

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM FONTES RENOVÁVEIS:  
GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO**

Felipe Dantas de Carvalho

**Avaliação prévia do impacto do albedo e outros parâmetros na geração de energia em uma UFV com módulos bifaciais.**

Belo Horizonte  
2022

Felipe Dantas de Carvalho

**Avaliação prévia do impacto do albedo e outros parâmetros na geração de energia em uma UFV com módulos bifaciais**

Versão final

Monografia de especialização apresentada à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora da Especialização em Fontes Renováveis da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Fontes Renováveis.

Orientador: Prof. Victor Flores Mendes

Coorientador: Prof. Luis Guilherme Monteiro Oliveira

Belo Horizonte  
2022



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO

**ATA DE DEFESA DE MONOGRAFIA / TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO (TCC)**

Aos dezoito dias do mês de agosto de 2022, às 14 h00 min, o/a estudante **FELIPE DANTAS DE CARVALHO**, matrícula 2019724280, defendeu o Trabalho intitulado “**Avaliação do impacto do albedo e outros parâmetros na geração de energia em uma UFV com painéis bifaciais.**”

” tendo obtido a média ( 90 ) .

Participaram da banca examinadora os abaixo indicados, que, por nada mais terem a declarar; assinam eletronicamente a presente ata.

**Nota: 90 (noventa)**

**Orientador(a):** Prof. Dr. Victor Flores Mendes

**Nota: 90 (noventa)**

**Examinador(a):** Prof. Dr. Luís Guilherme Monteiro de Oliveira

**Nota:** digitar a nota em numeral (escrever a nota por extenso)

**Examinador(a):** nome completo do examinador

**Nota:** digitar a nota em numeral (escrever a nota por extenso)

**Examinador(a):** nome completo do examinador



Documento assinado eletronicamente por Victor Flores Mendes, Professor do Magistério Superior, em 22/08/2022, às 19:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por Luís Guilherme Monteiro de Oliveira, Usuário Externo, em 23/08/2022, às 15:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.ufmg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador 1663103 e o código CRC DE3F6A35.

Este documento deve ser editado apenas pelo Orientador e deve ser assinado eletronicamente por todos os membros da banca.

## **DEDICATÓRIA**

Este trabalho é dedicado à minha família, Ana Paula, João Felipe e Ana Cecília que me deram apoio durante toda a especialização e suportaram minha ausência durante as aulas e no período de elaboração da monografia, quando não pude participar de parte das brincadeiras e reuniões familiares.

## **AGRADECIMENTOS**

A Cemig, esta excepcional empresa, que acreditou em mim e proveu um suporte muito importante durante toda a especialização.

## RESUMO

O impacto do fator albedo e outros parâmetros de projeto são avaliados e estimados na UFV Três Marias GD que possui, dentre suas características construtivas, a utilização de módulos fotovoltaicos bifaciais. Para isso, os parâmetros construtivos da usina fotovoltaica, como fator de albedo, sombreamento, inclinação e altura dos módulos e distância entre fileiras, e métodos de cálculo da de irradiação na face posterior dos módulos são estudados para estimar os impactos na produção de energia. Os módulos bifaciais passaram a ser estudados no final da década de 70 e início de 80 com o objetivo de aumentar o rendimento da geração numa menor área aproveitando a reflexão dos raios solares no solo ou paredes. O albedo é o parâmetro mais relevante para incrementar a irradiação a face traseira dos módulos bifaciais. Alterando a refletividade do solo de forma eficaz, é possível alcançar ganhos entre 8 e 20%. O método para estimação de energia mais estudado para módulos bifaciais é o fator de vista que considera o sombreamento do próprio módulo e do posicionamento do sol ao longo do ano. O *software PV Syst* emprega este método e foi utilizado na estimação de energia e na avaliação da sensibilidade dos parâmetros construtivos da usina, onde ganhos de até 8,75% foram obtidos. Uma planilha foi elaborada nesse trabalho baseada, também, no fator de vista, comparada com o *PV Syst* e com os dados reais dos meses de maio e junho de 2022 da UFV Três Marias GD obtendo-se diferenças de até 24,32%.

**Palavras-chave:** módulo fotovoltaico bifacial, albedo, fator de vista, estimação de energia, simulação computacional.

## ABSTRACT

*The impact of the albedo factor and other design parameters are evaluated and estimated in the UFV Três Marias GD, which has, among its constructive characteristics, the use of bifacial photovoltaic modules. For this, the constructive parameters of the photovoltaic plant, such as albedo factor, shading, tilt and height of the modules and distance between rows, and methods of calculating the irradiation on the back face of the modules are studied to estimate the impacts on energy production. Bifacial modules began to be studied in the late 1970s and early 1980s with the aim of increasing generation efficiency in a smaller area by taking advantage of the reflection of solar beams on the ground or walls. The albedo is the most relevant parameter to increase the irradiation in the back face of the bifacial modules. By effectively changing the reflectivity of the soil, it is possible to achieve gains between 8 and 20%. The most studied method for energy estimation for bifacial modules is the view factor that considers the shading of the module itself and the position of the sun throughout the year. The PVSyst software employs this method and it was used to estimate energy and evaluate the sensitivity of the plant's constructive parameters, Where gains of up to 8,75% were obtained. A spreadsheet was prepared in this work, also based on the view factor, compared with the PVSyst and with the real data for the months of May and June 2022 from the UFV Três Marias GD, obtaining differences of up to 24,32%.*

**Keywords:** *bifacial photovoltaic module, albedo, view factor, energy estimation, computer simulation.*

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - UFV Mineirão construída na cobertura do Estádio de mesmo nome. Fonte: Cemig. ....	13
Figura 2 - UFV Três Marias GD construída na cidade de mesmo nome. Fonte: próprio autor. ....	14
Figura 3 - Vanguard 1 foi o primeiro satélite a ser alimentado por energia solar. Fonte: NASA. ....	16
Figura 4 - Plataforma Solar de Almeria na Espanha. Fonte: DLR (Deutsches Zentrum für Luft-und Raumfahrt – German Aerospace Center) .....	17
Figura 5 - Irradiação sobre a face traseira de um módulo bifacial. Fonte: Canal Solar (site: <a href="https://canalsolar.com.br/modulos-bifaciais-com-pvsyst-fatores-a-considerar/">https://canalsolar.com.br/modulos-bifaciais-com-pvsyst-fatores-a-considerar/</a> acessado em 22/06/2022), adaptado pelo próprio autor. ....	18
Figura 6 – Composição de um módulo fotovoltaico convencional. Fonte: ECOA Energias Renováveis (site: <a href="https://ecoenergias.com.br/paineis-solares-fotovoltaicos-bifaciais-origem-o-que-e-aplicabilidade-tecnologia/">https://ecoenergias.com.br/paineis-solares-fotovoltaicos-bifaciais-origem-o-que-e-aplicabilidade-tecnologia/</a> acessado em 25 de ago. 2022).....	19
Figura 7 – Construção de um módulo fotovoltaico bifacial. Fonte: Canal Solar (site: <a href="https://canalsolar.com.br/modulos-fotovoltaicos-bifaciais/">https://canalsolar.com.br/modulos-fotovoltaicos-bifaciais/</a> acessado em 25 jun. 2022). ....	19
Figura 8 - Datasheet módulos bifaciais da Canadian Solar. Fonte: Canadian Solar. ....	20
Figura 9 - Custo entre módulos bifaciais e convencionais. Fonte: PV Magazine. Disponível em: <a href="https://www.pv-magazine.com/2020/08/19/bifacial-modules-the-challenges-and-advantages/">https://www.pv-magazine.com/2020/08/19/bifacial-modules-the-challenges-and-advantages/</a> . (Acesso em: 27 de jun. 2022).....	21
Figura 10 - Balanço energético da terra em relação a radiação solar. Fonte: Enciclopédia Global (site: <a href="http://www-geografia.blogspot.com/2017/12/Radiacao-Solar.html">http://www-geografia.blogspot.com/2017/12/Radiacao-Solar.html</a> , acessado em 21/06/2022).....	22
Figura 11 - Fator de vista entre 02 superfícies. Fonte: próprio autor. ....	23
Figura 12 - Alteração do sombreamento ao longo de um dia e em épocas distintas. Fonte: JANG e LEE (2020).....	25
Figura 13 – Sombreamento na parte traseira em 2D. Fonte: LEDESMA et al (2020).....	26
Figura 14 – Valor médios de albedo para diferentes superfícies. Fonte: Tempo de Aprender em Clima de Ensinar: <a href="https://www.climadeensinar.com.br/post/2020/05/20/voc%C3%AA-sabe-o-que-%C3%A9-albedo">https://www.climadeensinar.com.br/post/2020/05/20/voc%C3%AA-sabe-o-que-%C3%A9-albedo</a> (Acesso em: 22 Jun. 2022). ....	27
Figura 15 - Altura do módulo em relação ao solo. Fonte: próprio autor. ....	29
Figura 16 - Usina adaptada a construção (a) e otimizada para maior rendimento (b). Fonte: próprio autor. ....	30
Figura 17 - Parte traseira do módulo bifacial da UFV. Fonte: próprio autor. ....	34
Figura 18 - Mesa com 28 módulos. Fonte: próprio autor. ....	34
Figura 19 – (a) <i>Skid</i> onde estão localizados os inversores da Unidade Geradora 01 da UFV Três Marias GD e (b) o inversor Sungrow. Fonte: próprio autor. ....	35
Figura 20 - Largura entre fileiras e altura de módulos. Fonte: próprio autor. ....	36
Figura 21 - Transformador elevador ABB 600V para 13,8kV. Fonte: próprio autor.....	36
Figura 22 - Estação Meteorológica da UFV Três Marias GD. Fonte: Próprio autor. ....	37
Figura 23 - <i>Strings</i> da unidade geradora 02 cujas geração de energia foram acompanhadas, sendo o 01 (linha verde) e o 03 (linha azul).....	38
Figura 24 - Geração do <i>string 01</i> da UFV Três Marias entre fevereiro e junho de 2022. Fonte: próprio autor. ....	44

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Valores de refletividade do solo de artigos científicos.....	27
Tabela 2 - Dados técnicos UFV Três Marias GD.....	33
Tabela 3 - Características técnicas dos <i>strings</i> 01 e 03 da UG 02.....	38
Tabela 4 - Dados meteorológicos do Meteonorm 8.0 .....	39
Tabela 5 - Dados típicos do projeto da UFV Três Marias GD .....	39
Tabela 6 - Perdas consideradas na simulação.....	40
Tabela 7 - Dados técnicos similares dos módulos da <i>Canadian Solar (CS)</i> e <i>Trina</i> .....	41
Tabela 8 - Dados comparativos entre dados reais e do <i>PVSyst</i> .....	44
Tabela 9 - Comparativo dos dados meteorológicos entre <i>PVSyst</i> e da estação meteorológica da usina. ....	45
Tabela 10 - Dados comparativos entre dados reais e da planilha. ....	46
Tabela 11 - Dados comparativos entre planilha e <i>PVSyst</i> .....	46
Tabela 12 - Variação dos parâmetros para avaliação da sensibilidade para produção de energia. ....	47
Tabela 13 - Sensibilidade da produção de energia em relação a variação do albedo.....	47
Tabela 14 - Relação entre ângulo de inclinação e produção de energia.....	48
Tabela 15 - Relação entre altura dos módulos e produção de energia .....	48
Tabela 16 - Relação entre distância entre fileiras e produção de energia.....	48
Tabela 17 - Relação simultânea entre altura dos módulos, ângulo de inclinação e produção de energia.....	49
Tabela 18 - Relação simultânea entre albedo, ângulo de inclinação, distância entre fileiras, altura dos módulos e produção de energia .....	50

## LISTA DE ABREVIATURAS E VARIÁVEIS

ASTER – *Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer* - Biblioteca Espectral da NASA.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética.

IPHAN - Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional.

NREL - *National Solar Radiation Data Base*.

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

STC - *Standard Test Condition* (em inglês) - Condições de teste padrão.

TNOC - Temperatura nominal de operação da célula.

VF - *View Factor* (em inglês) - Fator de vista.

B - Radiação Direta Normal.

FV – Fotovoltaico.

$G_h$  - Radiação Global Solar Incidente na superfície da Terra.

$D_h$  - Radiação Global Difusa.

DHI – Radiação Difusa Horizontal.

DNI – Radiação Difusa Normal.

$E$  - Energia gerada anual (Wh).

GBR – Taxa de irradiância bifacial.

$G_{FRONT}$  – Irradiância na face frontal do módulo, dado pelo GHI e  $G_{GROUND}$  - irradiância do solo.

$G_{TOTAL}$  – Irradiância total que chega nas faces dianteira e traseira do módulo.

UFV – Usina Fotovoltaica.

$\alpha$  – Coeficiente de temperatura do módulo em  $\%/^{\circ}\text{C}$ .

$k$  – Perdas entre a saída dos módulos até a rede.

$\eta$  – Eficiência do módulo.

$\rho$  - Albedo do solo.

$\phi_P$  – Coeficiente de bifacialidade do módulo fotovoltaico bifacial.

$P$  - Potência entregue a rede em cada hora (W).

$T_C$  – Temperatura da célula em  $^{\circ}\text{C}$ .

$T_A$  - Temperatura ambiente medida em  $^{\circ}\text{C}$ .

$T_{Amb}$  – Temperatura ambiente padrão de especificação dos módulos no STC que é de 25  $^{\circ}\text{C}$ ,

## SUMÁRIO

Capítulo 1: Introdução .....	12
1.1 Motivação .....	12
1.2 Objetivos.....	14
1.3 Metodologia.....	15
Capítulo 2: Revisão bibliográfica.....	16
2.1 Origens dos módulos fotovoltaicos .....	16
2.2 Breve história, funcionamento, características e custo dos módulos fotovoltaicos bifaciais: .....	17
2.3 Componentes da radiação solar .....	21
2.4 Fundamentos matemáticos para cálculo da irradiação na face traseira dos módulos bifaciais.....	23
2.5 Parâmetros que afetam a irradiação na face traseira dos módulos bifaciais.....	24
2.6 Sombreamento .....	24
2.7 Albedo ou Coeficiente de reflexão .....	26
2.8 Altura do módulo em relação ao solo.....	28
2.9 Ângulo de inclinação do módulo em relação a superfície horizontal.....	30
2.10 Distância entre fileiras de módulos .....	31
2.11 Outros fatores: temperatura do módulo, poluição particulada, sujeiras, <i>mismatch</i> entre módulos .....	31
Capítulo 3: Usina Fotovoltaica Três Marias GD: Estudo de Caso .....	33
3.1 Características da UFV.....	33
3.2 Definição dos inversores do experimento e base na UFV .....	37
3.3 Banco de dados, perdas e dados típicos.....	38
3.4 Considerações, dados de irradiação e perdas na simulação do <i>PVSyst</i> .....	39
3.5 Configuração dos módulos bifaciais e inversor no <i>PVSyst</i> .....	40
3.6 Planilha para simulação de produção de energia.....	41
Capítulo 4: Resultados.....	44
4.1 <i>PVSyst</i> x Dados reais usina.....	44
4.2 Planilha x Dados reais usina.....	45
4.3 Planilha x <i>PVSyst</i> .....	46
4.4 Análise de sensibilidade de parâmetros.....	47
4.5 Viabilidade econômica da melhoria do albedo.....	51
4.5.1 Lona plástica branca .....	51
4.5.2 Pedra britada .....	52
4.5.3 Análise da viabilidade das 02 opções para melhoria do albedo .....	52
Capítulo 05: Conclusão e proposta de continuidade.....	54
Referências .....	56

## Capítulo 1: Introdução

### 1.1 Motivação

A matriz energética do Brasil difere da mundial por ser baseada em fontes renováveis. Segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021 (2021) da EPE, em 2020 o Brasil gerou 84% da sua energia proveniente de fontes renováveis.

