018).

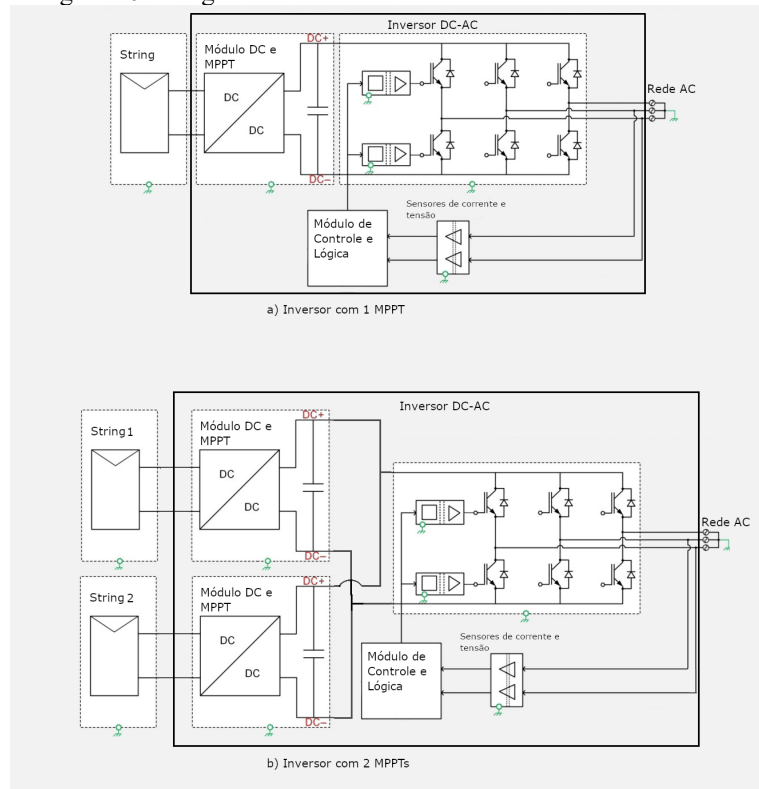
Rodríguez-gallegos *et al.* (2018) apresentaram um extenso trabalho, comparando sistemas monofaciais e bifaciais em 55 localidades diferentes, em instalações que permitem qualquer orientação dos módulos (AMO – *Any Module Orientation*) ou apenas orientação vertical (VMO – *Vertical Module Orientation*). Os resultados mostraram que os módulos bifaciais em instalações AMO são economicamente mais vantajosos para latitudes acima de 40° para qualquer albedo, e em latitudes abaixo de 40° para albedos entre 0,12 e 0,30.

Por todas essas vantagens os módulos bifaciais e da tecnologia PERC vem sendo cada vez mais utilizados nos projetos fotovoltaicos no Brasil. A participação dos módulos PERC começou em 2017. No último leilão de energia nova (2019), teve 28,5% de participação nos projetos, enquanto os módulos bifaciais totalizaram 19% da potência CC dos leilões (EPE, 2020). No contexto global, o *International Technology Roadmap for Photovoltaic* previu uma participação dos módulos bifaciais no mercado mundial de 15% em 2020, aumentando para aproximadamente 40% em 2028 (ITRPV, 2018).

2.3 INVERSORES

Os inversores fotovoltaicos são equipamentos extremamente importantes em sistemas fotovoltaicos, pois eles são responsáveis pela conversão da energia fotovoltaica, gerada em corrente contínua, na energia utilizada na rede elétrica (corrente alternada). Os inversores possuem um sistema que adequa sua operação para o ponto de maior potência do sistema FV. Essa adequação é realizada pelo *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), que utiliza algoritmos matemáticos para rastrear o melhor desempenho do sistema FV. Baseado principalmente na temperatura do sistema e na irradiação solar (Yu *et al.*, 2004), o inversor adequa a corrente e tensão do sistema para o ponto de máxima potência. **A Erro! Fonte de referência não encontrada. mostra o diagrama interno do inversor com um e dois MPPTs.**

Figura 10 - Diagrama interno de inversores com um e dois MPPTs



Fonte: (Canal Solar, 2019)

A única diferença entre os diagramas é o número de Módulos DC presente em cada um. O restante da estrutura do inversor é igual. Por buscar sempre a maior potência do sistema FV, quanto maior a quantidade de MPPTs em um inversor, melhor tende a ser seu desempenho. Vale ressaltar que é possível designar múltiplas *strings* por MPPT, porém, quanto mais *strings* por MPPT, mais difícil é a capacidade do inversor encontrar o ponto de maior potência.

Existem topologias diferentes de inversores fotovoltaicos, tais como, inversores centrais, inversores *string*, *multi-string* e micro inversores. Micro inversores são pouco utilizados, especialmente em grandes usinas fotovoltaicas, por apresentarem uma menor geração de energia e maiores perdas que as outras topologias (Yilmaz e Dincer, 2017). As três topologias restantes (central, *string* e *multi-string*) possuem uma estrutura muito semelhante, tendo algumas pequenas diferenças entre elas.

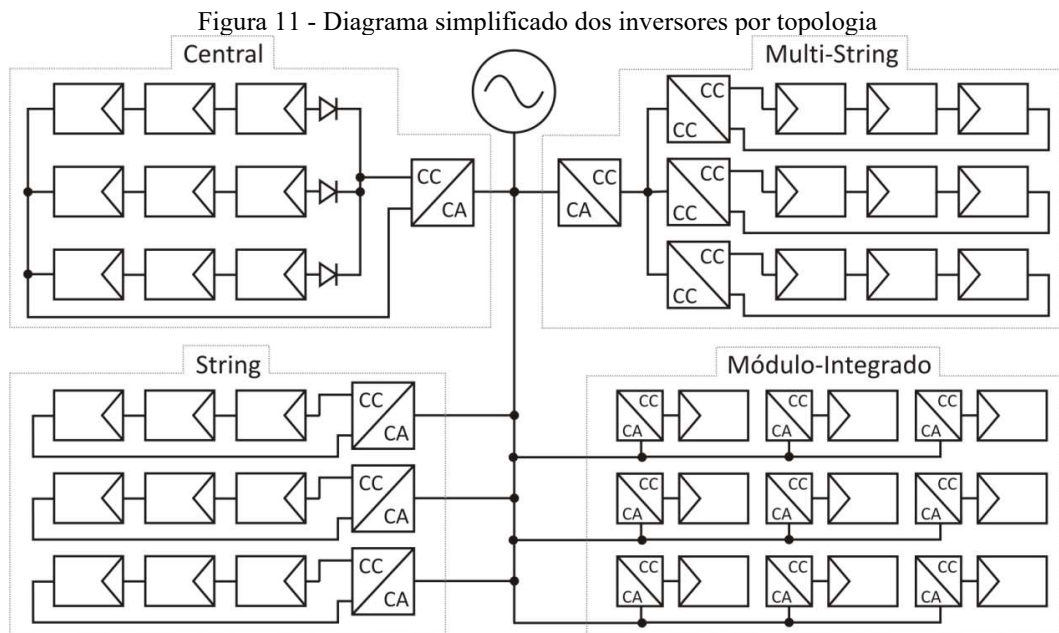
Os inversores *string* possuem apenas uma série de módulos conectadas ao inversor (Kjaer, Pedersen e Blaabjerg, 2005). Por este motivo, são utilizados principalmente em sistemas residenciais. Para operação normal do inversor *string*, sem a necessidade de elevação da tensão, a tensão em corrente contínua do sistema FV deve ser na faixa de 310-540 V_{cc}, para aplicações em 230 V_{ca} (Islam, Mekhilef e Hasan, 2015). Essa topologia tem vantagem pois, como apenas uma *string* é conectada por inversor, o sistema como um todo sofre menos perdas por sombreamento e *mismatch*. Outra vantagem é obter um sistema MPPT para cada *string*, aumentando a produtividade do sistema FV (Hassaine *et al.*, 2014).

Os inversores *multi-string* são uma evolução do inversor *string* (Cramer, Ibrahim e Kleinkauf, 2004), permitindo a conexão de múltiplas *strings* em um mesmo inversor. Esta topologia permite que cada *string* seja conectada ao seu próprio conversor CC-CC com um MPPT individual (Islam, Mekhilef e Hasan, 2015). Essa característica permite a integração de diferentes tecnologias de módulos e orientações (norte, sul, leste, oeste) (Hassaine *et al.*, 2014). Apesar da literatura definir a potência do inversores *multi-string* entre 3-10 kW (Hassaine *et al.*, 2014), estão sendo desenvolvidos inversores de alta potência com esta topologia de alta potência para se adequar ao aumento da potência nominal dos módulos e tornar viável a aplicação em grandes usinas FV de GC (Greener, 2021). Em grandes usinas FV, o termo “inversor *multi-string*” não é muito utilizado, sendo chamado apenas de “inversor *string*”.

Inversores da topologia central possuem um enorme número de módulos e *strings* conectadas a ele, dependendo da potência nominal do inversor, as *strings* são paralelizadas em “caixas” chamadas de *StringBox* antes de se conectar ao inversor. Estes são também chamados de arranjos fotovoltaicos. Os inversores centrais têm como característica uma alta eficiência, geralmente perto de 98%, e um baixo custo específico, porém a produtividade do sistema FV é reduzida por causa do *mismatch* entres as múltiplas *strings* e o sombreamento parcial (Cramer, Ibrahim e Kleinkauf, 2004). A topologia central também possui outras desvantagens, como a perda na geração devido à falta de MPPT para todas as *strings*, cabos de força com tensões

elevadas, na ordem de 1,0-1,5 kVcc, e a alta dependência em um só componente centralizado (Cramer, Ibrahim e Kleinkauf, 2004; Hassaine *et al.*, 2014; Islam, Mekhilef e Hasan, 2015).

Os inversores fotovoltaicos possuem potência máxima de saída que, por questões de segurança e performance, não podem superar. Quando a geração dos módulos FV supera esta potência, geralmente devido a um pico de irradiação solar, o inversor corta a geração em seu valor máximo. Essa condição é chamada de *clipping* do inversor, que ocasiona perda por sobreradiação. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** destaca o diagrama, simplificado, de cada topologia de inversor fotovoltaico. O termo “módulo-integrado”, utilizado na figura pode ser considerado um outro nome para os micro inversores, visto que o último é instalado por módulo FV, assim como mostrado na figura.



Fonte: (Viero, 2011)

Apesar do inversor central ainda ser dominante em grandes empreendimentos fotovoltaicos no Brasil, segundo o “*Estudo Estratégico – Grandes Usinas Solares 2021*” realizado pela Greener, os inversores *string* de alta potência vem ganhando espaço no mercado brasileiro. Em 2020, 385 MW de inversores com potência acima de 150 kW foram importados, cerca de 76% a mais que no ano anterior. Conseqüentemente, dois terços (66%) dos contratos fechados utilizaram a topologia *string* de alta potência, alcançando uma participação de 42% nas usinas de geração centralizada (Greener, 2021).

2.4 FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

O fator de dimensionamento do inversor (FDI), também chamado pelo termo técnico de carregamento, é um aspecto de projeto de extrema importância para sistemas fotovoltaicos, especialmente para grandes usinas. Por isso, existem muitas teses e publicações acadêmicas discorrendo sobre o assunto, com suas implicações e impactos nos projetos FV. Em resumo, o FDI é a razão entre a potência do arranjo FV em corrente contínua, em condições de STC, pela potência do inversor em corrente alternada (Good e Johnson, 2016; Hussin *et al.*, 2017). Alguns autores também utilizam a razão inversa, potência CA do inversor pela CC do arranjo FV (Rampinelli, Krenzinger and Prieb, 2007; Toreti Scarabelot, Arns Rampinelli e Rambo, 2021). O cálculo do FDI considerado neste trabalho é dado por (1).

$$FDI = \frac{Pot_{CC}}{Pot_{CA}} = \frac{Pot_{FV}}{Pot_{INV}} \quad (1)$$

A escolha do melhor FDI depende de diversos fatores relacionados à condição climática do local de instalação, principalmente irradiação solar e temperatura do sistema FV. Em altas latitudes, onde a irradiação solar raramente ultrapassa as condições de STC, é favorável adotar valores altos de carregamento, pois a baixa irradiação solar evita perdas por *clipping* do inversor e carregamentos de 1,6 até 2,08 se tornam as melhores soluções (Väisänen *et al.*, 2019). Entretanto, para latitudes mais baixas e locais semidesérticos, a alta irradiação solar faz com que sejam recomendados carregamentos quase unitários, na faixa de 1,08 e 0,95, dependendo da tecnologia (Rodrigo, Velázquez e Fernández, 2016).

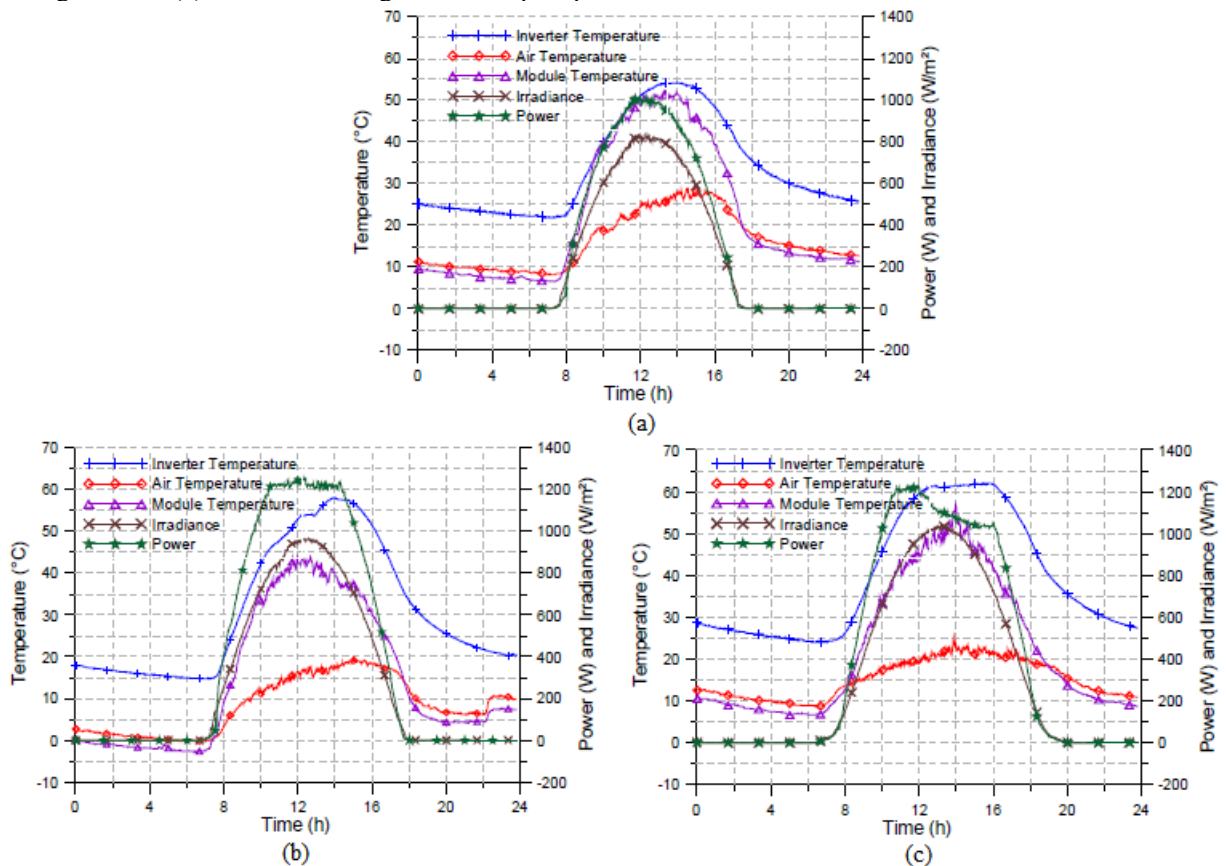
A resolução temporal comumente utilizada para simulações é a horária, porém resoluções menores tendem a influenciar a escolha do FDI. Isto porque dados de irradiação horários podem esconder importantes picos de irradiação, que devem ser considerados e podem durar minutos ou até segundos (Burger e Rüther, 2006). Estes picos são muitas vezes causados por efeito da passagens de nuvens, pelo efeito “borda de nuvem” (Pfister *et al.*, 2003). Em onze meses de medições, em San Diego, California, foi atingido um pico de irradiação de 1.466 W/m². Durante este efeito, a energia perdida por sobrecarregamento foi de até 50% da energia gerada (Lappalainen e Kleissl, 2020). Para melhor identificar estas perdas, deve ser utilizada uma resolução temporal de até 10 s (Luoma, Kleissl e Murray, 2012).

No Brasil, por estar localizado em uma região com alta irradiação solar, também pôde ser observada irradiação solar alcançando até 1.845 W/m², durante até poucos minutos (do Nascimento *et al.*, 2019). Mesmo em locais com baixa irradiação solar, a resolução apresenta

dados importantes escondidos pela média horária. Em estudo realizado na Finlândia, a perda de energia por *clipping* passou de 0,5%, com os dados horários, para 2,5% com resolução de 1 s (Väisänen *et al.*, 2019). Usando uma resolução temporal de um minuto de dados de irradiação solar na cidade de Knoxville, Tennessee, foi observada uma potência do arranjo FV duas vezes maior que a potência do inversor (carregamento de 2,00). Desta forma, cerca de 16% de potencial de geração é perdido pelo *clipping* do inversor, enquanto a menor perda foi observada para um FDI de 1,25 (Good e Johnson, 2016).

Em dias com céu limpo (*clear-day*), sem a presença de nuvens, a geração de energia tende a seguir linearmente a curva de irradiação solar durante o dia, para sistemas com baixos FDI. Entretanto, quando o carregamento é elevado, a geração de energia na saída do inversor satura na potência máxima do inversor. Esta condição é agravada caso atue a proteção contra superaquecimento do inversor. Neste caso, a geração cai consideravelmente. **A Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra o funcionamento do inversor (a) sem a presença de sobre carregamento e superaquecimento, (b) apenas com sobrecarregamento e (c) com sobrecarregamento e superaquecimento do inversor (Rampinelli, Krenzinger e Prieb, 2007).

Figura 12 - Funcionamento do inversor: (a) sem sobre carregamento e superaquecimento, (b) apenas com sobre carregamento e (c) com sobre carregamento e superaquecimento



Fonte: (Rampinelli, Krenzinger e Prieb, 2007)

Para a região nordeste brasileira, no município de Brotas de Macaúbas – BA, Martins Deschamps e Rütther (2019) utilizaram a produtividade mensal e *Performance Ratio* para otimizar o FDI em um sistema conectado à rede. As perdas por *overload* também foram analisadas para diferentes tecnologias de módulos. O estudo contava com cinco sistemas FV subdimensionados (potência do arranjo menor que a potência do inversor), que apresentaram uma *yield* mensal média de 150 kWh/kWp.mês, enquanto a PR variou entre 77% e 85%. Foram simulados outros valores de FDI, mais comuns em sistemas FV de grande porte, onde o carregamento de 1,26 se mostrou o mais viável para módulos de c-Si, também muito comuns em usinas FV. A Tabela 3 apresenta as perdas por *overload* do sistema real até um FDI de 1,50.

Tabela 3 – Perdas por *overload* para diferentes tecnologias de módulos FV e FDI

FDI	a-Si/ μ -Si	a-Si	CIGS	c-Si	m-Si
Real	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1,00	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%

1,05	0,1%	0,5%	0,0%	0,1%	0,1%
1,10	0,3%	0,9%	0,0%	0,2%	0,2%
1,15	0,5%	1,6%	0,1%	0,6%	0,5%
1,20	1,0%	2,4%	0,3%	1,2%	1,0%
1,25	1,7%	3,5%	0,7%	2,2%	1,8%
1,30	2,7%	4,8%	1,3%	3,3%	2,9%
1,35	3,9%	6,3%	2,1%	4,7%	4,2%
1,40	5,2%	7,8%	3,2%	6,1%	5,6%
1,45	6,5%	9,3%	4,4%	7,6%	7,0%
1,50	8,0%	10,8%	5,7%	9,1%	8,5%

Fonte: Adaptado de (Martins Deschamps e Rütther, 2019) pelo autor.

