

PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Leonardo Oliveira

**Análise comparativa econômica e de desempenho de uma microgeração remota em
Boituva aplicando módulos fotovoltaicos monofaciais e bifaciais**

São Paulo

Novembro de 2021

LEONARDO OLIVEIRA

**Análise comparativa econômica e de desempenho de uma microgeração remota em
Boituva aplicando módulos fotovoltaicos monofaciais e bifaciais**

Monografia apresentada ao Programa de Educação
Continuada da Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo como forma de avaliação do Curso de
Especialização em Energias Renováveis, Geração
Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Energia Solar Fotovoltaica

Orientador: Prof. MSc. Alvaro Nakano

São Paulo
Novembro de 2021

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo entre os anos 2010 e 2020.	6
Figura 2. Raios solares incidentes na superfície terrestre.....	16
Figura 3. Componentes da irradiância que atinge a superfície da Terra.	17
Figura 4. Esfera celeste.....	19
Figura 5. Ângulos de zênite, elevação e azimute.	20
Figura 6. Ângulos de inclinação do painel, incidência dos raios solares e altura solar.....	22
Figura 7. Curvas características I-V e P-V de módulos fotovoltaicos em condições uniformes.	24
Figura 8. Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaicos para diferentes condições de irradiância incidente e temperatura do módulo.	25
Figura 9. Exemplo de curvas I-V e P-V em condições de sombreamento parcial.	26
Figura 10. O Processo Czochralski.	27
Figura 11. Célula monocristalina monofacial, frente e verso.....	28
Figura 12. Componentes de um módulo fotovoltaico monofacial.	28
Figura 13. Composição de um módulo fotovoltaico bifacial.	29
Figura 14. Estrutura genérica de um módulo fotovoltaico a) bifacial e b) monofacial.....	30
Figura 15. Tipos de solo.	31
Figura 16. Influência da altura dos módulos bifaciais no auto sombreamento.	32
Figura 17. Influência da distância entre fileiras na irradiância refletida pelo solo.....	32
Figura 18. Exemplo de SFCR com conversor de (a) único estágio, e (b) dois estágios.....	34
Figura 19. Exemplo de instalação fotovoltaica no solo.....	34
Figura 20. Exemplo de inversor fotovoltaico com proteções na lateral.	35
Figura 21. Exemplo de caixa de junção.....	36
Figura 22. Exemplo de Quadro CA.	37
Figura 23. Payback médio nos Estados do Brasil para sistemas de 50 kWp.....	43
Figura 24. Tela do PVsyst de seleção de equipamentos.....	44
Figura 25. Tela do PVsyst para desenho 3D.	44
Figura 26. Perdas do sistema fotovoltaico demonstradas em relatório do PVsyst.	45
Figura 27. Dados de irradiação gerados para Boituva-SP com Meteonorm 8.0 no PVsyst.	47
Figura 28. Dados de temperatura gerados para Boituva-SP com Meteonorm 8.0 no PVsyst.	47
Figura 29. Distância entre Sheds no PVsyst.....	48

Figura 30. Otimização da inclinação no PVsyst.....	49
Figura 31. Dados de placa do Trina TSM-DE15H-(II)-410.....	51
Figura 32. Gráfico P-V para o módulo monofacial utilizado.....	52
Figura 33. Dados de placa do Trina DEG15MC-20-(II)-410-Bifacial	53
Figura 34. Gráfico P-V para o módulo bifacial utilizado.....	53
Figura 35. Especificação do Inversor SMA SHP 75-10.....	54
Figura 36. Desenho 3D das <i>sheds</i> no PVsyst.	55
Figura 37. Diagrama genérico na tela do PVsyst para esse tipo de sistema desenhado	56
Figura 38. Resultados obtidos no PVsyst para o cenário 1.	56
Figura 39. Energia gerada e injetada na rede pelo sistema com módulos monofaciais	57
Figura 40. Curva de desempenho de geração de energia do sistema com módulos monofaciais nos primeiros 25 anos.	58
Figura 41. Diagrama de Perdas no PVsyst.	59
Figura 42. Resultados obtidos no PVsyst para o sistema com módulos fotovoltaicos bifaciais.	60
Figura 43. Energia gerada e injetada na rede pelo sistema com módulos bifaciais	61
Figura 44. Curva de desempenho de geração de energia do sistema com módulos bifaciais nos primeiros 25 anos	61
Figura 45. Diagrama de Perdas no PVsyst.	62
Figura 46. Comparativo da Energia na saída do inversor fotovoltaico para cenários 1 e 2.	64
Figura 47. Custos de operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos residenciais, comerciais, usina (fixo inclinado) e usina (seguidor solar).	66
Figura 48. Gráficos de LCOE e payback dos sistemas com módulos monofaciais e bifaciais.	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Valores de albedo para diferentes superfícies.	18
Tabela 2. Ângulo de inclinação dos painéis.	22
Tabela 3. Impactos do ganho bifacial de módulo fotovoltaico bifacial de silício cristalino da série MBK-360-390-5P da BYD.	31
Tabela 4. Componentes utilizados nas simulações.....	50
Tabela 5. Resumo dos resultados dos cenários 1 e 2.....	63
Tabela 6. Preços base da instalação fotovoltaica.....	68
Tabela 7. Custos totais dos sistemas com módulos monofaciais e módulos bifaciais.	68
Tabela 8. Resultados da análise econômica para os sistemas com módulos monofaciais e bifaciais.....	69

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	2
LISTA DE TABELAS	4
SUMÁRIO	6
RESUMO	8
1. INTRODUÇÃO	6
2. OBJETIVO.....	10
2.1 Objetivo geral.....	10
2.2 Objetivos específicos.....	10
3. METODOLOGIA	11
4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	13
4.1. Normas Técnicas, procedimentos técnicos e de compensação	13
4.1.1. Normas técnicas	13
4.1.2. Resoluções normativas.....	15
4.2. Conceitos de radiação solar	16
4.3. Conceitos de geometria solar	18
4.3.1. Declinação solar	18
4.3.2. Ângulo horário.....	19
4.3.3. Azimute	20
4.3.4. Zênite.....	21
4.3.5. Elevação ou altitude solar	21
4.3.6. Ângulo de inclinação do painel	21
Fonte: VILLALVA (2015).	22
4.3.7. Ângulo de incidência solar	23
4.4. Conceitos de sistema fotovoltaico.....	23
4.4.1. Conceitos das tecnologias de módulos FV.....	24
4.4.2. Células fotovoltaicas monocristalinas	26
4.4.3. Módulos fotovoltaicos monofaciais	27
4.4.4. Módulos fotovoltaicos bifaciais	29
4.5. Componentes básicos de uma arquitetura convencional de um sistema fotovoltaico conectado à rede.....	33
4.6. Dimensionamento de sistema fotovoltaico.....	38
4.6.1. Cálculo das Horas de Sol Pleno (HSP).....	38
4.6.2. Dimensionamento da potência dos módulos	38

4.6.3. Dimensionamento do inversor fotovoltaico	39
4.7. Conceitos de figuras de mérito aplicadas em sistemas fotovoltaicos	40
4.7.1. Figuras de mérito técnicas aplicadas em sistemas fotovoltaicos	40
4.7.2. Figuras de mérito econômicas aplicadas em sistemas fotovoltaicos	41
4.8. Software para simulação: PVsyst	43
5. ESTUDO DE CASO	46
5.1. Localização do terreno e dados de irradiação	46
5.2. Configuração do sistema fotovoltaico	49
5.3. Desenho 3D no PVsyst e dados finais da simulação	54
5.4. Resultados do cenário 1 – módulos monofaciais	56
5.5. Resultados do cenário 2 – módulos bifaciais	59
5.6. Comparação de resultados dos cenários 1 e 2	62
5.7. Análise econômica	65
5.7.1. Análise econômica de sistemas fotovoltaicos	65
5.7.2. Custos de um sistema fotovoltaico	65
5.7.3. Custos de operação e manutenção	65
5.7.4. Custo nivelado de energia (<i>Levelized Cost of Energy</i> - LCOE)	66
5.7.5. <i>Payback time</i> simples e descontado	67
5.7.6. Valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR)	67
5.7.7. Metodologia para obtenção da análise econômica	67
5.7.8. Resultados	69
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS	71

RESUMO

As fontes de energias renováveis têm conquistado interesse e espaço no setor elétrico, devido ao fator sustentabilidade, impactos econômicos da energia, e busca por diversificação energética. Um dos destaques nesse meio é a energia solar fotovoltaica (FV), que obteve grandes avanços nos últimos anos no Brasil, principalmente com o surgimento da Resolução Normativa nº 482 e suas atualizações. O modelo atual da Resolução Normativa no Brasil permitiu o uso dos chamados sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), e modalidades de negócio como o autoconsumo remoto. O autoconsumo remoto possibilita unidades consumidoras de mesmo cadastro de pessoa física (CPF) ou cadastro nacional da pessoa jurídica (CNPJ) compartilharem um sistema de compensação de energia. Por outro lado, a tecnologia aplicada em SFCR têm evoluído, surgindo novos tipos de módulos FV, conversores, seguidores solares (*trackers*), e outras tecnologias. Com essa conjuntura, se faz interessante a realização da avaliação técnica e econômica de diferentes tecnologias de sistemas FV, como a aplicação de módulos monofaciais e bifaciais, para aplicação em autoconsumo remoto. Assim, o presente trabalho avaliou a viabilidade técnica e econômica de um sistema de microgeração FV aplicado à modalidade de autoconsumo remoto em Boituva – SP, com módulos FV monofacial e bifacial. Para isso, foi realizado o dimensionamento e simulação de SFCR, para em seguida, avaliar economicamente os casos simulados através de figuras de mérito, como valor presente líquido (VPL), tempo de retorno do investimento (*payback*), taxa interna de retorno (TIR), Custo Nivelado de Energia (*Levelized Cost of Energy* – LCOE) e taxa de desempenho (TD). O software PVsyst foi utilizado para simulação, aliando as possibilidades da Resolução Normativa nº 482/687 e ABNT NBR 16690:2019. O objetivo foi construir um referencial teórico acerca da viabilidade técnica e econômica de sistemas FV com módulos monofacial e bifacial na modalidade de compensação autoconsumo remoto.