Desde o início de suas atividades em 1952, a Cemig investe em geração de energia elétrica de fontes limpas desempenhando um papel de desenvolvimento da economia mineira com eficiência e competitividade ao longo de sua história.

As usinas hidrelétricas foram, e continuam sendo, a principal fonte de geração de energia elétrica da Cemig, mas ela sempre esteve à frente da inovação no setor elétrico nacional desenvolvendo novas tecnologias. Em 1982, a Cemig iniciou o levantamento do potencial de energia solar e eólico em Minas Gerais e, no mês de agosto 1994, constituiu a primeira experiência de geração de eletricidade para o sistema interligado a partir de energia eólica com a Usina Eólica do Morro Camelinho com quatro aerogeradores de 250kW (CACHAPUZ 2006).

Em 2004, a empresa participou da 1ª chamada pública do programa PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) do Governo Federal com as Usinas Eólicas de Praias de Parajuru e Volta do Rio que foram inauguradas, em Consórcio com a IMPSA, em 2009 e 2010, respectivamente (PROINFA 2015). A partir de 2012, a Cemig publicou o 1º Atlas Solarimétrico, de Biomassa e Eólico de Minas Gerais que, no caso do Solarimétrico, já está no 2º Volume.

A 1ª grande usina fotovoltaica (FV) da Cemig GT foi instalada na cobertura estádio do Mineirão (Figura 1) e é um marco da geração FV nacional por ser, em abril de 2014, a maior usina FV do mundo construída sobre a cobertura de um estádio. Ela possui capacidade instalada de 1.320kW (1.420kWp) e teve que se adequar a arquitetura complexa do estádio que é um bem tombado pelo IPHAN (Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional).



**Figura 1 - UFV Mineirão construída na cobertura do Estádio de mesmo nome. Fonte: Cemig.**

A UFV Três Marias de Geração Distribuída (GD), localizada na cidade de mesmo nome e próxima a Usina Hidrelétrica de Três Marias, é a 2ª usina FV sob responsabilidade do O&M da Cemig GT e foi construída em área própria na antiga vila dos funcionários desta empresa (Figura 2).

Ela teve sua construção iniciada em junho de 2021, inaugurada em 20/12/2021 e está em junho de 2022 em processo de entrega operacional entre a empresa contratada e a Cemig GT. 40% da energia gerada será destinada ao autoconsumo da Cemig GT e o restante será comercializado via Cemig SIM, subsidiária integral da Cemig Holding SA, sendo todo o O&M de responsabilidade da primeira.



**Figura 2 - UFV Três Marias GD construída na cidade de mesmo nome. Fonte: próprio autor.**

Uma das características mais relevantes da UFV Três Marias GD é a utilização de módulos fotovoltaicos bifaciais, ou seja, aqueles que geram energia proveniente da radiação solar incidente tanto pela face frontal quanto traseira. Uma medida que deve ser utilizada para explorar essa característica é avaliar o fator de albedo que expressa a fração de radiação visível refletida pela superfície do solo, isto é, uma medida da proporção da radiação solar recebida pelo solo que é refletida e, conseqüentemente, ser aproveitada pela parte posterior do módulo fotovoltaico.

Nesse contexto, ponderando que, na grande maioria dos projetos de UFVs, a face frontal dos módulos fotovoltaicos bifaciais é a mais utilizada considerando parâmetros de projeto (inclinação do solo, face projetada para o norte), a justificativa deste trabalho se dá à medida que se busca responder as seguintes perguntas:

- O que pode ser feito para explorar a face posterior, já que não houve nenhuma preparação do solo para aumentar sua refletividade?
- Que tipo de preparação do solo pode ser feita cujo investimento pode ser pago pelo incremento de geração?
- Que outros ganhos indiretos podemos ter se prepararmos a superfície do solo abaixo dos módulos fotovoltaicos bifaciais?

A resposta para estas perguntas será respondida neste trabalho.

## 1.2 Objetivos

O objetivo geral desta monografia é realizar estudos que possibilitem aumentar o rendimento da primeira usina fotovoltaica com módulos fotovoltaicos bifaciais que a Cemig Geração e Transmissão SA (Cemig GT) realiza a Operação & Manutenção (O&M).

Como objetivos específicos deste trabalho, podemos citar:

- Avaliar as metodologias de estimação da irradiância na face posterior de módulos FV;

- Estabelecer a metodologia de estimação e os fatores que podem interferir na irradiância na face posterior de painéis FV;
- Realizar estimações de geração mensal e anual, considerando os fatores determinados acima, de uma parcela dos painéis da UFV Três Marias GD (parcela interligada a um inversor);
- Avaliar dois tipos de tratamento da superfície do solo com objetivo de aumentar a características de refletividade e no custo de implementação;
- Realizar a análise de viabilidade econômica do tratamento da superfície do solo;
- Propor a aquisição e instalação da superfície reflexiva de baixo custo nos painéis vinculados a um inversor em consideração da UFV Três Marias GD.

### 1.3 Metodologia

O estudo de caso contemplado nesse trabalho é da UFV Três Marias GD, como mencionado anteriormente, cuja metodologia pretende estudar os métodos de cálculo, como o “fator de vista”, para obtenção da irradiação que chega na face posterior dos módulos fotovoltaicos bifaciais, identificando quais fatores podem impactar positivamente ou negativamente a geração de energia nessa área do módulo.

Buscar em outros estudos soluções de baixo custo, isto é, que não necessitem de alterações estruturais relevantes na área da usina e que possam ser implementadas para incrementar a refletividade do solo sob os módulos fotovoltaicos bifaciais como a lona plástica branca e pedra britada com caiação (de pigmentação branca).

Simular a usina no *PVSyst*, software específico utilizado em projetos fotovoltaicos. Além disso, para desenvolver estudos sem depender de softwares pagos, elaborar uma planilha no software Excel <sup>1</sup>para estimação de energia baseada em parâmetros do sistema.

Obter dados meteorológicos da estação meteorológica, composta por Piranômetro fixo de primeira classe, sensor de radiação, anemômetro de vento-velocidade, sensores de temperaturas ambiente e de superfície, e de geração retirados diretamente do Sistema Digital de Supervisão e Controle da UFV Três Marias GD para realizar comparações entre dados reais e simulados.

Com estes dados, comparar a planilha elaborada e a simulação da usina no *PVSyst* com dados reais da usina nos seis primeiros meses de funcionamento.

---

<sup>1</sup> Software Excel do Pacote *Office* da *Microsoft*.

E, por fim, realizar a análise de viabilidade técnica e financeira simplificada utilizando *payback* de duas soluções para incrementar a refletividade do solo e consequente geração.

## Capítulo 2: Revisão bibliográfica

### 2.1 Origens dos módulos fotovoltaicos

A descoberta do efeito fotovoltaico, precursor da tecnologia fotovoltaica, ocorreu em 1839 pelo cientista francês Edmond Becquerel. Esse efeito consiste no surgimento de uma tensão elétrica após exposição de um material semicondutor à radiação de fótons de luz ocorrendo a liberação de elétrons na superfície do material (Fadigas 2012).

Em 1883 a primeira célula solar foi produzida a partir do Selênio e possuía uma eficiência de aproximadamente 1%. A partir da década de 1930, houve a consolidação de vários estudos, em 1941 Ohl obteve a primeira fotocélula de silício monocristalino e em 1954 temos a primeira fotocélula de silício com características construtivas semelhantes as atuais e 6% de eficiência (Fadigas 2012).

Dentre os primeiros usos reais, destaca-se os 06 painéis solares de 1W que foram acoplados ao satélite Vanguard I (Figura 3) para alimentação do rádio em 1958 (Morais et al 2021).



Figura 3 - Vanguard I foi o primeiro satélite a ser alimentado por energia solar. Fonte: NASA.

A crise do petróleo entre 1973 e 1974 impulsionou a utilização comercial da geração fotovoltaica e, no fim dessa década, o uso terrestre ultrapassou o uso espacial.

A aplicação da geração fotovoltaica tem sido diversas, desde bombeamento de água a sistemas domésticos solares, e a demanda vem crescendo ano a ano. De acordo com o Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2021 (2021), a capacidade instalada de geração solar mais que duplicou entre 2015 e 2018.

As inovações continuaram sendo desenvolvidas ao longo dos últimos 40 anos e foram, principalmente, direcionadas para o aumento da eficiência na conversão de energia das fotocélulas e na redução dos custos.

## 2.2 Breve história, funcionamento, características e custo dos módulos fotovoltaicos bifaciais:

A produção técnica-científica para aproveitamento da geração de energia pela radiação solar no solo em módulos bifaciais tornou mais frequentes no final da década de 70 e início de 80 na Espanha. Nessa época, identificam-se os primeiros estudos com preocupação em utilizar superfícies com alto albedo para incrementar a geração dos módulos bifaciais (CUEVAS et al 1982).

Eles foram incentivados em 1985 pelo Governo Espanhol sob o projeto “Plataforma Solar Almería” (Figura 4) que era uma usina de 100kW conectada à rede tendo, dentro dele, um campo de 40kW com módulos bifaciais (LORENZO 2021). Na época, o mercado de fotovoltaicas era de 23MW/ano em sistemas isolados para eletrificação rural e alimentação de equipamentos de telecomunicação.

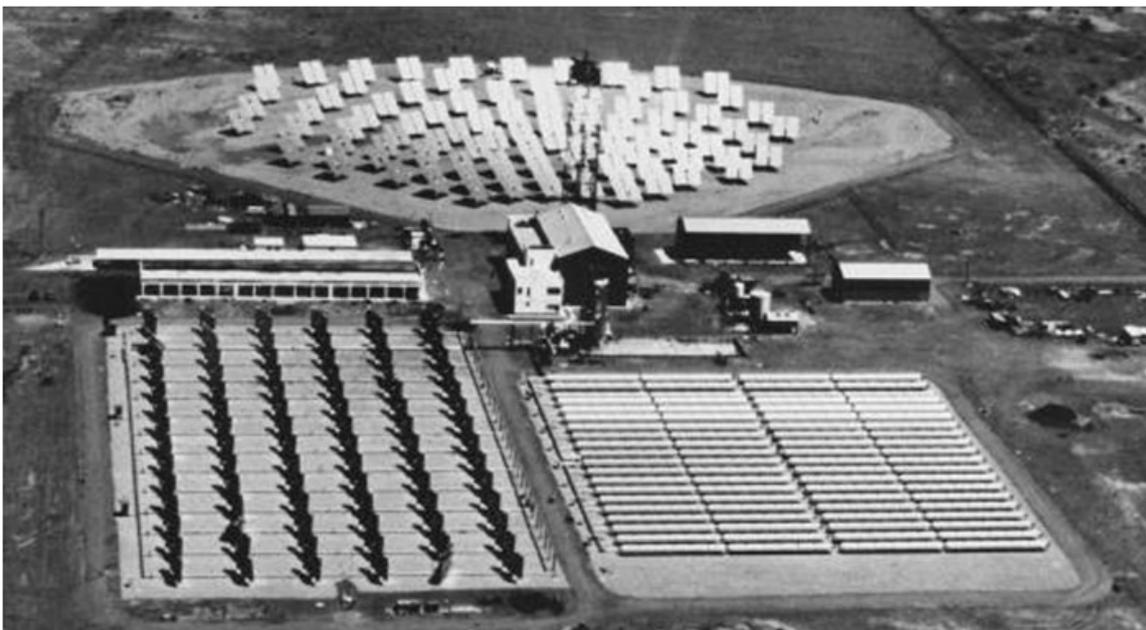


Figura 4 - Plataforma Solar de Almería na Espanha. Fonte: DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt – German Aerospace Center)

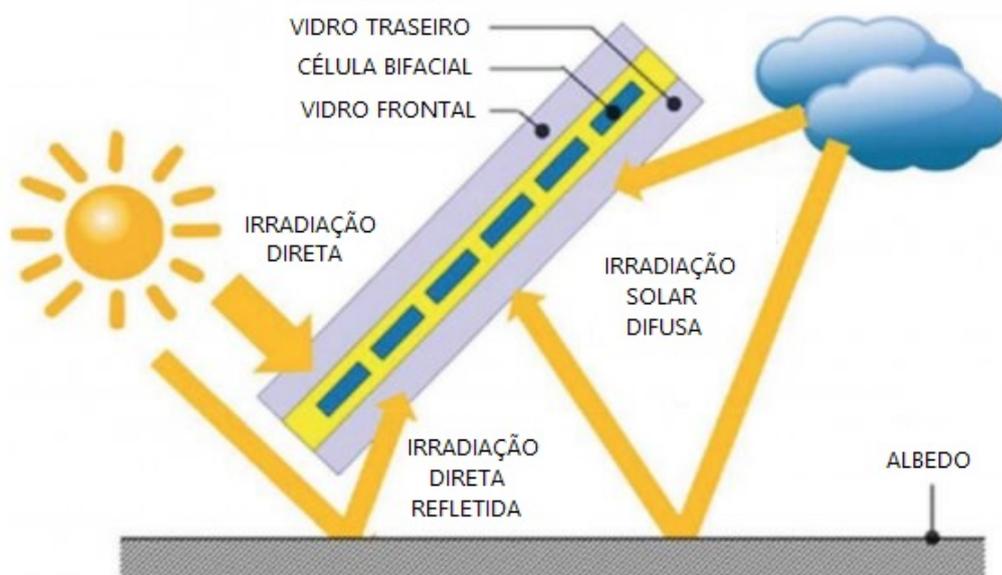
A produção industrial iniciou em 1984 na Espanha pela empresa ISOFOTON e os primeiros módulos bifaciais possuíam até 72W de potência nominal na face frontal) (LORENZO 2021). O coeficiente de bifacialidade, conceito a ser explicado posteriormente neste trabalho, destes módulos era de 80% mas, na época, não era realizados cálculos específicos para chegar nesse número.

O desenvolvimento dos módulos bifaciais ficou estagnado nas décadas de 90s e 2000s, era considerada uma tecnologia de nicho (CHUDINZOW et al 2019). Nesse período os esforços foram para aumentar a eficiência dos módulos convencionais. A partir da década de 2010s o desenvolvimento dos módulos bifaciais foi retomado devido a estagnação da tecnologia atual módulo convencional – o próximo passo será com materiais de película

final e utilização de concentradores-, como forma de incrementar o rendimento global na geração de energia.

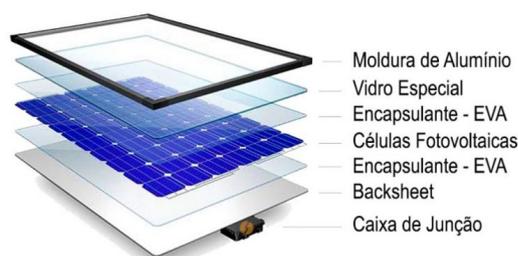
O *International Technology Roadmap for Photovoltaic* (ITRPV 2024) de 2013 previu o aumento do uso de painéis bifaciais para 15% do mercado em 2024. O mesmo relatório atualizado em 2021, já estima em 60% dos módulos em 2025 (RIEDEL-LYNGSKÆR et al 2021).

Os módulos bifaciais foram desenvolvidos a partir dos convencionais e possuem, como característica principal, a capacidade de captar fótons e gerar energia pelas duas faces, a frontal e a posterior. A face frontal recebe irradiação solar direta e a traseira tanto pela irradiação solar difusa, quanto pela irradiação refletida pelo solo, denominada de albedo (GUERRERO-LEMUS et al 2016). Na Figura 5 observa-se como a irradiação solar incide sobre um módulo fotovoltaico bifacial.