Para a região Sul do Brasil, com menor irradiação solar se comparada à região Nordeste, foram analisados dois sistemas FV, com FDI 0,92 e 0,76, instalados em locais distintos. Mesmo com o primeiro local tendo uma irradiação solar 4,2% maior, o segundo sistema apresentou uma produtividade 11,86% maior. Camps *et al.*, (2015) comparou um modelo matemático criado pelo próprio autor do artigo para obter FDI ótimo e a produtividade do sistema, com os valores obtidos por meio de simulação tradicional. Ambas as variáveis obtiveram resultados muito próximos, com um erro em torno de 3%.

2.5 ESTRUTURAS DE SUPORTE

Em grandes usinas fotovoltaicas instaladas em solo, geralmente são considerados dois tipos de estruturas de suporte para os módulos FV. As estruturas com angulação fixa (*fixed-tilt*) e com rastreador solar (*tracker*), tais como *tracker* de um eixo (*single-axis*) e dois eixos (*double-axis*) (Nsengiyumva *et al.*, 2018). Para os rastreadores de um eixo, é definida uma orientação N-S, onde o rastreador segue o ângulo de azimute do Sol em relação à Terra. Os seguidores de dois eixos são capazes de rastrear tanto o ângulo de Azimuth, quanto o ângulo de elevação do Sol em relação à Terra.

Os rastreadores solares tem sido cada vez mais o foco de estudos e melhorias. Eles podem ser classificados de diversas maneiras, baseadas no tipo de atividade (passivo ou ativo), número de eixos (*single/dual-axis*), estratégia de controle (*closed-loop* e *open-loop*), estratégia de rastreamento (pela data e hora, com microprocessadores e sensores eletro-ópticos, e com mescla de sensores com data e hora). Em geral, o ganho energético entre os seguidores de um e dois eixos, comparado à estrutura fixa, é de 25% e 40%, respectivamente, variando de acordo

com o local. A energia consumida para movimentação das estruturas é geralmente baixa, entre 2-5% da energia coletada (Nsengiyumva *et al.*, 2018).

O uso de rastreadores solares tem diversas vantagens: diminui o acúmulo de sujeira na superfície dos módulos, melhora na sua sensibilidade térmica e, para sistemas BF, aumenta a captação de luz resultante da irradiação difusa e do albedo. A escolha por sistemas com rastreadores de um eixo apresentaram um ganho em energia de até 45% em relação às estruturas fixas, em regiões próximas ao equador e módulos BF. Observa-se, ainda, aumento de aproximadamente 10% na geração de sistemas BF em relação a MF, ambos com rastreadores (Patel *et al.*, 2021).

A eficiência das estruturas de suporte depende do local onde será instalada. Isto porque, com o formato esférico da Terra, a trajetória do Sol é diferente para diferentes latitudes. Em estudo realizado em oito cidades no continente europeu, cujas latitudes variam entre 37,42° N (Sevilha, Espanha) até 60,30° N (Bergen, Noruega), foram analisadas alternativas de estrutura de suporte fixa, com orientação L-O e N-S. O caso de Bergen, Noruega, apresentou os melhores resultados, indicando que, mesmo para altas latitudes, é mais vantajoso seguir o movimento do sol durante o dia do que seguir a sua inclinação em relação à Terra. (Chudinzow, Klenk e Eltrop, 2020).

O mesmo estudo conduzido por Chudinzow, Klenk e Eltrop (2020), mencionado anteriormente, mostrou que, aumentando a altura em relação ao solo da estrutura de suporte, de 0,75 m para 1,5 m, e o espaçamento entre tais estruturas, de 5 m para 10 m, o sistema apresentou um aumento de 5% na sua produtividade. A altura da estrutura, geralmente, vem definida pelo fornecedor e apenas pequenas variações podem ser feitas pela equipe de projeto. O espaçamento entre as fileiras pode ser decidido nas fases iniciais de projeto e tem uma grande influência na geração de energia, principalmente em grandes usinas FV.

Para avaliar a área ocupada pelas estruturas, é utilizado o GCR (*Ground Coverage Ratio*). O GCR é calculado pela razão entre a largura da mesa da estrutura de suporte e o *pitch*, que é a distância entre um ponto de uma mesa e o mesmo ponto da mesa seguinte, por exemplo, a distância entre o centro de duas mesas subsequentes. A taxa de ocupação de área diz o quanto da área ocupada pela estrutura de suporte é útil em relação à geração de energia. Como a largura da mesa é condicionada ao tamanho do módulo, após a definição do módulo, a única opção para variar o GCR é mudando o *pitch*, ou seja, afastando ou aproximando as mesas. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra uma representação simplificada do *pitch* e largura da mesa, enquanto o cálculo do GCR segue em (2).

$$GCR = \frac{\text{Largura da mesa (m)}}{\text{Pitch (m)}} \quad (2)$$

Figura 13 - Representação fatores da equação do GCR



Fonte: Elaborado pelo autor.

O cálculo do GCR em sistemas FV é necessário para se evitar auto sombreamento entre os próprios módulos FV. Para sistemas que utilizem módulos bifaciais, a análise do GCR se torna ainda mais necessária, pois mesmo a sombra projetada no solo diminui a geração da parte traseira do módulo BF. Ainda assim, o ganho em produtividade dos sistemas atinge um “platô” onde, mesmo afastando ainda mais as fileiras de módulos, não há grande aumento de produtividade (Narvarte e Lorenzo, 2008).

Para sistemas que utilizem *trackers*, para evitar o auto sombreamento, é utilizada a estratégia do *backtracking*, que justamente adequa a inclinação da estrutura de suporte para que uma mesa não faça sombra na mesa anterior. Com essa estratégia, é possível obter maiores GCR, sem comprometer a geração de energia (Panico *et al.*, 1991). O sistema com *backtracking* tem se tornado padrão em sistemas FV com rastreadores (Narvarte and Lorenzo, 2008). Ainda assim, novas estratégias de *backtracking* vem sendo desenvolvidas, buscando obter soluções para inclinações do terreno (Anderson, 2020). Novas abordagens de *backtracking*, com o uso da internet das coisas (IoT – *Internet of Things*), apresentaram um aumento de 5% na produtividade anual em relação às estratégias tradicionais (Yakut e Erturk, 2021).

2.6 ÍNDICES DE DESEMPENHO

A *Performance Ratio* (PR), ou taxa de desempenho, é um dos índices de desempenho mais utilizados em grandes usinas FV. Ela é calculada pela razão entre a energia realmente gerada pelo sistema e a geração máxima teórica do sistema. Ou seja, a PR compara o que o

sistema conseguiu gerar, considerando todas as perdas envolvidas na geração, com o quanto seria possível gerar caso toda a irradiação solar incidente no plano dos módulos fosse transformada em energia elétrica. Em geral, sistemas em telhados, por conta do sombreamento, possuem uma PR em torno de 70%, enquanto grandes usinas FV, que geralmente são otimizadas para máxima geração, podem chegar a uma PR na casa dos 80%.

A produtividade de um sistema fotovoltaico, mais conhecida pelo termo em inglês *Yield*, também é muito utilizada em projetos fotovoltaicos. Diferente da PR, a *yield* é calculada pela razão entre a geração do sistema FV e a potência nominal em corrente contínua total do sistema. Como a normalização é pela potência instalada, a *yield* é ideal para comparar sistemas de diferentes tamanhos (Marion *et al.*, 2005).

O Fator de Capacidade (FC) é um índice de desempenho muito utilizado em fontes geradoras de energia em geral. Ele é calculado pela razão entre a energia gerada pela potência total instalada multiplicada pelo tempo, geralmente medido em horas. O FC indica a porcentagem da potência instalada que foi convertida em energia, no período desejado. Para usinas solares, o FC não representa fielmente a capacidade da usina pois, diferente de usinas térmicas, eólicas e hidrelétricas, a usina solar gera energia apenas durante o dia.

2.7 MERCADO DE ENERGIA

O sistema elétrico brasileiro (SEB) é composto por milhares de unidades geradoras de diversas fontes primárias de energia diferentes, espalhadas pelo país. As unidades geradoras são interligadas por meio de um complexo sistema de linhas de transmissão e subestações de energia que formam o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Dada a complexidade do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), diferentes agentes, ou órgãos, são responsáveis por diferentes tarefas para tratar da geração, transporte e comercialização da energia elétrica no Brasil. Os principais agentes do SEB são:

- **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**, responsável pela regulamentação tarifária de contratação da energia e do acesso ao sistema de transmissão.
- **Operador Nacional do Sistema (ONS)**, órgão responsável pela operação do SIN, por isso sua maior área de atuação é a geração de energia elétrica.
- **Câmara de Comercialização de Energia (CCEE)** é o órgão responsável pelos leilões de energia e pela forma de participação do agente produtor.

- **Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE)** tem como finalidade a atuação em estudos e pesquisas para auxílio no planejamento do SEB, cobrindo diversas fontes de energia, inclusive a certificação da energia para sistemas FV, mencionada anteriormente.

Todos estes órgãos trabalham simultaneamente com o objetivo de manter o SEB operante. O mercado de energia elétrica do Brasil é dividido em dois ambientes de contratação diferentes, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). A grande diferença entre os dois é o tipo de contratação da energia.

No ACL, os participantes, tanto geradores quanto consumidores, negociam a compra e a venda da energia livremente entre si. Ainda que a transação não seja regulada pela ANEEL, deve ser homologada na CCEE. Para o mercado livre de energia, o consumidor também tem responsabilidades quanto ao seu consumo. Caso ele ultrapasse ou não atinja a capacidade contratada, ficará sujeito ao preço *spot*, ou Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

O mercado livre possibilitou que empresas especializadas na comercialização da energia elétrica entrassem no mercado, especificamente para fazer a ligação entre gerador e consumidor. Para participar do ACL como consumidor, são necessárias algumas características de consumo. Empresas com demanda contratada igual ou superior a 500 kW, por unidade ou somatório em um mesmo CNPJ, podem contratar energia apenas de fontes renováveis. Empresas com demanda contratada acima de 1.500 kW são livres para contratar de qualquer fonte geradora, incluindo usinas térmicas e grandes hidrelétricas (Durante, 2016; COMERC, 2021).

Diferente do ACL, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) é totalmente regulado pelos órgãos responsáveis. Logo, o consumidor não tem liberdade de escolha de qual fonte geradora ele contrata a energia ou do preço da energia, que é definido nos leilões de energia. Por outro lado, no ACR o consumidor final corre quase nenhum risco de aumento repentino da tarifa da energia, exceto em situações pontuais como a MP579, de 2012, em que a tarifa aumentou cerca de 20% acima da inflação (Brasil, 2012), e a RTE/2015, onde o cenário hidrológico de Itaipu resultou em uma energia mais cara, causando um ajuste médio na tarifa de 24,3%, ponderado pela receita das distribuidoras (ANEEL, 2015a).

A Tabela 4 resume as principais características dos dois ambientes de contratação.

Tabela 4 – Ambientes de contratação Livre e Regulado

Ambiente de Contratação Livre - ACL	Ambiente de Contratação Regulado - ACR
-------------------------------------	--

Participantes	Geradoras, Comercializadoras, Consumidores livres e especiais	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras negociam somente nos leilões de energia existente – (Ajuste – A1)
Contratação	Livre negociação entre os compradores e vendedores	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da Aneel
Tipo de contrato	Acordo livremente estabelecido entre as partes	Regulado pela Aneel, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)
Preço	Acordado entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão

Fonte: (CCEE, 2021a), editado pelo autor

Os leilões de energia promovidos pela CCEE e regulados pela ANEEL, são a principal forma de contratação de energia elétrica no ambiente regulado de contratação. Nos leilões de energia, os geradores e consumidores, incluindo nessa categoria as concessionárias de energia, apresentam a sua disponibilidade de geração e contratação e outras informações como garantia física, custo com a geração e perfil de consumo. Diferente de leilões tradicionais, o vencedor do leilão de energia é aquele que oferece o menor lance, isso porque as concessionárias que participam do leilão transferem o custo para a tarifa de energia de cada consumidor.

Os principais tipos de leilão são o Leilão de Energia Nova (LEN) e o Leilão de Energia Existente (LEE). O primeiro negocia a energia de empreendimentos que ainda não estão em operação. Os empreendedores concorrem para atender o crescimento da demanda prevista, o LEN pode ter dois tipos, A-5 e A-3, referentes ao prazo para a usina entrar em operação, 5 e 3 anos, respectivamente. Já o LEE negocia a energia de fontes já em operação, cujos investimentos já foram amortizados e, portanto, possuem um custo reduzido (CCEE, 2021b; FOCUS, 2021).

Outros tipos de leilão de energia são: Leilão de Reserva (LER), criado para completar a demanda do mercado. Geralmente, a energia é proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade. Leilão de Ajuste (LA) que adequa a contratação de energia para quando as previsões de geração não se concretizam. Leilão de Fontes Alternativas (LFA), que visa o incentivo às fontes de energia renováveis novas ou existentes, como usinas solares, eólicas e PCHs (CCEE, 2021b; FOCUS, 2021).

O Ministério de Minas e Energia (MME) divulgou, em dezembro de 2020, o calendário previsto de leilões de energia para os anos 2021, 2022 e 2023, para dar previsibilidade aos investidores do setor energético. A Tabela 5 destaca os leilões de energia, o tipo e a data prevista.

Tabela 5 – Calendário leilões de energia para os anos de 2021-2023

Leilão	Tipo	Data
Leilão de Energia Nova	A-3	junho-21
Leilão de Energia Nova	A-4	junho-21
Leilão de Energia Existente	A-4	junho-21
Leilão de Energia Existente	A-5	junho-21
Leilão de Energia Nova	A-5	setembro-21
Leilão de Energia Nova	A-6	setembro-21
Leilão de Energia Existente	A-1	dezembro-21
Leilão de Energia Existente	A-2	dezembro-21
Leilão de Energia Nova	A-4	abril-22
Leilão de Energia Nova	A-6	setembro-22
Leilão de Energia Existente	A-1	dezembro-22
Leilão de Energia Existente	A-2	dezembro-22
Leilão de Energia Nova	A-4	abril-23
Leilão de Energia Nova	A-6	setembro-23
Leilão de Energia Existente	A-1	dezembro-23
Leilão de Energia Existente	A-2	dezembro-23

Fonte: Portaria MME nº 435/2020

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) é cobrada pela utilização do sistema de transmissão de energia, ou seja, a unidade geradora que deseja se conectar ao SIN, deve, obrigatoriamente, pagar a TUST. O valor da tarifa é ajustado anualmente, no mesmo período do RAP (Receita Anual Permitida). Para calcular TUST, é realizada uma simulação no Programa Nodal, utilizando como dados de entrada a configuração da rede (linhas de transmissão, subestações, geração e carga) e a própria RAP (ANEEL, 2015c).

Como forma de incentivo, foi criada a “Energia Incentivada”, que oferece um desconto na TUST/TUSD para unidades geradoras de fontes renováveis. O desconto aplicado pode variar. Para fontes ligadas ao sistema de transmissão, o desconto é geralmente de 50% na TUST. Quando ligada ao sistema de distribuição, o desconto na TUSD pode ser de 50%, 80% ou ainda 100%. Para ser apto a receber o desconto, as usinas devem seguir algumas premissas. Para fontes solares, eólicas e biomassa, com leilões de compra a partir de 01/01/2016, a potência injetada não deve superar 300 MW. Se anterior a esta data a potência não pode superar 30 MW. Fontes hidráulicas, independente da data do leilão, só recebem o desconto caso a potência não supere 50 MW (CCEE, 2014).

2.8 AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Em sistemas FV, assim como em todos os investimentos, é necessário fazer uma análise econômica e financeira do projeto para avaliar a sua viabilidade e atratividade. Em geral, índices econômicos tradicionais, tais como, Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e *Payback* descontado, podem ser utilizados como índices econômicos para sistemas FV. Além deles também é muito utilizado o Custo Nivelado da Eletricidade.

O Valor Presente Líquido pode ser definido como o valor de um investimento futuro “trazido” para o presente, ou seja, o quanto o fluxo de caixa de um determinado ano vale no presente, descontado a uma taxa de juros definida (Žižlavský, 2014). O VPL pode ser aplicado a qualquer tipo de projeto e o projeto é aceito caso tenha um VPL positivo, além de ser mutuamente exclusivo, ou seja, no caso de dois investimentos, o que obter maior VPL é economicamente mais atrativo (Pasqual, Padilla e Jadotte, 2013).

A Taxa Mínima de Atratividade, em resumo, é a taxa mínima que o investidor deseja receber em retorno com o seu investimento. Geralmente, a investimentos com alto risco, são atribuídos valores elevados de TMA, pois são esperados retornos igualmente altos.

A Taxa Interna de Retorno é a taxa mínima que o investidor pode esperar para obter um retorno financeiro com o investimento. Diferente da TMA, a TIR não é imposta pelo investidor e sim pelo próprio investimento. Na prática, a TIR se refere à taxa de juros que torna o VPL igual a zero (Pasqual, Padilla e Jadotte, 2013).

O *Payback* descontado é um método relativamente simples e muito popular de avaliação financeira. Assim como os outros índices, ele avalia o comportamento do investimento no tempo. O *Payback* descontado determina o tempo necessário para o investidor reaver o dinheiro investido. Caso o investidor queira determinar o menor tempo de *payback* do investimento, ele pode usar a TIR como parâmetro. Por outro lado, caso ele queira saber o tempo em que o investimento vá render um retorno previamente definido, pode ser atribuído a TMA relativa ao valor esperado. Por este motivo, ele é muito utilizado, principalmente em empresas que pretendem aumentar de tamanho (Lefley, 1996).

O Custo Nivelado da Energia (LCOE) é definido como o custo por unidade de energia de uma usina durante toda sua vida útil e é muito utilizado para comparar diferentes tecnologias, inclusive de fontes de energia diferentes (Guimarães, 2019). Para o cálculo do LCOE, é considerado o investimento inicial, o custo de O&M da usina, descontado a uma taxa de juros, e a energia gerada durante a vida útil da usina, que sofre queda devido à sua degradação.

Branker, Pathak e Pearce (2011) realizaram uma revisão da metodologia e premissas comumente adotadas no cálculo do LCOE e concluíram que o LCOE é altamente sensível aos dados de entrada do cálculo, principalmente aos custos com o sistema.

3 METODOLOGIA

Este trabalho tem como objetivo avaliar os impactos do fator de dimensionamento do inversor na atratividade financeira e no Custo Nivelado da Energia de uma usina fotovoltaica de grande escala, considerando os custos de conexão e de utilização do sistema elétrico de transmissão. Para melhorar a precisão dos resultados, foi elaborado o projeto elétrico completo para cada cenário analisado, levando em consideração pequenas mudanças nas quantidades totais de cada componente da usina.

O fator de dimensionamento do inversor, chamado de carregamento do inversor, é a razão entre a potência em corrente contínua (CC) aplicada na entrada do inversor e a potência de saída do inversor já em corrente alternada (CA). Para compensar a falta de geração em períodos de baixa irradiação solar, a potência CC aplicada ao inversor é superior a sua potência de saída, garantindo uma geração alta por um período maior do dia. Carregamentos elevados tem se tornado mais viáveis devido ao aumento da potência e a diminuição do preço relativo dos módulos fotovoltaicos, permitindo, assim, a instalação de um número maior de módulos por inversor.

3.1 COMPONENTES PRINCIPAIS

Os componentes principais de uma usina solar fotovoltaica são o módulo fotovoltaico, a estrutura de suporte dos módulos e o inversor, devido ao seu alto custo em relação ao total da usina. Segundo o último leilão de energia realizado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE, 2020), eles são responsáveis por 64% do custo total do empreendimento, sendo 40% referentes aos com módulos fotovoltaicos, 15% às estruturas de suporte e 9% aos inversores. Não faz parte do escopo deste trabalho a análise de alternativas diferentes dos componentes principais da usina FV. Portanto, os componentes principais foram escolhidos internamente de fornecedores com participação significativa no mercado fotovoltaico, que estivessem comercialmente disponíveis.