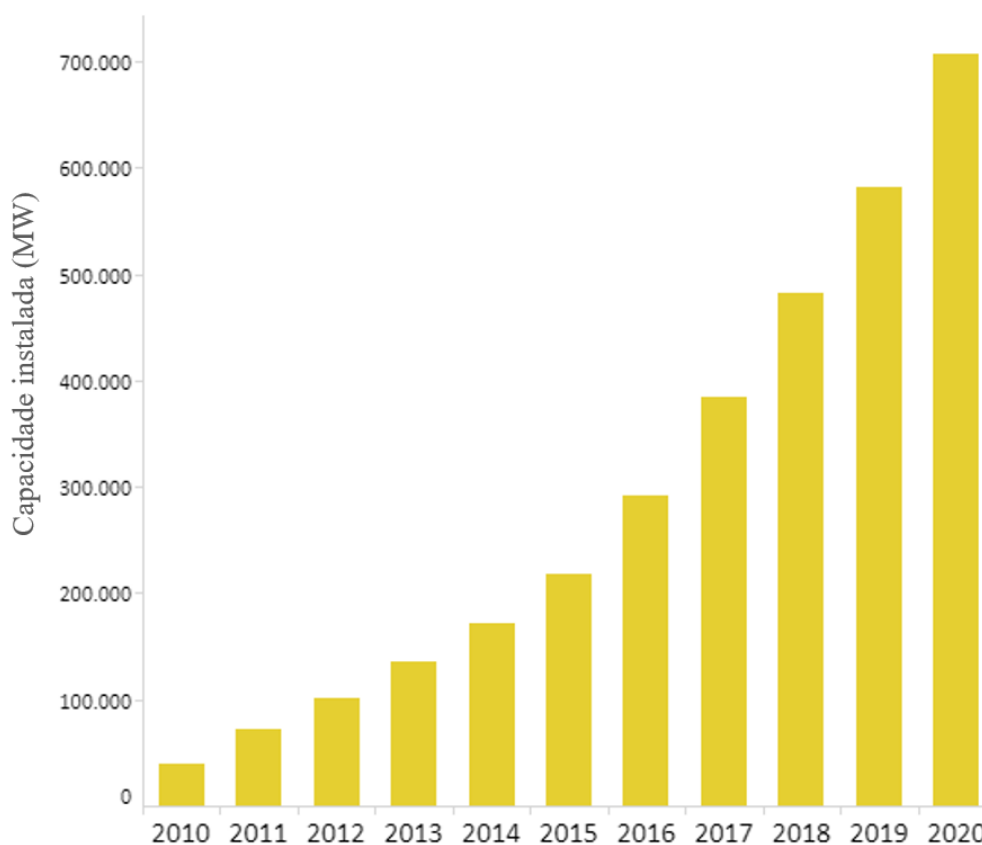
Palavras chave: energia solar fotovoltaica, microgeração, módulo bifacial, viabilidade econômica, autoconsumo remoto.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, as fontes renováveis de energia tem conquistado interesse e espaço no mercado, contribuindo para a diminuição da emissão de gases de efeito estufa e a redução da dependência de combustíveis fósseis (JUNQUEIRA; UTURBEY, 2017).

Dentre as fontes renováveis de energia, uma das que mais se destacam é a energia solar fotovoltaica. A Figura 1 apresenta os dados de capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo entre os anos 2010 e 2020. De acordo com a *International Renewable Energy Agency* (IRENA), em 2010, a potência instalada era de 40,287 GW, e em 2020, 707,494 GW, sendo que apenas entre 2019 e 2020 o crescimento foi de 126,735 GW. No Brasil, a potência instalada em 2013 era 7 MW, e em 2020, a potência instalada era de 7,88 GW, conforme mostrado na Figura 1 (IRENA, 2019).

Figura 1. Capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo entre os anos 2010 e 2020.



Fonte: Adaptado de IRENA (2019).

Os sistemas fotovoltaicos (FV) tem como uma das principais vantagens a possibilidade de instalação em ambientes urbanos, em locais que já possuem outra finalidade, como telhados e estacionamentos residenciais, comerciais e industriais, entre outras, além de serem uma fonte renovável de energia elétrica, não emitem gases de efeito estufa nem som durante a geração (VILLALVA, 2015). A aplicação desses sistemas em ambientes urbanos, e, portanto, próximo do local de consumo, traz benefícios em termos de eficiência e economia, uma vez que as perdas devido ao transporte de energia são reduzidas (NASCIMENTO, 2015).

Além das vantagens citadas, a redução dos preços dos equipamentos de energia solar nos últimos anos foi outro fator que auxiliou o crescimento dessa tecnologia. De acordo com a IRENA (2020) houve uma redução do custo nivelado de energia (*Levelized Cost of Energy* – LCOE) de 82%. Em 2020, o LCOE era de \$0,068/kWh, comparado com \$0,378/kWh. Entre 2018 e 2019, a queda de preços foi de 13,1%. De acordo com a PV Magazine (2020), essas reduções de custos ocorreram devido à melhoria da tecnologia, economias de escala, competitividade da cadeia de valor e a crescente experiência dos desenvolvedores.

No Brasil, a possibilidade de crescimento dessa tecnologia se deu a partir de 2012, quando foi publicada a Resolução Normativa n° 482, estabelecendo as condições para o acesso a microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia (ANEEL, 2012). Porém, devido às lacunas nas diretrizes dessa resolução, como a alta incidência de impostos sobre a energia que era injetada na rede, o alto custo de investimento inicial necessário naquela época e a falta de incentivos complementares, como subsídios e financiamentos acessíveis, essa tecnologia não disparou. Devido a isso, entre 2013 e 2015, os setores do governo começaram a tomar medidas para auxiliar na evolução dessa tecnologia no país, tais como a isenção de impostos estaduais e federais sobre a energia injetada na rede pelos sistemas, redução temporária dos impostos incidentes sobre a importação de equipamentos FV (DEOTTI; GOMES, 2018). Por esse mesmo motivo, se deu a publicação da Resolução Normativa n° 687 de 2015, alterando as diretrizes da REN 482 (ANEEL, 2015a).

Uma das definições adotadas a partir da REN 687, trata-se do autoconsumo remoto, uma modalidade de participação do sistema de compensação de energia caracterizada por mais de uma unidade consumidora do mesmo titular (podendo ser pessoa física ou pessoa jurídica, incluídas matriz e filiais) compensando seus consumos com créditos gerados a partir de outra unidade consumidora com microgeração ou minigeração pertencente ao mesmo titular

(ANEEL, 2015a). Além do autoconsumo remoto, outras modalidades de participação também foram incluídas pela REN 687, como os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras e a geração compartilhada, o que trouxe um novo contexto para a evolução da geração distribuída no país.

Com a possibilidade de converter energia solar em energia elétrica através dos conversores FV (DUFFIE; BECKMAN; BLAIR, 2020), criou-se diversos caminhos para o uso da energia solar na matriz elétrica. Um dos tipos de sistemas FV mais utilizados é o sistema FV conectado à rede (SFCR). Modelo que só foi possível diante da Resolução Normativa n° 482 (ANEEL, 2012).

A partir da utilização dos SFCR no âmbito da Resolução Normativa n° 482 e sua atualização para 687, foi possível a expansão da aplicação de sistemas de autoconsumo remoto. O destaque para o uso da modalidade de autoconsumo remoto está na oportunidade de eliminar alguns desafios para implantação de SFCR em alguns tipos de unidades consumidoras. Exemplo desses desafios são a limitação de espaço para a instalação, arquiteturas diferenciadas de telhados, segurança, reduzir a quantidade de sistemas diferentes para um mesmo CPF ou CNPJ, entre outros. Nesse caminho, tem-se vários trabalhos na literatura que já avaliaram e estudaram os SFCR para autoconsumo remoto no Brasil como Chitolina (2017), Santana et al. (2018), De Matos (2019), e Miranda (2019).

A indústria fotovoltaica tem desenvolvido constantemente tecnologias para melhorar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos, como métodos de rastreamento do ponto de máxima potência mais eficientes, diferentes tecnologias de seguidores solares, diferentes arquiteturas de sistemas como microinversores e otimizadores, além do desenvolvimento de tecnologias de módulos fotovoltaicos. Dentre as tecnologias de módulos fotovoltaicos, a que tem recebido crescente interesse do mercado é a de módulos bifaciais, que permite a captação de irradiância solar tanto pela superfície frontal quanto pela superfície traseira (LIANG et al., 2019). De acordo com Fischer e June (2020), essa tecnologia será responsável por aproximadamente 70% do mercado mundial de módulos em 2030 (FISCHER; JUNE, 2020).

Esse trabalho tem por finalidade comparar os resultados econômicos e de desempenho em energia elétrica gerada por uma microgeração distribuída na modalidade autoconsumo remoto, entre dois casos de composição do gerador fotovoltaico: com módulos rígidos e planos de silício cristalino monofaciais e bifaciais. Esse projeto será desenvolvido na cidade de Boituva no estado de São Paulo, em um condomínio residencial de casas com 6

unidades consumidoras sob o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) e um terreno para dispor o gerador fotovoltaico instalado no solo. O interesse e a perspectiva é compensar parte do valor na conta de energia de cada unidade consumidora com o montante correspondente à energia gerada pelo sistema FV.

O desenvolvimento desse projeto começa com o planejamento através de estudos das normas e procedimentos vigentes relativos ao sistema fotovoltaico e Geração Distribuída; simulação do SFCR em *software* PVsyst (PVSYST, 2021), pesquisa de mercado de equipamentos e materiais; e, finalizando com análises de viabilidade econômica e de desempenho, comparando dois casos de composição do gerador fotovoltaico: por módulos monofaciais e bifaciais.

2. OBJETIVO

2.1 Objetivo geral

O objetivo deste trabalho é avaliar a viabilidade econômica e o desempenho de um sistema de microgeração na modalidade de autoconsumo remoto em Boituva – SP, comparando os resultados em duas composições do gerador fotovoltaico: com módulos rígidos e planos de silício cristalino monofaciais e com bifaciais.

2.2 Objetivos específicos

- Analisar os procedimentos e normas relativas ao autoconsumo remoto e suas compensações;
 - Fazer o dimensionamento do sistema FV utilizando o software PVsyst;
 - Realizar a análise comparativa das tecnologias de módulos monofaciais e bifaciais;
 - Realizar as análises de desempenho em energia gerada do sistema FV e injetada à rede com as duas tecnologias estudadas de módulos;
 - Realizar as análises econômicas do sistema FV com as duas tecnologias estudadas de módulos; e,
 - Discutir os resultados obtidos, e analisar comparativamente os resultados das duas tecnologias estudadas de módulos.
-

3. METODOLOGIA

A metodologia do trabalho foi dividida em duas partes, sendo que a primeira foi a realização da pesquisa bibliográfica sobre o tema, e a segunda parte a execução de uma pesquisa/estudo operacional e quantitativo baseado em simulações de projeto de SFCR, e figuras de mérito.

Na primeira etapa a pesquisa bibliográfica serve para elencar normas/resoluções atuais, trabalhos relacionados, números de GD no Brasil, partes do sistema FV e figuras de mérito para avaliação técnica/econômica. Nesse caso, foram exploradas as normas principais que contemplam o sistema FV, trabalhos da literatura e livros relacionados ao tema. Ou seja, essa fase inicial serviu como suporte para a segunda etapa.

Na segunda etapa, o objetivo foi seguir um fluxo de operações para implantação do SFCR, investigando cenários em simulação e análise econômica. O resultado esperado é avaliar a viabilidade econômica e o desempenho de um sistema de microgeração na modalidade de autoconsumo remoto em Boituva – SP, comparando os resultados em duas composições do gerador fotovoltaico: com módulos rígidos e planos de silício cristalino monofaciais e com bifaciais.

Para as simulações foi explorado o dimensionamento do SFCR e as simulações com a ferramenta PVsyst (PVsyst, 2021) frente à módulos rígidos e planos de silício cristalino monofaciais e com bifaciais.

Algumas considerações são realizadas para permitir as simulações e cenários de testes visando o objetivo principal que são as tecnologias de módulos fotovoltaicos. É considerado que existem cargas suficientes para a implantação de um sistema de 75 kWca, limite definido na resolução normativa 687/2015. Uma instalação de potência muito maior que a necessária para uso das cargas seria vetada pela concessionária local. Já o valor de 75 kWca é considerado por ser o máximo permitido na microgeração. A última consideração feita é que existe disponível em Boituva – SP um espaço em solo para instalação, já que os módulos fotovoltaicos bifaciais só irão ter ganhos consideráveis de geração de energia em instalações solo, e é o tipo de instalação que é necessário para esse estudo.