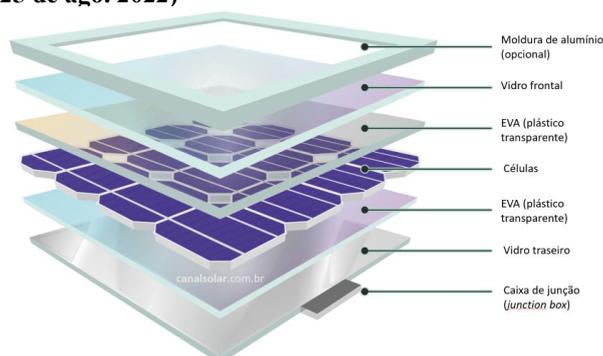


**Figura 5 - Irradiação sobre a face traseira de um módulo bifacial.** Fonte: Canal Solar (site: <https://canalsolar.com.br/modulos-bifaciais-com-pvsyst-fatores-a-considerar/> acessado em 22/06/2022), adaptado pelo próprio autor.

Ao contrário de módulos convencionais (Figura 6), que possuem um revestimento plástico na parte posterior com a função de proteção e isolamento das células fotovoltaicas, as bifaciais possuem um vidro ou revestimento transparente no lugar do *backsheet* branco (Figura 7). Isso permite a captação da luz na parte traseira do módulo.



**Figura 6 – Composição de um módulo fotovoltaico convencional. Fonte: ECOA Energias Renováveis (site: <https://ecoenergias.com.br/paineis-solares-fotovoltaicos-bifaciais-origem-o-que-e-aplicabilidade-tecnologia/> acessado em 25 de ago. 2022)**



**Figura 7 – Construção de um módulo fotovoltaico bifacial. Fonte: Canal Solar (site: <https://canalsolar.com.br/modulos-fotovoltaicos-bifaciais/> acessado em 25 jun. 2022).**

O *datasheet* dos módulos bifaciais possui algumas informações padrões em relação ao convencional como: coeficiente de bifacialidade, potência máxima, especificação do vidro traseiro e dados técnicos (potência máxima, tensões de operação e de circuito aberto, correntes de operação e de curto circuito e eficiência dos módulos) para alguns ganhos bifaciais.

Na literatura, não há métodos padronizadas para caracterizar os módulos bifaciais fotovoltaicos como é observado nos convencionais. Os autores relatam a eficiência das partes frontal e traseira de forma separada não oferecendo informações sobre a operação bifacial combinada frontal e traseira das células. Isso se deve as características bifaciais não serem uma combinação linear das características monofaciais (GUERRERO-LEMUS et al 2016).

Alguns fabricantes realizam testes nos módulos bifaciais sob condições de STC tanto para a parte frontal quanto para a traseira, esta última em diferentes condições de reflexão luminosa. Na Figura 8 destaca-se os dados técnicos para ganhos bifaciais de 5, 10 e 20% de módulos bifaciais da Canadian Solar.

**ELECTRICAL DATA | STC\***

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-640MB-AG		640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%
Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	21.97 A	24.7%
CS7N-645MB-AG		645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	22.02 A	24.9%
CS7N-650MB-AG		650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	22.07 A	25.1%
CS7N-655MB-AG		655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%
Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	22.12 A	25.3%
CS7N-660MB-AG		660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%
Bifacial Gain**	5%	693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	19.39 A	22.3%
	10%	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	20.32 A	23.4%
	20%	792 W	38.3 V	20.69 A	45.4 V	22.16 A	25.5%
CS7N-665MB-AG		665 W	38.5 V	17.28 A	45.6 V	18.51 A	21.4%
Bifacial Gain**	5%	698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	19.44 A	22.5%
	10%	732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	20.36 A	23.6%
	20%	798 W	38.5 V	20.74 A	45.6 V	22.21 A	25.7%

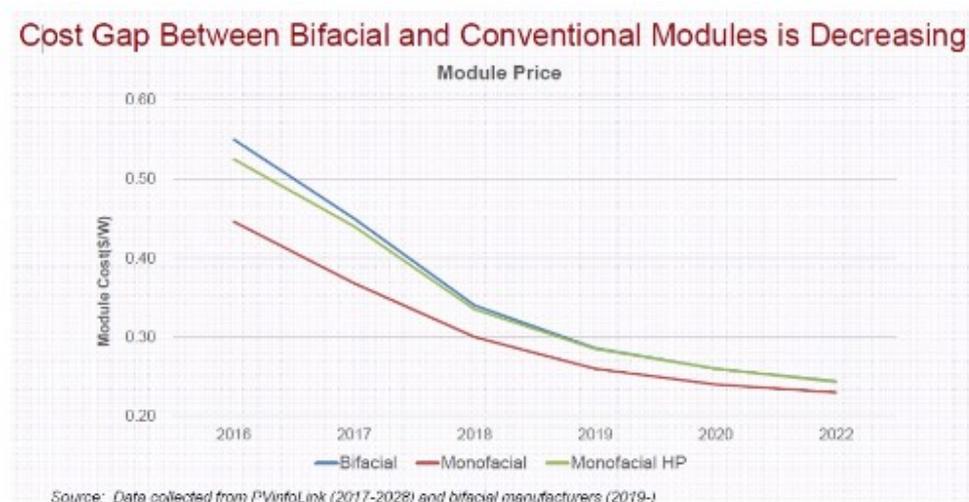
\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.  
\*\* Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

**Figura 8 - Datasheet módulos bifaciais da Canadian Solar. Fonte: Canadian Solar.**

O fator ou coeficiente de bifacialidade é um dado importante para avaliação de um módulo bifacial. Ele é a razão entre a eficiência obtida pela parte traseira do módulo e a eficiência obtida pela frente do módulo, ambos os lados submetidos à mesmas condições de STC (GUERRERO-LEMUS et al 2016; PICARD 2021).

Podemos citar dentre as principais vantagens dos módulos bifaciais a maior densidade de energia em relação aos convencionais para uma mesma área, permitindo, assim, menor área necessária para implementação de um projeto de uma usina solar fotovoltaica (JANG e LEE 2020) e (RAINA e SINHA 2021).

O custo unitário de um módulo bifacial ainda é maior que um convencional, mas vem reduzindo ao longo dos anos. Na Figura 9 temos a evolução do comparativo dos preços entre módulos bifaciais e convencionais.



**Figura 9 - Custo entre módulos bifaciais e convencionais. Fonte: PV Magazine. Disponível em: <https://www.pv-magazine.com/2020/08/19/bifacial-modules-the-challenges-and-advantages/>. (Acesso em: 27 de jun. 2022)**

A redução do custo nivelado de energia ou LCOE (sigla em inglês para *Levelized Cost of Energy*) de um módulo bifacial em relação a um convencional, de acordo com o datasheet da *Canadian Solar*, é de 8,9%, podendo chegar a uma redução de 4,6% em relação ao custo total do sistema.

Para uma mesma potência pretendida, é necessária uma maior quantidade de módulos convencionais em relação aos bifaciais, mas, mesmo assim, o custo total de aquisição dos convencionais ainda é menor. Entretanto, quando avaliamos os custos proporcionais ao número de módulos, como quantidade de estruturas, mão de obra de instalação, locação de uma área maior e O&M (Operação e Manutenção) das instalações, o custo total de uma usina bifacial é menor que uma convencional (KIKUMOTO 2020).

Os módulos bifaciais vieram para complementar os convencionais com objetivos diversos buscando aumentar a geração de energia em uma menor área de instalação.

### 2.3 Componentes da radiação solar

Os módulos fotovoltaicos necessitam de radiação eletromagnética para liberar elétrons nas suas camadas e, para que isso aconteça, é necessário conhecer a principal fonte e como compreender como a radiação sofre perdas por reflexões, dispersões e absorções até atingir a superfície do módulo fotovoltaico (FADIGAS 2012).

Todas as substâncias emitem radiação eletromagnética continuamente associada à sua energia interna. A radiação solar é a energia interna gerada pelo sol e é a mais importante para a geração de energia pelos módulos fotovoltaicos. Anualmente, o sol fornece para a atmosfera terrestre aproximadamente  $1,51 \times 10^{18}$  kWh de energia (MORAIS et al 2021).

A radiação emitida pelo sol sofre várias perdas ao longo de sua transmissão pela atmosfera terrestre antes de ser absorvida e parte refletida pela superfície da terra. Na Figura 10 é mostrado como a radiação é perdida ao longo da atmosfera.

Esse conceito é importante para compreender como a incidência de radiação é utilizada para geração de energia a partir de módulos fotovoltaicos.

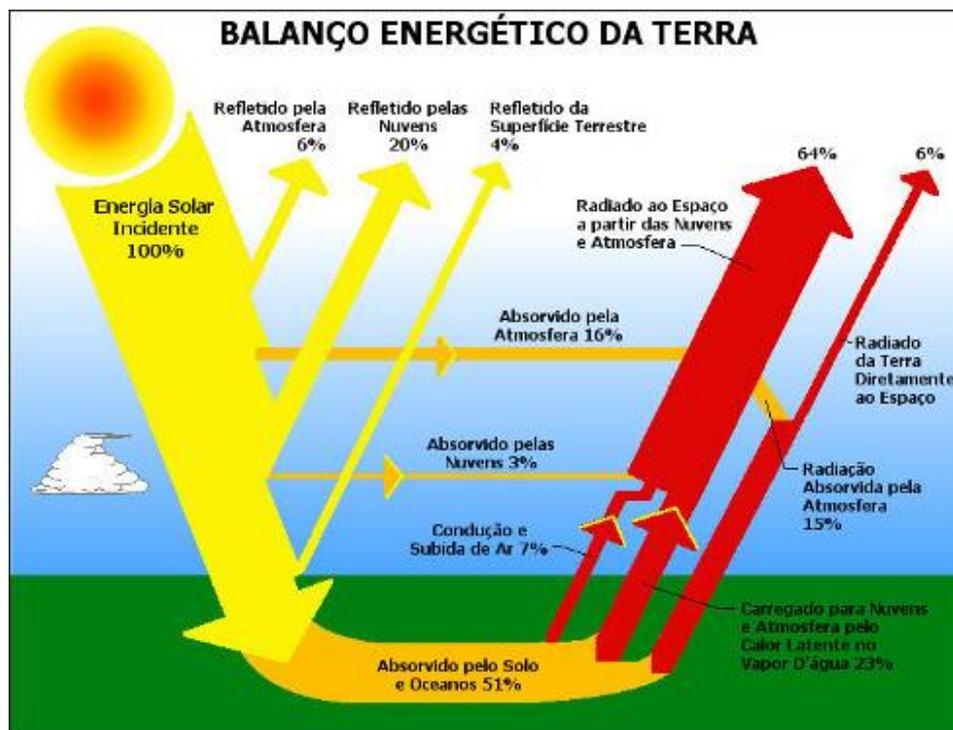


Figura 10 - Balanço energético da terra em relação a radiação solar. Fonte: Enciclopédia Global (site: <http://www-geografia.blogspot.com/2017/12/Radiacao-Solar.html>, acessado em 21/06/2022).

A radiação solar absorvida pela terra é a radiação direta sendo o componente mais importante para geração de energia na parte frontal do módulo fotovoltaico (tanto o convencional quanto o bifacial). Por outro lado, a radiação difusa da atmosfera (refletida pela atmosfera e nuvens) e a refletida pela superfície do solo são relevantes para a parte traseira do módulo bifacial (INEICHEN et al 1990). A soma das radiações direta, difusa e refletida constituem a Radiação Total ou Global no Plano Horizontal.

Assim, para calcular a geração de energia em módulos fotovoltaicos, necessitamos de avaliar três componentes da radiação solar incidente na superfície da Terra, que são a global ( $G_h$ ), a difusa ( $D_h$ ) e a direta normal ( $B$ ), e dois componentes da radiação refletida pelo solo que são a direta normal (DNI) e a difusa horizontal (DHI) (INEICHEN et al 1990).

A face frontal recebe a contribuição das radiações direta normal, de maior valor, e difusas do céu e refletida pelo solo, enquanto que a face posterior recebe das refletidas pelo solo.

Esse conhecimento será importante para projetar usinas com módulos bifaciais e extrair melhor os componentes que fazem parte da radiação solar.

#### 2.4 Fundamentos matemáticos para cálculo da irradiação na face traseira dos módulos bifaciais.

Como dito anteriormente, a irradiação na face traseira de um módulo bifacial é proveniente de parte da irradiação solar difusa, proveniente do céu e das nuvens, e a direta refletida pelo solo.

Um dos principais desafios da modelagem da irradiância em módulos bifaciais é estimar a efetiva irradiação incidente na parte traseira (ASGHARZADEH et al 2018). A falta de métodos estabelecidos para estimar a produção de energia, tornou uma barreira importante para a aprovação de projetos junto a financiadores e, com isso, propagar a tecnologia dos módulos bifaciais com maior rapidez (CHUDINZOW et al 2019).

Os primeiros fundamentos matemáticos para esse fim basearam no conceito de “Fator de vista” utilizado na transferência de calor e, num segundo momento, cálculos adicionais solucionaram o problema de múltiplas superfícies refletoras e diferentes configurações de FV foram analisadas, como um plano refletindo ora horizontal, ora na vertical, ou em conjunto ou em ângulos de  $50^\circ$  e  $60^\circ$ .

O conceito de “Fator de vista” (*View Factor – VF* em inglês) considera a transferência de calor, ou de radiação no caso de fotovoltaica, entre duas superfícies infinitesimais, na forma de paralelogramos oblíquos para aumentar a precisão dos modelos (CHUDINZOW et al 2019), e é definida pela fração de radiação que deixa uma área  $A_1$  e é interceptada por uma área  $A_2$ . O “fator de vista” depende da orientação das 02 áreas e também da distância entre elas. Na Figura 11 temos a representação dessas 02 áreas.

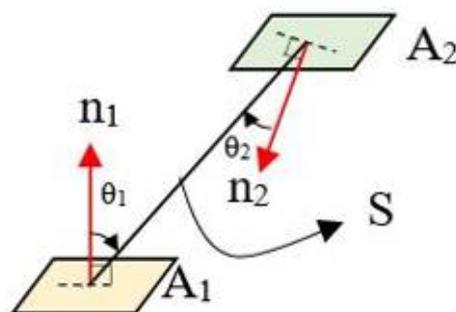


Figura 11 - Fator de vista entre 02 superfícies. Fonte: próprio autor.

Assim, podemos considerar que  $A_1$  é a superfície horizontal do solo e  $A_2$  a face traseira do módulo fotovoltaico bifacial que recebe a radiação emitida por  $A_1$ ,  $S$  é a distância entre as áreas e  $\theta$  é ângulo o formado entre a normal de cada área e a reta que une o centro das áreas.

O “fator de vista”  $VF_{1 \rightarrow 2}$  da superfície  $A_1$  (área refletida) para  $A_2$  (superfície posterior do módulo) é dado pela equação 1:

$$VF_{1 \rightarrow 2} = \frac{1}{A_2} \int \frac{\cos \theta_1 \cdot \cos \theta_2}{\pi S_2} dA_2 \quad (1)$$

E para calcular a energia gerada  $E_2$  na parte posterior do módulo bifacial com o conceito de “fator de vista” utiliza-se a equação 2 (HANSEN et al 2016):

$$E = G_{total} \times VF_{1 \rightarrow 2} \quad (2)$$

Onde  $G_{total}$  é a irradiância total em  $W/m^2$  sendo a soma de todos os componentes da irradiâncias.