O módulo fotovoltaico escolhido foi o da linha Vertex, a última linha lançada pela Trina Solar, uma das líderes de mercado de módulos fotovoltaicos. Seguindo as novas tendências de tecnologia, o módulo escolhido é bifacial, da tecnologia PERC. As principais características do módulo seguem na Tabela 6 e o *datasheet* com todas as informações, se encontra no ANEXO A – *Datasheet* módulo fotovoltaico.

Tabela 6 – Características do módulo fotovoltaico considerado

Características	Unidade	Valor
Fornecedor	-	Trina Solar
Modelo	-	TSM-600-DEG20C.20
Potência pico	Wp	600
Corrente máxima potência	A	17,34
Corrente de curto-circuito	A	18,42
Tensão de máxima potência	V	34,6
Tensão de circuito aberto	V	41,7
Eficiência	%	21,2
Número de células	-	120
Tensão máxima	V	1.500

Fonte: Datasheet módulo TSM-600-DEG20C.20 (TrinaSolar, 2021).

Foi escolhido o inversor do tipo central da Sungrow, modelo SG3125HV, com potência de saída de 3,437 MW, temperatura de operação de 45°C. Foi adotada a solução com inversores centrais, pois ela ainda é a solução mais comum em usinas de grande porte. Outra importante característica presente neste modelo de inversor é a opção de aumentar para até 24 o número de entradas em corrente contínua, possibilitando uma liberdade maior na configuração elétrica dos blocos unitários de geração. A características principais do inversor estão apresentadas na Tabela 7 e o *datasheet* pode ser encontrado no ANEXO B – *Datasheet* inversor.

Tabela 7 – Características do inversor considerado

Características	Unidade	Valor
Fornecedor	-	Sungrow
Modelo	-	SG3125HV
Potência @ 25°C	MW	3,593
Potência @ 45°C	MW	3,437
Potência @ 50°C	MW	3,125
Tensão nominal em CA	V	600
Tensão máxima em CC	V	1.500
Eficiência	%	99,0%
Número de entradas	-	21 (24 opcional)

Fonte: Datasheet inversor SG3125HV (Sungrow, 2021).

Foi escolhida uma estrutura de suporte com duas fileiras de módulos (2V) do tipo com rastreador da luz solar, também chamado pelo termo em inglês “*tracker*”. Essa solução tem se mostrado mais vantajosa em relação à opção de suporte fixa, dado o aumento da geração de energia promovida pelo seguidor. As características do *tracker* seguem na Tabela 8, enquanto o datasheet se encontra em anexo. Vale ressaltar que, diferentemente dos módulos e inversores, as características das estruturas de suporte, como o comprimento, podem variar de acordo com as condições de projeto.

Tabela 8 – Características da estrutura de suporte considerada

Características	Unidade	Valor
Fornecedor	-	Soltec
Modelo	-	SF-7
Tipo	-	2V
Seguidor (<i>tracker</i>)	-	Com Seguidor
Comprimento	m	45,28
Largura	m	4,49
Altura	m	2,35
Número de estacas	-	7
Número de módulos	-	68
Número de <i>strings</i>	-	2

Fonte: Datasheet tracker Soltec – SF-7 (Soltec, 2021)

3.2 COMPOSIÇÃO DOS BLOCOS DE GERAÇÃO

Com os componentes principais da UFV devidamente escolhidos, foram criados os blocos de geração que compõe a usina como um todo. Os blocos de geração têm como base uma subestação unitária (SU), formada por dois inversores, e um transformador de baixa para média tensão, em torno de 20 a 34,5 kV, além de sistemas de proteção e monitoramento. A conexão entre estas subestações unitárias formam a chamada rede de média tensão (RMT), que é responsável por levar a energia gerada pelos inversores à subestação coletora (SEc).

O número de inversores por SU foi escolhido devido à sua alta potência de saída, totalizando potência CA de 6,874 MW para cada SU. O número de módulos fotovoltaicos instalados por bloco de geração e, conseqüentemente, o número de *trackers* depende do FDI escolhido para o projeto.

Esta etapa pode ser considerada a base do estudo, pois, de certo modo, os blocos “crescem” em torno da SU, tanto em potência, quanto em área ocupada. Quanto maior o FDI

considerado, mais módulos são conectados ao inversor e, conseqüentemente, maior é a área ocupada pelo bloco de geração. Os valores de FDI escolhidos para elaborar os cenários seguem na Tabela 9.

Tabela 9 – Valores de FDI escolhidos

FDI
1,15
1,20
1,25
1,30

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os valores de FDI foram escolhidos com base em projetos reais elaborados internamente na Araxá Energia Solar. Na literatura, pode ser encontrado o FDI como a razão entre a potência do inversor (CA) e a potência dos módulos FV (CC). Neste caso, os valores de FDI variam entre 0,87 e 0,77 (Toreti Scarabelot, Arns Rampinelli e Rambo, 2021). De acordo com os resultados do leilão de energia A6-2019 realizado pela EPE, estes carregamentos estão dentro da faixa de valores apresentada na Nota Técnica EPE-DEE-003-2020-r0 (EPE, 2020). Estes valores indicam que a potência CC do bloco varia entre 15-30% acima da potência CA da subestação unitária. Os blocos de geração foram projetados considerando um *pitch* fixo de 15 m, resultando em uma taxa de ocupação de área de 30% (GCR 0,30).

O Quadro 1 destaca a configuração elétrica simplificada dos inversores considerados.

Quadro 1 – Configuração geral dos inversores

Stringbox A	Inversor FDI 1,15	Inversor FDI 1,25
600 Wp 10 Strings 10 Entradas 204 kWp 5 Trackers 340 Módulos	17 String box A 3 String box B 3.958 kWp 1,15 Pot CC/CA 194 Strings 97 Trackers 20 String box 6.596 Módulos	17 String box A 5 String box B 4.284 kWp 1,25 Pot CC/CA 210 Strings 105 Trackers 22 String box 7.140 Módulos
Stringbox B	Inversor FDI 1,20	Inversor FDI 1,30
600 Wp 8 Strings 8 Entradas 163 kWp 4 Trackers 272 Módulos	17 String box A 4 String box B 4.121 kWp 1,20 Pot CC/CA 202 Strings 101 Trackers 21 String box 6.868 Módulos	18 String box A 5 String box B 4.488 kWp 1,30 Pot CC/CA 220 Strings 110 Trackers 23 String box 7.480 Módulos

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os cabos BTcc conectam a *StringBox* (SB) ao inversor e são instalados diretamente enterrados em valas. Como premissa, não foram instalados mais de seis circuitos (um cabo por cada polo positivo e negativo) em uma mesma vala, exceto na chegada do inversor. Os cabos solares conectam as *strings* às SB, e são instalados ao ar livre, seguindo a estrutura do *tracker*, ao final da estrutura, os cabos solares são encaminhados para a *StringBox* em eletrodutos, capazes de acomodar até seis circuitos. Para este trabalho, foram considerados arranjos de SBs com 10 e 8 *strings*, o arranjo das SBs depende da construção do bloco, mas se buscou seguir os mesmos padrões entre os blocos.

Os cabos de baixa tensão (BTcc e Solares) foram desenhados e quantizados utilizando o *software* AutoCAD, para cada FDI escolhido. Posteriormente, eles foram multiplicados pela quantidade total de blocos instalados por usina para obter o total utilizado em cada usina. Outros materiais relacionados ao lado em corrente contínua do bloco de geração também foram quantizados e multiplicados pelo número total de blocos instalados. Com a quantidade total de cada material obtida, foi elaborada uma lista de materiais (LM) para organizar o orçamento de cada material separadamente.

3.3 COMPOSIÇÃO DOS CENÁRIOS DE USINAS

Cada um dos cenários de usinas projetados neste estudo é formado, em sua totalidade, por múltiplas unidades dos blocos de geração, sem considerar diferentes formatos, ou ainda, menores quantidades de inversores por bloco. Para conseguir uma equivalência entre os cenários de usina, a quantidade de blocos de geração foi calculada de modo que as potências pico de cada usina fossem aproximadas.

Assim como nos blocos unitários de geração, também se buscou uma uniformidade nos *layouts* das usinas para que não houvesse favorecimento para nenhum cenário em específico. Foram adotadas as mesmas premissas em todos os cenários para os componentes que são mais influenciados pelo *layout*, como a quantidade de blocos que formam os circuitos de MT e o encaminhamento dos próprios cabos de MT. Os quantitativos restantes são influenciados exclusivamente pela quantidade de blocos presentes na usina, não pelo formato dela. As premissas adotadas para a composição das usinas seguem na Tabela 10.

Tabela 10 – Premissas seguidas para concepção dos cenários de usina

Premissa	Unidade	Valor
Potência CC	MWp	197
SUs por circuito MT	-	2 ou 3

Espaçamento acesso interno	m	18
Distância <i>tracker</i> - cerca	m	15
Altura	m	2,35
Número de estacas	-	7
Número de módulos	-	68
Número de <i>strings</i>	-	2

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.4 COMPOSIÇÃO DOS CUSTOS

Neste trabalho, a composição dos custos com a usina foi dividida em:

- Materiais e Mão de Obra
- Ponto de Conexão
- Custos anuais

3.4.1 Materiais e Mão de Obra

O custo com materiais e mão de obra inclui o valor de compra unitário de cada um dos componentes utilizados e o custo envolvido na instalação deles. Por se tratar de um estudo comparativo, os custos unitários para cada componente e serviços são os mesmos entre os cenários analisados. Assim os custos totais dependem exclusivamente do quantitativo de cada um deles. Como os cenários elaborados seguiram as mesmas premissas de configuração entre eles, este custo é proporcional ao tamanho da usina.

O módulo fotovoltaico é responsável por aproximadamente 50% dos custos totais com a usina, incluindo o ponto de conexão. Dada a sua importância para a composição dos custos e o fato de eles serem importados, o seu custo foi analisado com maior cuidado e teve o seu valor dependente do câmbio do dólar. O custo por watt-pico utilizado como referência foi 0,265 US\$/Wp, enquanto o câmbio do dólar foi fixado em R\$5,26. Além disso, foi considerado um custo de importação de 19%. Neste estudo não foi considerado o frete dos componentes. Para as premissas adotadas, o custo final dos módulos foi de 1,66 R\$/Wp, um pouco superior ao valor adotado por um estudo recente da *Greener*, que considerou um custo de 1,61 R\$/Wp (Greener, 2021). Os custos unitários dos demais materiais utilizados foram retirados de orçamentos realizados pela empresa Araxá Energia Solar, especializada em projetos de usinas solares.

Nos custos de mão de obra estão inclusas as equipes de trabalho necessárias para a instalação dos componentes da usina. Assim como a compra dos materiais, cada componente possui um custo diferente também retirados de orçamentos recentes. Além da instalação dos componentes, a mão de obra inclui a obra civil da usina, como a movimentação de terra, projeto de drenagem, supressão vegetal, escavação de valas dos cabos, entre outros processos.

3.4.2 Ponto de Conexão

Neste trabalho, o ponto de conexão da usina com o Sistema Interligado Nacional (SIN) foi considerado na forma da construção da subestação coletora (SEc) e da linha de transmissão que conecta a usina com o SIN. O custo com o ponto de conexão pode corresponder a uma parcela de até 11% do custo total da usina (EPE, 2020). A SEc é o local da usina onde todos os circuitos de média tensão (MT) são conectados e a tensão é elevada a um nível compatível com a LT à qual será conectada.

Para este estudo o custo, com a SEc foi dividido em custo com *bays* de entrada e custo de construção da SEc. Os custos que envolvem a SEc foram estimados com base em dados fornecidos em consultas a engenheiros da empresa de engenharia .

As *bays* de entrada são o ponto em que os circuitos de média tensão se conectam na SEc. O custo das *bays* de entrada foi normalizado à potência instalada total da usina, no valor de 25.000 R\$/MW (Araxá, 2020). O custo relativo da construção da SEc varia de acordo com a potência CA total instalada. O custo relativo mínimo considerado foi de 190.000 R\$/MW. A este custo foi acrescido um incremento cumulativo de 5% para cada cenário de potência instalada (Araxá, 2020).

A linha de transmissão é um fator importante a ser considerado ao projetar uma usina, podendo inviabilizar a sua construção, caso a usina esteja localizada muito longe de um ponto de conexão. Tal fato induz os agentes geradores a instalarem suas usinas próximo as linhas de transmissão integradas no SIN. Neste trabalho, foi considerada uma linha de transmissão de 230 kV com 20 km de extensão. As características gerais consideradas para a linha de transmissão seguem na Tabela 15.

Tabela 11 – Características gerais linha de transmissão

Descrição	Unidade	Valor
Nível de Tensão	kV	230
Fator de potência	-	0,95
Fator de capacidade	-	1,00

Extensão	km	20
Modelo do Cabo	-	580 LIGA 1120
Resistência cabo	Ω/km	0,1018
Nº de condutores	-	2
Custo	R\$/km	577.292,00
Potência	MW	Variável

Fonte: Elaborado pelo autor.

O custo por quilometro da linha de transmissão foi retirado de estimativas realizadas para projetos reais com as mesmas características da LT considerada, realizados pela empresa especializada, Araxá Energia Solar S/A.

3.4.3 Custos anuais

Os custos anuais, diferente dos mencionados anteriormente, são aqueles cobrados durante todo o período de funcionamento da usina. Neste trabalho, foram considerados como custos anuais o custo com operação e manutenção da usina, o arrendamento da área ocupada e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

O custo com operação e manutenção da usina, também chamado de custo com O&M ou OPEX, é considerado como uma percentagem do CAPEX da usina. As atividades incluídas na manutenção envolvem eventuais consertos de componentes, como cabos e conectores, limpeza dos módulos e limpeza da área em geral. Para este trabalho, o custo com OPEX foi considerado como 1% do custo total da usina, desconsiderando o ponto de conexão, pago anualmente durante o período de operação da usina (Shimura *et al.*, 2016).

As duas formas mais comuns de pagamento do arrendamento da terra para usinas fotovoltaicas consideram um custo fixo por hectare ou uma percentagem da geração da usina. Para o Brasil, o valor fixo por hectare fica entre R\$ 1.897,50 e R\$ 2.530,00 por hectare por mês. A outra opção é o proprietário receber o equivalente a 1-1,5% da energia total gerada pela usina (Veríssimo *et al.*, 2020). Neste trabalho, foi considerado um valor fixo para arrendamento da área como 1% da energia total gerada.

A TUST, valor pago mensalmente pelo gerador pelo uso do sistema de transmissão, varia de acordo com a região do SIN. A tarifa é regulada pela ANEEL para suprir investimentos, manutenção e a operação das linhas de transmissão. Desde 2016, os empreendimentos com fontes de energia renováveis recebem um desconto de 50% na TUST. Um exemplo de valores

da TUST, com e sem desconto, para UFV localizadas em diferentes estados do Brasil, segue na Tabela 12.

Tabela 12 – Valores de TUST

Usina - UF	TUST com desconto [R\$/kW.mês]	TUST sem desconto [R\$/kW.mês]
UFV – MG	4,83	9,66
UFV – PB	3,84	7,68
UFV – CE	3,83	7,66

Fonte: Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-014/2021-rev0 (EPE, 2021), adaptado pelo autor.

3.5 DADOS SOLARIMÉTRICOS E SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

Ao planejar uma usina fotovoltaica, um dos pontos cruciais para determinação da sua localização são os dados meteorológicos, principalmente os níveis de irradiação solar incidente. Estes dados são utilizados para estimar a produção de energia da usina com o uso de *softwares* especializados, tais como o *PVSyst*.

Os dados meteorológicos utilizados na simulação foram retirados de trabalhos prévios de certificação para o mesmo local considerado no estudo. O objetivo da certificação é refinar os dados de longo prazo obtidos de bancos de dados de satélite, com uma resolução espacial relativamente baixa, com dados medidos no local. O método utilizado foi o *site-adaptation* linear, descrito por Polo *et al.*, (2016). Ele consiste na correlação entre os dados de satélite e dados medidos no local para um mesmo período. O método foi aplicado à uma série histórica de 20 anos de dados do Solargis. A Tabela 13, a seguir, apresenta os dados médios de temperatura, irradiação global horizontal e irradiação difusa utilizados na simulação.

Tabela 13 – Dados meteorológicos utilizados na simulação

Mês	Temperatura (°C)	Irradiação Global Horizontal (kWh/m ² .mês)	Irradiação Difusa (kWh/m ² .mês)
Janeiro	27,5	200,4	80,9
Fevereiro	28,2	180,4	59,4
Março	27,2	178,8	63,7
Abril	25,7	162,8	54,9
Mai	26,3	153,0	47,5
Junho	26,0	142,6	35,3
Julho	25,3	156,3	36,8
Agosto	26,9	180,5	46,6
Setembro	28,3	189,2	61,7

Outubro	28,5	195,2	71,1
Novembro	27,7	169,1	79,4
Dezembro	26,8	186,1	78,3
Total	27,0	2.094,4	715,7

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os dados meteorológicos foram importados para o *software PVSyst*, onde foi realizada a simulação para os cenários analisados. Visto que cada cenário de usina tem uma quantidade diferente de inversores, foi simulada a geração de apenas um inversor por configuração e o resultado multiplicado pela quantidade total de cada usina. Por se tratar de um estudo comparativo, as perdas consideradas na simulação são as mesmas entre cenários. A Tabela 14 apresenta os dados de entrada adotados para as perdas na simulação.

Tabela 14 – Dados de entrada perdas simulação *PVSyst*

Perdas ôhmicas CC	1,5%
Perdas ôhmicas CA - saída inversor até trafo MT	0,1%
Perdas ôhmicas CA - Núcleo trafo MT	0,1%
Perdas ôhmicas CA - Bobina trafo MT	1,0%
Perda da eficiência dos módulos	0,0%
Perdas LID	2,0%
Perdas por <i>mismatch</i> entre módulos	2,0%
Perdas por <i>mismatch</i> entre <i>strings</i>	0,1%
Perdas por sujeira	3,0%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Além das perdas mencionadas, foram consideradas as perdas na linha de transmissão. As perdas na LT dependem da potência total instalada da usina. Portanto, devem ser calculadas para cada cenário separadamente. Neste trabalho, não foram variadas características da linha de transmissão, tais como, nível de tensão, seccionamento, extensão, entre outros fatores. As equações a seguir relacionadas são utilizadas para calcular as perdas na LT.

$$Pot_{ativa} = \frac{Pot_{instalada\ CA}}{FP} [MW] \quad (2)$$

$$I_{LT} = \frac{\frac{Pot_{ativa}}{\sqrt{3}}}{V} \times 1000 [A] \quad (3)$$

$$R_{total} = \left(\frac{R \times L}{Nro\ de\ Condutores} \right) [\Omega] \quad (4)$$

$$P_{Instantânea} = (I_{LT} \times FC_{LT})^2 \times R_{total} [W] \quad (5)$$

$$P_{Percentual} = \left(\frac{P_{Instantânea}}{Pot_{ativa} \times 1000000} \right) \times 100 [\%] \quad (6)$$

Onde:

- Pot_{ativa} = Potência ativa da usina (MW)
- $Pot_{instalada}$ = Potência instalada CA da usina (MVA)
- FP = Fator de Potência da usina
- I_{LT} = Corrente na linha de transmissão (A)
- V = Tensão da linha de transmissão (V)
- R_{total} = Resistência total do cabo (Ω)
- R = Resistência elétrica do condutor (Ω/km)
- L = Extensão da linha de transmissão (km)
- $P_{instantânea}$ = Perda instantânea (W)
- FC_{LT} = Fator de Capacidade da LT
- $P_{percentual}$ = Perda percentual (%)

3.6 ÍNDICES DE DESEMPENHO

Neste trabalho, foram analisados três índices de desempenho comumente utilizados em usinas fotovoltaicas. São eles a *Performance Ratio* (PR), produtividade (*Yield*) e o Fator de Capacidade (FV).