Por fim, com as simulações e dimensionamentos técnicos realizados com auxílio do software PVsyst, pode-se obter um referencial teórico acerca da viabilidade técnica e econômica de sistemas FV na modalidade de compensação autoconsumo remoto.

4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

4.1. Normas Técnicas, procedimentos técnicos e de compensação

As diretrizes para a realização de projetos fotovoltaicos confiáveis são descritas pelas normas técnicas. Além disso, a ANEEL elabora resoluções normativas a partir de consultas públicas para estabelecer os critérios que devem ser seguidos pelas concessionárias e pelos usuários que pretendem implementar projetos de geração distribuída e de sistemas fotovoltaicos.

A seguir, serão apresentadas as principais normas técnicas e resoluções normativas aplicadas aos sistemas fotovoltaicos no âmbito da geração distribuída.

4.1.1. Normas técnicas

As principais normas técnicas que devem ser aplicadas em sistemas fotovoltaicos são: NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto; NBR 16274: Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho; NBR 16150: Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade; NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão; NBR IEC 62116: Procedimentos de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. A seguir, serão apresentadas as principais normas.

a) NBR 16690 Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto

A NBR 16690:2019 estabelece os requisitos de projeto das instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos. Estão inclusas disposições sobre os condutores, dispositivos de proteção elétrica, dispositivos de manobra, aterramento e equipotencialização do arranjo fotovoltaico. Seu escopo inclui todas as partes do arranjo fotovoltaico até, mas não incluindo, os dispositivos de armazenamento de energia, as unidades de condicionamento de potência ou as cargas (ABNT, 2019).

b) NBR 16274: Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho

A NBR 16274:2014 estabelece as informações e as documentações mínimas que devem ser compiladas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Além da documentação, também descreve os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e a correta operação do sistema (ABNT, 2014).

c) NBR 16150: Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade

A NBR 16150:2013 especifica os procedimentos de ensaio para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com os requisitos da ABNT NBR 16149 (ABNT, 2013).

d) NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão

A NBR 5410:2008 estabelece as condições que as instalações elétricas de baixa tensão devem satisfazer, com o intuito de garantir a segurança de pessoas e animais, o funcionamento adequado da instalação e a conservação dos bens. Essa norma se aplica a circuitos elétricos de corrente alternada de tensão inferior a 1000 V e de corrente contínua com tensão inferior a 1500 V, portanto, se aplica a sistemas fotovoltaicos (ABNT, 2008).

e) NBR IEC 62116: Procedimentos de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

A NBR IEC 62116:2012 fornece um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) (ABNT, 2012).

4.1.2. Resoluções normativas

A Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), e dá outras providências. A Resolução Normativa nº 687 foi publicada pela ANEEL para revisar a Resolução Normativa nº 482, com o intuito de reduzir os custos e tempo para a conexão da micro e minigeração, compatibilizar o SCEE com as condições gerais de fornecimento, aumentar o público alvo e melhorar as informações da fatura (ANEEL, 2015b).

As resoluções estabelecem que o limite da microgeração distribuída é de 75 kW, e o da minigeração distribuída é entre 75 kW e 5 MW. Além disso, define o SCEE como: “o sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa” (ANEEL, 2012).

Podem aderir ao SCEE os consumidores responsáveis por unidade consumidora (UC): i) com microgeração ou minigeração distribuída; ii) integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras; iii) caracterizada como geração compartilhada; e iv) caracterizada como autoconsumo remoto (ANEEL, 2012).

A última modalidade de acesso ao SCEE, chamada de autoconsumo remoto, é definida pela ANEEL (2012) na Resolução Normativa nº 482 como:

“Unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada”.

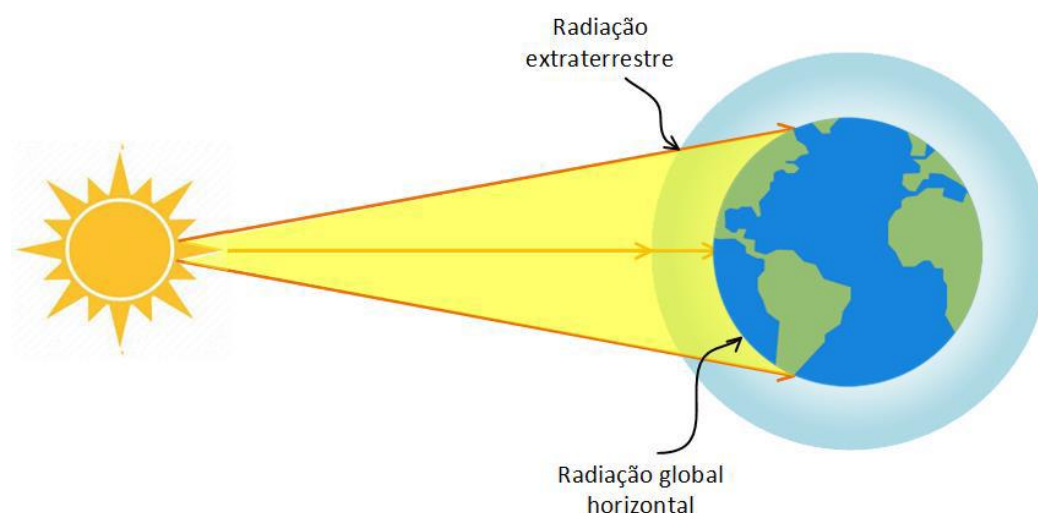
Ou seja, a partir do autoconsumo remoto, é possível compensar excedentes de créditos de uma UC em outra UC, desde que elas pertençam a mesma pessoa física ou jurídica e estejam na mesma área de concessão ou permissão. Essa modalidade de participação do SCEE permite que locais que não possuem área disponível para instalação do sistema fotovoltaico participem do sistema de compensação de energia elétrica. Portanto, auxilia a ANEEL na sua intenção de aumentar o público-alvo da geração distribuída.

Atualmente, o Projeto de Lei 5829/2019 está aguardando apreciação pelo Senado Federal. Esse projeto de lei institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, SCEE e o Programa de Energia Renovável Social (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2021). A proposta, quando entrar em vigor, irá alterar algumas características estabelecidas pela REN 482. Algumas das mudanças são o limite máximo de potência da minigeração distribuída da fonte solar para 3 MW, a possibilidade de venda de créditos não compensados para as distribuidoras, a proibição da comercialização e pareceres de acesso e exigência de garantia de fiel cumprimento. O projeto também prevê uma transição de sete a nove anos no pagamento da tarifa de transporte de distribuição, atualmente chamado de fio B, para quem solicitar acesso ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) depois de 12 meses para minigeradores de fonte solar e, 120 dias para microgeradores da sanção da lei (BADRA, 2021). Portanto, as condições de viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos poderão ser alteradas após a lei entrar em vigor.

4.2. Conceitos de radiação solar

Em aplicações para projetos de sistemas fotovoltaicos, os raios solares podem ser considerados ondas eletromagnéticas paralelas entre si que chegam a Terra em linha reta. Esse comportamento pode ser representado como mostrado na Figura 2.

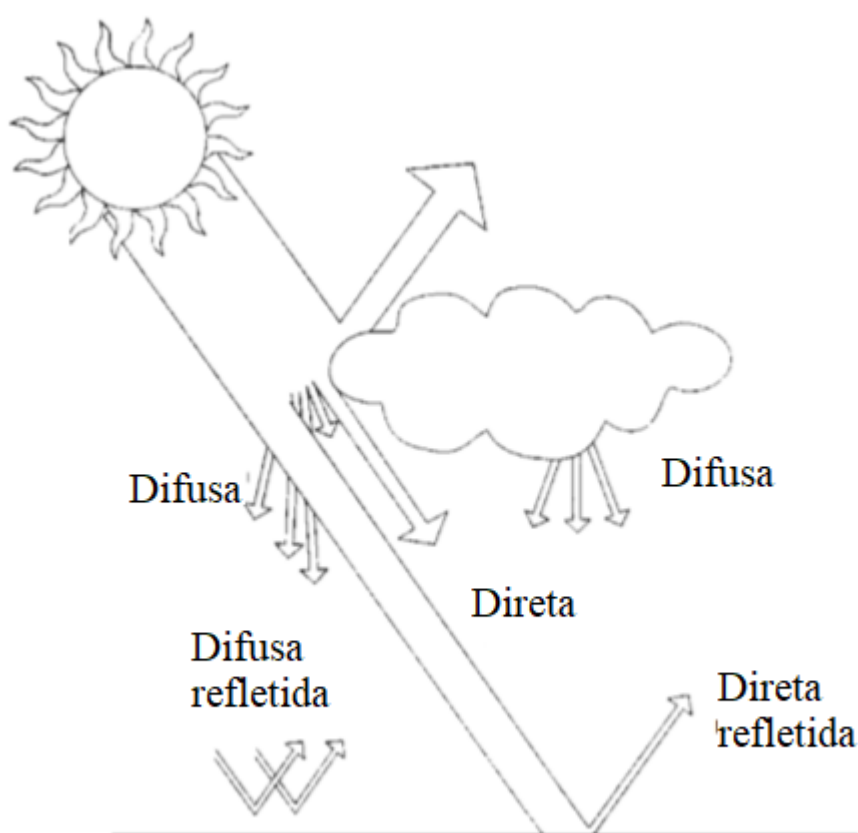
Figura 2. Raios solares incidentes na superfície terrestre.



Fonte: KITAYAMA (2019).

No momento em que esses raios atingem a atmosfera terrestre, sofrem difusão, sendo então refletidos e desviados por partículas aerossol. Apesar disso, a maior parte dos raios solares ainda mantém a direção em linha reta, e são chamados de radiação direta. Esta radiação direta incide na superfície terrestre com inclinações diferentes dependendo da localidade em análise. Além disso, essa angulação de incidência varia ao longo dos dias e os meses do ano, conforme se dá o movimento aparente do Sol (DUFFIE; BECKMAN; BLAIR, 2020). A irradiância direta que atinge a superfície da Terra pode ser vista na Figura 3.

Figura 3. Componentes da irradiância que atinge a superfície da Terra.



Fonte: KITAYAMA (2019).

Como pode ser visto na Figura 3, parte da radiação que atravessa a atmosfera sofre espalhamento, e é chamada de radiação difusa. A radiação difusa apresenta uma dificuldade maior para ser captada, uma vez que não segue um padrão de incidência. Essa radiação difusa se comporta de maneira irregular e aleatória. Devido a isto, os módulos fotovoltaicos são instalados de forma a otimizar a captação da radiação direta, melhorando a captação da radiação global pelo módulo (VILLALVA, 2015).

A Figura 3 também mostra, além das radiações direta e difusa, a radiação refletida pelo solo. Tanto a radiação direta quanto a difusa são refletidas pelo solo, devido à suas características de reflectância. O albedo é o índice de reflectância do solo. A Tabela 1 apresenta os valores de albedo de vários tipos de superfícies.

Tabela 1. Valores de albedo para diferentes superfícies.