Esse modelo de “fator de vista” parte do pressuposto que todas as superfícies são *Lambertianas*, isto é, a irradiação é espalhada isotropicamente, onde os raios difusos recebidos possuem a mesma intensidade em todas as direções.

Vários autores como (KRENZINGER E LORENZO 1986), (YUSUFOGLU ET AL 2014), (HANSEN ET AL 2016), (LEDESMA ET AL 2020), (LORENZO 2021) e (RIEDEL-LYNGSKÆR ET AL 2021) utilizaram o “fator de vista” para calcular a produção de energia em módulos bifaciais.

Os principais softwares para simulação e cálculo da produção de energia em módulos fotovoltaicos utilizam o “fator de vista”, desde o mais popular PVSyst passando pelo Radiance (ASGHARZADEH et al., 2018), SISIFO (LEDESMA ET AL 2020) e outros citados por CHUDINZOW et al (2019) como TracePro (citado por Soria et al., 2016), SAM (adaptado de Marion, B, et. al 2017), MoBiDig (citado por Berrian et al. 2017), BIGEYE (citado por Janssen et al., 2018).

Assim, o conceito “fator de vista” é o mais utilizado tanto em estudos científicos quanto em softwares de modelagem de usinas fotovoltaicas.

## 2.5 Parâmetros que afetam a irradiação na face traseira dos módulos bifaciais.

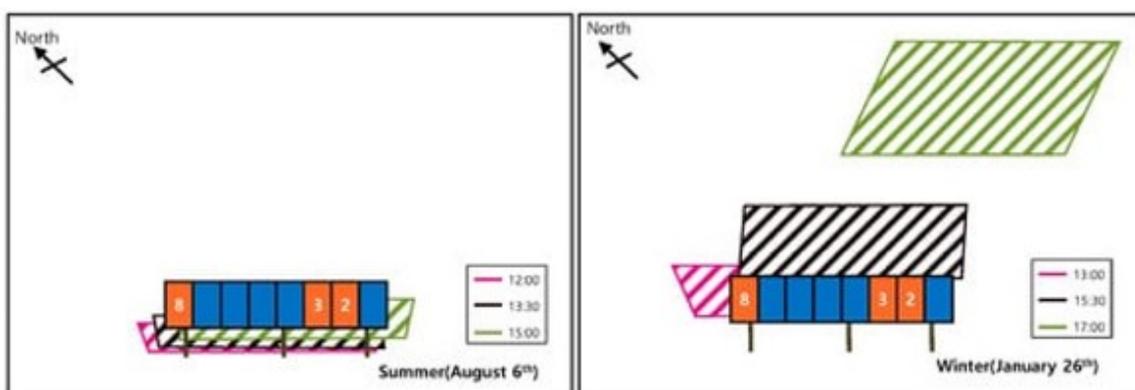
Além dos parâmetros conhecidos para dimensionar uma usina FV como localização, clima, sombreamento devido ao relevo ou artificiais (prédio, torre, linha de transmissão, entre outros), para modelarmos a irradiação que chega na parte posterior do módulo bifacial, é importante identificar quais os parâmetros que afetam o sistema e impactam a produção de energia.

## 2.6 Sombreamento

O sombreamento artificial em módulos fotovoltaicos, provenientes de obstáculos físicos como construções e vegetação, é um dos fenômenos mais conhecidos e que afetam a produção de energia. Se células fotovoltaicas são sombreadas por algum fenômeno, não há radiação de fótons de luz e, por conseguinte, não há liberação de elétrons nem geração de tensão elétrica nessa área sombreada.

A perda por sombreamento pelo próprio módulo fotovoltaico ocorre nos módulos fotovoltaicos bifaciais (RIEDEL-LYNGSKÆR et al 2021). É um dos parâmetros mais estudados para modelar o rendimento energético de uma usina fotovoltaica com módulos fotovoltaicos bifaciais. O Fator de Vista é o método mais utilizado para calcular sua influência.

Quando o módulo possui orientação com a face virada para o Norte ou para o Sul, teremos sombreamento na parte posterior do módulo variando tanto ao longo de um dia (em menor escala) quanto ao longo do ano. Na Figura 12, cujas módulos estão orientados para sul (usina está localizada no hemisfério norte), observa-se que o sombreamento no verão (primeiro quadro a esquerda) é menor pois o sol está posicionado mais próximo do centro do céu, enquanto que no inverno (quadro a direita), quando o sol está mais próximo do horizonte, as sombras tendem a ser maiores.



**Figura 12 - Alteração do sombreamento ao longo de um dia e em épocas distintas. Fonte: JANG e LEE (2020)**

A parte sombreada não reflete radiação para a face traseira, deve ser considerada e reduzida no cálculo da irradiação. Na Figura 13 tem-se a projeção da sombra em 2D em fileiras sob um módulo.

Em modelos simulados por Ledesma (2020), foi encontrado um valor médio de perda por sombreamento de 1,8% da irradiação do solo.

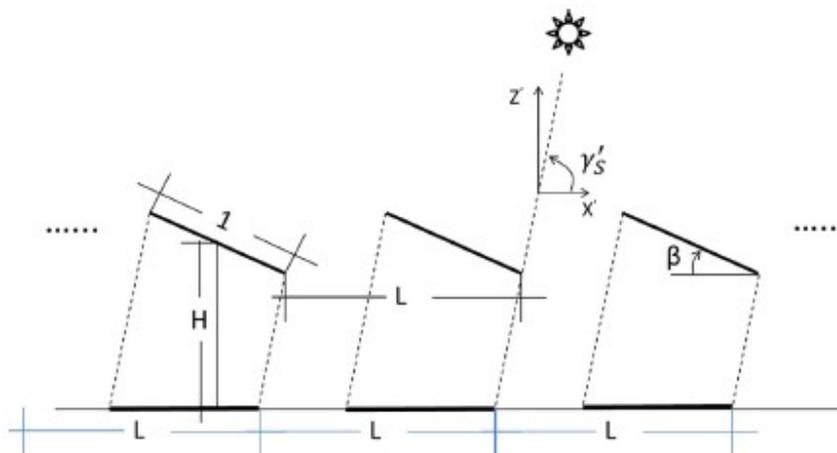


Figura 13 – Sombreamento na parte traseira em 2D. Fonte: LEDESMA et al (2020).

Ademais temos outros tipos de sombreamento. Nos módulos bifaciais, temos o fator de bifacialidade, presente do *datasheet*, que varia entre 70% e 90% e está intimamente interligado ao sombreamento na parte traseira devido a caixas de junção, etiqueta, molduras, cabos e o vidro no espaço entre as células (RIEDEL-LYNGSKÆR et al 2021). Além dessas componentes, o próprio rack de suporte dos módulos gera sombreamento (DELINE et al 2020).

Assim, no projeto de uma usina fotovoltaica, deve-se observar a possível influência de sombreamentos artificiais contornáveis, como construções prediais e vegetação próximas aos módulos, e considerar, para fins de viabilidade econômica, aqueles sombreamentos que fazem parte do sistema, como componentes do módulo fotovoltaico e rack de suporte, entre outros.

## 2.7 Albedo ou Coeficiente de reflexão

O conceito do coeficiente de reflexão ou albedo é extremamente relevante em usinas fotovoltaicas bifaciais quando podemos desenvolver artificialmente a superfície horizontal do solo para refletir a maior radiação solar possível sobre a face dianteira quanto traseira do módulo bifacial (KREZNINGER e LORENZO 1986; ASGHARZADEH et al 2018). Essa contribuição é maior para a parte traseira do módulo (ASGHARZADEH et al 2018).

O coeficiente de reflexão ou albedo ( $\rho$ ) é a razão entre o somatório da radiação refletida por uma superfície ( $R_n$ ) e o somatório da radiação incidente sobre ela ( $G_n$ ) e está apresentado na equação 3. Em resumo, quanto mais reflexiva for o solo maior o valor de albedo (INEICHEN et al 1990).

$$\rho = \frac{\sum R_n}{\sum G_n} \quad (3)$$

Segundo Riedel-Lyngskær et al (2021), a radiação refletida é responsável por apenas 3% da irradiação total em um módulo monofacial, entretanto, para os bifaciais, representa em torno de 10%. Para (JANG e LEE 2020), albedo é o parâmetro que mais influencia a irradiação na face traseira de um módulo bifacial. Já Chudinzow et al (2020), a medida mais eficaz para aumentar o rendimento é alterando a refletividade do solo, podendo alcançar ganhos entre 8 e 20%.

A escala do albedo vai de quase zero, para um corpo negro, até 1 quando a reflexão é perfeita por uma superfície branca.

Na verdade, temos como principais representantes dos extremos o carvão, que possui um albedo de cerca de 0,04, e a neve, com 0,9. O valor do albedo de vários materiais pode ser obtido na Biblioteca Espectral ASTER, fornecida pelo Laboratório de Propulsão a Jato da NASA, ou pela base de dados do NREL (*National Solar Radiation Data Base*). Na Figura 14 tem-se valores aproximados de albedo de algumas superfícies.



Figura 14 – Valor médios de albedo para diferentes superfícies. Fonte: Tempo de Aprender em Clima de Ensinar: <https://www.climadeensinar.com.br/post/2020/05/20/voc%C3%AA-sabe-o-que-%C3%A9-albedo> (Acesso em: 22 Jun. 2022).

Em vários estudos como em Ineichen et al (1990), Riedel-Lyngskær et al (2021), Yusufoglu et al (2014) e Raina e Sinha (2021), realizaram testes e simulações com superfícies com albedos diferentes. Em todos eles encontraram maiores valores de produção de energia nas superfícies com maior albedo.

Na Tabela 1 temos valores de refletividade do solo utilizados na literatura e que serão avaliados neste trabalho.

Tabela 1 Valores de refletividade do solo de artigos científicos

Tipo de superfície	Refletividade do solo (%)	
	Asgharzadeh et al (2018)	CHU [2019]
Gramma	-	20
Solo leve / Gramma	21	-
Cascalho branco /	-	40
Material de cobertura bege	43	-
Membrana branca	81	70

Para o valor de albedo de 0,2 e com módulos bifaciais, é possível alcançarmos até 15% de ganho na produção anual de energia (YUSUFOGLU et al 2014). Chudinzow et al (2020) encontrou um aumento de aproximadamente 20% quando foi utilizado no solo uma folha branca (albedo de 0,7) e entre 6 e 7% quando cascalho branco (0,4).

Jang e Lee (2020) variaram a área de material refletivo em um módulo bifacial. Quando a área refletida dobrou, houve um incremento do rendimento da potência do módulo em 1,6%.

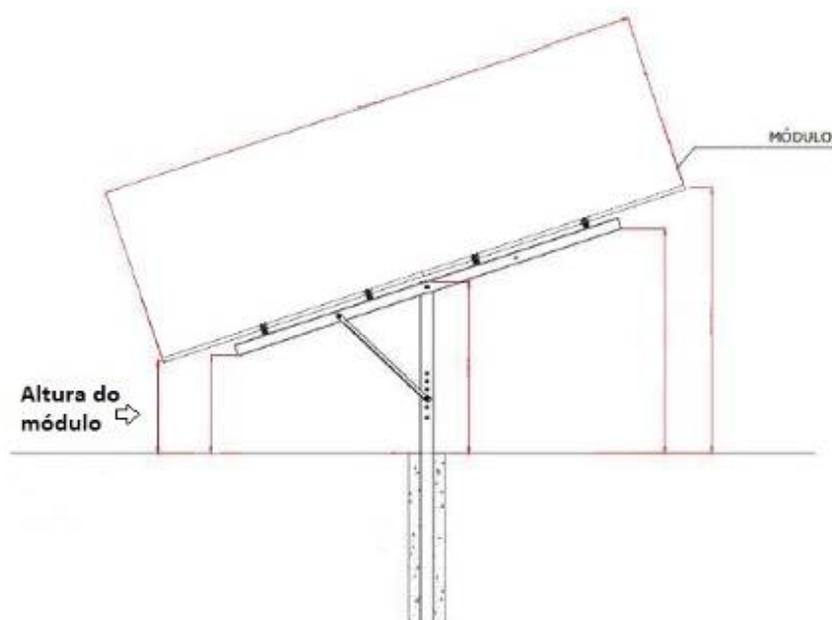
Entretanto, experiências de preparação da superfície ensinaram que superfícies horizontais ou com baixa inclinação são propensas a acumular poeira, alterando as condições iniciais do albedo tornando essas mudanças temporárias, caso não ocorram limpezas periódicas (LORENZO 2021).

## 2.8 Altura do módulo em relação ao solo

A construção de qualquer usina fotovoltaica passa pela fixação dos módulos em uma estrutura. A estrutura já pode ter sido construída (como, por exemplo, um telhado) e os módulos terão que ajustar-se a ela ou poderá ser projetada podendo ser otimizada para o melhor aproveitamento da radiação solar e dos módulos fotovoltaicos. E, para módulos bifaciais, é um parâmetro importante pois permitirá a maior passagem ou não dos raios refletidos do solo.

Esse parâmetro está intimamente interligado com as perdas devido ao sombreamento. Quanto mais próximo estiver do solo, menor será a irradiação traseira pelo auto sombreamento do módulo, enquanto que ao distanciarmos do solo, aumentamos a luminosidade sobre a parte traseira e, por conseguinte, a irradiação (ASGHARZADEH et al 2018).

A altura do módulo em relação ao solo é definida como a altura da borda inferior do módulo acima do solo em usina de estrutura fixa. Na Figura 15 temos a representação dessa medida. Em usinas com rastreadores, a altura entre o eixo rotacional e o solo representa esse parâmetro.



**Figura 15 - Altura do módulo em relação ao solo. Fonte: próprio autor.**

O incremento da irradiação com a altura é tanto devido pela refletividade do solo quanto pela irradiação proveniente do céu ou por reflexão de outra fileira de módulos.

Porém, o aumento de irradiação sofre uma saturação a partir de certa altura. Para Asgharzadeh et al (2018), não foi observado um aumento proporcional do rendimento energético em módulos com altura superior a 1 m.

Vários autores realizaram simulações variando a altura do módulo para modelar qual possui o melhor rendimento. Asgharzadeh et al (2018) variou a altura entre 0,2 e 3 m (com degraus a cada 0,2 m), tendo observado aumento do rendimento energético, principalmente, quando a altura do módulo variou entre 0,2 a 1 m. Entre 1 m e 3 m houve aumento, mas não tão relevante em relação a variação anterior.

Ledesma et al (2020) apresentou uma tabela com taxas de incremento do rendimento energético com várias alturas de módulos e larguras entre fileiras. Yusufoglu et al (2014) combinou a altura do módulo, variando entre 0 e 2 m, com a inclinação e o albedo, obtendo o pior resultado para módulos na superfície do solo.

Chudinow et al (2020) correlacionou localidades diferentes (com latitudes diferentes), ângulo de inclinação e altura do módulo e a distância entre fileiras. O melhor rendimento anual foi encontrado para maiores ângulo de inclinação e altura de módulos e distância entre fileiras.

## 2.9 Ângulo de inclinação do módulo em relação a superfície horizontal

Assim como para altura do módulo, o ângulo de inclinação do módulo é outro parâmetro relevante para construção de qualquer usina fotovoltaica e, da mesma forma, pode passar pela restrição já imposta pela estrutura existente ou poderá ser projetada, podendo ser otimizada para o melhor aproveitamento da radiação solar e dos módulos fotovoltaicos (Figura 16).