A PR é a razão entre a energia realmente gerada e a energia máxima teórica, no intervalo de tempo especificado, conforme mostra (7).

$$PR = \frac{E}{P_{CC} \times I_{GPI}} (\%) \quad (7)$$

Onde:

- E = Energia Gerada (MWh)
- P_{CC} = Potência pico em CC (MWp)
- I_{GPI} = Irradiação Global Plano Inclinado (kW/m^2)

A *Yield* é a razão entre a energia gerada e a potência disponível do sistema, ou seja, a potência dos módulos FV em corrente contínua, conforme mostra (8).

$$Yield = \frac{E}{P_{CC}} \left(\frac{kWh}{kWp} \right) \quad (8)$$

Onde:

- E = Energia Gerada (kWh)
- P_{CC} = Potência pico em CC (MWp)

O Fator de Capacidade (FC) é obtido pela divisão entre a energia gerada e a multiplicação da potência instalada pelo tempo, geralmente medido em horas. O FC pode ser calculado utilizando como referência a potência CC ou CA da usina. Neste trabalho, foi considerada a potência CA como referência, por um período de um ano. O cálculo do FC é mostrado em (9).

$$FC = \frac{E}{P_{CA} \times 8760} \quad (9)$$

Onde:

- E = Energia Gerada (kWh)
- P_{CC} = Potência pico em CC (MWp)
- 8760 é o número de horas em um ano-calendário (365 × 24 = 8760)

3.7 ANÁLISE ECONÔMICA

A produtividade (*Yield*), a *Performance Ratio* (PR) e o Fator de Capacidade (FC) são indicadores muito seguros para avaliar o desempenho de uma usina fotovoltaica. Ainda assim, estes índices dizem respeito apenas à simulação da geração de energia, não levando em conta os aspectos econômicos presentes na elaboração do projeto. O LCOE é uma das métricas mais utilizadas para este tipo de avaliação. Adicionalmente, serão calculados o VPL, TIR e *Payback* descontado como análises complementares.

O LCOE, do inglês *Levelized Cost of Electricity*, utiliza os custos totais da UFV e a sua geração de energia para calcular o custo nivelado da energia gerada. Tanto o custo, quanto a geração da usina, são calculados e corrigidos durante toda a vida útil do empreendimento, conforme (10).

$$LCOE \left[\frac{R\$}{MWh} \right] = \frac{C_0 + \sum_{t=1}^T \frac{C_t \times (1+i)^t}{(1+j)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t \times (1+d)^t}{(1+j)^t}} \quad (10)$$

Onde:

- C₀ = Custo total da usina (R\$)
- C_t = Custo anual da usina no ano t (R\$/ano)
- E_t = Geração de energia no ano (MWh/ano)
- t = Ano

- T = Vida útil da usina
- i = Taxa de inflação considerada
- d = Degradação módulo FV
- j = Taxa mínima de atratividade (TMA)

A taxa de inflação considerada neste estudo foi fixa durante todo o período analisado. A taxa mínima de atratividade também foi fixada em um valor tido como viável em empreendimentos desta magnitude. A degradação da usina foi considerada igual à degradação do módulo fotovoltaico. O valor considerado foi retirado do *datasheet* do módulo disponível no ANEXO A – *Datasheet* módulo fotovoltaico.

Os dados de entrada fixos adotados para o cálculo do LCOE seguem na Tabela 15. Os outros termos de (7) variam de acordo com os cenários.

Tabela 15 – Dados de entrada fixos no cálculo do LCOE

Dado de entrada	Unidade	Valor
Vida útil da usina	Anos	20
Inflação considerada aa.	%	5
Degradação usina	%	-0,45
Taxa mínima de atratividade (TMA)	%	9

Fonte: Elaborado pelo autor.

O Valor Presente (VP) é a soma do fluxo de caixa de um ano “t” descontado por uma taxa. Geralmente essa taxa é chamada de TMA, ou Taxa Mínima de Atratividade, estabelecida pelo proprietário do investimento como o mínimo retorno esperado. O cálculo do VP para o ano t pode ser feito por (11).

$$VP(t) = -C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{(R_t - C_t)}{(1 - TMA)^t} \quad (11)$$

Onde:

- C_0 = Custo total da usina (R\$)
- C_t = Custo anual da usina no ano t (R\$/ano)
- R_t = Receita da usina no ano t (R\$/ano)
- TMA = Taxa mínima de atratividade (%)
- t = Período
- VP (t) = Valor Presente no ano t (R\$)

O Valor Presente Líquido (VPL) é o cálculo do VP para todo o período do investimento. No caso deste trabalho, é considerado como a vida útil da usina. O valor do VPL pode ser definido por (12).

$$VPL = VP(T) \quad (12)$$

Onde:

- VPL = Valor Presente Líquido (R\$)
- VP (T) = Valor Presente calculado no ano T (R\$)
- T = Tempo de vida usina fotovoltaica (anos)

Aliada ao VP e VPL, a Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto aplicada que torna o VPL é igual a zero. Para calcular a TIR, basta igualar (8) à zero, como mostra (13).

$$0 = -C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{(R_t - C_t)}{(1+TIR)^t} \quad (13)$$

Onde:

- C_0 = Custo total da usina (R\$)
- C_t = Custo anual da usina no ano t (R\$)
- R_t = Receita da usina no ano t (R\$)
- TIR = Taxa Interna de Retorno (%)
- t = Período

O custo total da usina inclui, também, o custo com o ponto da conexão (LT e SEc). O custo de O&M anual é a soma do custo com O&M e custo com a TUST. Como as usinas estão em geração centralizada, a receita do empreendimento é obtida pela venda da energia gerada pela usina, como destaca (14).

$$R_t = G_t \times P_e \quad (14)$$

Onde:

- R_t = Receita da usina no ano t (R\$)
- G_t = Geração no ano t (MWh/ano)
- P_e = Preço de venda da energia (R\$/MWh)

Não foi considerada a variação do preço da energia durante a vida útil da usina. O preço foi fixado em 250 R\$/MWh. Como a geração da usina diminui com a degradação dos módulos FV, a receita diminui com o tempo.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O primeiro passo foi projetar os blocos unitários de geração, para compor os cenários de usinas. Para que haja uma uniformidade nos blocos, eles foram projetados para que mantivessem um formato parecido entre eles, de forma que nenhum cenário fosse beneficiado ou prejudicado pela distribuição das estruturas de suporte. A Figura 14 apresenta os blocos de geração considerados no estudo.

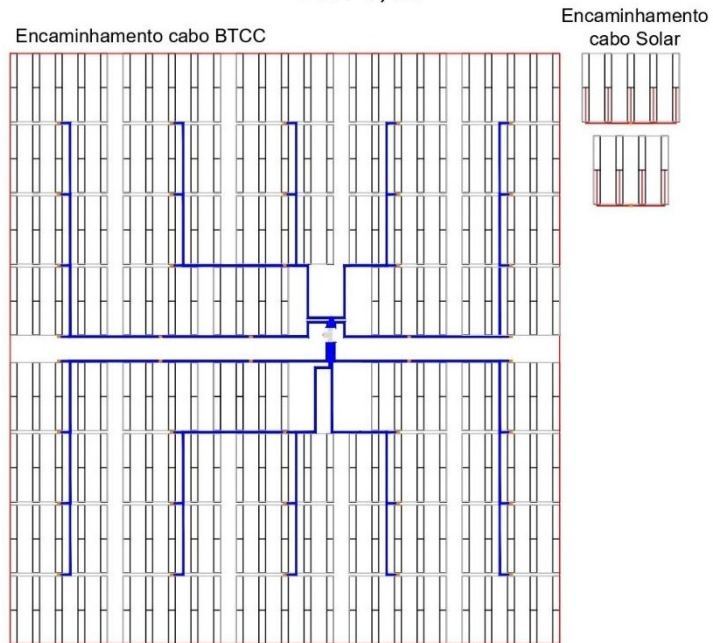
Figura 14 - Blocos unitários de geração

FDI 1,15	FDI 1,20	FDI 1,25	FDI 1,30

Fonte: Elaborado pelo autor.

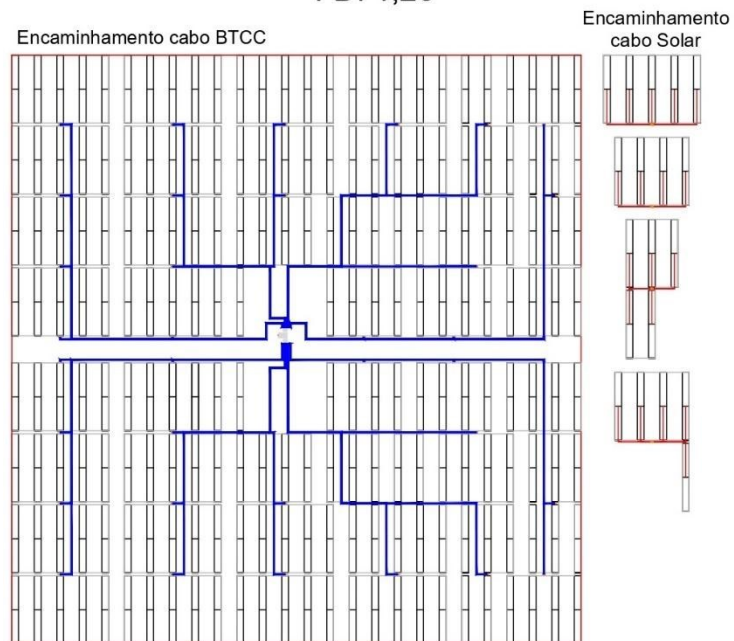
O *pitch* foi mantido constante. Assim, o aumento da área do bloco e as diferenças nos quantitativos dos componentes se devem exclusivamente à variação do FDI. A SU foi posicionada no centro do bloco, diminuindo a quantidade total de cabos BTcc por bloco. As figuras a seguir apresentam os encaminhamentos de cabos BTcc e solares para os quatro cenários de blocos criados para este estudo.

Figura 15 - Encaminhamento cabos BTcc e Solares – FDI 1,15
FDI 1,15



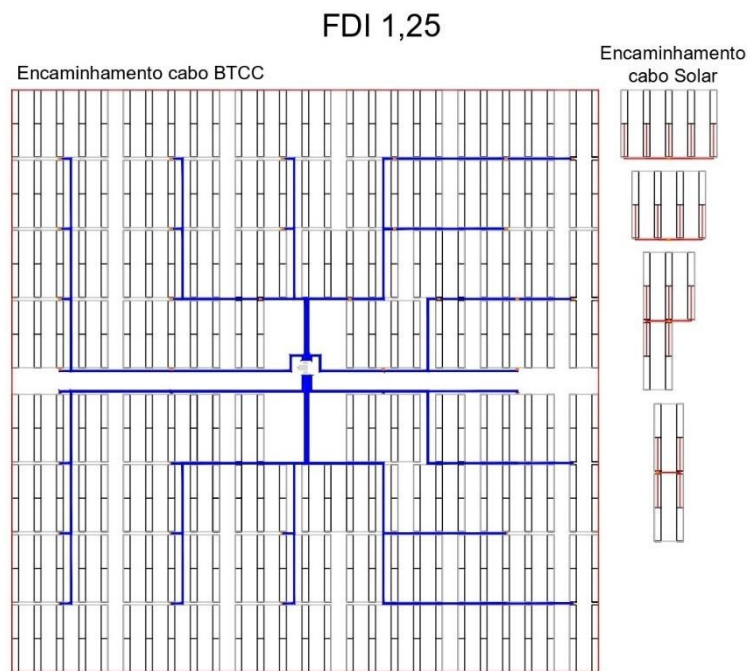
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 16 - Encaminhamento cabos BTcc e Solares – FDI 1,20
FDI 1,20



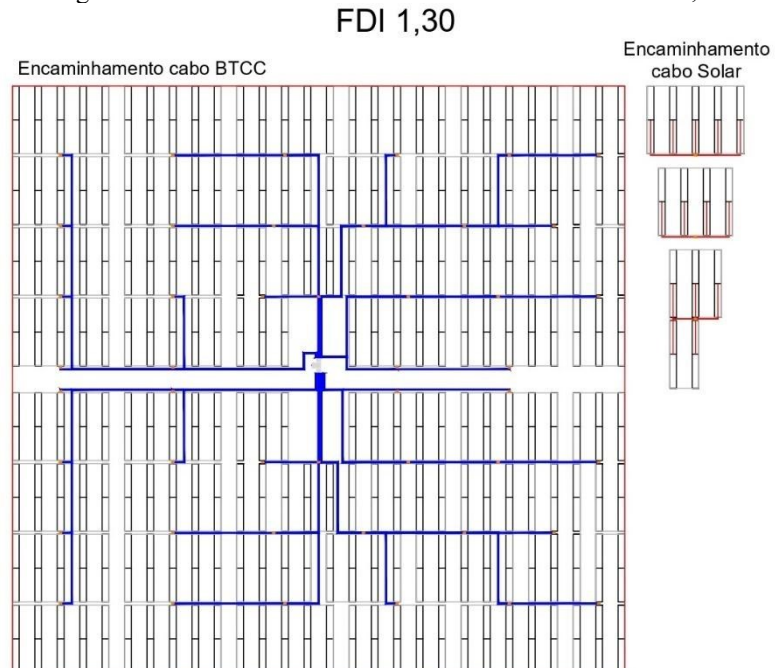
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 17 - Encaminhamento cabos BTcc e Solares – FDI 1,25



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 18 - Encaminhamento cabos BTcc e Solares – FDI 1,30



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para todos os blocos, buscou-se não ultrapassar o limite de seis circuitos por vala, exceto na chegada do inversor, onde se tem espaço suficiente para acomodar todos os circuitos. Ao lado de cada representação do bloco estão os arranjos de SB utilizados.

As principais características gerais dos blocos de geração, para cada um dos carregamentos CC/CA (FDI) considerados neste trabalho, são apresentadas na Tabela 16.

Tabela 16 – Características gerais dos blocos de geração

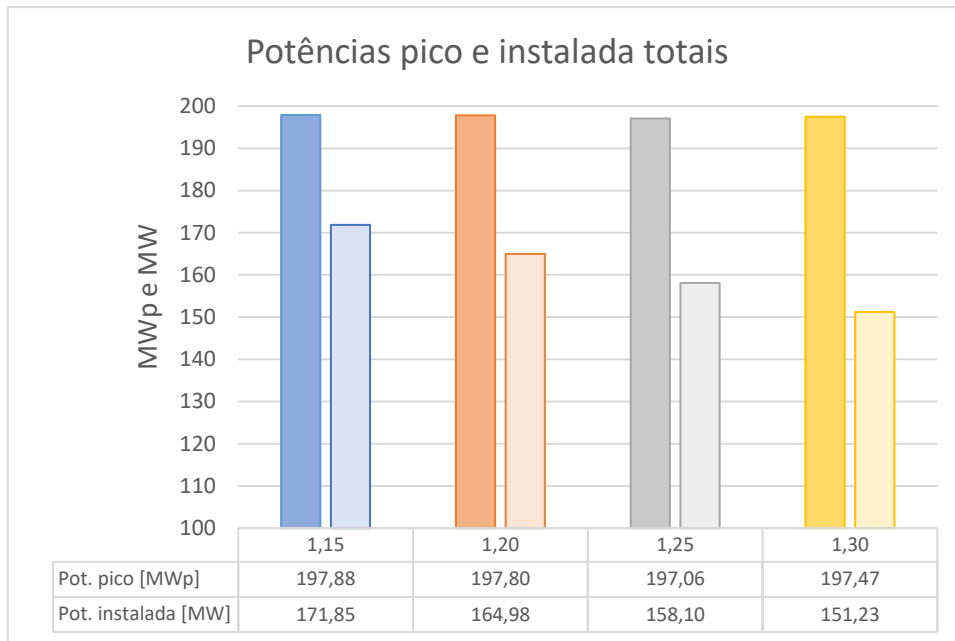
FDI	1,15	1,20	1,25	1,30
Número de Módulos	13.192	13.736	14.280	14.960
Número de <i>Strings</i>	388	404	420	440
Número de <i>Tracker</i>	194	202	210	220
Número de <i>StringBox</i>	40	42	44	46
Potência CC (MWp)	7,915	8,242	8,568	8,976
Cabo solar (m)	27.504	27.524	28.332	29.467
Cabo BTcc (m)	14.369	15.761	16.673	17.302
Área (ha)	14,30	14,89	15,47	16,06

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para alterar o carregamento dos blocos unitários de geração, foi mantida a potência CA do inversor e aumentada a potência CC, adicionando mais módulos. Por este motivo, é possível notar um aumento em todos os valores destacados na Tabela 16, conforme o aumento do carregamento. Para cada aumento de FDI, houve um aumento de aproximadamente 4% da área ocupada por bloco. Para todas as outras características, o aumento também foi da faixa de 4-5%, exceto para os cabos solares e BTcc.

Para compor os cenários de usinas, os blocos de geração foram posicionados lado a lado, de forma a manter um formato quadrangular. Foram privilegiados circuitos de média tensão compostos por três SUs. A potência total de pico da usina é a potência em corrente contínua da usina, obtida pela soma das potências nominais dos módulos FV, potência calculada em condições padrões de teste (STC – 1.000 W/m², 25°C), enquanto a potência total instalada da usina é a soma das potências fornecidas na saída dos inversores. A Figura 19 apresenta, para os quatro cenários de usina considerados, as potências totais de pico e instalada.

Figura 19 - Potências de pico e potência instalada

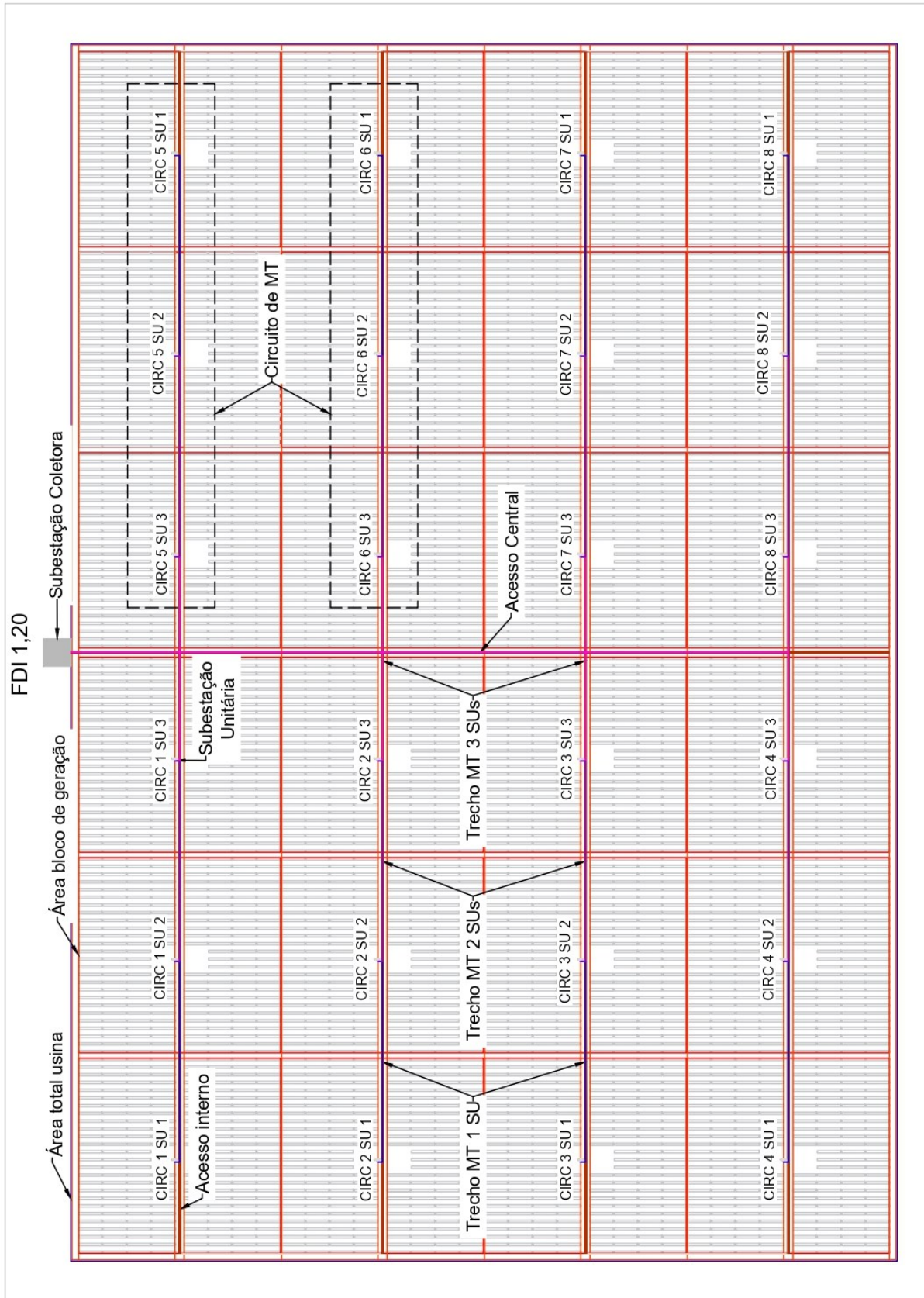


Fonte: Elaborado pelo autor.