Superfície	Albedo
Terra	0,05 - 0,40
Areia	0,15 - 0,45
Gramma	0,16 - 0,26
Água	0,03 – 0,10
Neve	0,40 – 0,95

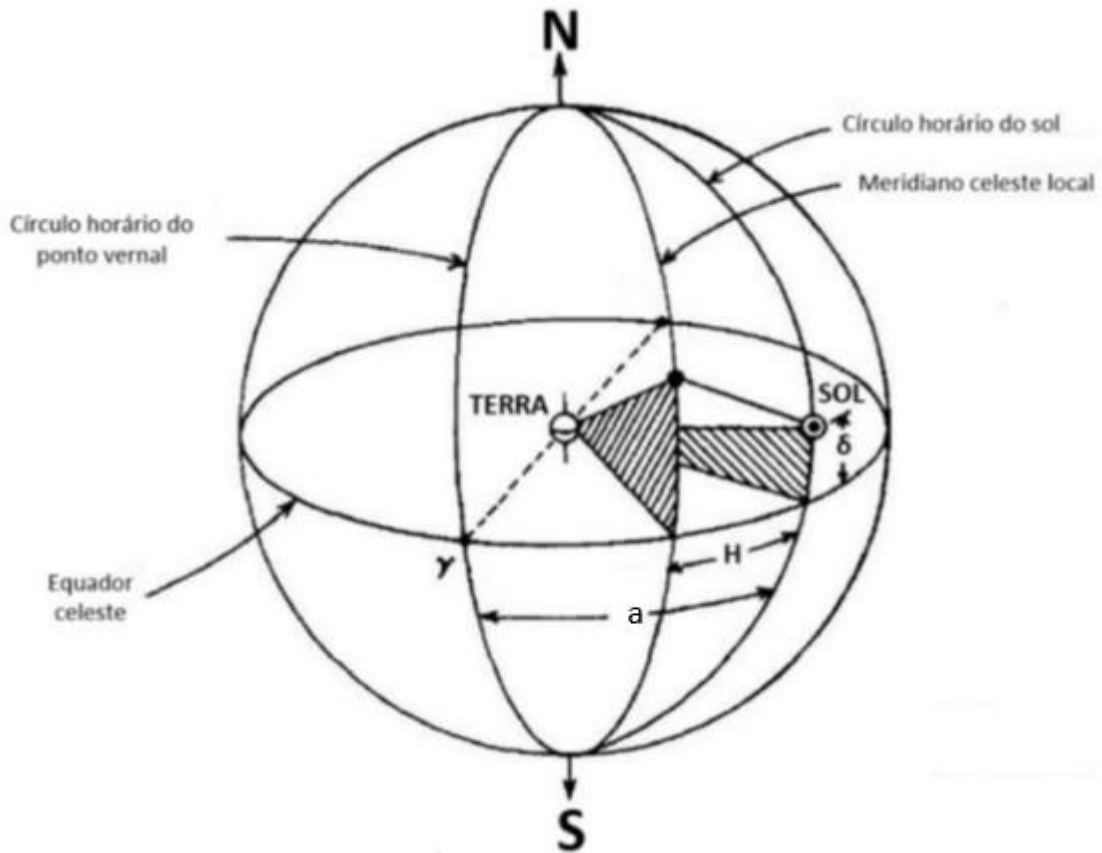
Fonte: Adaptado de YNOUE (2021).

4.3. Conceitos de geometria solar

De forma a identificar o ângulo de incidência da radiação direta na superfície da terra para o local em análise é necessário considerarmos alguns ângulos importantes que serão apresentados a seguir.

4.3.1. Declinação solar

A projeção do equador da Terra na cúpula celeste é o plano equatorial. O ângulo entre o plano equatorial e o plano da órbita da Terra muda conforme a Terra se move ao longo de sua órbita durante o ano. Esse ângulo é a declinação do sol (δ) (GUEYMARD; MYERS, 2008). A Figura 4 apresenta o ângulo de declinação solar.

Figura 4. Esfera celeste.

Fonte: MELO (2019).

A Equação 1 apresenta a expressão para o cálculo da declinação solar.

$$\delta = 23,45 \times \sin\left(\frac{360}{365}\right)(dn + 284) \quad (\text{Eq. 1})$$

Onde dn é o número do dia do ano, de 1 até 365.

4.3.2. Ângulo horário

Como pode ser observado na Figura 4, o ângulo horário (H) é o ângulo que a Terra deve girar para levar o meridiano local até o meridiano do Sol (KALOGIROU, 2014). A Equação 2 apresenta a expressão para o cálculo do ângulo horário (MYERS, 2005).

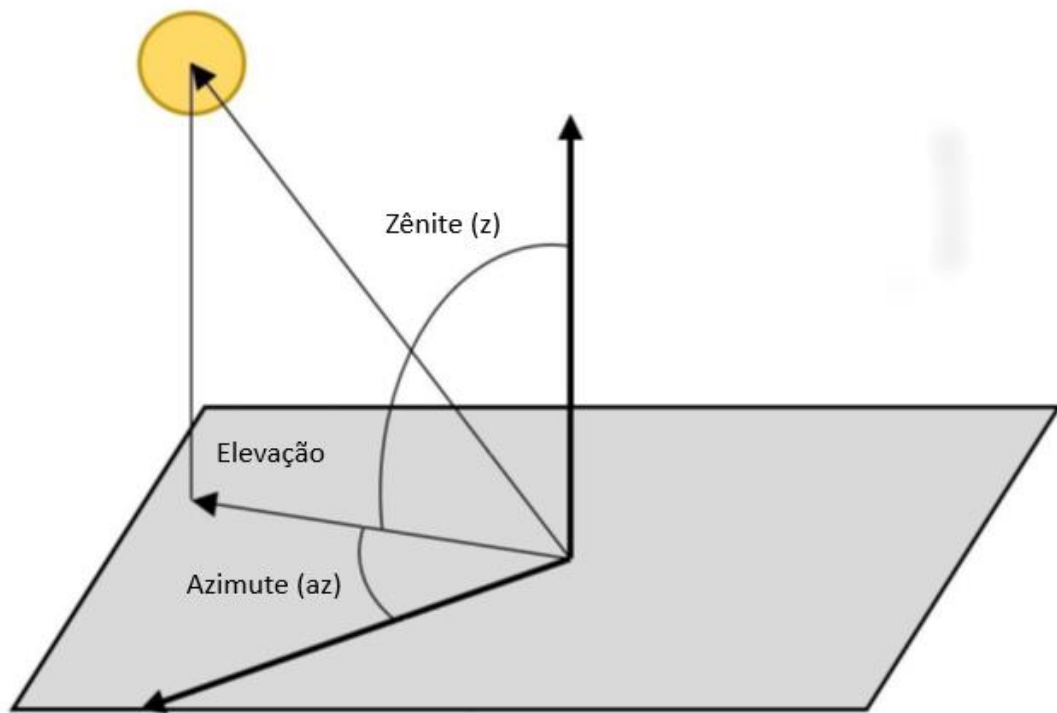
$$H = 15^\circ \times (12 - TLA) \quad (\text{Eq. 2})$$

Onde TLA é o tempo local aparente.

4.3.3. Azimute

O ângulo de azimute solar, ou ângulo azimutal, é o ângulo entre os raios solares e o norte geográfico. Esse ângulo varia durante o dia desde o momento do nascer do Sol até o pôr do Sol. Ao meio dia solar, o ângulo de azimute tem valor nulo, pois os raios solares incidentes coincidem com o norte geográfico (KITAYAMA, 2019). O ângulo de azimute solar pode ser visto na Figura 5.

Figura 5. Ângulos de zênite, elevação e azimute.



Fonte: MELO (2019).

O ângulo de azimute (az) solar pode ser calculado através da Equação 3 (GUEYMARD; MYERS, 2008).

$$az = 180 - \text{sen}^{-1}\left(\frac{\cos(\delta)\cos(H)}{\cos(\text{sen}^{-1}(\cos(z)))}\right) \quad (\text{Eq. 3})$$

Onde z é o ângulo de zênite, cuja expressão será apresentada a seguir.

Conforme Villalva (2015), a escolha do melhor posicionamento do painel fotovoltaico deve levar em consideração o movimento do Sol durante o ano. Para sistemas

instalados no hemisfério sul, os módulos devem estar instalados com a face voltada para o norte geográfico. Isso permite que o módulo receba radiação solar incidente em sua superfície durante todo o dia e com maior intensidade durante o meio-dia solar.

4.3.4. Zênite

Conforme pode-se observar na Figura 5, o ângulo de zênite é o ângulo entre um eixo vertical imaginário traçado a partir do ponto de observação e uma linha imaginária traçada do ponto de observação até o Sol (MELO, 2019). A Equação 4 apresenta a expressão do ângulo de zênite solar (GUEYMARD; MYERS, 2008).

$$\cos(z) = \sin(lati)\sin(long) + \cos(lat)\cos(long)\cos(H) \quad (\text{Eq. 4})$$

Onde lat e long são a latitude e a longitude do local, respectivamente.

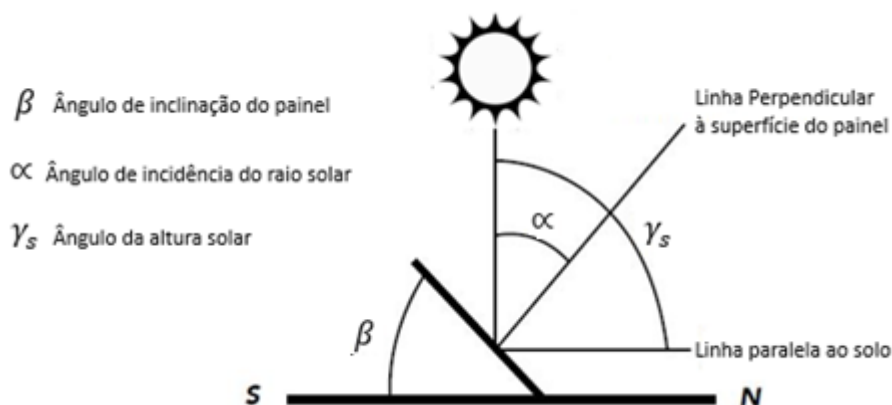
4.3.5. Elevação ou altitude solar

Para Melo (2019), a elevação solar, também chamada de altitude solar, é um ângulo complementar ao ângulo de zênite. Pode ser definido como o ângulo entre o plano horizontal e uma linha imaginária traçada do ponto de observação até o Sol, como mostrado na Figura 5.

4.3.6. Ângulo de inclinação do painel

Os módulos podem ser instalados em diferentes ângulos, devido à inclinação dos telhados, ou a fim de otimizar a incidência da irradiância em sua superfície. Dessa forma, o melhor aproveitamento da radiação solar incidente no painel ocorre quando os raios solares incidem perpendicularmente na superfície do painel, isto é, quando o ângulo de incidência do raio solar em relação a normal do plano do módulo FV for zero ($\alpha=0$), como é apresentado na Figura 6 (VILLALVA, 2015).

Figura 6. Ângulos de inclinação do painel, incidência dos raios solares e altura solar.



Fonte: FONTINELLE et al. (2021).

Para acompanhar essa angulação ótima, a inclinação dos painéis deveria ser ajustada diariamente para se adequar ao valor da altura solar, porém, normalmente os módulos fotovoltaicos são instalados de forma fixa (VILLALVA, 2015).

A escolha apropriada da inclinação dos módulos fotovoltaicos quando instalados em estruturas fixas permite que a produção de energia seja otimizada, enquanto a escolha incorreta reduz de forma significativa a incidência da radiação solar no módulo, assim comprometendo o desempenho do sistema (KITAYAMA, 2019). Um critério adotado para a escolha do melhor ângulo de inclinação dos painéis é mostrado na Tabela 2, onde a inclinação varia de acordo com a latitude geográfica do local.