**Figura 16 - Usina adaptada a construção (a) e otimizada para maior rendimento (b). Fonte: próprio autor.**

Em usinas fotovoltaicas convencionais de inclinação fixa (sem rastreamento), o ângulo de inclinação otimizado dos módulos é o mesmo da latitude, pois consideramos apenas a face dianteira nas análises. Quando avaliamos as bifaciais devemos considerar o aproveitamento da face traseira adicionalmente ao dianteiro. Assim, o ângulo de inclinação otimizado de um módulo bifacial tende a ser diferente e maior que um convencional (ASGHARZADEH et al 2018).

Ao aumentarmos o ângulo de inclinação, a irradiação na parte traseira do módulo é maximizada pelo aumento dos componentes difuso e direto que recebe do solo, do céu e de fileiras adjacente (YUSUFOGLU et al 2014), de modo análogo a altura do módulo em relação ao solo, além de estar menos exposto a área de sombreamento.

Ademais, ao aumentarmos o albedo do solo devemos aumentar o ângulo de inclinação do módulo bifacial, pois a quantidade de irradiação é maior tanto na parte traseira, que ficará mais exposta, quanto na dianteira (ASGHARZADEH et al 2018).

Outro detalhe relevante, segundo Asgharzadeh et al (2018), é quando comparamos o rendimento de um módulo fotovoltaico bifacial em uma fileira com vários deles. Ao aumentarmos a quantidade de módulos incrementamos a área sombreada, assim, para receber mais irradiância o ângulo de inclinação deve ser maior.

Yusufoglu et al (2014) conseguiu nas simulações um incremento no rendimento energético de até 30% em módulos bifaciais em relação a convencionais. Nos experimentos, o ângulo

otimizado dos módulos bifaciais foram variaram entre 3° e 5° a mais inclinado que o convencional.

#### 2.10 Distância entre fileiras de módulos

O dimensionamento correto da distância entre as fileiras de módulos evitará o sombreamento de uma fileira para a adjacente e permitirá uma maior área refletiva para iluminação da parte posterior de um módulo bifacial.

Em usinas de maior porte, quando temos fileiras de módulos, deve-se dimensionar a largura para que a sombra de uma fileira não projete na fileira adjacente (ASGHARZADEH et al 2018). Uma forma de dimensionar o tamanho da sombra de uma fileira é observar o maior comprimento de sombra no ano que é encontrado no Solstício de Inverno. Nesse período, o sol está no ponto mais baixo do céu e, portanto, projeta a sombra mais longa sobre uma superfície.

Outra questão importante é que o desempenho relativo de um módulo único é maior que uma fileira de módulos e esta, por sua vez, é maior que um sistema com várias fileiras de módulos. O módulo do meio de uma fileira gera até 7% a menos que um módulo solitário (ASGHARZADEH et al 2018). Isto se deve a maior área de sombra projetada por uma fileira, quando um módulo projeta a sombra sobre o módulo adjacente, em relação a um módulo solitário.

Segundo Asgharzadeh et al (2018), os dados indicaram que ao aumentar o número de módulos, o rendimento energético diminui significativamente para o albedo de 81%, grandes usinas fotovoltaicas bifaciais podem ter desempenho até 14% menor em comparação com sistemas de módulo convencional.

#### 2.11 Outros fatores: temperatura do módulo, poluição particulada, sujeiras, *mismatch* entre módulos

Além dos fatores citados anteriormente, destaca-se outros como temperatura do módulo, poluição particulada, operação das células fora das condições de padrão, quedas de tensão na fiação e diodos de proteção, sujeiras que influenciam de forma a incrementar ou reduzir a irradiância nos módulos bifaciais. Nesta seção apresentará alguns desses parâmetros.

Um fator que não é dada tanta importância é a diminuição da temperatura de trabalho da célula e o respectivo aumento na potência máxima devido à absorção reduzida de infravermelho na ausência da metalização traseira do alumínio, presente no *backsheet* dos módulos convencionais (RAINA e SINHA 2021).

Em muitos módulos bifaciais, a separação entre as células dianteiras e traseiras é por um vidro. Este vidro leva o incremento no isolamento térmico da face traseira do módulo bifacial, em vez do laminado de folha traseira tradicional.

A quantidade de material particulado dispersa no ar, como poluição, poeira, nebulosidade, entre outros, aumenta a irradiação difusa que, por sua vez, incrementa também a produção de energia pela parte traseira dos módulos bifaciais.

Em condições nubladas, independentemente da quantidade de material particulado, já temos uma irradiação difusa maior que em dias de céu claro, gerando um ganho bifacial. Já em dias de céu claro, quando temos um incremento na concentração de material particulado, é observado o ganho bifacial aumenta (JANG e LEE 2020).

Portanto, segundo Chudinzowa (2020), em regiões com dias com céu mais claro e menos nebulosidade, deve-se buscar usinas com módulos convencionais. Por outro lado, em regiões com maior nebulosidade, e maior irradiação difusa, módulos bifaciais tendem a ser maior produtividade em relação aos convencionais.

Dentre os vários conceitos de perdas por *mismatch*, destaca-se a diferença da potência real entre vários módulos numa mesma *string*. Módulos com menor potência causam perdas de geração do conjunto. Módulos de mesma potência nominal podem apresentar uma variação de -5% a 10% segundo o INMETRO (MOREIRA 2020).

Ademais, os módulos se degradam com o tempo, esta degradação não é uniforme e ao longo dos anos, o *mismatch* de uma *string* pode aumentar (MOREIRA 2020). Além disso, os módulos interligados no mesmo *string* e posicionados nas extremidades, onde a potência produzida é maior, geram perdas por *mismatch*.

### Capítulo 3: Usina Fotovoltaica Três Marias GD: Estudo de Caso

#### 3.1 Características da UFV

A Usina Fotovoltaica Três Marias de Geração Distribuída é um gerador solar fotovoltaico de 2,5 MW, sendo dividido em duas unidades geradoras (UGs) de 1MW cada e outra de 0,5MW.

Possui 20 inversores de conexão com potência nominal 125kW cada um e saída em Corrente Alternada (CA) com tensão nominal de 600 V e conecta à rede da Cemig Distribuição em 13,8kV. Há 5.040 módulos bifaciais monocristalino de 650Wp e 645Wp com inclinação fixa de 17°, igual a latitude da usina, sendo montados em mesas com 28 módulos em cada. Na Tabela 2 temos as principais informações técnicas da usina:

**Tabela 2 - Dados técnicos UFV Três Marias GD**

	UG 01	UG 02	UG 03
Potência (MW)	1	0,5	1
Inversores 125kW (unid.)	8	4	8
<i>String box</i> (09 <i>strings</i> ) - (01 <i>string</i> = 28 módulos)	8	4	8
Módulos bifaciais 650Wp	756	1008	840
Módulos bifaciais 645Wp	1260	0	1176
Mesa fixa - 2x14 (fileiras X módulos)	72	36	72
Transformador (MVA)	1	0,5	1
Tensão primária (kV)	13,8	13,8	13,8
Tensão secundária (V)	600	600	600
Perdas Totais (W)	16.500	9.500	16.500

Os módulos são do fabricante *Canadian Solar* e fazem parte da família CS7N-MB-AG (potência entre 640 a 665W). Cada módulo possui as dimensões de H = 1.303mm, L = 2.384mm e espessura = 35 mm, arranjo com 132 células monocristalinas, vidros de 2 mm de espessura sendo um na parte frontal (com revestimento anti-reflexo) e outro na traseira. A utilização de vidro sem revestimento anti-reflexo, adicionado das perdas por sombreamento da caixa de junção, leva a um fator de bifacialidade de 70%. Na Figura 17 observa-se os componentes que fazem o sombreamento na parte traseira do módulo.



**Figura 17 - Parte traseira do módulo bifacial da UFV. Fonte: próprio autor.**

Cada mesa é confeccionada em aço galvanizado com inclinação fixa de  $17^\circ$  e possui 2 fileiras de 14 módulos bifaciais na posição retrato totalizando 28. A área ocupada pelos módulos em cada mesa (conforme dimensões informadas no parágrafo acima) é de  $86,98 \text{ m}^2$ . Considerando 09 mesas ligados a um inversor, temos a área frontal, exposto a irradiação global direta, de  $782,8 \text{ m}^2$ . Na Figura 18 observa-se a mesa montada com 28 módulos em formato retrato.



**Figura 18 - Mesa com 28 módulos. Fonte: próprio autor.**

Os inversores são do fabricante Sungrow modelo SG125HV de potência individual de 125kW, tensões máxima CC de 1.500V e nominal CA de 600V, trifásico, rendimento máximo superior a 98,5%, sem transformador e com ventilação forçada. Cada inverso é ligado a 09 mesas que, por sua vez, é ligado em 28 módulos, totalizando 252 módulos bifaciais. Considerando a potência unitária dos módulos bifaciais de  $650 \text{ Wp}$ , temos uma potência ligada ao inversor de 163,8 kW. Na Figura 19 (b) tem-se o inversor instalado na UFV Três Marias GD.

Cada UG da UFV possui um *skid* que é um estrutura metálica pré-fabricada e próprio para uso ao tempo. Nele estão os inversores, o painel geral de baixa tensão (PGBT), onde é realizada a conexão em paralelo dos inversores, e o transformador elevador de 13,8kV. Na Figura 19 (a) observa-se o *skid* da UG 01 com 08 inversores e painel PGBT.

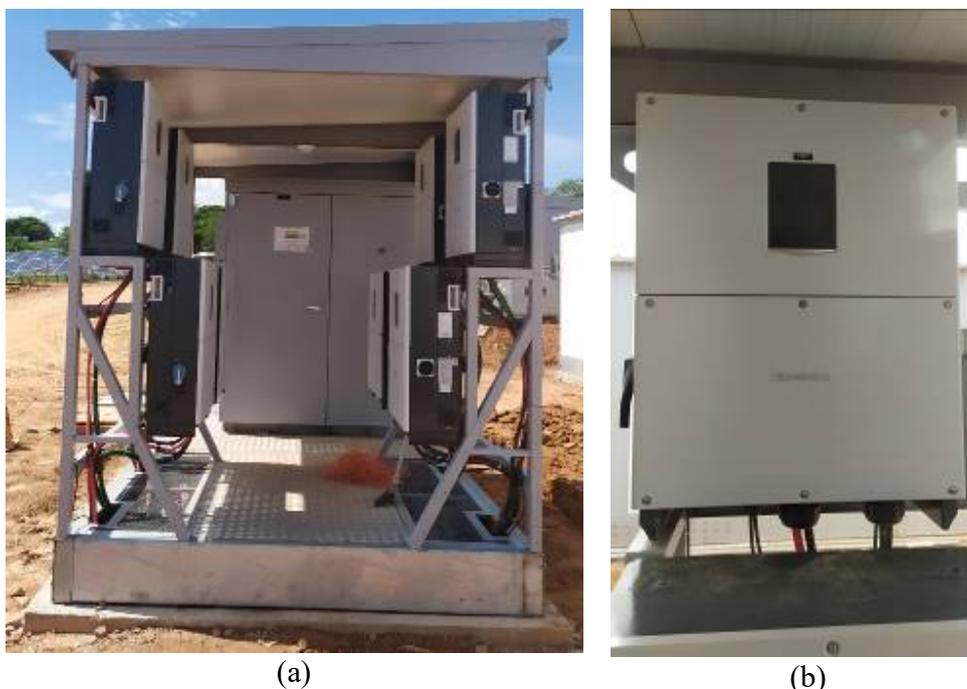


Figura 19 – (a) *Skid* onde estão localizados os inversores da Unidade Geradora 01 da UFV Três Marias GD e (b) o inversor Sungrow. Fonte: próprio autor.

Entre os módulos e o inversor tem a *string box* que é o componente que conecta os cabos vindos dos módulos ao inversor e fornece proteção contra sobretensão e sobrecorrente, além do seccionamento do circuito. A *string box* é uma caixa termoplástica, própria para ficar ao tempo, e pode ser vista na Figura 20 ao lado das mesas.

A distância entre as fileiras de mesas é de 10,6 m, conforme pode ser visto na Figura 20, e a altura do módulo é de 0,8 m, dados importantes que serão utilizados nas simulações do *PVSyst*.



Figura 20 - Largura entre fileiras e altura de módulos. Fonte: próprio autor.

No circuito após os inversores com saída em corrente CA, tem um transformador elevador do fabricante ABB para cada UG que eleva a tensão de 600V para 13,8kV. Ele é trifásico, isolamento a óleo, potência de 1,0MVA (UGs 01 e 03) e 0,5MVA (UG 02), refrigeração natural, sem bomba de circulação e perdas totais de 16.500W (Potência de 1,0 MVA) e 9.500W (0,5 MVA). Está localizado ao lado do respectivo *skid* e pode ser visto na Figura 21.



Figura 21 - Transformador elevador ABB 600V para 13,8kV. Fonte: próprio autor.

A estação solarimétrica (Figura 22) está localizada dentro da área industrial e possui os seguintes equipamentos: piranômetro fixo primeira classe (modelo MS-80S da EKO),

sensor de irradiância (modelo SIRS485TC-T da METEOCONTROL); anemômetro básico vento-velocidade (modelo FA-013/FA-02 da ROMIOTTO), sensor de temperatura ambiente – (modelo PTA100-04 da ROMIOTTO), sensor temperatura de superfície PT-100 (modelo SFCS 50/51 da ROMIOTTO), datalogger com comunicação (modelo Fieldlogger da ROMIOTTO); estação solarimétrica para geração distribuída (modelo EMS4-GDA1 Da ROMIOTTO)



**Figura 22 - Estação Meteorológica da UFV Três Marias GD. Fonte: Próprio autor.**

A relação e descrição dos principais componentes da UFV Três Marias GD é de suma importância simulação do rendimento energético.

### 3.2 Definição dos inversores do experimento e base na UFV

Este trabalho busca implementar uma modificação numa área controla para comparar com uma área próxima sob as mesmas condições. Assim, está sendo proposto a implementação de um tratamento da superfície sob a área de influência de 09 mesas, vinculadas a um inversor.

Considerando as informações anteriormente relatadas, foi definida pela utilização do *string* 01 (destacado com linha verde na Figura 23) da Unidade Geradora 02 como a área para implementação do experimento dentro da usina. Ela foi definida por algumas características como: terreno mais plano que as demais áreas da usina e possuir o mesmo modelo de módulo bifacial.

A *string* 03 (destacada com linha azul na Figura 23) foi definida como base para comparação por estar na mesma unidade geradora 02, ter o mesmo modelo de módulo bifacial e estar a uma distância que não sofreria influências do *string* 01.

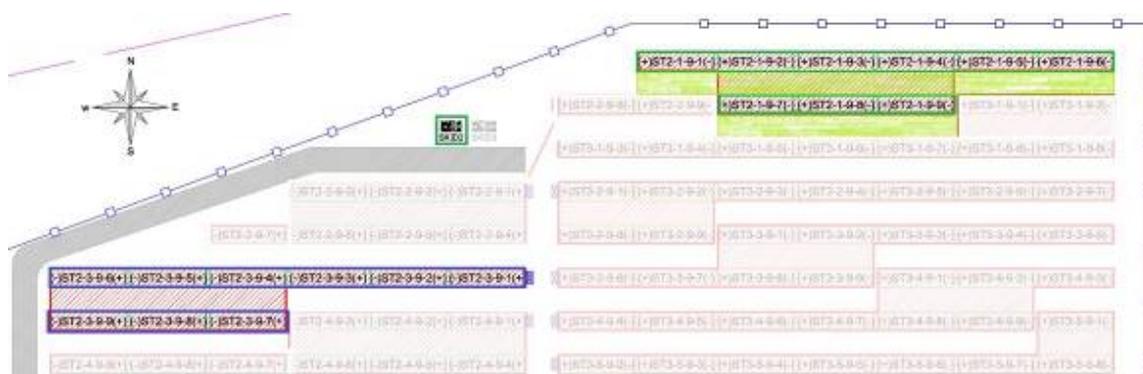


Figura 23 - *Strings* da unidade geradora 02 cujas geração de energia foram acompanhadas, sendo o 01 (linha verde) e o 03 (linha azul).