Mesmo com as potências de cada bloco sendo iguais, no contexto total da usina, há uma grande variabilidade na potência instalada de cada cenário. Isso porque, para carregamentos mais elevados, são necessários menos blocos unitários para alcançar a potência de pico total desejada. Assim, é possível notar que as potências CC das usinas (colunas à esquerda) são aproximadamente iguais, enquanto há um considerável decréscimo na potência CA entre os cenários. Como exemplo, a **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta a usina projetada para um carregamento de 1,20, onde foram utilizados os blocos apresentados na Fonte: Elaborado pelo autor.

para compor a usina. Os outros três cenários de usina se encontram em anexos.

Figura 20 - Cenário de usina para FDI 1,20



Fonte: Elaborado pelo autor.

O cenário de usina elaborado para o FDI 1,20, apresentado na Figura 20, pode ser considerado como o ideal, pois possui um *layout* retangular, sem nenhum “canto” formado por excesso ou falta de blocos. Também, é possível notar que os circuitos de média tensão (MT) são todos compostos por três SUs, posicionadas lado a lado. Devido ao aumento substancial na potência do circuito ao passar de uma SU à outra, foram considerados cabos de 185 mm², 300 mm² e 630 mm², para os trechos com 1, 2 e 3 SUs conectadas, respectivamente.

Para todas as usinas, a Subestação Coletora (SEc) foi posicionada no mesmo local, centralizada na parte superior do bloco da usina. Os cabos de MT seguem sempre pelos acessos interno e central, até chegar na SEc, para que os cabos de média tensão não atravessassem as fileiras de *trackers*, passando sempre por entre os acessos, onde se tem mais espaço para as valas de MT. A Tabela 17 destaca os principais dados e resultados obtidos do projeto das usinas, para os quatro cenários considerados.

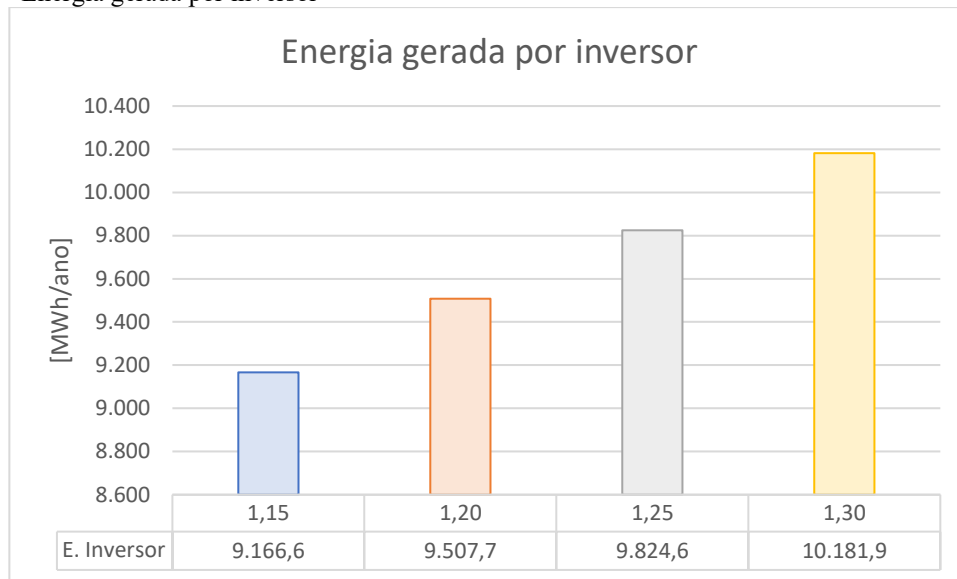
Tabela 17 – Descrição geral da usina para cenários analisados

		FDI			
	Unidade	1,15	1,20	1,25	1,30
Número SUs	-	25	24	23	22
Número Inversores	-	50	48	46	44
Número <i>Strings</i>	-	9.700	9.696	9.660	9.680
Número Módulos	-	329.800	329.664	328.440	329.120
Número <i>Trackers</i>	-	4.850	4.848	4.830	4.840
Potência CA	MW	171,85	164,98	158,10	151,23
Potência CC	MWp	197,88	197,80	197,06	197,47
Cabo solar	m	687.588	660.568	651.637	648.054
Cabo BTcc	m	359.228	378.267	383.475	380.634
Cabo MT 185 mm ²	m	11.647	9.811	10.155	10.531
Cabo MT 300 mm ²	m	20.527	9.811	13.698	17.601
Cabo MT 630 mm ²	m	21.132	24.256	19.614	14.914
Área Total	ha	381,30	379,90	378,39	375,68

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para facilitar a simulação da energia gerada para cada um dos cenários, foi simulada a geração de energia de cada inversor separadamente. A Figura 21 apresenta a geração de energia por inversor.

Figura 21 - Energia gerada por inversor



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como esperado, as configurações de inversores com maiores FDI forneceram mais energia. O aumento do carregamento resultou em geração na faixa de 3,33% - 3,71% maior para cenários subsequentes. O inversor com maior FDI teve geração 11% superior ao com menor FDI.

Como todas as simulações foram realizadas com os mesmos dados meteorológicos (Tabela 13) e os mesmos dados de entrada para o cálculo das perdas (Tabela 14), as diferenças de geração de energia entre cada cenário se devem exclusivamente às diferentes configurações dos blocos e perdas resultantes, calculadas diretamente pelo *software PVSyst*. Neste trabalho, só foi analisada a variação do FDI. Portanto, a perda de simulação que mais impacta no resultado é a perda por sobrecarregamento.

A perda por sobrecarregamento, ou *overload loss*, é calculada pela soma das diferenças entre a máxima potência disponível e a máxima potência suportada pelo inversor. As diferenças são tomadas a cada passo de tempo, durante a simulação. Em outras palavras, a *overload loss* é o quanto de potência deixou de ser convertida em energia devido à limitação de potência do inversor. A Tabela 18 apresenta as perdas por sobrecarregamento do inversor.

Tabela 18 – Perdas por sobrecarregamento (*Overload Loss*)

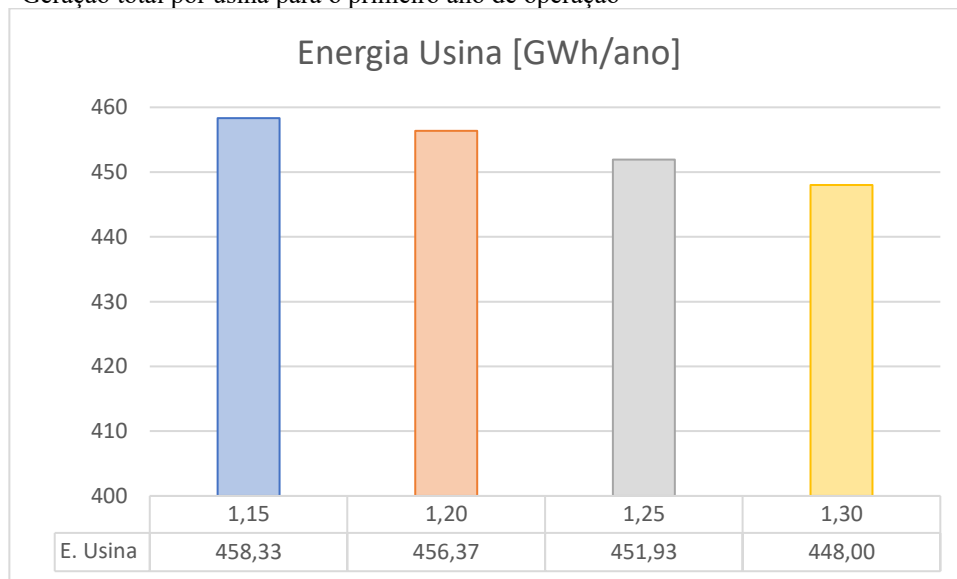
FDI	Perdas
1,15	0,26%
1,20	0,66%
1,25	1,27%
1,30	2,35%

Fonte: Elaborado pelo autor.

É possível notar o aumento substancial da perda por sobrecarregamento à medida que o FDI aumenta. Mesmo com uma perda energética muito maior, os inversores com maiores carregamentos proporcionam gerações consideravelmente maiores que inversores com menores carregamentos, reflexos da maior potência pico (CC) acoplada.

A Figura 22 apresenta a geração total de energia para os quatro cenários simulados, para o primeiro ano de operação.

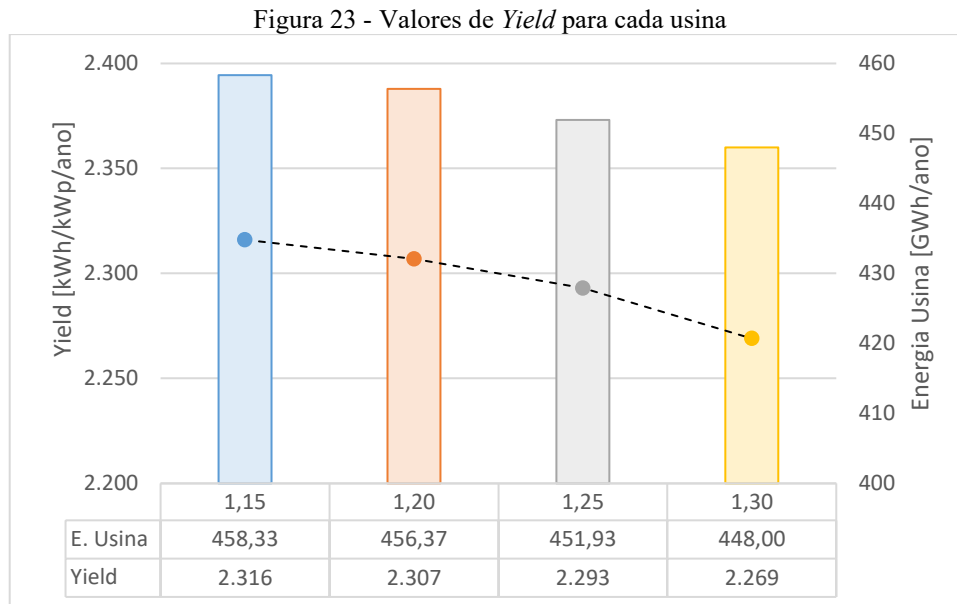
Figura 22 - Geração total por usina para o primeiro ano de operação



Fonte: Elaborado pelo autor.

Mesmo com uma maior geração por inversor, os cenários com maiores carregamentos resultaram nas menores gerações de energia, considerando a soma dos blocos que compõem a usina. Entretanto, a diferença proporcional entre os cenários é consideravelmente menor que a observada para um só inversor. O cenário de usina com carregamento de 1,15 foi apenas 2,3% maior que a usina com carregamento de 1,30, enquanto o aumento de geração entre carregamentos subsequentes não alcançou 1%.

Apenas os dados de geração não representam fielmente o desempenho da UFV. A Figura 23 apresenta a produtividade, ou *Yield*, para todos os cenários simulados.

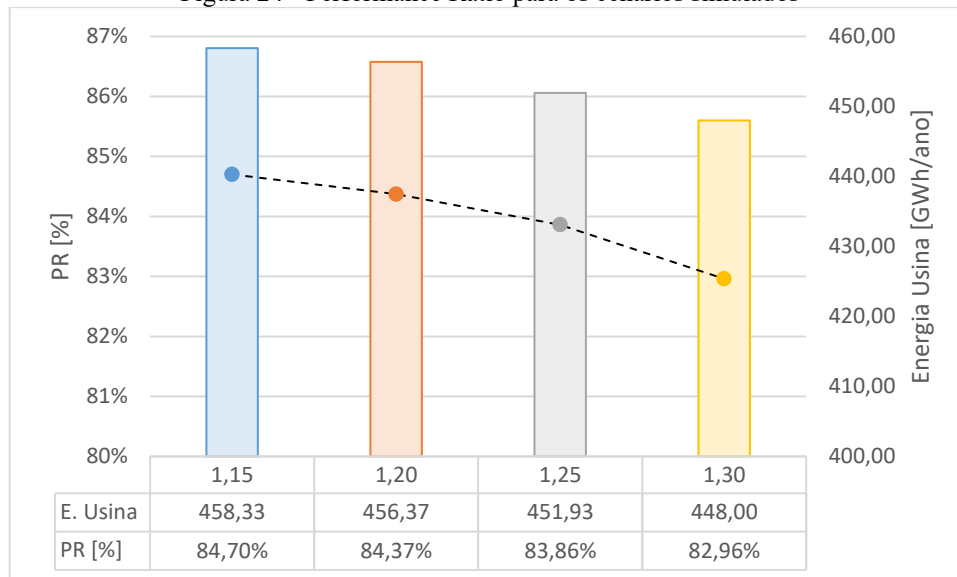


Fonte: Elaborado pelo autor.

A produtividade, ou *Yield*, é a razão entre a energia gerada e a potência CC total da usina. Como as potências de pico das usinas são muito próximas, a produtividade acompanha o gráfico de geração total de energia, apresentado na Figura 22. Assim, quanto maior o carregamento, menor a produtividade da usina. O cenário com FDI de 1,15 teve uma *Yield* aproximadamente 2,07% maior que o cenário com FDI de 1,30.

Assim como a *Yield*, a *Performance Ratio* (PR) também é muito utilizada como indicador de desempenho de uma usina fotovoltaica. Ela é calculada pela razão entre o desempenho real e o máximo teórico do sistema. Os valores de PR para os cenários são apresentados na Figura 24.

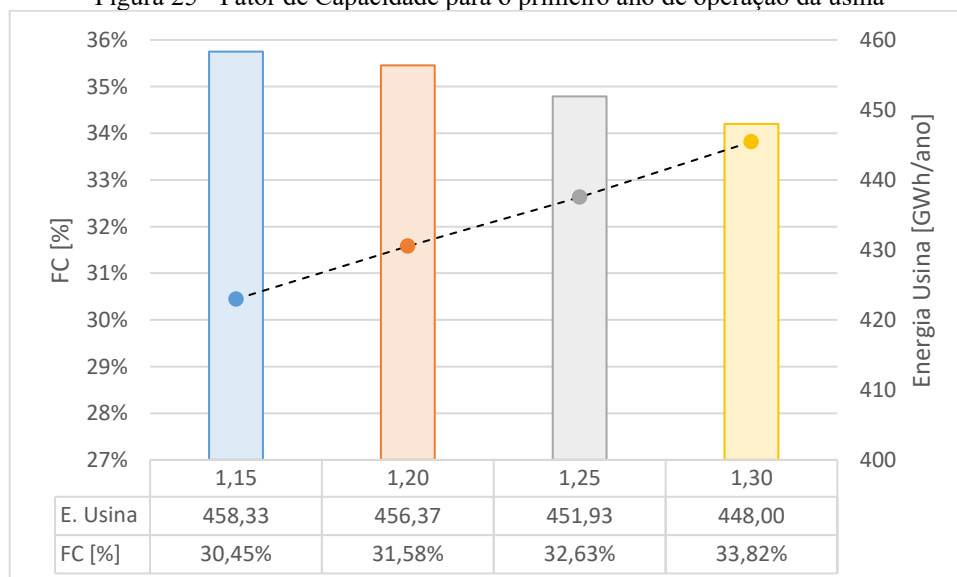
Figura 24 - Performance Ratio para os cenários simulados



Fonte: Elaborado pelo autor.

Outro índice de desempenho muito utilizado em unidades geradoras em geral é o Fator de Capacidade (FC). Para a geração solar, diferente de outras fontes de energia, pode-se escolher qual potência (CC ou CA) é considerada para o cálculo do FC. Devido à intermitência da geração fotovoltaica, o FC da energia solar é relativamente baixo. A Figura 25 apresenta os FC calculados para o primeiro ano de operação das usinas, considerando a potência CA da usina.

Figura 25 - Fator de Capacidade para o primeiro ano de operação da usina



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como mencionado no Item 3.4, os custos totais com a usina foram divididos em três partes: custo com Materiais e Mão de Obra, custo com o Ponto de Conexão e Custos de operação e manutenção anuais. Para o primeiro custo, foram elaborados orçamentos com preços unitários dos componentes, retirados de projetos reais e atuais, para que o resultado fosse o mais próximo de um orçamento real.

A Tabela 19 apresenta a participação de cada material no custo total da usina, excluindo os custos com mão de obra, obra civil e ponto de conexão.

Tabela 19 – Custo relativo de cada componente

Componentes	Participação no custo com componentes (%)
Módulo	59,89%
Inversores	8,22%
<i>StringBox</i>	1,25%
<i>Tracker</i>	26,29%
Cabos de força	2,92%
Terminais e Conectores	0,18%
Aterramento	0,40%
Eletrodutos	0,10%
Organização e Identificação	0,62%
Cabo de Dados	0,03%
Cerca	0,10%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como esperado, os módulos fotovoltaicos compõem a maior parte dos custos com materiais da usina, tendo uma participação de quase 60% no custo total, seguido dos *trackers* e inversores, tendo respectivamente, participação de 26,29% e 8,22%. O custo com os cabos de força também se destaca, com quase 3% de participação, informação importante, pois o encaminhamento é um dos fatores mais importantes nas fases de projeto da usina, visto que os três componentes principais (módulo, *tracker* e inversor) são geralmente consequência da configuração geral da usina. Vale ressaltar que os custos listados na Tabela 19 não incluem custos com o ponto de conexão ou com as obras civis da usina.

A Tabela 20 apresenta o custo total de cada cenário, desconsiderando os custos com o ponto de conexão.

Tabela 20 – Custos totais, sem considerar custos do ponto de conexão

FDI	Custo sem ponto de conexão (R\$/Wp)
-----	-------------------------------------

1,15	3,04
1,20	3,03
1,25	3,02
1,30	3,01

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os custos com o ponto de conexão incluem a construção da SEc e de uma linha de transmissão de 230 kV, com 20 km de extensão. A Tabela 21 apresenta os custos com a construção da Subestação Coletora para cada um dos cenários.

Tabela 21 – Custo total Subestação Coletora por cenário de usina

FDI	Potência (MW)	Custo Relativo SEc (R\$/MW)	Custo SEc (R\$)	Custo SEc com Bays de entrada(R\$)	Custo Relativo (R\$/W)
1,15	171,85	190.000,00	32.651.500,00	36.947.750,00	0,215
1,20	164,98	199.500,00	32.912.712,00	37.037.112,00	0,225
1,25	158,10	209.475,00	33.118.416,45	37.070.966,45	0,234
1,30	151,23	219.948,75	33.262.409,57	37.043.109,57	0,245

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como mencionado anteriormente, a linha de transmissão foi considerada com nível de tensão de 230 kV e extensão de 20 km. Não foram considerados outros cenários de conexão. O custo da linha de transmissão (LT) depende do número de condutores utilizados. Neste trabalho, foi considerado que todas as LT serão compostas por dois condutores, resultando em um custo total da linha de transmissão de R\$ 11.545.840,00.