Tabela 2. Ângulo de inclinação dos painéis.

Latitude do local	Ângulo de inclinação
0° à 10°	$\beta = 10^\circ$
11° à 20°	$\beta = \text{latitude}$
21° à 30°	$\beta = \text{latitude} + 5^\circ$
31° à 40°	$\beta = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\beta = \text{latitude} + 15^\circ$

Fonte: VILLALVA (2015).

4.3.7. Ângulo de incidência solar

O ângulo de incidência solar é o ângulo entre o feixe de radiação em uma superfície e a normal da superfície (DUFFIE; BECKMAN, 2013).

4.4. Conceitos de sistema fotovoltaico

Os sistemas fotovoltaicos podem ser do tipo isolado, também chamados de autônomos ou *off-grid*, ou podem ser conectados à rede. Os sistemas isolados são mais utilizados em locais que não são atendidos pela rede elétrica. Podem ser aplicados em locais como fazendas, áreas de camping, ou até mesmo na iluminação pública ou em sistemas de comunicação em estradas. Esses sistemas são compostos por módulos fotovoltaicos, baterias, controladores de carga e inversor (VILLALVA, 2015).

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) operam em paralelo com a rede elétrica, com o objetivo de reduzir a energia consumida diretamente da concessionária. Esses sistemas devem fazer parte do sistema de compensação de energia elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, conforme mencionado anteriormente.

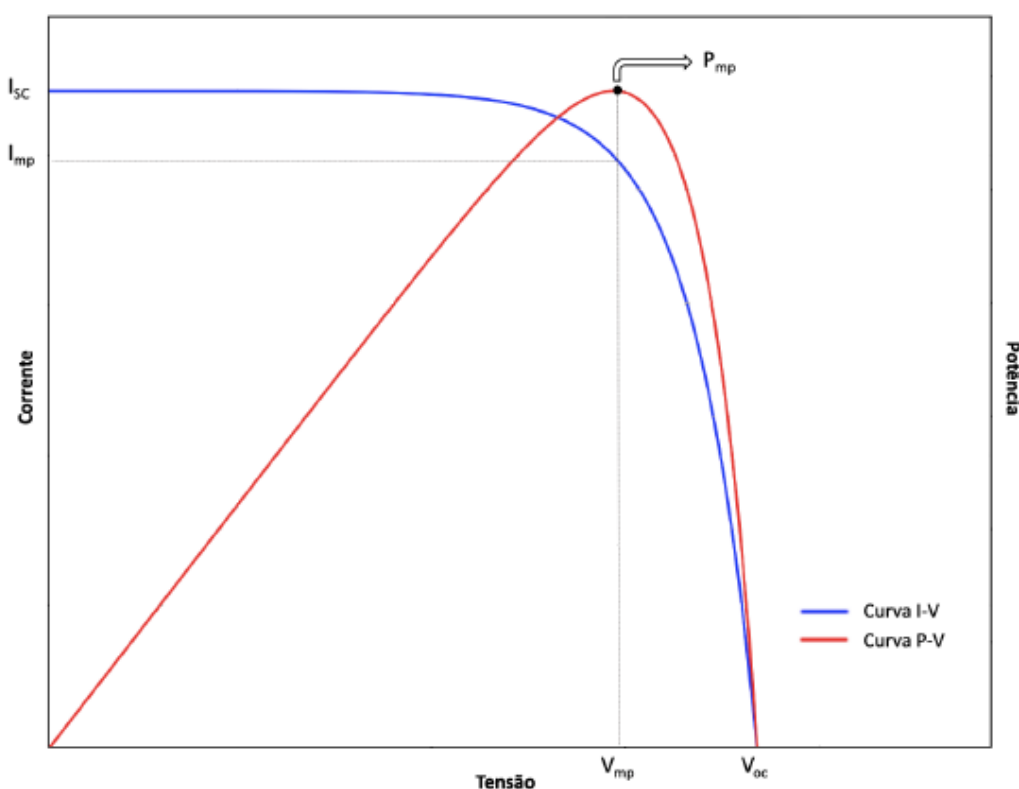
Os sistemas conectados à rede são compostos, basicamente, por módulos e inversores fotovoltaicos, além de cabeamento e equipamentos de proteção. O inversor fotovoltaico tem a função de converter a energia em corrente contínua dos módulos fotovoltaicos em corrente alternada, para poder ser injetada na rede ou utilizada pelas cargas (VILLALVA, 2015).

Esses sistemas devem ser projetados para gerar uma quantidade de energia compatível com a(s) unidade(s) consumidora(s), e no caso da modalidade de autoconsumo remoto, devem ser levadas em consideração o consumo de todas as cargas que irão ter os créditos compensados pela unidade geradora.

4.4.1. Conceitos das tecnologias de módulos FV

A célula fotovoltaica é o dispositivo básico de um sistema fotovoltaico, que converte diretamente a radiação solar em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. Para atingir maiores níveis de potência e tensão, as células fotovoltaicas são agrupadas em série para formar um módulo fotovoltaico. Esse dispositivo não apresenta tensão e corrente de saída constante, pois esses parâmetros dependem das condições climáticas e de radiação solar do local de instalação (VILLALVA, 2015). As curvas características de um módulo fotovoltaico são chamadas de curva I-V e curva P-V. A Figura 7 apresenta as curvas características em condições uniformes, ou seja, com suas células sob a mesma irradiância e temperatura.

Figura 7. Curvas características I-V e P-V de módulos fotovoltaicos em condições uniformes.



Fonte: SILVA (2020).

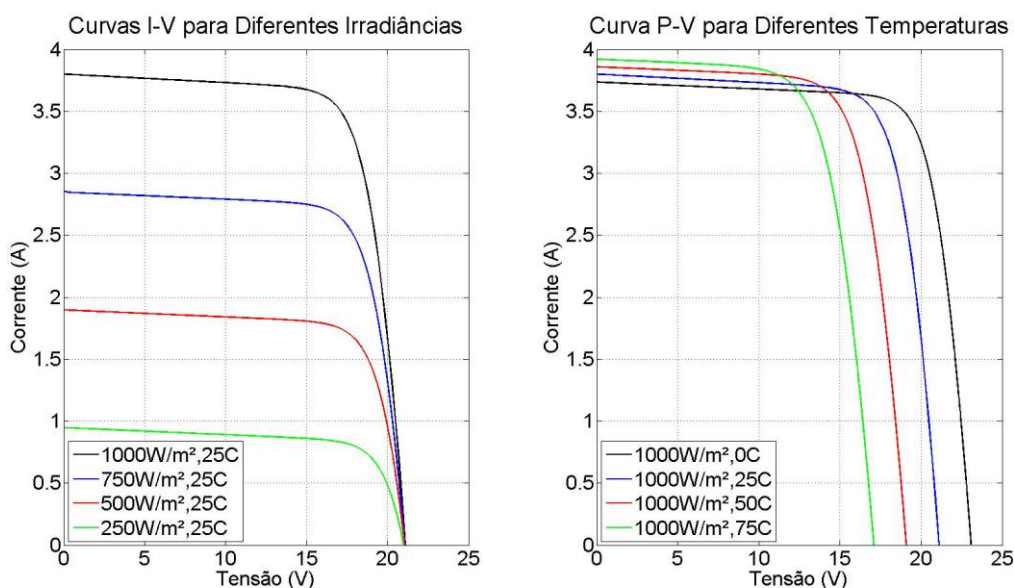
Onde I_{SC} é a corrente de curto-circuito, igual a corrente máxima que os módulos conseguem produzir. I_{MP} é a corrente de máxima potência. V_{OC} é a tensão de circuito aberto, igual a tensão máxima que os módulos conseguem produzir. V_{MP} é a tensão de máxima

potência. P_{MP} é a potência máxima que um painel consegue produzir em determinada condição climática e de radiação solar.

É importante ressaltar que as curvas características dos módulos fotovoltaicos variam de acordo com as condições climáticas. A corrente de um módulo fotovoltaico é diretamente proporcional à irradiância incidente no módulo, enquanto a tensão é inversamente proporcional a temperatura de operação do módulo (VILLALVA, 2015).

As curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico sofrem alterações de acordo com a variação de irradiância incidente e temperatura do módulo. A irradiância influencia principalmente na corrente do módulo e a temperatura influencia principalmente na tensão do módulo fotovoltaico, conforme mostrado na Figura 8.

Figura 8. Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaicos para diferentes condições de irradiância incidente e temperatura do módulo.

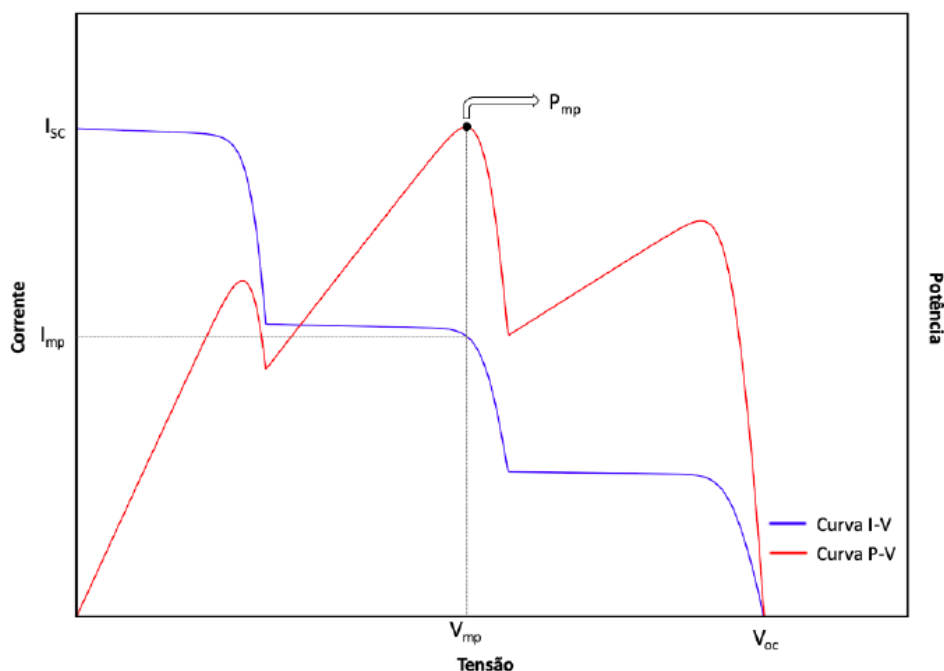


Fonte: MOREIRA (2018).

As curvas I-V e P-V também sofrem alterações quando o módulo está em condições de não-uniformidade, essas condições acontecem quando o módulo está sofrendo sombreamento parcial, devido a árvores ou construções próximas a instalação, sujeidade, excrementos de animais, entre outras. As condições não-uniformes fazem com que as células operem em diferentes irradiâncias e temperaturas. Portanto, cada célula apresenta uma curva característica, fazendo com que as curvas I-V e P-V do módulo fotovoltaico possuam vários

picos. A Figura 9 apresenta um exemplo de curvas I-V e P-V em condições de sombreamento parcial (SILVA, 2020).

Figura 9. Exemplo de curvas I-V e P-V em condições de sombreamento parcial.