Tanto a *string* 01 quanto a *string* 03 possuem as mesmas características técnicas definidas na Tabela 3. Esse dado é importante ressaltar pois há inversores interligados a módulos bifaciais de 645W na usina.

Tabela 3 - Características técnicas dos *strings* 01 e 03 da UG 02.

Características Técnicas	<i>String</i> 01 ou 03
Inversores 125kW (unid.)	1
Quantidade de Módulos bifaciais 650Wp	252
Potência nominal (kWp)	164
<i>String box</i> - (28 módulos)	9
Mesa fixa - 2x14 (fileiras X módulos)	9
Área (m <sup>2</sup> )	782,8

### 3.3 Banco de dados, perdas e dados típicos

Os dados meteorológicos utilizados na simulação são da plataforma Meteonorm 8.0 do período entre 2008 e 2015 que foram importados do *PVSyst* e estão relacionados na Tabela 4.

Tabela 4 - Dados meteorológicos do Meteonorm 8.0

Interval beginning	GlobHor kWh/m <sup>2</sup> /mth	DiffHor kWh/m <sup>2</sup> /mth	BeamHor kWh/m <sup>2</sup> /mth	BeamNor kWh/m <sup>2</sup> /mth	GlobInc (Perez mo kWh/m <sup>2</sup> /mth	T_Amb °C
January (30 days)	200.8	87.1	113.8	162.7	187.6	23.2
February	169.3	71.2	98.1	140.4	165.1	23.4
March	174.0	69.6	104.4	151.1	180.5	22.8
April	153.4	62.4	90.9	136.3	169.3	21.5
May	146.6	43.8	102.8	176.0	174.1	19.7
June	139.7	30.6	109.1	198.0	174.8	18.3
July	153.3	33.7	119.6	210.9	188.1	18.2
August	177.1	38.0	139.0	219.2	205.6	19.8
September	185.0	54.3	130.8	188.6	198.5	21.2
October	197.9	76.0	121.9	169.6	197.8	22.9
November	173.6	82.6	91.1	131.9	164.0	21.9
December	187.8	78.5	109.2	154.6	172.7	22.7
Year	2058.4	727.8	1330.7	2039.3	2178.0	21.3

Devido a utilização de módulos bifaciais um dos primeiros parâmetros para suposição e definição é o albedo. O projeto da UFV Três Marias GD considera o albedo de 0,2 para fins de simulação energética. Este valor é baseado na Suposição de Liu e Jordan, citado por Ineichen et al (1990), para incidência de radiação global em plano horizontal e é considerado “*default*” para projetos sem preparação do solo em torno dos módulos.

Os dados típicos e perdas utilizados no projeto da UFV Três Marias GD e na simulação do *PVSyst* estão na Tabela 5.

Tabela 5 - Dados típicos do projeto da UFV Três Marias GD

Parâmetro	Valor	Detalhes
Inclinação / Azimute	17° / 0*	Conforme projeto da UFV
Número de <i>sheds</i>	2	Conforme projeto da UFV
Espaçamento entre <i>sheds</i>	10,2 m	Considera a distância entre o início de uma fileira até o início da fileira adjacente. A UFV possui a projeção do módulo no solo de 4,6 m e a distância entre fileiras de 6 metros, totalizando 10,6 metros.
Altura módulo acima do solo	0,8 m	Distância da parte mais baixo do módulo em relação ao solo. Dado conforme medição de campo.
Albedo	0,2	Valor <i>default</i> para projetos sem preparação do solo.
Fator de bifacialidade	70%	<i>Datasheet</i> do módulo
Fator de sombras posterior	5%	

\* Norte geográfico.

### 3.4 Considerações, dados de irradiação e perdas na simulação do *PVSyst*

Após identificação dos principais componentes, é necessário conhecer quais foram as suposições, condições e perdas consideradas para cálculo da produção e rendimento energético da usina. Nos próximos parágrafos, serão explorados ponto a ponto.

O *PVSyst* realiza algumas considerações para simulação da produção de energia de usinas fotovoltaicas com módulos bifaciais (*PVSyst*):

- a. Comportamento da face traseira como semelhante a dianteira. A irradiância da face traseira é adicionada a irradiância frontal ponderado pelo fator de bifacialidade.
- b. A irradiância difusa que chega ao solo é isotrópica, isto é, os raios difusos recebidos possuem a mesma intensidade de todas as direções;
- c. Irradiância que chega na face traseira é a reemissão de cada ponto no solo de forma isotrópica multiplicada pelo albedo.

No “Sistema Bifacial” do *PVSyst* foram definidas as opções de: modelo simplificado de 2D, que despreza os efeitos de borda nas extremidades das fileiras a atrás da última (isto é, não considera a maior geração devido ao menor sombreamento nas extremidades); e fileiras ilimitadas, que é a configuração que considera orientação única, espaçamento idêntico entre fileiras e desconsiderando as extremidades das fileiras.

Por se tratar de um estudo comparativo, foram consideradas as mesmas perdas consideradas entre cenários na simulação do *PVSyst* e estão relacionadas na Tabela 6.

**Tabela 6 - Perdas consideradas na simulação.**

<b>Perdas</b>	<b>Valor adotado</b>
Perdas por <i>mismatch</i> no mesmo <i>string</i>	10,0%
Perda por sujidade dos módulos	3,0%
Perdas por <i>LID</i> ( <i>Light Induced Degradation</i> )	2,0%
Perdas por <i>mismatch</i> entre módulos	1,0%
Perdas por <i>mismatch</i> entre <i>strings</i>	0,1%
Perdas ôhmicas CC	0,74%
Perdas ôhmicas CA	0,25%

### 3.5 Configuração dos módulos bifaciais e inversor no *PVSyst*

No *PVSyst*, versão 7.2.16 (rev. 26344) no modo *Evaluation*, não há o módulo modelo CS7N-650MB-AG da *Canadian Solar*. Assim, foi utilizado outro módulo com dados técnicos similares aos da usina.

O modelo escolhido foi o da *Trina Solar* modelo TSM-DEG21C-20-650Wp. Na Tabela 7 observa-se a similaridade entre os dados técnicos do modelo CS7N-650MB-AG da *Canadian Solar* e TSM-DEG21C-20-650Wp da *Trina Solar*.

Tabela 7 - Dados técnicos similares dos módulos da *Canadian Solar (CS)* e *Trina*.

<b>Dados elétricos em condições nominais</b>		
	<i>CS</i>	<i>Trina</i>
Potência Nominal Máxima ( $P_{max}$ ) (W)	650	
Tensão de Operação Ideal ( $V_{mp}$ ) (V)	37,9	37,7
Corrente de Operação Ideal ( $I_{mp}$ )(A)	17,2	17,3
Tensão de Circuito Aberto ( $V_{oc}$ ) (V)	45,0	45,5
Corrente curto-circuito ( $I_{sc}$ ) (A)	18,4	18,4
Eficiência do módulo (%)	20,9	
<b>Características térmicas</b>		
Coeficiente de temperatura ( $P_{max}$ ) (%/°C)	-0,34	-0,34
Coeficiente de temperatura ( $V_{oc}$ ) (%/°C)	-0,26	0,25
Coeficiente de temperatura ( $I_{sc}$ ) (%/°C)	0,05	0,04
Temperatura nominal de operação da célula - TNOC (°C)	41 ± 3	43 ± 2
<b>Características gerais</b>		
Tipo de célula	Monocristalino	
Número de células	132	
Dimensões do módulo (mm)	2.384 x 1.303 x 35	
Vidro frontal (mm)	2,0	
Vidro traseiro (mm)	2,0	
Fator de bifacialidade (%)	70	

O inversor *Sungrow* modelo SG125HV de 125kW está cadastrado na versão do *PVSystem* e foi utilizado nas simulações.

### 3.6 Planilha para simulação de produção de energia

Os softwares comerciais específicos de simulação de produção de energia de sistemas fotovoltaicos possuem um custo envolvido de aquisição e manutenção da licença. Assim, uma planilha do programa *Microsoft Excel*, que faz parte da licença do Pacote *Office* e que há softwares similares de planilhas gratuitos disponíveis, foi utilizada para parametrizar e realizar simulações da produção de energia.

Primeiramente, foram exportados os dados meteorológicos mensais do *Meteonorm 8.0* (2008-2015), o mesmo do software *PVSystem*, da localização latitude -18°19', longitude -45°22', apresentados na Tabela 4.

As equações para realizar as simulações na planilha foram obtidas de Ledesma (2020). Este autor utilizou o modelo óptico simplificado de fator de vista em 2D (duas dimensões) simplificado.

A face traseira do módulo bifacial recebe, isotropicamente, a irradiação  $G_{REAR}$  dada pela equação 4:

$$G_{REAR} = \rho \cdot G_{GROUND} \quad (4)$$

Sendo  $\rho$  o albedo do solo, valor a ser estudado e parâmetro a ser alterado nas simulações, e  $G_{GROUND}$  a irradiância do solo que é igual ao  $GHI$  (considerando o solo não sombreado), valor dado na base de dados conforme Tabela 5.

Considerando que a irradiância em usinas fotovoltaicas convencionais é dado por  $G_{TOTAL} = G_{FRONT}$  e para bifaciais adicionamos a irradiância traseira, temos a equação 5:

$$G_{TOTAL} = G_{FRONT} \cdot (1 + \varphi_p \cdot GBR) \quad (5)$$

Onde:

$G_{TOTAL}$  – Irradiância total que chega nas faces dianteira e traseira do módulo.

$\varphi_p$  – Coeficiente de bifacialidade do módulo fotovoltaico bifacial, valor dado na Tabela 7.

$G_{FRONT}$  – Irradiância na face frontal do módulo, dado pelo  $GHI$  e

$GBR$  – Taxa de irradiância bifacial dado pela equação 6:

$$GBR = \frac{G_{REAR}}{G_{FRONT}} \quad (6)$$

Ainda segundo Ledesma (2020), o valor médio das perdas por sombreamento para esse modelo simplificado é de 1,8% e foi considerado na simulação.

Após obter a irradiância anual que chega nas partes dianteira e traseira dos módulos bifaciais em kWh/m<sup>2</sup>, é possível encontrar a potência horária ponderada pelo coeficiente de temperatura do módulo, eficiência do módulo e perdas do sistema (perdas ôhmicas, conversão CC/CA, resistência de cabos e perdas no transformador) até chegar à rede para a área coberta pelos módulos.

Para obter a influência do coeficiente de temperatura do módulo, é necessário encontrar a temperatura do módulo  $T_C$  (°C) a partir da temperatura ambiente através da equação:

$$T_C = T_A + G_{TOTAL} \cdot \left( \frac{T_{NOC} - 20}{800} \right) \cdot 0,9 \quad (7)$$

Onde  $T_A$  é a temperatura ambiente medida, dado exportado da base de dados do SAM em °C,  $G_{TOTAL}$  é a irradiância nas faces do módulo e  $T_{NOC}$  é a temperatura nominal de operação da célula em °C, constante na Tabela 7 do módulo da *Canadian Solar*.

Com a temperatura da célula conhecida, a potência entregue a rede em cada hora é dada pela equação abaixo:

$$P = G_{TOTAL} \cdot A \cdot \eta \cdot (1 - k) \cdot [1 + (T_C - T_{Amb}) \cdot \alpha] \quad (7)$$

Onde:

$\eta$  – Eficiência do módulo dado na Tabela 7,

$k$  – Perdas entre a saída dos módulos até a rede,

$T_C$  – Temperatura da célula em °C,

$T_{Amb}$  – Temperatura ambiente padrão de especificação dos módulos no STC que é de 25 °C,

$\alpha$  – Coeficiente de temperatura do módulo em %/°C, dado na Tabela 7.

Enfim, a Energia gerada anual  $E$  (Wh) é obtida pelo somatório da potência horária.

## Capítulo 4: Resultados

A UFV Três Marias GD está em operação desde final de dezembro de 2021 mas os dados históricos de geração disponíveis são a partir de fevereiro de 2022. No 1º semestre de 2022 a usina ainda está em operação assistida pela empresa construtora e ocorrências de desligamento, comum na operação inicial de usina, vem acontecendo.

Pelo histórico de geração, os meses de maio e junho de 2022 é o que possui geração em todos os dias e será considerado como dados reais. Na Figura 24 temos a geração de fevereiro a junho de 2022 onde observa-se indisponibilidades consideráveis da *string 01* entre fevereiro e abril.

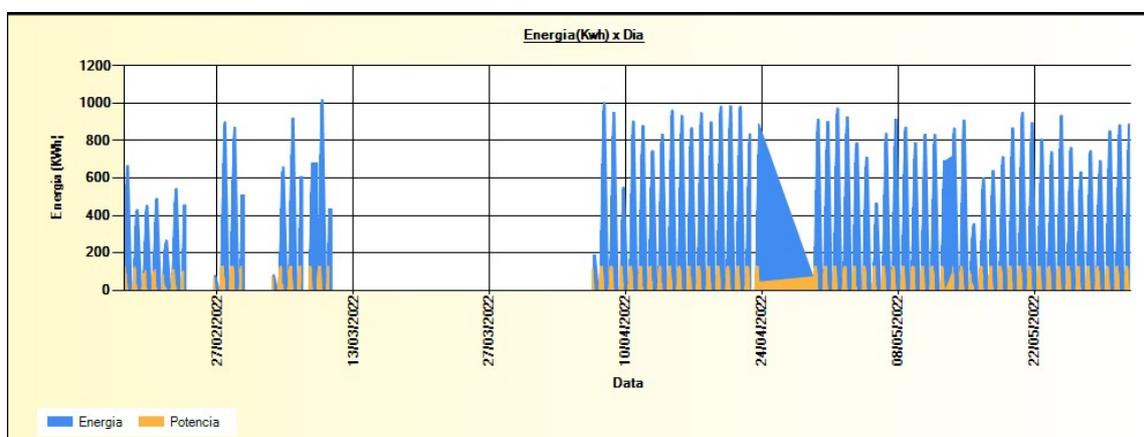


Figura 24 - Geração do *string 01* da UFV Três Marias entre fevereiro e junho de 2022. Fonte: próprio autor.

### 4.1 *PVSyst* x Dados reais usina

Foram extraídos da usina os dados de geração e meteorológicos no período de fevereiro a junho, porém, para fins de comparação, apenas os dados de maio e junho serão objetos de análise. No *PVSyst*, foi realizada a simulação com os dados apresentados no Capítulo 03 e inseridos na Tabela 8 na coluna “Energia gerada (MWh) – *PVSyst*” e feito o comparativo com os dados reais e a diferença calculada na coluna “Dif. (diferença) *PVSyst*”.