A Tabela 22 apresenta os custos totais com o ponto de conexão, ou seja, o custo com a subestação coletora somado ao custo da linha de transmissão.

Tabela 22 – Custo total e relativo ponto de conexão

FDI	Custo total ponto de conexão (R\$)	Custo relativo ponto de conexão (R\$/W)
1,15	48.493.590,00	0,282
1,20	48.582.952,00	0,294
1,25	48.616.806,45	0,308
1,30	48.588.949,57	0,321

Fonte: Elaborado pelo autor.

Aliada ao custo, a LT também conta com uma perda energética. Dados de entrada para os cálculos da perda energética na LT são apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 – Dados de entrada para cálculo da perda da LT

Dado de entrada	Unidade	Valor considerado
Nível de tensão	kV	230
Fator de Potência	-	0,95
Fator de Capacidade	-	1,00
Nº. Condutores	-	2
Resistência cabo	Ω /km	0,1018
Extensão	Km	20

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com os dados de entrada e potências CA de cada uma das usinas, foi possível calcular a perda na LT para cada cenário. A Tabela 24 apresenta os resultados dos cálculos obtidos a partir de (2) a (6).

Tabela 24 – Perdas LT 230 kV e 20 km

Resultados	Unidade	FDI			
		1,15	1,20	1,25	1,30
Resistência total	Ω	1,02	1,02	1,02	1,02
Corrente LT	A	454,09	435,92	417,76	399,60
Perda Instantânea	W	629.715	580.345	532.991	487.651
Perda Percentual [%]	%	0,35%	0,33%	0,32%	0,31%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como foi considerado o mesmo cabo e a mesma extensão de linha, a resistência total do cabo é a mesma para os quatro cenários. Assim, o único fator que altera a perda na linha de transmissão entre os cenários é a potência da usina. Logo, cenários com maior potência instalada têm uma perda energética maior com a LT.

No Item 3.4.3, os custos anuais foram explicados separadamente. Em resumo, os custos anuais são aqueles pagos durante a vida útil do empreendimento. Para este trabalho, foi considerada a operação e manutenção da usina e a TUST como custos anuais.

O custo com O&M é obtido a partir do custo total da usina, sem o ponto de conexão. Para este trabalho, o custo anual com O&M considerado foi de 1% do CAPEX da usina. A TUST é uma tarifa paga mensalmente. Assim, para equalizar com o custo com O&M da usina, foi contabilizado o custo da TUST para o ano todo.

Não foram consideradas variações no valor da tarifa durante o ano, porém, com o fim do incentivo a fontes renováveis previsto para 2022, foram analisados dois cenários da TUST, com e sem o desconto. Dada a localização escolhida da usina, o valor base da TUST foi de 9,66 R\$/MW.mês, retirado da Tabela 12. Logo a TUST com desconto foi de 4,83 R\$/MW.mês.

Como estes custos são pagos ao longo do tempo, eles estão sujeitos à inflação. Como exemplo, a Tabela 25 apresenta os custos anuais para o primeiro ano de operação.

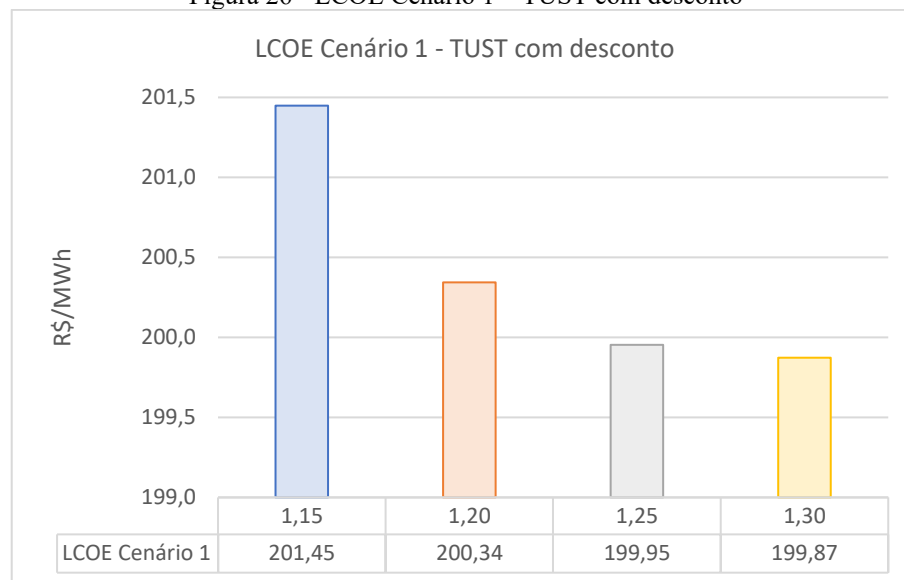
Tabela 25 – Custos anuais para o primeiro ano de operação

Tipo de Custo	Unidade	FDI			
		1,15	1,20	1,25	1,30
O&M	R\$/MWp/ano	30.401,37	30.289,63	30.209,70	30.060,47
TUST com desconto	mi.R\$/MWp.ano	9,96	9,56	9,16	8,77
TUST sem desconto	mi.R\$/MWp.ano	19,92	19,12	18,33	17,53

Fonte: Elaborado pelo autor.

O custo da energia para cada um dos cenários foi calculado considerando os dois valores de TUST, com e sem desconto. A Figura 26 apresenta os resultados do LCOE para o cenário com desconto da TUST.

Figura 26 - LCOE Cenário 1 – TUST com desconto

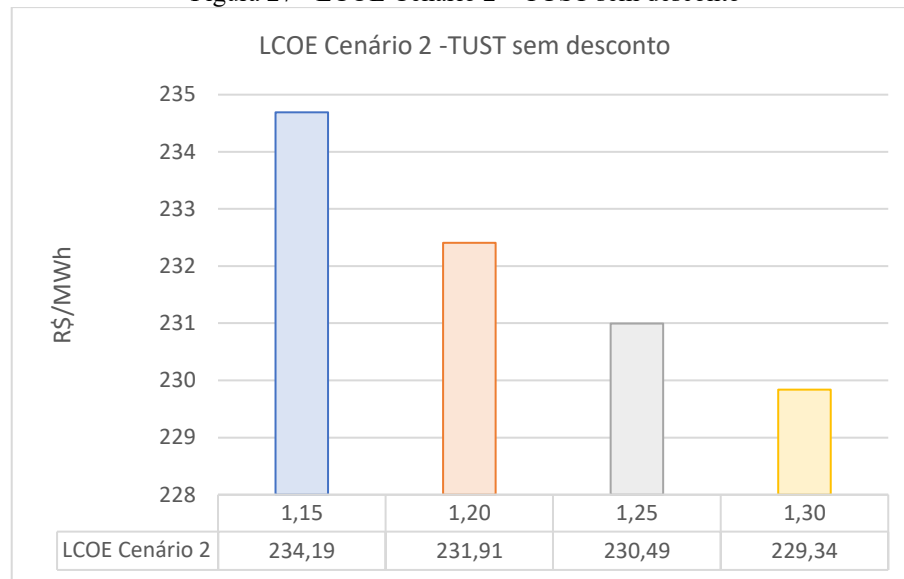


Fonte: Elaborado pelo autor.

Para os cenários com a TUST com desconto, é possível observar que o LCOE cai com o aumento do FDI. Porém, vale ressaltar que, para os cenários com carregamento de 1,25 e 1,30, houve uma diferença muito pequena nos custos de energia, apenas 0,08 R\$/MWh ou 0,04%, favorecendo um FDI de 1,30. A maior diferença entre cenários subsequentes foi de 0,55% entre os FDI 1,15 e 1,20, enquanto a diferença entre o maior e menor LCOE foi de 0,79%.

A Figura 27 apresenta o custo da energia para os cenários sem desconto na TUST.

Figura 27 - LCOE Cenário 2 – TUST sem desconto

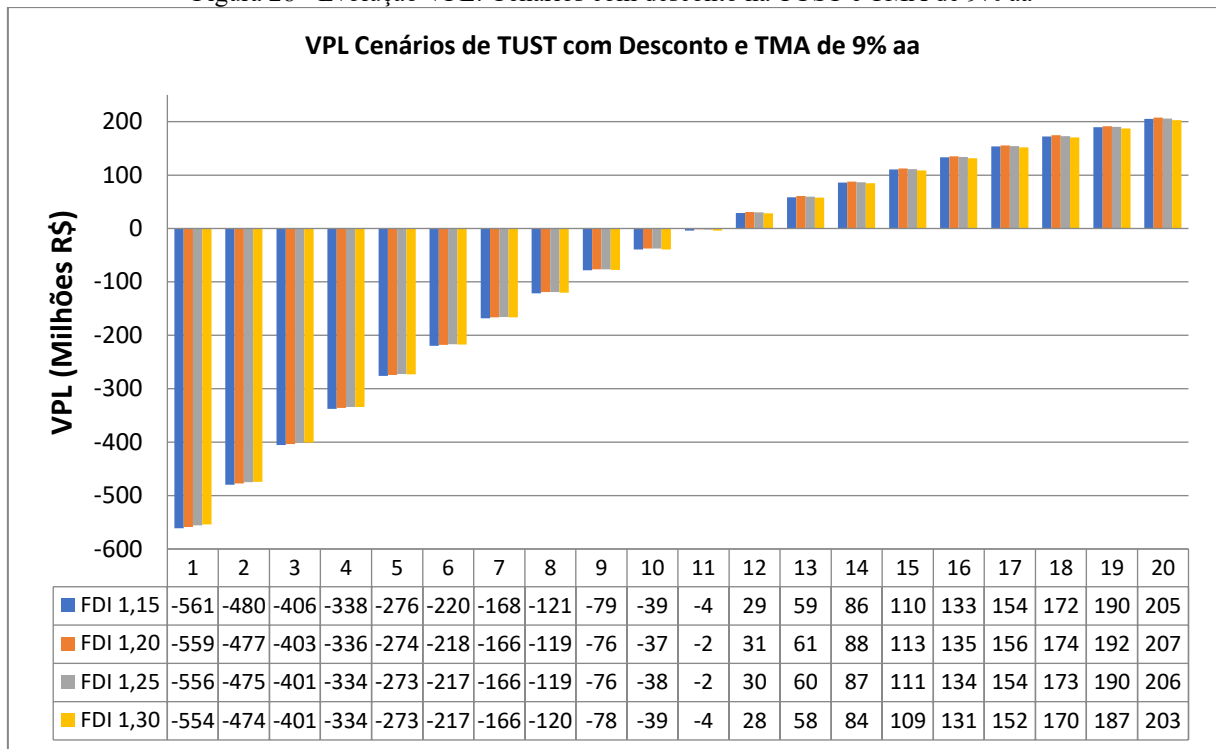


Fonte: Elaborado pelo autor.

Os cenários sem desconto na TUST também apresentaram uma queda no LCOE com o aumento do FDI, porém é possível notar que a diferença entre os LCOE é mais significativa. A diferença entre cenários subsequentes foi maior em relação ao cenário anterior. A maior diferença ocorreu entre os FDIs 1,15 e 1,20, de aproximadamente 1%, enquanto a menor diferença foi entre os FDI 1,25 e 1,30, igual a 0,5%. A diferença entre o maior e menor LCOE para os cenários sem desconto na TUST foi de 2,12%.

Utilizando (11) e (12), foi calculado o VPL para os casos da TUST com e sem desconto, para os cenários de usina considerados. A Figura 28 apresenta a evolução do VPL para os cenários com desconto na TUST para os 20 anos de vida útil da usina, para uma TMA de 9% aa., a mesma utilizada para os cálculos do LCOE.

Figura 28 - Evolução VPL: Cenários com desconto na TUST e TMA de 9% aa



Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir da Figura 28, é possível notar que o valor presente líquido para os quatro cenários passa a ser positivo em algum momento entre o décimo primeiro e décimo segundo ano, isso porque este último foi o primeiro ano com VPL positivo. A Tabela 26 destaca os índices econômicos mencionados no Item 3.6.

Tabela 26 – Índices econômicos para os cenários com desconto na TUST

Índice	Unidade	FDI 1,15	FDI 1,20	FDI 1,25	FDI 1,30
VPL	mi.R\$	205,23	207,32	205,51	202,60
TIR	%	13,30%	13,36%	13,34%	13,30%
Payback	Anos	11,11	11,05	11,06	11,11
LCOE	R\$/MWh	201,45	200,34	199,95	199,87

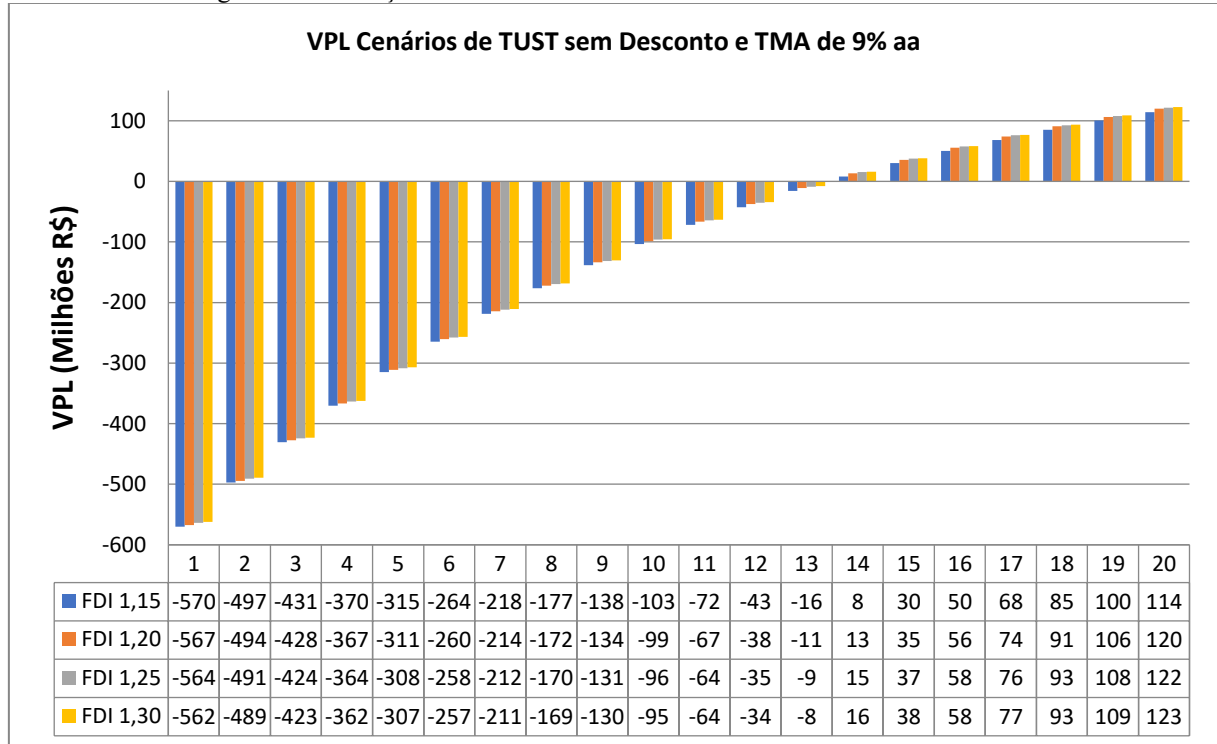
Fonte: Elaborado pelo autor.

Mesmo não sendo o menor LCOE entre os quatro, o cenário com carregamento de 1,20 apresentou os melhores resultados para os outros três índices avaliados. Ele apresentou o maior VPL entre os quatro cenários, totalizando R\$207.317.961,35, aproximadamente 4,72 milhões de reais a mais que o pior VPL. O cenário também apresentou a maior taxa interna de retorno, com uma diferença de apenas 0,02% em relação à segunda taxa mais alta. O cenário com carregamento de 1,20 também foi o cenário com menor tempo de *payback* entre todos eles, com

um retorno de investimento de 11,05 anos (aproximadamente 11 anos e 2 meses). A taxa interna de retorno também foi muito próxima entre os cenários, variando entre 13,30% e 13,36%.

A evolução do VPL para os cenários de TUST com valor integral, ou seja, sem o incentivo à energia renovável, é destacada na Figura 29, também com TMA de 9% aa.

Figura 29 - Evolução VPL Cenários sem desconto na TUST e TMA de 9% aa.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os valores destacados na Figura 29 indicam que, sem o desconto na TUST, os quatro cenários analisados têm seu VPL positivo em algum momento entre o décimo terceiro e décimo quarto ano de operação da usina. A Tabela 27 destaca os índices econômicos restantes, assim como o VPL para todo o período.

Tabela 27 – Índices econômicos para os cenários sem desconto na TUST

Índice	Unidade	FDI 1,15	FDI 1,20	FDI 1,25	FDI 1,30
VPL	mi.R\$	114,30	120,03	121,86	122,59
TIR	%	11,45%	11,58%	11,63%	11,65%
Payback	Anos	13,61	13,41	13,34	13,30
LCOE	R\$/MWh	234,19	231,91	230,49	229,34

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com o valor integral da TUST, o cenário com maior carregamento se mostrou o mais viável, considerando todos os índices econômicos avaliados. Em contrapartida, o cenário com menor FDI foi responsável pelos piores índices econômicos, com VPL para o período total de operação consideravelmente menor que dos outros três cenários. Para um FDI de 1,15, o VPL para todo o período foi 6,75% menor que o cenário com maior VPL, Isso corresponde a uma queda no retorno de investimento de 8,28 milhões de reais. Apesar da discrepância no VPL, a diferença entre os tempos de *payback* entre o melhor e pior cenário foi de 0,31 anos, que corresponde a um pouco menos de quatro meses.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo analisar o impacto do fator de dimensionamento do inversor (FDI) na atratividade financeira e no custo nivelado de energia (LCOE), sob o contexto de uma usina fotovoltaica de geração centralizada. Foram analisados quatro valores para o FDI (1,15; 1,20; 1,25; 1,30). O trabalho buscou apresentar uma metodologia para auxiliar na tomada de decisão de elaboração de projetos FV em fase conceitual, onde são definidas as configurações gerais da usina.

Neste trabalho, optou-se por equalizar os cenários analisados pela potência de pico (CC) da usina. Foram abordados dois casos práticos: meta de geração e ocupação de área disponível. Para atingir uma potência de pico CC de aproximadamente 197 MWp, a potência instalada de cada usina variou entre 171,85 e 151,23 MW. As simulações foram realizadas via *software PVSystem*, com dados meteorológicos do município de Janaúba – MG.

As simulações da energia FV gerada foram realizadas para cada inversor separadamente, enquanto a geração total da usina é a soma da geração de cada inversor que compõe a usina. Mesmo com uma perda por sobrecarregamento consideravelmente maior que a dos outros blocos (2,35%), o bloco com maior carregamento (FDI = 1,30) tem uma potência 13% maior que o bloco menos carregado (FDI = 1,15) e gerou de 11% a mais de energia. A geração do bloco é maior devido ao maior número de módulos fotovoltaicos instalados por inversor.

A geração total da usina é condicionada à quantidade de blocos unitários de geração e, conseqüentemente, à quantidade de inversores instalados nela. Como a limitação imposta para este trabalho foi a potência de pico da usina, quanto menor o carregamento do bloco, mais blocos serão necessários para alcançar os 197 MWp desejados, resultando em uma maior geração total da usina. Assim, ao contrário da geração por inversor, a usina com o FDI de 1,15 foi responsável por uma geração 2,3% maior que o cenário com FDI de 1,30, equivalente a uma diferença de 10 GWh/ano.

Para cada uma das usinas, foi elaborado o projeto elétrico que posteriormente foi quantizado e orçado, considerando os custos unitários de cada componente. O custo com materiais entre todas as usinas fotovoltaicas, sem contar o ponto de conexão, foi em média de 3,02 R\$/Wp. Por conter a maior quantidade de blocos instalados e conseqüentemente um custo maior com materiais e infraestrutura, a usina com carregamento de 1,15 resultou no maior custo, 3,04 R\$/MWp, enquanto as três usinas restantes tiveram custos de 3,03 R\$/MWp, 3,02

R\$/MWp e 3,01 R\$/MWp, para os FDIs de 1,20, 1,25 e 1,30, respectivamente, uma diferença de 1% entre o maior e o menor.