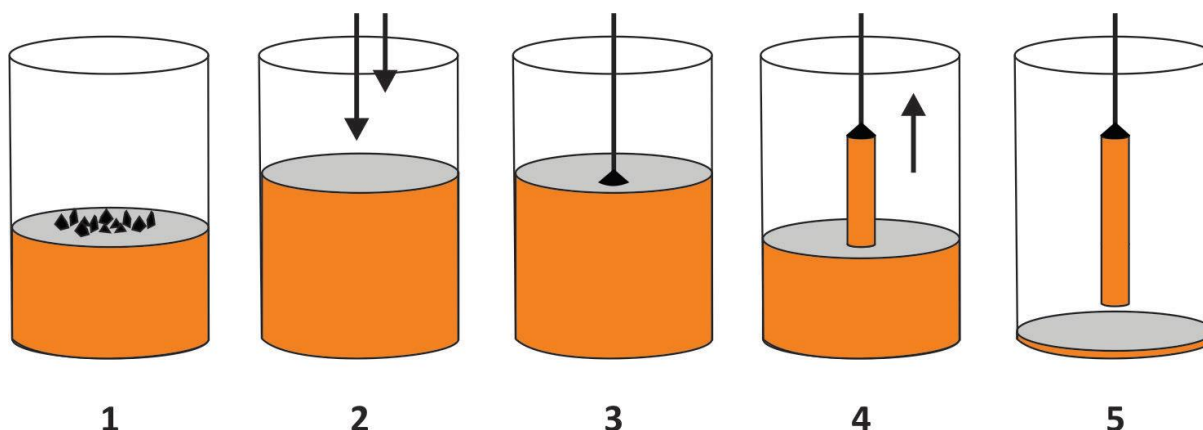
Fonte: SILVA (2020).

Os módulos fotovoltaicos são normalmente conectados em série para formar uma *string*, ou série fotovoltaica. As curvas características de uma *string* têm o mesmo formato das curvas características de um módulo fotovoltaico, porém, com o somatório das tensões e potências dos módulos (VILLALVA, 2015). Nesse caso, um módulo com menor corrente ou tensão pode limitar a geração dos outros módulos conectados em série a ele.

4.4.2. Células fotovoltaicas monocristalinas

Dentro das tecnologias de células fotovoltaicas oferecidas no mercado mundial, a de silício cristalino apresenta uma participação de 95%, o que a torna a mais aplicada nos projetos fotovoltaicos (VDMA, 2021). Por esse motivo, esse trabalho adotará como base os módulos fotovoltaicos de silício cristalino.

Essa tecnologia pode ser composta por silício mono e policristalino. O processo de fabricação de células fotovoltaicas de silício monocristalino é mostrado na Figura 10.

Figura 10. O Processo Czochralski.

Fonte: SOUZA et al. (2020).

O silício, como mostrado na Figura 10-1, é aquecido em altas temperaturas e submetido a um processo de formação de cristal, chamado método de Czochralski. Nesse processo, um cristal semente é colocado no fim de um eixo rotativo e mergulhado no silício, como representado nas Figuras 10-2 e 10-3. O eixo rotativo começa a subir lentamente girando, formando um lingote de silício em formato cilíndrico, como pode ser observado nas Figuras 10-4 e 10-5. O lingote cilíndrico é cortado em bolachas (também conhecido como *wafers*) circulares para a fabricação das células de silício monocristalino. Porém, devido à necessidade de economizar espaço nos módulos fotovoltaicos, as bolachas cilíndricas têm suas bordas cortadas em bolachas quadradas com bordas chanfradas (MESQUITA et al., 2019; SOUZA et al., 2020).

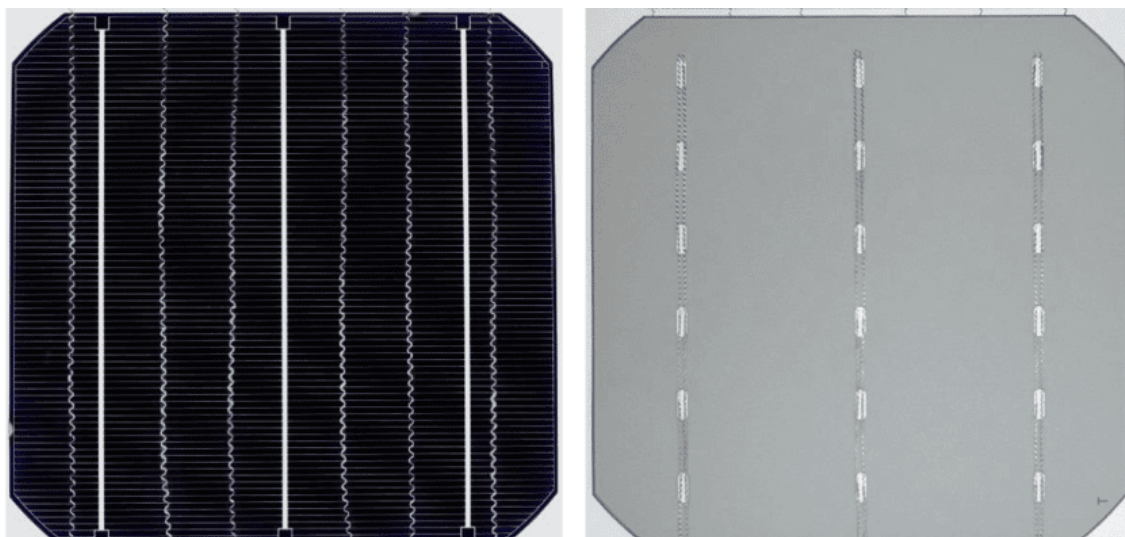
De acordo com o *International Technology Roadmap for Photovoltaic* (ITRPV), a participação de mercado do silício monocristalino em 2020 foi de cerca de 80%, com previsão de crescimento para até 95% nos próximos 10 anos (VDMA, 2021).

4.4.3. Módulos fotovoltaicos monofaciais

Usualmente, os módulos fotovoltaicos são compostos por células fotovoltaicas de silício cristalino monofaciais. Essas células recebem um contato na parte inferior de alumínio em toda a área da célula, além de um campo de superfície posterior (*back surface field* – BSF). Por estarem totalmente cobertas pelo fundo protetor, as células não conseguem captar

irradiância na parte posterior (AKEN et al., 2019). A Figura 11 apresenta as superfícies frontal e traseira de uma célula fotovoltaica monofacial.

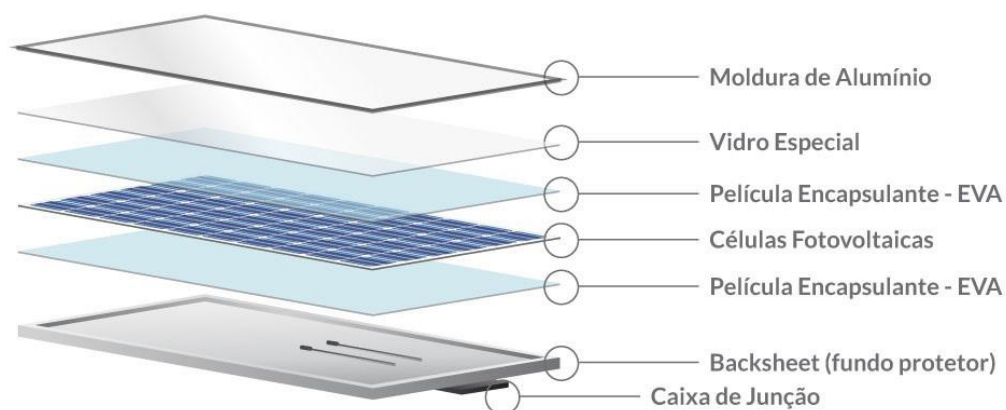
Figura 11. Célula monocristalina monofacial, frente e verso.



Fonte: VILLALVA (2019).

Além disso, os módulos fotovoltaicos monofaciais possuem um *backsheet* opaco em sua traseira, na cor branca (YUSUFOGLU et al., 2015). Os componentes de um módulo fotovoltaico monofacial são mostrados na Figura 12.

Figura 12. Componentes de um módulo fotovoltaico monofacial.



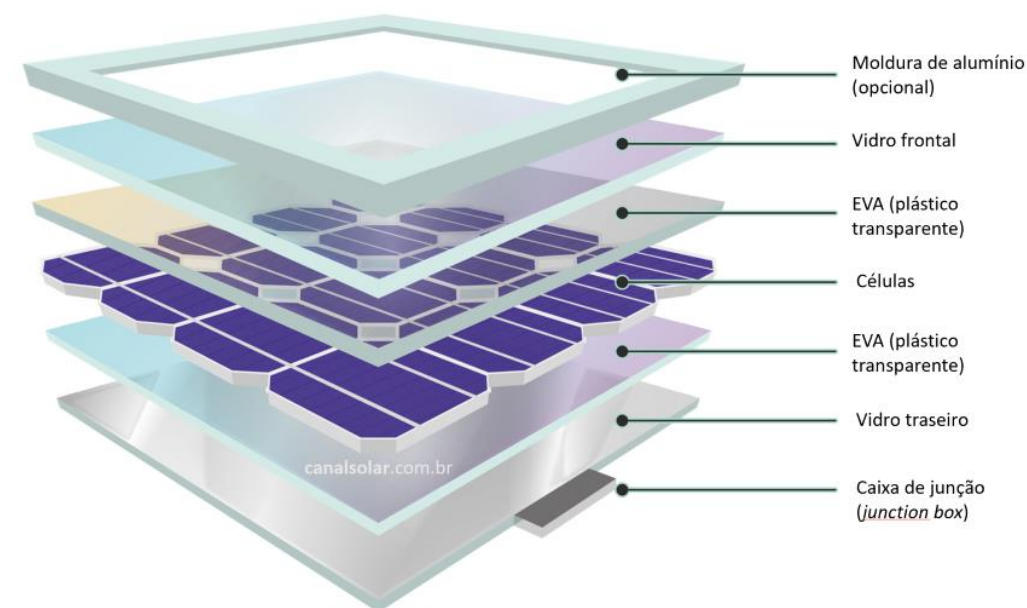
Fonte: BLUESOL ENERGIA SOLAR (2018).

Os módulos monofaciais podem ser construídos com vidro no local do backsheet opaco, mesmo assim, as células fotovoltaicas não conseguem captar a irradiância refletida pelo solo, por possuírem a camada de alumínio em sua parte traseira.

4.4.4. Módulos fotovoltaicos bifaciais

As células de silício cristalino dos módulos fotovoltaicos bifaciais recebem em sua parte posterior o mesmo tratamento antirreflexivo de sua frontal, ao invés da metalização das células monofaciais, para permitir que a célula receba luz pela parte inferior. Já os módulos bifaciais devem ser construídos com uma lâmina traseira de vidro no lugar do *backsheet* opaco dos módulos monofaciais. A composição de um módulo fotovoltaico bifacial pode ser vista na Figura 13 (VILLALVA, 2019).