Tabela 8 - Dados comparativos entre dados reais e do *PVSyst*

Mês	Energia simulada (MWh) <i>PVSyst</i>	<i>String 01</i> - usina		<i>String 03</i> - usina	
		E (MWh)	Dif. <i>PVSyst</i> (%)	E (MWh)	Dif. <i>PVSyst</i> (%)
jan	25,41	-	-	-	-
fev	23,27	5,16	-	6,22	-
mar	25,38	4,92	-	4,87	-
abr	24,07	17,18	-	16,92	-
mai	23,16	24,40	-5,08	23,82	-2,77

<b>jun</b>	23,57	25,15	-6,27	25,07	-5,97
<b>jul</b>	27,44	-	-	-	-
<b>ago</b>	29,39	-	-	-	-
<b>set</b>	28,07	-	-	-	-
<b>out</b>	28,12	-	-	-	-
<b>nov</b>	23,65	-	-	-	-
<b>dez</b>	24,76	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>306,29</b>	-	-	-	-

Observa-se que a geração simulada no *PVSyst* variou entre -2,77% e -6,27% em relação aos dados reais. Os dados meteorológicos entre o *PVSyst* e a estação meteorológica da usina foram comparados na Tabela 9 e nota-se que os valores de irradiação do *PVSyst* estão com valores entre 2,28% a 6,48% superiores ao da usina. Considerando que a geração está na mesma ordem de grandeza mas de forma negativa, assim, a diferença é maior.

Além disso, a temperatura ambiente do histórico do *PVSyst* está inferior entre -15,77% e -19,24% em relação ao da estação meteorológica da usina.

**Tabela 9 - Comparativo dos dados meteorológicos entre *PVSyst* e da estação meteorológica da usina.**

Mês	GHI (kW/m <sup>2</sup> )			T <sub>A</sub> (°C)			T <sub>c</sub> (°C)
	<i>PVSyst</i>	Usina	Dif. (%)	<i>PVSyst</i>	Usina	Dif. (%)	UFV
<b>Mai</b>	146,6	137,68	6,48	19,66	23,34	-15,77	34,58
<b>Jun</b>	139,7	136,58	2,28	18,26	22,61	-19,24	33,90

Ao aprofundarmos a análise, ponderamos alguns parâmetros mais conservadores do *PVSyst* como indisponibilidade do sistema que foi de 2%. No mês de maio houve 0,94% de indisponibilidade e em junho 0.

Outro parâmetro importante, que na usina não possui equipamento de medição, é o albedo. A simulação do *PVSyst* foi baseada no albedo de 20% e na usina não é medido, porém, para área gramadas pode-se obter até 30%.

A simulação do *PVSyst* utilizou simplificações que não consideraram o layout da usina para definição das sombras. Outra questão a considerar é que, apesar dos parâmetros físicos do modelo original, o módulo bifacial utilizado na simulação é genérico.

#### 4.2 Planilha x Dados reais usina

Na Tabela 10 tem-se os dados comparativos entre a planilha elaborada e os dados reais da usina nas *strings* 01 e 03. A diferença entre a planilha e a os dados reais de geração varia entre 16,61% e 24,32%.

Tabela 10 - Dados comparativos entre dados reais e da planilha.

Mês	Energia gerada (MWh)	String 01		String 03	
	Planilha	E (MWh)	Dif. planilha (%)	E (MWh)	Dif. planilha (%)
jan	26,75				
fev	22,61	5,16		6,22	
mar	23,27	4,92		4,87	
abr	20,65	17,18		16,92	
mai	19,86	24,40	18,59	23,82	16,61
jun	19,03	25,15	24,32	25,07	24,08
jul	20,87				
ago	23,92				
set	24,85				
out	26,40				
nov	23,29				
dez	25,09				
Total	<b>276,60</b>				

Observa-se que os dados de geração de energia calculada na planilha foram inferiores em relação aos dados reais, sendo o resultado bastante conservador.

A planilha utilizou várias simplificações como as perdas diversas descritas na Tabela 6, por exemplo, foram reduzidas a um valor genérico. Ademais, não foi considerada o layout da usina para definição das sombras.

#### 4.3 Planilha x PVSystem

Após comparação entre dados simulados e reais, na Tabela 11 tem-se o comparativo entre a produção estimada entre a planilha e o PVSystem. A diferença anual da planilha em relação ao PVSystem ficou em -9,69%.

Tabela 11 - Dados comparativos entre planilha e PVSystem

Mês	Planilha	Energia simulada (MWh) PVSystem	Dif. Planilha PVSystem (%)	E (MWh) - String 01	E (MWh) - String 03
jan	26,75	25,41	5,28		
fev	22,61	23,27	-2,85	5,16	6,22
mar	23,27	25,38	-8,31	4,92	4,87
abr	20,65	24,07	-14,22	17,18	16,92
mai	19,86	23,16	-14,23	24,4	23,82
jun	19,03	23,57	-19,26	25,15	25,07
jul	20,87	27,44	-23,96		
ago	23,92	29,39	-18,60		

<b>set</b>	24,85	28,07	-11,46		
<b>out</b>	26,40	28,12	-6,11		
<b>nov</b>	23,29	23,65	-1,52		
<b>dez</b>	25,09	24,76	1,35		
<b>Total</b>	<b>276,60</b>	<b>306,29</b>	-9,69		

Conforme informado no capítulo 3, os dados meteorológicos são os mesmos tanto para a planilha quanto para o *PVSyst* que utilizam o *Meteonorm 8.0* do período entre 2008 e 2015.

Observa-se que nos meses de menor irradiação, a diferença entre a planilha e o *PVSyst* chegou a -23,96%, enquanto que nos meses de maior irradiação a diferença foi menor, chegando a planilha ter valor até 5,28% maior. A influência da temperatura mais baixa nos cálculos da planilha pôde ser observada.

A base teórica da planilha é a mesma do *PVSysts* e, apesar do refinamento matemático do *PVSyst*, chegou-se a valores anuais de produção de energia com uma diferença de 9,69%.

#### 4.4 Análise de sensibilidade de parâmetros

Utilizando o software *PVSyst*, será analisada a sensibilidade dos parâmetros albedo, inclinação e altura dos módulos e afastamento de fileiras para produção de energia do sistema apresentado no item 40. Os parâmetros foram variados conforme Tabela 12.

**Tabela 12 - Variação dos parâmetros para avaliação da sensibilidade para produção de energia.**

<b>Parâmetros</b>	<b>Variação</b>
Albedo	0,2 a 0,7
Inclinação dos módulos	17° a 25°
Altura dos módulos	0,5 a 2 m
Afastamento entre fileiras	5 a 20 m

Mantendo os parâmetros atuais da usina e variando o albedo entre 0,2 e 07, tem-se o resultado da Tabela 13. Observa-se o incremento de 2,06% para um albedo de 40% (pedra britada com caiação) e 5,03% para de 70% (lona plástica branca).

**Tabela 13 - Sensibilidade da produção de energia em relação a variação do albedo.**

<b>Tipo de solo</b>	<b>Albedo do solo (%)</b>	<b>Produção anual energia (MWh/ano)</b>	<b>Dif. (%)</b>
<b>Original</b>	20	306,3	-
<b>Pedra britada com caiação</b>	40 <sup>(1)</sup>	312,6	2,06
<b>Lona plástica branca</b>	70 <sup>(1)</sup>	321,7	5,03

(1) (CHUDINZOW et al 2019)

A partir das próximas análise de sensibilidade, os incrementos ou decréscimos são para fins de estudo para futuros projetos já que requerem alteração mais profunda do sistema atualmente instalado na usina.

Alterando apenas o ângulo de inclinação, variando entre 17° e 22°, observa-se na Tabela 14 ganhos de até 0,39% para 22°. Quando apenas a altura dos módulos foi alterada, variando entre 0,5 e 2 m, encontrou-se ganho de até 1,11% para 2 m conforme Tabela 15. E, por fim, ao se ajustar a distância entre fileiras, visto na Tabela 16, entre 5 m (praticamente sem espaço entre as fileiras) e 20 m, a produção de energia foi de – 5,09%, o primeiro caso, a 0,39%, a maior distância.

**Tabela 14 - Relação entre ângulo de inclinação e produção de energia.**

<b>Ângulo de inclinação</b>	<b>Produção anual energia (MWh/ano)</b>	<b>Dif. (%)</b>
17°	306,3	-
20°	307,2	0,29
22°	307,5	0,39

**Tabela 15 - Relação entre altura dos módulos e produção de energia**

<b>Altura dos módulos (m)</b>	<b>Produção anual energia (MWh/ano)</b>	<b>Dif. (%)</b>
0,81	306,3	-
1	306,9	0,20
1,5	308,5	0,72
2	309,7	1,11

**Tabela 16 - Relação entre distância entre fileiras e produção de energia**

<b>Distância entre fileiras (m)</b>	<b>Produção anual energia (MWh/ano)</b>	<b>Dif. (%)</b>
5	290,7	-5,09
10,6	306,3	-
15	306,9	0,20
20	307,5	0,39

Avaliando os 04 parâmetros individualmente, albedo, ângulo de inclinação, altura dos módulos e distância entre fileiras, observa-se que o parâmetro que afeta mais positivamente a geração de energia é o albedo, chegando a 5,03% de incremento, sendo o segundo mais relevante a altura dos módulos com incremento de até 1,11%. Os parâmetros distância entre fileiras e ângulo de inclinação tiveram ganhos, porém, menores de até 0,39%.

Num segundo momento, houve a variação simultânea dos ângulos de inclinação e altura dos módulos com os resultados na Tabela 17. São parâmetros que podem ser alterados no projeto da usina, ajustando a estrutura de suporte aos módulos de forma otimizada, e sem necessidade de incremento da área designada para a usina.

O primeiro parâmetro relevante é a altura dos módulos em relação ao solo. Conforme descrito no Capítulo 3, quanto menor a altura maior o sombreamento na parte posterior do módulo e menor é a produção de energia, logo, na simulação quando os módulos estão ao solo (altura igual a zero), a produção de energia é inferior ao sistema atual em -1,11%. Por conseguinte, os melhores desempenhos se dão quando se aumenta a altura do módulo em relação ao solo, gerando ganhos até 1,37% quando o ângulo de inclinação é de 22° e 2 m.

Variando o ângulo de inclinação também ocorre ganho com o incremento da inclinação, mas não é linear. Para 2 m de altura, a produção de energia possui o maior ganho de 1,37% com o ângulo de 22° e, ao aumentarmos o ângulo para 25° e 27°, os valores não aumentam, resultando em ganhos de 1,31% e 1,21% respectivamente (ângulo de 27° utilizado apenas nessa simulação para demonstrar a redução na produção de energia).

**Tabela 17 - Relação simultânea entre altura dos módulos, ângulo de inclinação e produção de energia**

Ângulo de inclinação	Altura dos módulos (m)	Produção anual energia (MWh/ano)	Dif. (%)
17°	0	302,9	-1,11
20°	0	304,1	-0,72
17°	0,5	306,2	-0,03
20°	0,5	306,2	-0,03
<b>17°</b>	<b>0,81</b>	<b>306,3</b>	<b>-</b>
22°	0,5	306,5	0,07
17°	1	306,9	0,20
20°	0,81	307,2	0,29
22°	0,81	307,5	0,39
25°	0,81	307,6	0,42
20°	1	307,8	0,49
17°	1,5	308,5	0,72
20°	1,5	309,2	0,95
25°	1,5	309,3	0,98
22°	1,5	309,4	1,01
17°	2	309,7	1,11
27°	2	310,0	1,21
25°	2	310,3	1,31
20°	2	310,4	1,34
22°	2	310,5	1,37

E, por último, na Tabela 18, os seguintes parâmetros foram variados simultaneamente: albedo, ângulo de inclinação, distância entre fileiras e altura dos módulos.

A produção de energia variou desde -5,09%, para a distância de fileiras inferior ao sistema atual, até 8,75% para albedo de 70%, ângulo de inclinação de 22°, distância entre fileiras de 15 m e altura dos módulos de 1,5 m.

**Tabela 18 - Relação simultânea entre albedo, ângulo de inclinação, distância entre fileiras, altura dos módulos e produção de energia**

Albedo do solo (%)	Ângulo de inclinação	Distância entre fileiras (m)	Altura dos módulos (m)	Produção anual energia (MWh/ano)	Dif. (%)
20	17°	5	0,81	290,7	-5,09
40	17°	5	0,81	292,3	-4,57
<b>20</b>	<b>17°</b>	<b>10,6</b>	<b>0,81</b>	<b>306,3</b>	<b>-</b>
20	17°	15	0,81	306,9	0,20
20	20°	10,6	0,81	307,2	0,29
20	22°	10,6	0,81	307,5	0,39
20	17°	20	0,81	307,5	0,39
20	17°	10,6	1,5	308,5	0,72
20	17°	15	1,5	309,5	1,04
40	17°	10,6	0,81	312,6	2,06
40	20°	10,6	0,81	313,9	2,48
40	17°	15	0,81	314,0	2,51
40	17°	20	0,81	314,7	2,74
40	17°	10,6	1,5	316,9	3,46
40	20°	10,6	1,5	317,7	3,72
40	17°	15	1,5	318,5	3,98
40	20°	15	1,5	319,7	4,37
70	17°	10,6	0,81	321,7	5,03
70	17°	15	0,81	323,8	5,71
70	20°	15	0,81	325,8	6,37
70	22°	15	0,81	326,9	6,73
70	17°	15	1,5	331,0	8,06
70	20°	15	1,5	332,4	8,52
70	22°	15	1,5	333,1	8,75

Quando os parâmetros variam simultaneamente, o melhor desempenho obtido foi de 8,75% com albedo de 70%, ângulo de inclinação a 22°, distância entre fileiras de 15 m e altura dos módulos em 1,5 m, isto é, o valor máximo definido para cada parâmetro nessa simulação.

Outra análise é que a altura do módulo de 1,5 m e menores ângulo de inclinação de 17° e distância entre fileiras, compensa uma maior inclinação do módulo e distância entre fileiras. Reforçando a altura do módulo como segundo parâmetro, após o albedo, mais relevante para incremento na geração de energia.

#### 4.5 Viabilidade econômica da melhoria do albedo

Após validação dos parâmetros e ajustes da simulação no item 4.1, avaliação da sensibilidade dos parâmetros no item 4.4 e considerando que apenas o parâmetro albedo pode ser alterado no sistema atualmente instalado, pois possui baixo custo e não necessita de alterações estruturais relevantes, será verificada de modo simplificado a viabilidade econômica de dois tipos de albedo, a pedra britada com caiação e a lona plástica branca.

Na Tabela 13 temos o resultado da produção anual para os dois tipos de albedo. A diferença média na produção de energia com a pedra britada com caiação é de 6.000 kWh/ano em relação ao solo original (sem preparação). Considerando que o valor aproximado da tarifa trifásica é de R\$1,00/kWh, a produção de energia superior trará uma receita adicional de R\$ 6.000,00/ano. Em relação a lona plástica, que gera 15.400kWh/ano a mais que o solo sem preparação, essa receita superior será de até R\$ 15.400,00 anuais.

A região que deverá ser considerada para tratamento da superfície, buscando o incremento da reflexividade, é a área projetada de 09 mesas de 763,2 m<sup>2</sup> (84,8m<sup>2</sup> multiplicado por 09) acrescida do espaço entre fileiras de 1.038 m<sup>2</sup> - sendo largura 6,2 m multiplicada pelo comprimento de 167,4 m, (18,606 m multiplicado por 09 mesas) -, totalizando 1.801,4 m<sup>2</sup>.

##### 4.5.1 Lona plástica branca

A 1ª opção é a utilização de lona plástica branca. Elas, em geral, são feitas de resina e pigmentadas com a cor branca. Podem ser utilizadas na área agrícola, para fermentação da silagem, ou para cobertura de áreas podendo ser para eventos ou taludes.

Devido a sua coloração branca, sua refletividade quando limpa pode chegar a albedo de 0,81 (ASGHARZADEH, 2018). Em artigos como Asgharzadeh (2018), elas foram utilizadas com o objetivo de aumentar a reflectância do solo e aumentar a produção e energia.