Também, foram analisados o ponto de conexão e os custos de transmissão da usina. Para o ponto de conexão foi considerada a construção da subestação coletora e de uma linha de transmissão de 230 kV e 20 km de extensão. O ponto de conexão teve um custo total médio de 0,25 R\$/Wp, sendo responsável por 7,5% do custo total da usina. A usina com FDI de 1,15 continuou tendo o maior custo entre os cenários, 3,29 R\$/Wp, enquanto os outros cenários tiveram custos totais de, em ordem crescente de FDI, 3,27 R\$/Wp, 3,27 R\$/Wp e 3,25 R\$/Wp.

O custo com transmissão foi representado pela cobrança da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) e teve dois valores considerados, com e sem o incentivo a energias renováveis na forma do desconto de 50% na cobrança da tarifa. A TUST corresponde a aproximadamente 61% das despesas anuais da usina para energia incentivada e a participação sobe para 76%, quando a tarifa é cobrada em seu valor integral. Como a TUST é cobrada por potência instalada em corrente alternada, as usinas com maiores potências totais CA sofrem mais com a cobrança da tarifa.

A variação do FDI apresentou pouco impacto no LCOE para uma mesma TUST. Mesmo comparando os melhores e piores cenários de usina, a maior diferença foi de 2,12%, ou 4,85 R\$/MWh, quando considerado o valor integral da TUST. Com a tarifa descontada a maior diferença entre os LCOE caiu para 1,58 R\$/MWh, uma queda percentual de 0,79%. Apesar dessa pequena diferença, como as gerações de energia são bastante altas, em valores absolutos, a escolha da melhor configuração pode acarretar grandes economias ao proprietário do empreendimento. Porém, com a retirada do desconto da TUST, os custos da energia sofreram um aumento de, em média, 15,5% em relação aos cenários com desconto, o que equivale a um aumento de aproximadamente 31 R\$/MWh no LCOE.

A análise da atratividade financeira do retorno do investimento dos cenários analisados foi realizada por meio dos cálculos do VPL, TIR e do *Payback* descontado. Assim como no cálculo do LCOE, a análise financeira do retorno do investimento foi realizada para dois valores de TUST separadamente, dada a influência desta variável nos resultados de LCOE. Todos os cenários analisados foram considerados economicamente viáveis, pois apresentaram um VPL positivo ao final da vida útil do empreendimento. Para o cálculo do VPL, foi considerada a mesma taxa mínima de atratividade (TMA) utilizada no LCOE, 9% aa., enquanto a depreciação da usina, a inflação e o preço de venda da energia foram considerados constantes em 0,45%, 5% e 250,00 R\$/MWh, respectivamente.

Novamente, a retirada do desconto na TUST ocasionou uma piora considerável nos resultados obtidos. A cobrança do valor integral da tarifa resultou em um VPL entre 55% e 60% do obtido com o desconto. Isso é o equivalente a uma redução de retorno de investimento na faixa de 80-90 milhões de reais, entre 12,5 e 14% do custo inicial do empreendimento. A taxa interna de retorno sofreu uma redução de, em média, 1,75%, saindo de aproximadamente 13,30% para 11,15%. O tempo de *payback* também foi afetado, aumentando em pouco mais de 2 anos para reaver o valor investido.

Com o desconto na TUST para fontes de geração de energia renováveis previsto para se encerrar em 2022 (Medida Provisória MPV 998/2020), aliado a constante queda no preço dos módulos fotovoltaicos apresentado nos últimos anos, projetos outorgados após esta data tendem a ter um carregamento mais alto do inversor, pois estes terão menores custos nivelados de energia e maior viabilidade financeira. Caso o desconto na TUST não seja mais oferecido, pode-se observar uma queda considerável nos retornos do investimento em empreendimentos de usinas FV.

Como sugestão para estudo futuro, pode-se considerar:

- Avaliar usinas com diferentes *pitchs* e, conseqüentemente, diferentes GCRs, verificando a ocupação total de área como parâmetro de comparação.
- Analisar outros cenários para o ponto de conexão, com diferentes níveis de tensão e de seccionamento da LT.
- Adotar variadas premissas para o cálculo do LCOE, tais como, taxa de desconto e inflação.
- Aplicar o mesmo método para diferentes localidades do país.
- Fazer análises econômicas, considerando diferentes cotações do dólar e TMA.
- Analisar os impactos do dimensionamento dos inversores na confiabilidade da usina FV.

REFERÊNCIAS

- ABNT (2020) *Energia fotovoltaica - Terminologia, ABNT NBR 10899*.
- Anderson, K. (2020) ‘Maximizing Yield with Improved Single-Axis Backtracking on Cross-Axis Slopes’, *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2020-June(1), pp. 1466–1471. doi: 10.1109/PVSC45281.2020.9300438.
- ANEEL (2015a) *ANEEL define Revisão Tarifária Extraordinária de distribuidoras*. Available at: https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=14502555&_101_type=content&_101_groupId=656877&_101_urlTitle=ane (Accessed: 31 August 2021).
- ANEEL (2015b) ‘Resolução Normativa nº 687 de 2015 da ANEEL’, *Aneel*, p. 24.
- ANEEL (2015c) *Tarifa de Uso da Transmissão*. Available at: https://www.aneel.gov.br/metodologia-transmissao/-/asset_publisher/6pqBPPJq59Ts/content/tarifas-de-uso-do-sistema-de-transmissao-tust/654800?inheritRedirect=false (Accessed: 31 August 2021).
- ANEEL, A. N. de E. E.- (2012) *Resolução Normativa Nº 482*.
- ANEEL, A. N. de E. E.- (2020) *Unidades Consumidoras com Geração Distribuída*. Available at: Dados disponíveis em www.aneel.gov.br.
- Branker, K., Pathak, M. J. M. and Pearce, J. M. (2011) ‘A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), pp. 4470–4482. doi: 10.1016/j.rser.2011.07.104.
- Brasil (2012) ‘Medida provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências’, 55(61), pp. 1–10.
- Burger, B. and Rüther, R. (2006) ‘Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature’, *Solar Energy*, 80(1), pp. 32–45. doi: 10.1016/j.solener.2005.08.012.
- Camps, X. *et al.* (2015) ‘Contribution to the PV-to-inverter sizing ratio determination using a custom flexible experimental setup’, *Applied Energy*, 149, pp. 35–45. doi: 10.1016/j.apenergy.2015.03.050.
- Canal Solar (2019) *Entenda os inversores com múltiplos MPPT*. Available at: <https://canalsolar.com.br/inversores-com-multiplos-mppt/> (Accessed: 22 August 2021).
- Cañete, C., Carretero, J. and Sidrach-de-Cardona, M. (2014) ‘Energy performance of different photovoltaic module technologies under outdoor conditions’, *Energy*, 65, pp. 295–302. doi: 10.1016/j.energy.2013.12.013.
- CCEE (2014) *Regras de Comercialização Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD / TUST*.
- CCEE (2021a) *Ambiente Livre e Regulado*. Available at: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?_afLoop=240491260182302&_adf.ctrl-state=1a51gxkc8e_1#!%40%40%3F_afLoop%3D240491260182302%26_adf.ctrl-state%3D1a51gxkc8e_5 (Accessed: 31 August 2021).
- CCEE (2021b) *Tipos de Leilões*. Available at: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_afLoop=694728331861235&_adf.ctrl-

state=ohnwtzkw5_34#!%40%40%3F_afrLoop%3D694728331861235%26_adf.ctrl-state%3Dohnwtzkw5_38 (Accessed: 31 August 2021).

Chen, W. *et al.* (2021) ‘Predicting diffuse solar irradiance on obstructed building façades under irregular skyline patterns for various ISO/CIE standard skies’, *Journal of Building Engineering*, 40(March), p. 102370. doi: 10.1016/j.jobe.2021.102370.

Chudinzow, D., Klenk, M. and Eltrop, L. (2020) ‘Impact of field design and location on the techno-economic performance of fixed-tilt and single-axis tracked bifacial photovoltaic power plants’, *Solar Energy*, 207(June), pp. 564–578. doi: 10.1016/j.solener.2020.06.096.

COMERC, C. E. (2021) *O mercado livre de energia, O mercado livre de energia*. Available at: <https://www.comerc.com.br/o-mercado-livre-de-energia> (Accessed: 31 August 2021).

Coulson, K. L. (1975) *Solar and Terrestrial Radiation*. San Francisco. doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-192950-3.X5001-3>.

Cramer, G., Ibrahim, M. and Kleinkauf, W. (2004) ‘PV system technologies: State-of-the-art and trends in decentralised electrification’, *Refocus*, 5(1), pp. 38–42. doi: 10.1016/S1471-0846(04)00076-9.

Durante, G. (2016) *Estudo de migração de consumidor especial para o mercado livre de energia elétrica*. UFRGS - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Available at: <http://hdl.handle.net/10183/157818>.

EPE (2013) ‘Expansão da geração’.

EPE (2018) ‘Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050’, p. 186. Available at: www.mme.gov.br.

EPE (2020) *Nota Técnica EPE-DEE-0003/2020-r0. Projetos fotovoltaicos nos leilões de energia*.

EPE (2021) *Nota técnica*.

FOCUS (2021) *Leilão de energia: como funciona e quais suas vantagens?*, focusenergia.com.br. Available at: <https://www.focusenergia.com.br/leilao-de-energia-como-funciona-e-quais-suas-vantagens/> (Accessed: 31 August 2021).

Good, J. and Johnson, J. X. (2016) ‘Impact of inverter loading ratio on solar photovoltaic system performance’, *Applied Energy*, 177, pp. 475–486. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.05.134.

Greener (2021) ‘Estudo Estratégico Grandes Usinas Solares 2021 – Mercado Livre e Regulado’, p. 82. Available at: www.greener.com.br.

Gueymard, C. A. (2018) ‘A reevaluation of the solar constant based on a 42-year total solar irradiance time series and a reconciliation of spaceborne observations’, *Solar Energy*, 168(February), pp. 2–9. doi: 10.1016/j.solener.2018.04.001.

Gueymard, C. A. *et al.* (2019) ‘Surface albedo and reflectance: Review of definitions, angular and spectral effects, and intercomparison of major data sources in support of advanced solar irradiance modeling over the Americas’, *Solar Energy*, 182(December 2018), pp. 194–212. doi: 10.1016/j.solener.2019.02.040.

Guimarães, L. dos S. (2019) ‘O custo nivelado da eletricidade e seu impacto na transição energética’, *Boletim Energético da Fundação Getúlio Vargas*, p. 10. Available at: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opiniao_-_transicao_energetica.pdf.

Hassaine, L. *et al.* (2014) ‘Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, pp. 796–807. doi: 10.1016/j.rser.2013.11.005.

Hussin, M. Z. *et al.* (2017) ‘Review of state-of-the-art: Inverter-to-array power ratio for thin – Film sizing technique’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74(January

2016), pp. 265–277. doi: 10.1016/j.rser.2016.09.080.

IEA, I. E. A. (2020) *Solar PV net capacity additions by application segment, 2017-2022*. Available at: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/solar-pv-net-capacity-additions-by-application-segment-2017-2022>.

Ineichen, P. (2014) ‘Long term satellite global, beam and diffuse irradiance validation’, *Energy Procedia*, 48, pp. 1586–1596. doi: 10.1016/j.egypro.2014.02.179.

IRENA (2020) *Trends in Renewable Energy*. Available at: <https://public.tableau.com/views/IRENARETimeSeries/Charts?:embed=y&:showVizHome=no&publish=yes&:toolbar=no>.

ISE, P. R. I. F. O. R. S. E. S. (2021) ‘Photovoltaics Report’, (July).

Islam, M., Mekhilef, S. and Hasan, M. (2015) ‘Single phase transformerless inverter topologies for grid-tied photovoltaic system: A review’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, pp. 69–86. doi: 10.1016/j.rser.2015.01.009.

ITRPV, I. T. R. for P. (2018) *International Technology Roadmap for Photovoltaic - Results 2017 Including maturity report*. Available at: [https://pv.vdma.org/documents/105945/26776337/ITRPV Ninth Edition 2018 including maturity report 20180904_1536055215523.pdf/a907157c-a241-eec0-310d-fd76f1685b2a](https://pv.vdma.org/documents/105945/26776337/ITRPV+Ninth+Edition+2018+including+maturity+report+20180904_1536055215523.pdf/a907157c-a241-eec0-310d-fd76f1685b2a) (Accessed: 19 August 2021).

Kiefer, F. *et al.* (2013) ‘Influence of solder pads to PERC solar cells for module integration’, *Energy Procedia*, 38, pp. 368–374. doi: 10.1016/j.egypro.2013.07.291.

Kjaer, S. B., Pedersen, J. K. and Blaabjerg, F. (2005) ‘A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules’, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 41(5), pp. 1292–1306. doi: 10.1109/TIA.2005.853371.

Lappalainen, K. and Kleissl, J. (2020) ‘Analysis of the cloud enhancement phenomenon and its effects on photovoltaic generators based on cloud speed sensor measurements’, *Journal of Renewable and Sustainable*, 12(4). doi: 10.1063/5.0007550.

Lefley, F. (1996) ‘The payback method of investment appraisal: A review and synthesis’, *International Journal of Production Economics*, 44(3), pp. 207–224. doi: 10.1016/0925-5273(96)00022-9.

Liang, T. S. *et al.* (2019) ‘A review of crystalline silicon bifacial photovoltaic performance characterisation and simulation’, *Energy and Environmental Science*, 12(1), pp. 116–148. doi: 10.1039/c8ee02184h.

Liu, B. Y. H. and Jordan, R. C. (1963) ‘The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors’, *Solar Energy*, 7(2), pp. 53–74. doi: 10.1016/0038-092x(63)90006-9.

Luoma, J., Kleissl, J. and Murray, K. (2012) ‘Optimal inverter sizing considering cloud enhancement’, *Solar Energy*, 86(1), pp. 421–429. doi: 10.1016/j.solener.2011.10.012.

Marion, B. *et al.* (2005) ‘Performance parameters for grid-connected PV systems’, *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1601–1606. doi: 10.1109/PVSC.2005.1488451.

Marion, B. (2021) ‘Measured and satellite-derived albedo data for estimating bifacial photovoltaic system performance’, *Solar Energy*, 215(December 2020), pp. 321–327. doi: 10.1016/j.solener.2020.12.050.

Martins Deschamps, E. and Rüther, R. (2019) ‘Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems’, *Solar Energy*, 179(December 2018), pp. 106–118. doi: 10.1016/j.solener.2018.12.051.

Muehleisen, W. *et al.* (2021) ‘Energy yield measurement of an elevated PV system on a white flat roof and a performance comparison of monofacial and bifacial modules’, *Renewable Energy*, 170, pp. 613–619. doi: 10.1016/j.renene.2021.02.015.

Narvarte, L. and Lorenzo, E. (2008) ‘Tracking and ground cover ratio’, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16(8), pp. 703–714. doi: 10.1002/PIP.847.

do Nascimento, L. R. *et al.* (2019) ‘Extreme solar overirradiance events: Occurrence and impacts on utility-scale photovoltaic power plants in Brazil’, *Solar Energy*, 186(May), pp. 370–381. doi: 10.1016/j.solener.2019.05.008.

Nsengiyumva, W. *et al.* (2018) ‘Recent advancements and challenges in Solar Tracking Systems (STS): A review’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(April 2017), pp. 250–279. doi: 10.1016/j.rser.2017.06.085.

NSRDB (2021) *NSRDB - What is the NSRDB?* Available at: <https://nsrdb.nrel.gov/about/what-is-the-nsrdb.html> (Accessed: 26 June 2021).

Nussbaumer, H. *et al.* (2020) ‘Accuracy of simulated data for bifacial systems with varying tilt angles and share of diffuse radiation’, *Solar Energy*, 197(December 2019), pp. 6–21. doi: 10.1016/j.solener.2019.12.071.

ONS (2021) *ONS - Histórico da Operação, Histórico da Operação*. Available at: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx (Accessed: 29 June 2021).

Panico, D. *et al.* (1991) ‘Backtracking: a novel strategy for tracking PV systems’, *The Conference Record of the Twenty-Second IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1991*, 01, pp. 668–673. doi: 10.1109/PVSC.1991.169294.

Pasqual, J., Padilla, E. and Jadotte, E. (2013) ‘Technical note: Equivalence of different profitability criteria with the net present value’, *International Journal of Production Economics*, 142(1), pp. 205–210. doi: 10.1016/j.ijpe.2012.11.007.

Patel, M. T. *et al.* (2021) ‘Global analysis of next-generation utility-scale PV: Tracking bifacial solar farms’, *Applied Energy*, 290(October 2020), p. 116478. doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116478.

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. (2017) *Atlas brasileiro de energia solar.*, *Atlas brasileiro de energia solar*. doi: 10.34024/978851700089.

Pfister, G. *et al.* (2003) ‘Cloud coverage based on all-sky imaging and its impact on surface solar irradiance’, *Journal of Applied Meteorology*, 42(10), pp. 1421–1434. doi: 10.1175/1520-0450(2003)042<1421:CCBOAI>2.0.CO;2.

Pinho, J. T. and Galdino, M. A. (2014) *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB.

Polo, J. *et al.* (2016) ‘Preliminary survey on site-adaptation techniques for satellite-derived and reanalysis solar radiation datasets’, *Solar Energy*, 132, pp. 25–37. doi: 10.1016/j.solener.2016.03.001.

PortalSolar (2020) *Célula Solar fotovoltaica*, [portalsolar.com.br](https://www.portalsolar.com.br). Available at: <https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html> (Accessed: 8 August 2021).

PVSyst (2021) *Albedo coefficient*. Available at: <https://www.pvsyst.com/help/index.html?albedo.htm>.

Quansah, D. A. and Adaramola, M. S. (2019) ‘Assessment of early degradation and performance loss in five co-located solar photovoltaic module technologies installed in Ghana using performance ratio time-series regression’, *Renewable Energy*, 131, pp. 900–910. doi: 10.1016/j.renene.2018.07.117.

Raina, G. and Sinha, S. (2021) ‘A simulation study to evaluate and compare monofacial Vs bifacial PERC PV cells and the effect of albedo on bifacial performance’, *Materials Today: Proceedings*, 46, pp. 5242–5247. doi: 10.1016/j.matpr.2020.08.632.

Rampinelli, G. A. (2010) *Estudo de características elétricas e térmicas de inversores*

para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Available at: <http://hdl.handle.net/10183/27935>.

Rampinelli, G. A., Krenzinger, A. and Prieb, C. W. M. (2007) 'Influence of the Sizing Factor of the Inverter on the Correlation Between Electric Power and Solar Irradiance in a Grid-Connected Photovoltaic Plant', *22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, (October 2014), p. 3148. doi: 10.13140/2.1.3559.6801.

Reuder, J. *et al.* (2007) 'Investigations on the effect of high surface albedo on erythemally effective UV irradiance: Results of a campaign at the Salar de Uyuni, Bolivia', *Journal of Photochemistry and Photobiology B: Biology*, 87(1), pp. 1–8. doi: 10.1016/j.jphotobiol.2006.12.002.

Revesz, M. *et al.* (2018) 'Potential increase of solar irradiation and its influence on PV facades inside an urban canyon by increasing the ground-albedo', *Solar Energy*, 174(August), pp. 7–15. doi: 10.1016/j.solener.2018.08.037.

Rodrigo, P. M., Velázquez, R. and Fernández, E. F. (2016) 'DC/AC conversion efficiency of grid-connected photovoltaic inverters in central Mexico', *Solar Energy*, 139, pp. 650–665. doi: 10.1016/j.solener.2016.10.042.

Rodríguez-gallegos, C. D. *et al.* (2018) 'Monofacial vs bifacial Si-based PV modules : Which one is more cost- effective?', *Solar Energy*, 176(August), pp. 412–438. doi: 10.1016/j.solener.2018.10.012.