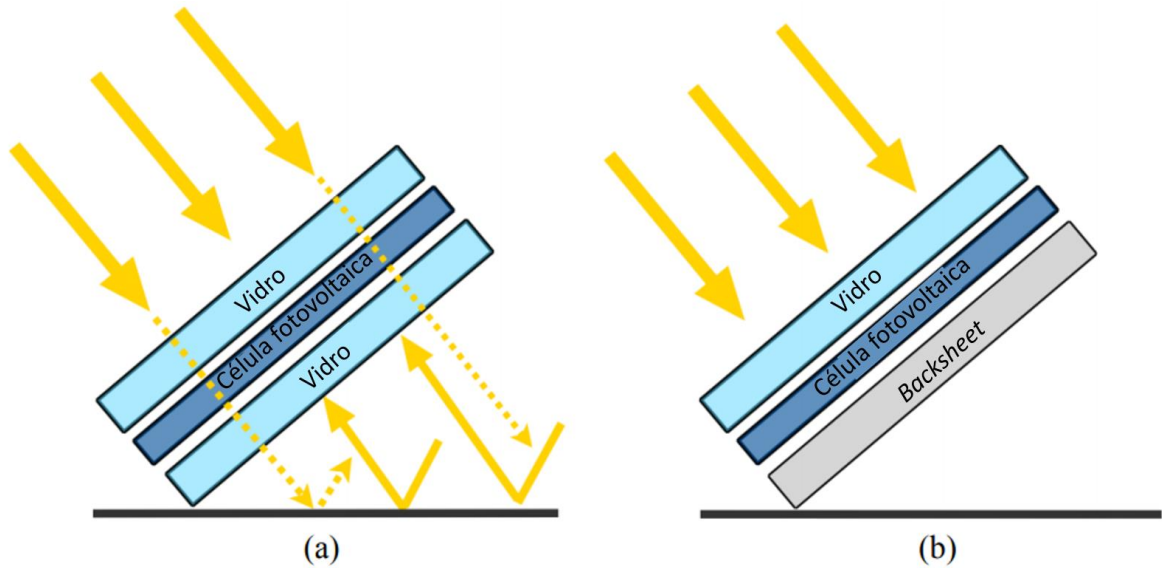
Figura 13. Composição de um módulo fotovoltaico bifacial.



Fonte: VILLALVA (2019).

Os módulos fotovoltaicos bifaciais possibilitam um certo ganho de geração de energia, devido à possibilidade de absorverem também a irradiância que é refletida pelo solo. A Figura 14 apresenta as diferenças entre módulos fotovoltaicos monofocais e bifaciais.

Figura 14. Estrutura genérica de um módulo fotovoltaico a) bifacial e b) monofacial.



Fonte: (LANGELS; GANNEDAHL, 2018).

Os módulos bifaciais possuem suas características elétricas muito similares às dos módulos monofaciais, como tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito e potência máxima. No entanto, além das características em *Standard Test Condition* (STC), o fabricante informa as características dos módulos em diferentes condições de ganho bifacial.

O ganho bifacial é dado em porcentagem (%) e trata-se de uma comparação entre os desempenhos das tecnologias de módulos padrão (monofacial) e bifacial. O ganho bifacial de um módulo bifacial em comparação a um módulo monofacial, ambos com a mesma potência de superfície frontal é dado pela Equação 5 (AKEN et al., 2019).

$$GB = 100 \times \frac{E_B - E_M}{E_M} \quad (\text{Eq. 5})$$

Onde GB é o ganho bifacial, E_B é a energia gerada pelo módulo bifacial e E_M é a energia gerada pelo módulo monofacial.

É possível perceber a mudança nas características elétricas dos módulos bifaciais para diferentes ganhos bifaciais por meio da Tabela 3, que apresenta o ganho de módulos da série MBK-360-390-5P da BYD.

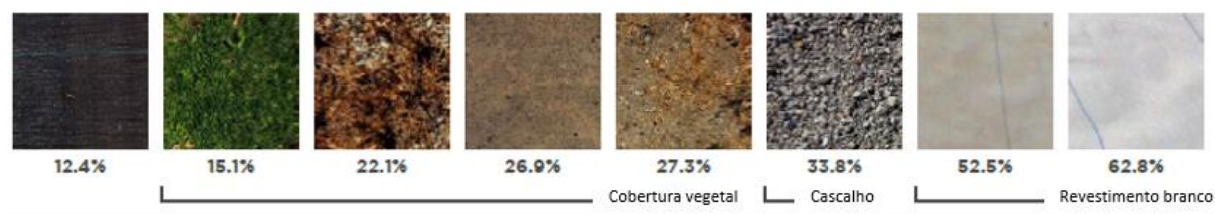
Tabela 3. Impactos do ganho bifacial de módulo fotovoltaico bifacial de silício cristalino da série MBK-360-390-5P da BYD.

GANHO BIFACIAL		5%					15%					
TIPO DE MÓDULO	Potência Máx.(W)	VOC	Vmp	Isc	Imp	Eficiência do Módulo(%)	Potência Máx.(W)	VOC	Vmp	Isc	Imp	Eficiência do Módulo(%)
360MBK-PT	378	47.3	38.7	10.22	9.78	19.0	414	47.3	38.7	11.19	10.7	20.8
365MBK-PT	383	47.7	38.9	10.29	9.86	19.2	420	47.7	38.9	11.27	10.8	21.1
370MBK-PT	389	48.1	39.1	10.36	9.94	19.5	426	48.1	39.1	11.35	10.9	21.4
375MBK-PT	394	48.3	39.3	10.43	10.03	19.8	431	48.3	39.3	11.27	11.0	21.6
380MBK-PT	399	48.5	39.5	10.49	10.1	20.0	437	48.5	39.5	11.49	11.1	21.9
385MBK-PT	404	48.7	39.7	10.55	10.2	20.3	441	48.7	39.7	11.56	11.2	22.2
390MBK-PT	410	49.0	39.9	10.62	10.3	20.6	449	49.0	39.9	11.27	11.3	22.5

Fonte: BYD (2019).

A altura dos módulos e o albedo do solo são as duas principais características do sistema que podem influenciar no ganho de geração de energia dos módulos bifaciais (IEC, 2019). Como mencionado anteriormente, o albedo é o índice reflectância do solo. Portanto, se refere às propriedades do solo ao qual o sistema fotovoltaico bifacial está instalado. A Figura 15 apresenta alguns tipos de solo e seus respectivos albedos.

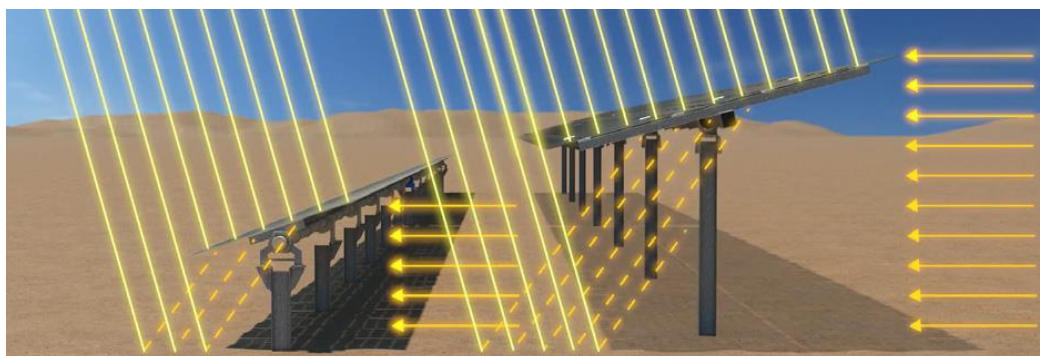
Figura 15. Tipos de solo.



Fonte: (PÉREZ; BENAVENTE; BERBEL, 2019).

A altura dos módulos influencia no ganho bifacial devido ao auto sombreamento, que é mais acentuado quando os módulos estão instalados próximos ao solo. Portanto, é recomendável que os módulos bifaciais sejam instalados com uma altura maior. De acordo com PÉREZ *et. al.* (2019), para sistemas com *trackers*, a altura ótima está entre 2 e 2,5 metros. A Figura 16 ilustra o auto sombreamento entre duas fileiras com diferentes alturas.

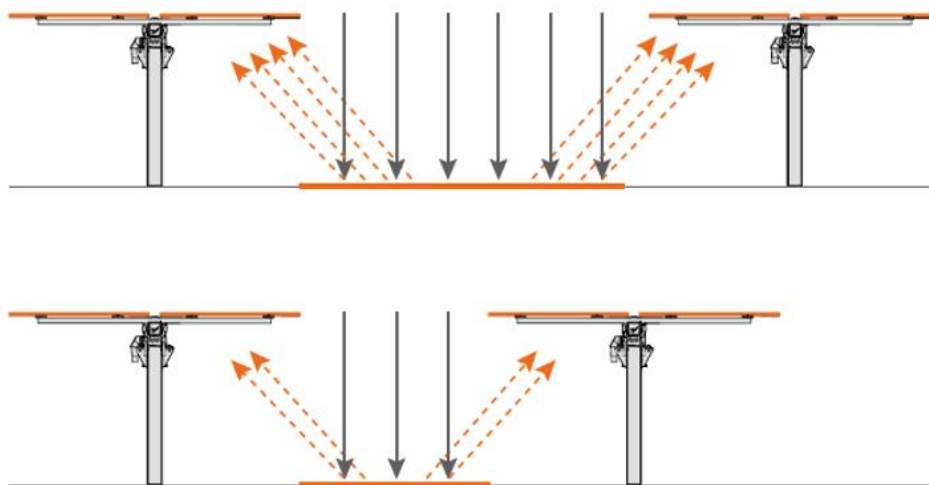
Figura 16. Influência da altura dos módulos bifaciais no auto sombreamento.



Fonte: (PÉREZ; BENAVENTE; BERBEL, 2019).

Outro fator que influencia no auto sombreamento, é a distância entre as fileiras, conforme mostrado na Figura 17.

Figura 17. Influência da distância entre fileiras na irradiância refletida pelo solo.



Fonte: (PÉREZ; BENAVENTE; BERBEL, 2019).

Sistemas com maior distância entre as fileiras permitem maior incidência de irradiância no solo entre as fileiras, aumentando a quantidade de irradiância a ser refletida e irá incidir na traseira dos módulos.

Devido à vantagem do ganho de geração de energia, a utilização de módulos bifaciais permite a redução da área utilizada pelos módulos para a geração de uma mesma quantidade de energia. Aguiar (2020) estimou uma redução de área de cerca de 32% quando

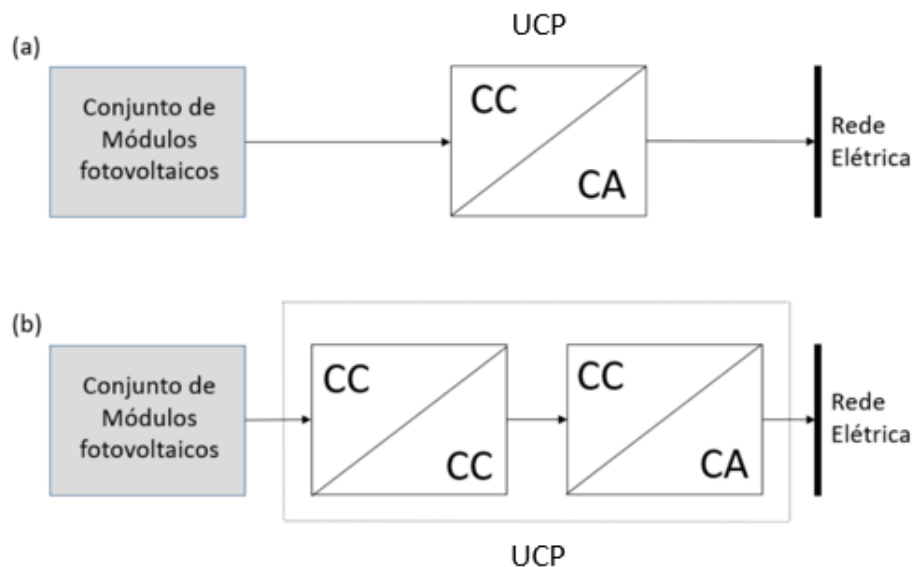
comparado com módulos monofaciais. É importante ressaltar também a redução na instalação, operação e manutenção e cabeamento para uma mesma quantidade de geração de energia, devido à redução da quantidade de módulos.