No mercado há vários tipos de medidas para venda. Considerando uma largura padrão de 12 m e o valor do metro linear de R\$ 32,12 (largura – 4,6 m + 6,2 m = 10,8 m x comprimento total – 167,4 m), teríamos o valor de R\$ 5.500,00. Deve-se considerar mais R\$ 500,00 para acessórios para prender a lona, totalizando R\$ 6.000,00.

Dentre as principais vantagens temos a maior reflectância, facilidade de instalação e eliminação de ervas daninhas na área sob a lona. Como desvantagens, como não é uma superfície porosa, a água de chuva corre mais rapidamente e pode gerar erosão nos bordos

da lona e além de acumular poeira, reduzindo sua reflectância. Ademais, sua fixação deve ser realizada com atenção para evitar o desprendimento pelo vento e possível dano na parte posterior do módulo bifacial.

#### 4.5.2 Pedra britada

Outra opção de baixo custo é a pedra britada tamanho nº 02 ou 03 com pintura superfície de cal virgem, tornando branca e aumentando a reflectância da sua superfície. Chudinzow (2019) utilizou esse material e conseguiram resultados expressivos com ganhos de até 8% na geração de energia em relação ao solo sem preparação.

O valor médio do metro cúbico no Estado de Minas Gerais está, em valores de maio de 2022 da tabela SINAPI, de R\$ 93,91 (R\$ 184,50 em Três Marias). Considerando uma espessura de 50 mm, teríamos um volume de pedra britada de 90,07 m<sup>3</sup> totalizando o valor de R\$ 8.500,00.

Para caiação das pedras britadas (pintura das pedras com cal hidratada), fabricantes recomendam de 2 a 3 litros de água para cada quilo de cal hidratada e o rendimento médio é de 5 a 7,5 m<sup>2</sup> de área. Para a área em estudo, serão necessários 360kg (rendimento conservador) de cal hidratada a um preço R\$ 1,40 (tabela SINAPI em Minas Gerais em maio de 2022) totalizando R\$ 504,40, perfazendo R\$ 9.000,00 para implementação dessa solução.

Podemos citar como vantagens a absorção da água de chuva evitando, assim, a erosão do solo, e a manutenção da sua coloração branca pela lavagem ou nova caiação. Dentre as desvantagens temos a menor reflectância e maior custo em relação a lona branca e a possibilidade de aparecimento de vegetação dentre as pedras, alterando as condições do albedo e necessitando de combate com herbicidas.

#### 4.5.3 Análise da viabilidade das 02 opções para melhoria do albedo

Analisando a utilização da lona plástica, tem-se o investimento necessário de R\$ 6.000,00 por *string* para uma receita adicional anual estimada de 15.400,00 anuais. Portanto, tem-se o retorno do investimento em 04 meses e 20 dias. Caso essa solução fosse implementada ao longo da vida útil da usina de 25 anos, teríamos uma receita adicional de R\$ 378.600,00 por *string*. Toda a análise de custos foi baseada na implementação em uma *string*, como a usina possui vinte, o retorno estimado para a usina inteira é de R\$ 7.572.000,00.

O custo estimado para utilização de pedra britada é de R\$ 9.000,00. Assim, ponderando a receita adicional anual estimada de R\$ 6.000,00 e o custo total da implantação de R\$ 9.000,00, tem-se o retorno do investimento em 1 ano e 06 meses. Ademais, considerando a vida útil da usina de 25 anos de operação, tem-se a receita adicional nos 23 anos e 06 meses

de R\$ 141.000,00. Quando implementado na usina inteira, o retorno seria de R\$ 2.820.000,00.

Devido a desvantagem da lona de plástica de ocasionar erosões entre as fileiras, deve-se estudar a solução adequada de engenharia para evitar o colapso do terreno da usina e adicioná-lo ao custo do investimento. Enquanto que a pedra britada com caiação já seria uma solução pronta, apesar do menor retorno, com necessidade apenas de caiação anual para manter as características de refletividade.

## Capítulo 05: Conclusão e proposta de continuidade

Este trabalho teve objetivo como avaliar e estabelecer uma estimativa da produção de energia mensal e anual da UFV Três Marias GD cujos módulos fotovoltaicos são bifaciais. Foram analisados os parâmetros que podem interferir na irradiância na face posterior de painéis FV, além de analisar a viabilidade econômica de dois tipos de tratamento da superfície do solo com objetivo de aumentar a características de refletividade.

As simulações de produção de energia foram realizadas utilizando o *software PVSyst* e uma planilha elaborada pelo próprio autor. Estas simulações foram comparadas entre si e com dados reais dos meses de maio e junho da usina quando foram observadas diferenças entre -2,77% e -6,27%, do *PVSyst* e dados reais, 16,61% e 24,32%, da planilha e dados reais, e de 9,69% da planilha para o *PVSyst*. O que demonstra que o *PVSyst* é o modelo simulado mais adequado enquanto que a planilha carece de estudos e refinamento para reduzir a influência da temperatura nos cálculos ao longo do ano e aproximação dos dados reais.

A sensibilidade dos parâmetros albedo, ângulo de inclinação, altura dos módulos e distância entre fileiras foi analisada no *PVSyst*. Observou-se que o parâmetro que afeta mais positivamente a geração de energia é o albedo, chegando a 5,03% de incremento, sendo o segundo mais relevante a altura dos módulos com incremento de até 1,11%.

Quando os parâmetros foram analisados variando simultaneamente, o melhor desempenho foi obtido de 8,75% com albedo de 70%, ângulo de inclinação a 22°, distância entre fileiras de 15 m e altura dos módulos em 1,5 m.

Ressalta-se, também, duas simulações com resultado abaixo da produção de energia do sistema atual, que foram para distância entre fileiras de 5 m (praticamente sem espaçamento entre as fileiras). Esse fato destaca a importância da área refletora no solo entre fileiras.

Ademais, a análise realizada de parâmetros simultâneos não é relevante para a UFV Três Marias GD devido ao alto custo das adequações estruturais necessárias como aumentar a distância entre fileiras (limitação da área da usina) ou aumentar a altura das estruturas (seria necessário confeccionar novas estruturas. Entretanto, é importante para que as áreas de novos projetos compreendam esses impactos e que os considerem nas novas contratações.

E, por último, foi realizada a viabilidade de dois tipos de tratamento de solo, único parâmetro que é possível alterar sem mudanças estruturais na usina. As alterações nos solos estudados foram com a utilização de pedra britada com caiação (que lhe dá uma pigmentação branca) e com uma lona branca. A solução com lona branca apresentou-se com um resultado superior pois gera mais energia a um valor de instalação mais baixo, entretanto, para a UFV Três Marias GD não é a mais adequada. Devido a declividade do solo no qual a usina foi feita, em épocas chuvosas, a lona branca acelera a velocidade da água pluvial e pode gerar erosões relevantes no solo, portanto, a solução adequada é a pedra britada apesar do seu custo maior de implantação, menor geração em relação a lona plástica, mas que absorve as águas pluviais.

Como sugestão para continuidade deste trabalho, sugere-se o refinamento da planilha de simulação da produção de energia. Ademais, para verificação das simulações, recomenda-se a instalação das pedras britadas conforme item 4.5 na área de apenas um *string* para analisar os impactos e confirmar experimentalmente a viabilidade da solução em toda a usina.

## Referências

ASGHARZADEH A.; MARION B.; DELINE C.; HANSEN C.; STEIN J.; TOOR F. A Sensitivity Study of the Impact of Installation Parameters and System Configuration on the Performance of Bifacial PV Arrays. *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 8, no. 3, p. 798-805, May 2018, DOI: 10.1109/JPHOTOV.2018.2819676.

CHUDINZOW D.; HAAS J., DÍAZ-FERRÁN G.; MORENO-LEIVA S.; ELTROP L. Simulating the energy yield of a bifacial photovoltaic power plant. *Solar Energy*, Volume 183, 2019, p. 812-822, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.03.071>.

CHUDINZOW D.; KLENK M.; ELTROP L. Impact of field design and location on the techno-economic performance of fixed-tilt and single-axis tracked bifacial photovoltaic power plants. *Solar Energy*, Volume 207, 2020, p. 564-578, ISSN 0038-092X. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.06.096>.

CUEVAS A.; LUQUE A.; EGUREN J.; DEL ALAMO J. 50 Per cent more output power from an albedo-collecting flat panel using bifacial solar cells. *Solar Energy*, Volume 29, Issue 5, 1982, p. 419-420, ISSN 0038-092X, [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(82\)90078-0](https://doi.org/10.1016/0038-092X(82)90078-0).

DELINE C.; PELAEZ S.; MACALPINE S.; OLALLA C. Estimating and parameterizing mismatch power loss in bifacial photovoltaic systems. *Prog Photovolt Res Appl*, 2020, p. 691– 703, <https://doi.org/10.1002/pip.3259>.

GUERRERO-LEMUS R.; VEGA R.; KIM T.; KIMM A.; SHEPHARD L. Bifacial solar photovoltaics – A technology review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 60, 2016, p. 1533-1549, ISSN 1364-0321. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.041>.

HANSEN C.; STEIN J.; DELINE C.; MACALPINE S.; MARION B.; ASGHARZADEH A.; TOOR F. Analysis of Irradiance Models for Bifacial PV Modules. *IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2016, DOI: [10.1109/PVSC.2016.7749564](https://doi.org/10.1109/PVSC.2016.7749564).

INEICHEN P.; GUISAN O.; PEREZ R. Ground-reflected radiation and albedo. *Solar Energy*, Volume 44, Issue 4, 1990, p. 207-214, ISSN 0038-092X, [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(90\)90149-7](https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90149-7).

JANG, J.; LEE, K. Practical performance analysis of a bifacial PV module and system. *Energies*, v. 13, n. 17, p. 4389, 2020. JANG, Juhee; LEE, Kyungsoo. Practical performance analysis of a bifacial PV module and system. *Energies*, v. 13, n. 17, p. 4389, 2020. <https://doi.org/10.3390/en13174389>.

KRENZINGER A.; LORENZO E. Estimation of Radiation Incident on Bifacial Albedo-Collecting Panels. *International Journal of Solar Energy*, 1986, p. 297-319, DOI: 10.1080/01425918608909865.

LEDESMA J.; ALMEIDA R.; MARTINEZ-MORENO F.; ROSSA C.; MARTÍN-RUEDA J.; NARVARTE L.; LORENZO E. A simulation model of the irradiation and energy yield of large bifacial photovoltaic plants. *Solar Energy*, Volume 206, 2020, p. 522-538, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.05.108>.

LORENZO E. On the historical origins of bifacial PV modelling. *Solar Energy*, Volume 218, 2021, p. 587-595, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.03.006>.

RAINA G.; SINHA, S. A simulation study to evaluate and compare monofacial Vs bifacial PERC PV cells and the effect of albedo on bifacial performance. *Materials Today: Proceedings*. Volume 46, Part 11, 2021, P. 5242-5247, ISSN 2214-7853, <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.08.632>.

RIEDEL-LYNGSKÆR N.; RIBACONKA M.; PÓ M.; THORSETH A.; THORSTEINSSON S.; DAM-HANSEN C.; JAKOBSEN M. The effect of spectral albedo in bifacial photovoltaic performance. *Solar Energy*, Volume 231, 2022, p. 921-935, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.12.023>.

YUSUFOGLU U.; LEE T.; PLETZER T.; HALM A.; KODUVELIKULATHU L.; COMPAROTTO C.; KOPECEK R.; KURZ H. Simulation of Energy Production by Bifacial Modules with Revision of Ground Reflection. *Energy Procedia*, Volume 55, 2014, p. 389-395, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.08.111>.

Usinas da Cemig: 1952 – 2005. Coordenação: Paulo Brandi de Barros Cachapuz. Rio de Janeiro: Centro de Memória da Eletricidade no Brasil, 2006. 304p.: il. Color; 22,5cm. ISBN 85-85147-70-9 (enc.).

FADIGAS E. Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica. São Paulo: GEPEA – Grupo de Energia Escola Politécnica Universidade de São Paulo, 2012. Apostila. Disponível em: [https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/56337/mod\\_resource/content/2/Apostila\\_solar.pdf](https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/56337/mod_resource/content/2/Apostila_solar.pdf). Acesso em: 26 mai. 2022.

KIKUMOTO B. O que é o LCOE e como utilizar nos projetos fotovoltaicos? Canal Solar, 22 de set. 2020, disponível em: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-o-lcoe-e-como-utilizar-nos-projetos-fotovoltaicos/>. Acesso em: 27 jun. 2022.

MORAIS F.; SILVA O.; MORAES A.; BARBOSA F. Energia solar fotovoltaica: fundamentos para análise de viabilidade técnica econômica. Teresina: EdUESPI, 2021. *E-book*, ISBN: 978-65-88108-33-8, disponível em: <https://editora.uespi.br/index.php/editora/catalog/book/63>. Acesso em: 21 jun. 2022.

MOREIRA H. Minimização de perdas por *mismatch* com otimizadores de potência. Canal Solar, 24 de jul. 2020, disponível em: <https://canalsolar.com.br/minimizacao-de-perdas-por-mismatch-com-otimizadores-de-potencia/>. Acesso em: 02 jul. 2022.

PICARD J. As muitas vantagens da célula N-Type. Canal Solar, 26 de nov. 2021, disponível em: <https://canalsolar.com.br/as-muitas-vantagens-da-celula-n-type/>. Acesso em: 25 jun. 2022.

VILLALVA M. Entenda os módulos fotovoltaicos bifaciais. Canal Solar, 14 de jul. 2019, disponível em: <https://canalsolar.com.br/modulos-fotovoltaicos-bifaciais/>. Acesso em: 25 jun. 2022.

PVSyst: Project Design - Bifacial Systems. PVSyst SA. Disponível em: [https://www.pvsyst.com/help/bifacial\\_systems.htm](https://www.pvsyst.com/help/bifacial_systems.htm). Acesso em: 25 jun. 2022.

ITRPV International Technology Roadmap for Photovoltaic - 2013 Results - Revision 1, 24 March 2014. Disponível em: [https://www.semi.org/sites/semi.org/files/docs/ITRPV\\_2014\\_Roadmap\\_Revision1\\_140324.pdf](https://www.semi.org/sites/semi.org/files/docs/ITRPV_2014_Roadmap_Revision1_140324.pdf). Acesso em: 25 jun. 2022.

Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021, ano base 2020. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio\\_2021.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio_2021.pdf). Acesso em: 20 set. 2022.

Matriz Energética e Elétrica – ABCDEnergia. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 07 jul. 2022.

National Solar Radiation Data Base (NSRDB). 2015. [Online]. Available: <https://nsrdb.nrel.gov/nsrdb-viewer>.

PROINFA – Contratos e Termos aditivos assinados. Primeira Chamada Pública – Empreendimentos Habilitados – Eólica. <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Proinfa.aspx>. Acesso em: 25 jun. 2022.

*Datasheet* – Módulo Bifacial monocristalino - BiHiKu7 - CS7N-MB-AG. CSI Solar CO., Ltd. Disponível em: <https://www.csisolar.com/bihiku7/>. Acesso em: 27 jun. 2022.

*Datasheet* – Módulo bifacial monocristalino – *Vertex – Bifacial dual glass, monocrystalline modulo* – TSM-DEG21C-20. Trina Solar CO., Lta. Disponível em: [https://static.trinasolar.com/sites/default/files/DT-M-0013%20B%20Datasheet\\_Vertex\\_DEG21C.20\\_NA\\_EN\\_2022\\_A\\_web.pdf](https://static.trinasolar.com/sites/default/files/DT-M-0013%20B%20Datasheet_Vertex_DEG21C.20_NA_EN_2022_A_web.pdf). Acesso em: 04 jul. 2022.