Rüther, R. and Zilles, R. (2011) 'Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil', *Energy Policy*, 39(3), pp. 1027–1030. doi: 10.1016/j.enpol.2010.12.021.

Shimura, S. *et al.* (2016) 'Estimativa Do Custo De Geração De Usinas Fotovoltaicas Usando Confiabilidade', *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar*, (April), pp. 1–8.

Shoukry, I. *et al.* (2016) 'Modelling of Bifacial Gain for Stand-alone and in-field Installed Bifacial PV Modules', *Energy Procedia*, 92, pp. 600–608. doi: 10.1016/j.egypro.2016.07.025.

de Simón-Martín, M., Alonso-Tristán, C. and Díez-Mediavilla, M. (2017) 'Diffuse solar irradiance estimation on building's façades: Review, classification and benchmarking of 30 models under all sky conditions', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77(April), pp. 783–802. doi: 10.1016/j.rser.2017.04.034.

SoDa-pro (2021) *SoDa products - HC3 Archives*. Available at: <http://www.soda-pro.com/soda-products/hc3-archives> (Accessed: 26 June 2021).

Solargis (2021) *Solargis - Products*. Available at: <https://solargis.com/products> (Accessed: 26 June 2021).

Solcast (2021) *Solcast - Historical and TMY*. Available at: <https://solcast.com/historical-and-tmy/> (Accessed: 26 June 2021).

Soltec (2021) *SINGLE-AXIS TRACKERS*. Available at: <https://soltec.com/pt-br/single-axis-solar-tracker/#section-sf7-bifacial-single-axis-tracker> (Accessed: 1 October 2021).

Sun, X. *et al.* (2018) 'Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective', *Applied Energy*, 212(December 2017), pp. 1601–1610. doi: 10.1016/j.apenergy.2017.12.041.

Sungrow (2021) *Products - SG3125HV-30*. Available at: <https://br.sungrowpower.com/productDetail/2055>.

Takyi, G. and Laryea, O. G. (2021) 'Comparative study of the performance of solar photovoltaic module technologies installed in Kumasi, Ghana, in Sub-Saharan Africa', *Scientific African*, 13, p. e00877. doi: 10.1016/j.sciaf.2021.e00877.

Toreti Scarabelot, L., Arns Rampinelli, G. and Rambo, C. R. (2021) 'Overirradiance effect on the electrical performance of photovoltaic systems of different inverter sizing factors',

Solar Energy, 225(July), pp. 561–568. doi: 10.1016/j.solener.2021.07.055.

Trenberth, K. E. (2009) ‘An imperative for climate change planning: tracking Earth’s global energy’, *Current Opinion in Environmental Sustainability*, 1(1), pp. 19–27. doi: 10.1016/j.cosust.2009.06.001.

Trenberth, K. E., Fasullo, J. T. and Kiehl, J. (2009) ‘Earth’s global energy budget’, *Bulletin of the American Meteorological Society*, 90(3), pp. 311–323. doi: 10.1175/2008BAMS2634.1.

TrinaSolar (2021) *Vertex 600W - TSM-DEG20C.20*. Available at: <https://www.trinasolar.com/en-glb/product/VERTEX-DEG20C.20> (Accessed: 1 October 2021).

Väisänen, J. *et al.* (2019) ‘Optimal sizing ratio of a solar PV inverter for minimizing the levelized cost of electricity in Finnish irradiation conditions’, *Solar Energy*, 185(January), pp. 350–362. doi: 10.1016/j.solener.2019.04.064.

Verissimo, P. H. A. *et al.* (2020) ‘Area and LCOE considerations in utility-scale, single-axis tracking PV power plant topology optimization’, *Solar Energy*, 211(September), pp. 433–445. doi: 10.1016/j.solener.2020.09.070.

Viero, R. (2011) *Estudo da modelagem dinâmica de pequenos sinais do conversor ZETA no MCD alimentado a partir de painéis fotovoltaicos para conexão à rede elétrica*. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - PUCRS. Available at: <http://repositorio.pucrs.br/dspace/handle/10923/3138>.

Villalva, M. (2019) *Conheça as células fotovoltaicas de heterojunção*, portalsolar.com.br. Available at: <https://canalsolar.com.br/conheca-as-celulas-fotovoltaicas-de-heterojuncao/> (Accessed: 11 August 2021).

Weih, P. *et al.* (2021) ‘Influence of snow making on albedo and local radiative forcing in an alpine area’, *Atmospheric Research*, 255(December 2020), p. 105448. doi: 10.1016/j.atmosres.2020.105448.

Yakut, M. and Erturk, N. B. (2021) ‘An IoT-based approach for optimal relative positioning of solar panel arrays during backtracking’, *Computer Standards & Interfaces*, 80(December 2020), p. 103568. doi: 10.1016/j.csi.2021.103568.

Yilmaz, S. and Dincer, F. (2017) ‘Impact of inverter capacity on the performance in large-scale photovoltaic power plants – A case study for Gainesville, Florida’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79(March), pp. 15–23. doi: 10.1016/j.rser.2017.05.054.

Yu, G. J. *et al.* (2004) ‘A novel two-mode MPPT control algorithm based on comparative study of existing algorithms’, *Solar Energy*, 76(4), pp. 455–463. doi: 10.1016/j.solener.2003.08.038.

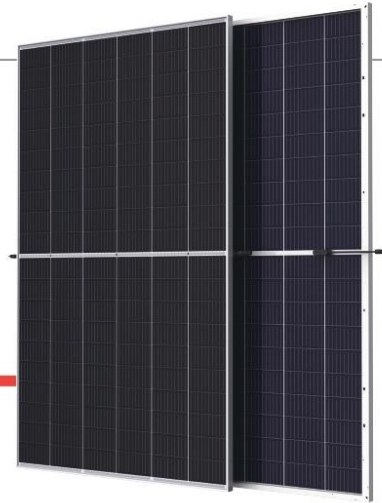
Ziar, H. *et al.* (2019) ‘A comprehensive albedo model for solar energy applications: Geometric spectral albedo’, *Applied Energy*, 255(September), p. 113867. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113867.

Žižlavský, O. (2014) ‘Net Present Value Approach: Method for Economic Assessment of Innovation Projects’, *Procedia - Social and Behavioral Sciences*, 156(April), pp. 506–512. doi: 10.1016/j.sbspro.2014.11.230.

ANEXO A – Datasheet módulo fotovoltaico

Mono Multi Solutions

Preliminary



THE **Vertex**

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

600W
MAXIMUM POWER OUTPUT

21.2%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS | POWER RANGE
TSM-DEG20C.20 | 580-600W



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation; extended 30-year warranty
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 600W

- Up to 21.2% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load
- Certificated to fire class A



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

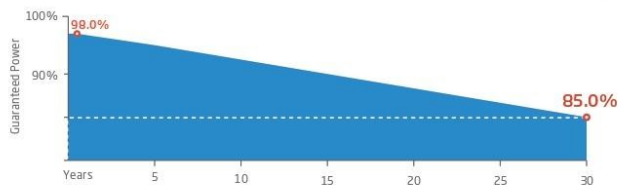
Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

Comprehensive Products and System Certificates

- IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
- ISO 9001: Quality Management System
- ISO 14001: Environmental Management System
- ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
- ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



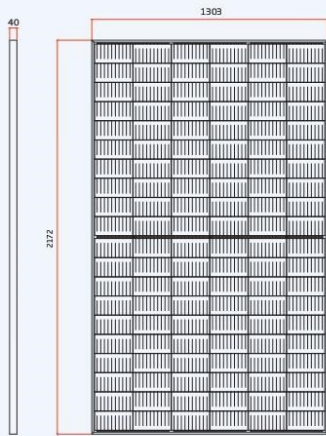
Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



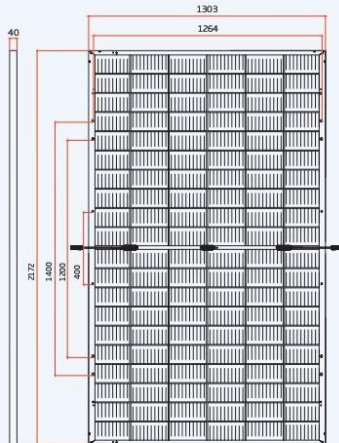


BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

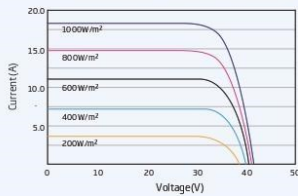


Front View

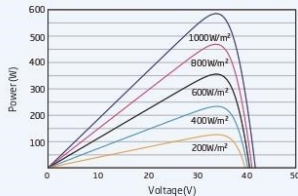


Back View

I-V CURVES OF PV MODULE(590 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(590W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	580	585	590	595	600
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.16	17.21	17.25	17.30	17.34
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.36	18.42
Module Efficiency η_m (%)	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ± 3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	621	626	631	637	642
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.36	18.41	18.46	18.51	18.55
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.65	19.71
Irradiance ratio (rear/front)	10%				

Power Bifaciality: 70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	439	443	447	451	454
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.93	13.97	14.01	14.06	14.10
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.68	14.72	14.76	14.80	14.84

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172×1303×40 mm (85.51×51.30×1.57 inches)
Weight	35.3 kg (77.8 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	40mm(1.57 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 2050/2050 mm(80.71/80.71 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	35 A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per 40' container: 448 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2020 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
Version number: TSM_EN_2020_PA1 www.trinasolar.com

ANEXO B – Datasheet inversor



SG3125HV

Turnkey Station for 1500 Vdc System



High Yield

- Advanced three-level technology, max. efficiency 99%
- Effective cooling, full power operation at 50 °C
- Max. DC/AC ratio up to 1.5



Easy O&M

- Integrated current and voltage monitoring function for online analysis and fast trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external LCD



Saved Investment

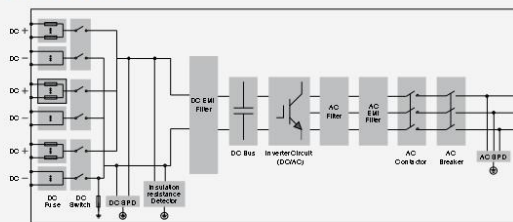
- Low transportation and installation cost due to 10-foot container design
- DC 1500 V system, low system cost
- Integrated LV auxiliary power supply
- Night Static Var Generator (SVG) function



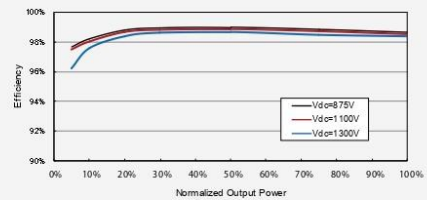
Grid Support

- Compliance with standards: IEC 62116, IEC 61727
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

Circuit Diagram



Inverter Efficiency Curve



© 2018 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved.
Subject to change without notice. Version 1.1

SG3125HV

Input (DC)

Max. PV input voltage	1500V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	1
No. of DC inputs	21 (optional: 24 negative grounding or floating; 28 negative grounding)
Max. PV input current	4178 A

SG3125HV

Output (AC)

AC output power	3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C / 3125 kVA@ 50 °C
Max. AC output current	3458 A
Nominal AC voltage	600 V
AC voltage range	480 – 690 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3

Efficiency

Max. efficiency / Euro. efficiency	99.0 % / 98.7 %
------------------------------------	-----------------

Protection and Function

DC input protection	Load break switch + fuse
AC output protection	Circuit breaker
Overvoltage protection	DC Type I + II / AC Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
Night SVG function	Yes
Anti-PID function	Optional

General Data

Dimensions (W*H*D)	2991*2591*2438 mm
Weight	6.5 T
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP54
Auxiliary power supply	415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	Touch screen
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 62116, IEC 61727
Grid support	Night SVG function, L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control
Type designation	SG3125HV-10



ANEXO C – *Datasheet tracker*

Soltec

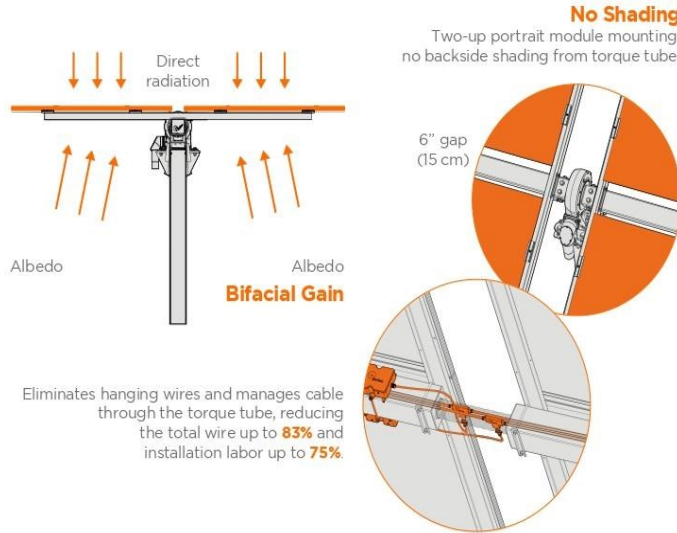
SF7
Bi-facial | From both sides now

The next-generation-now horizontal single-axis solar tracker

UL LISTED
SGS
SGS
SGS
SGS
ANATEL
INTEC
FC
INTI
FINAME
BNDES

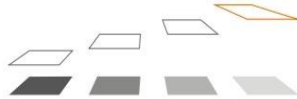
Bifacial Yield Boost

The SF7 standard configuration enables cost-effective installation, operation, and innovation such as the bifacial tracking solution.



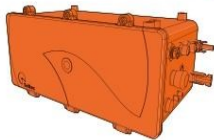
Only 7 piles per every 90 modules and no dampers, minimizing the number of objects shading the rear side of the modules. 46% fewer piles per MW.

Taller Tracker



Bifacial performance is increased by height of installation, reducing shadow intensity projection.

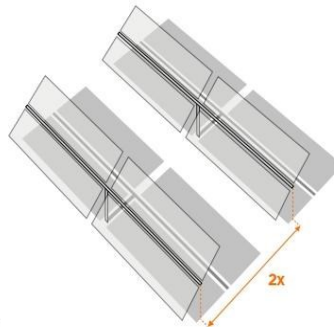
Highest Power Density



SF7 is **Self-Powered PV Series** and does not require an extra module. More PV active area per tracker for better land-use.

2x Wider Aisles

Maximize reflected solar energy (albedo) while improve O&M accessibility for modules washing and vegetation control.



Single-Axis Tracker

UNITED STATES
5800 Las Positas Road
Livermore, CA 94551
usa@soltec.com
+1 510 440 9200

SPAIN
(Murcia)
info@soltec.com
+34 968 603 153
(Madrid)
emea@soltec.com
+34 91 449 72 03

BRAZIL
brasil@soltec.com
+55 071 3026 4900

MEXICO
mexico@soltec.com
+52 1 55 5557 3144

CHILE
chile@soltec.com
+56 2 25738559

PERU
peru@soltec.com
+51 1422 7279

INDIA
india@soltec.com
+91 124 4568202

AUSTRALIA
australia@soltec.com
+61 2 8067 8811

CHINA
china@soltec.com
+86 21 66285799

ARGENTINA
argentina@soltec.com
+54 9 114 889 1476

EGYPT
egypt@soltec.com

B&V Bankability report
DNV GL Technology
Review available
RWDI WIND TUNNEL TESTED

2 year background
industrial operation



www.soltec.com

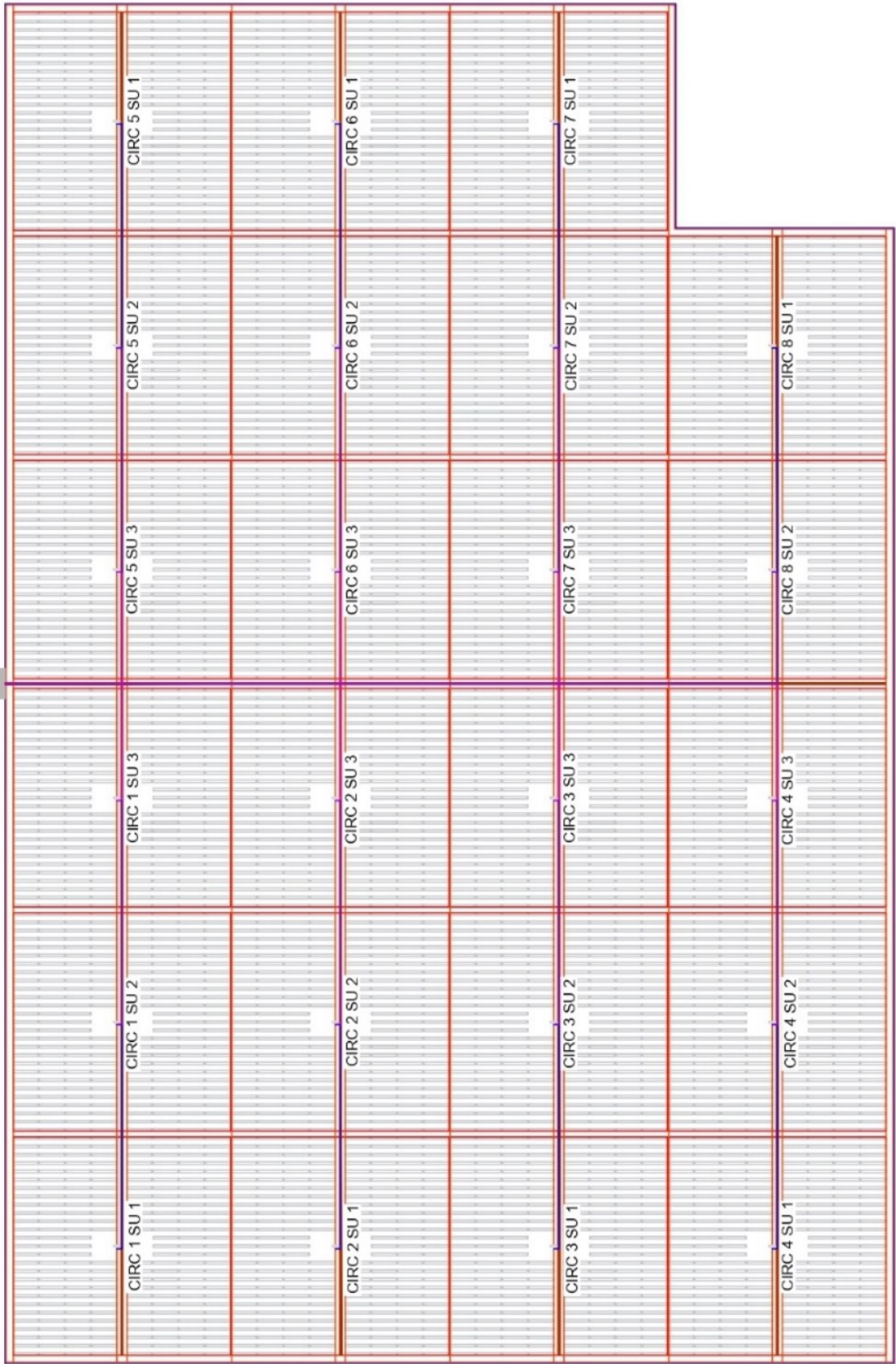
Contents subject to change without prior notice © Soltec America LLC • SF7.180509US

ANEXO D – Usinas FDI 1,15; 1,25; 1,30

FDI 1,15

CIRC 1 SU 1	CIRC 1 SU 2	CIRC 1 SU 3	CIRC 6 SU 3	CIRC 6 SU 2	CIRC 6 SU 1
CIRC 2 SU 1	CIRC 2 SU 2	CIRC 2 SU 3	CIRC 7 SU 3	CIRC 7 SU 2	CIRC 7 SU 1
CIRC 3 SU 1	CIRC 3 SU 2	CIRC 3 SU 3	CIRC 8 SU 3	CIRC 8 SU 2	CIRC 8 SU 1
CIRC 4 SU 2	CIRC 5 SU 1	CIRC 5 SU 2	CIRC 9 SU 3	CIRC 9 SU 2	CIRC 9 SU 1
CIRC 4 SU 1					

FDI 1,25



FDI 1,30