Em 2020, os módulos monofaciais custavam 0,20 US\$/Wp, e os módulos bifaciais custavam 0,30 US\$/Wp, onde Wp é a potência da superfície frontal dos módulos fotovoltaicos. Acredita-se que os módulos bifaciais serão responsáveis por cerca de 70% do mercado fotovoltaico em 2030 (VDMA, 2021). No Brasil, os módulos bifaciais custam cerca de 3,56 R\$/Wp, enquanto os módulos monofaciais custam cerca de 3,31 R\$/Wp (COMPUBR TECNOLOGIA, 2021; TEILIX EIRELI, 2021). Em 2020, 20% dos módulos importados que entraram no Brasil eram bifaciais, e no primeiro semestre de 2021, os módulos bifaciais já responderam por 33% do total de módulos importados (GREENER, 2021a).

4.5. Componentes básicos de uma arquitetura convencional de um sistema fotovoltaico conectado à rede

O sistema FV conectado à rede é constituído de três partes básicas: módulos FV, Unidade de Condicionamento de Potência (UCP) e quadros de proteções. No Brasil, é utilizada a ABNT NBR 16690:2019 para tratar dos requisitos de projetos fotovoltaicos, no que tange as instalações elétricas do arranjo fotovoltaico. As UCPs geralmente são de um ou dois estágios de conversão, conforme a Figura 18.

Figura 18. Exemplo de SFCR com conversor de (a) único estágio, e (b) dois estágios.



Fonte: Adaptado de Silva et al. (2019).

A topologia de montagem de sistemas fotovoltaicos em solo foi adotada nesse trabalho, devido a utilização dos módulos bifaciais. Em solo, os módulos fotovoltaicos são alocados em mesas (*sheds*) que formam várias fileiras. A Figura 19 representa um exemplo de um sistema fotovoltaico conectado à rede em solo.

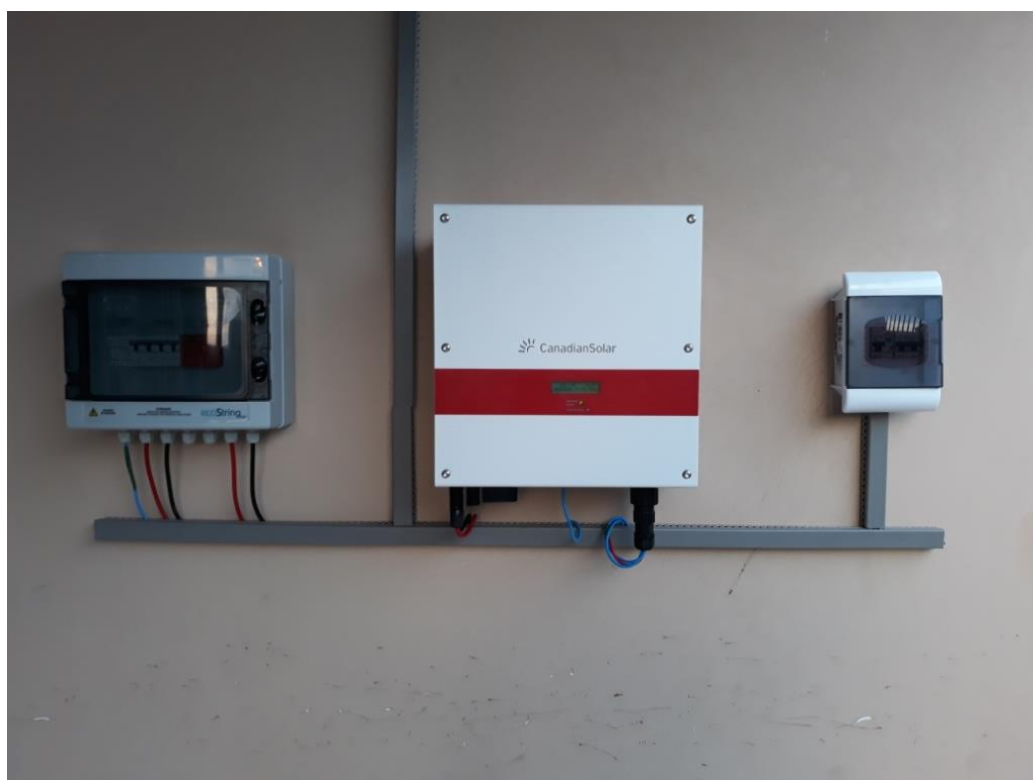
Figura 19. Exemplo de instalação fotovoltaica no solo



Fonte: Lau (2017).

Geralmente, todos os elementos de seccionamento e proteções dos circuitos CC dos arranjos fotovoltaicos são montados na caixa de junção (*stringbox*), instalados antes da UCP. Os circuitos de corrente alternada formados por elementos de seccionamento e proteções CA são alocados depois da UCP. Nesse ponto, é importante evitar o cruzamento dos cabos CC e CA, além de trabalhar com as proteções em quadros separados. Na Figura 20 é demonstrado um exemplo de UCP, com as proteções em quadros laterais.

Figura 20. Exemplo de inversor fotovoltaico com proteções na lateral.



Fonte: AKISOLAR ENGENHARIA (2021).

A UCP é o elemento que recebe a potência elétrica CC proveniente de módulos fotovoltaicos, e realiza o controle e conversão da energia fotovoltaica adaptando a corrente e tensão para as características da concessionária local. Logo, a UCP é o elemento que extrai a máxima potência dos arranjos fotovoltaicos, sendo limitada pela potência nominal da UCP.

Para extrair a máxima potência dos módulos fotovoltaicos, a UCP faz uso de um algoritmo para rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT - *maximum power point tracking*) com base no chaveamento do conversor eletrônico (MOREIRA, 2019). Isso é

necessário já que a curva fotovoltaica tem vários pontos para trabalho, e é preciso definir uma tensão de trabalho para cada momento. O MPPT pode então influenciar na quantidade de energia extraída dos módulos fotovoltaicos.

A UCP faz uso de um sistema de proteção anti-ilhamento, que tem como objetivo garantir a segurança das pessoas, equipamentos e instalações quando ocorrer interrupção no fornecimento da rede elétrica (VILLALVA, 2015), desligando a injeção de energia da UCP na rede elétrica. Além disso, também possuem outros pontos voltados a manter a qualidade de energia, e outras proteções. A norma brasileira que apresenta diretrizes para isso é a NBR IEC 62116.

A caixa de junção (*stringbox*) é composta pelo dispositivo de proteção contra surto (DPS) para aplicações fotovoltaicas em CC, e a chave seccionadora ou disjuntor também CC. Na Figura 21 pode-se perceber como é construído uma stringbox para aplicação em sistemas fotovoltaicos.

Figura 21. Exemplo de caixa de junção.



Fonte: SUNPROP (2021).

No quadro CA os componentes básicos são semelhantes aos da caixa de junção, com a exceção de que serão componentes específicos para trabalho em CA. Logo, tem-se um DPS para CA e um disjuntor para CA. Em caso de múltiplos inversores, as suas saídas em CA podem ser equipotencializadas, fase a fase, com uso de barramento CA e um único DPS. Um exemplo de quadro CA para sistemas fotovoltaicos é visto na Figura 22.

Figura 22. Exemplo de Quadro CA.



Fonte: Energia Solar phb (2021)

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede aqui estudados, junto com a Resolução Normativa nº 482/2012 e sua atualização para Resolução Normativa nº 687/2015, possibilitou a expansão da aplicação de sistemas de autoconsumo remoto. O destaque para o uso da modalidade de autoconsumo remoto está na oportunidade de eliminar alguns desafios para implantação de SFCR em alguns tipos de unidades consumidoras. Exemplo destes desafios são a limitação de espaço para a instalação, arquiteturas diferenciadas de telhados, segurança, reduzir a quantidade de sistemas distintos para um mesmo CPF ou CNPJ, entre outros.

4.6. Dimensionamento de sistema fotovoltaico

A seguir será apresentada a metodologia para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede considerando o cálculo das horas de sol pleno (HSP), que é um dos métodos utilizados pela literatura, para oferecer facilidade nos cálculos e uma aproximação da energia necessária para produção pelo sistema fotovoltaico. O dimensionamento com base nesse método é recomendado para situações em que não existem situações de sombras, várias orientações, e inclinações, ou uso de módulos bifaciais. Nos casos em que envolvem uma ou alguma dessas situações, se faz necessário o uso de softwares de simulações fotovoltaicas como PVsyst para um projeto ótimo. No presente trabalho, não é realizado o dimensionamento pelas fórmulas apresentadas, e sim o software PVsyst.

4.6.1. Cálculo das Horas de Sol Pleno (HSP)

Primeiramente, deve-se obter a irradiação incidente no local onde o sistema será instalado. Essa informação pode ser obtida por meio de medição ou dos dados fornecidos pelo sistema SunData do CRESESB (CRESESB, 2021). É necessário determinar, então, a quantidade de horas de sol pleno (HSP), tempo equivalente à irradiação de referência 1000 W/m². O cálculo das HSP é mostrado na Equação 6 (QUEIROZ, 2014).

$$HSP = \frac{\text{radiação média diária incidente}}{\text{radiação solar de referência}} \quad (\text{Eq. 6})$$

4.6.2. Dimensionamento da potência dos módulos

A potência dos módulos é obtida por meio da Equação 7 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$P_{FV}(Wp) = \frac{E}{TD \times HSP} \quad (\text{Eq. 7})$$

Onde P_{FV} é a potência nominal de pico dos módulos fotovoltaicos nas condições de STC, E é o consumo diário médio anual da edificação onde o sistema será instalado, e TD é a taxa de desempenho, ou o PR (*performance ratio*).

A taxa de desempenho é definida como a relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho teórico, leva em consideração as perdas por queda de tensão

devido à resistência dos condutores, sombreamento, eficiência do inversor, entre outras. Pode-se considerar um valor de TD entre 70 e 80% (PINHO; GALDINO, 2014).

4.6.3. Dimensionamento do inversor fotovoltaico

A potência aproximada do inversor é feita por meio de um subdimensionamento da potência do gerador fotovoltaico, considerando que em condições reais de operação a potência do gerador fotovoltaico será inferior a potência em STC. A potência aproximada do inversor é calculada por meio da Equação 8 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$P_{inv} = F_{sub,inv} * P_{FV} \quad (\text{Eq. 8})$$

Onde P_{inv} é a potência aproximada do inversor e $F_{sub,inv}$ é o fator de subdimensionamento do inversor.

Na literatura existem diversos valores adotados para o $F_{sub,inv}$, entre 60% e 80%, entretanto, em Roversi e Rampinelli (2019) é destacado que a escolha de fatores de dimensionamento não é trivial.

Além disso, as tensões e correntes dos módulos em série/paralelo devem ser compatíveis com as tensões e correntes do inversor, inclusive considerando a alteração de temperatura, de acordo com as Equações 9, 10 e 11 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$N \times V_{oc,mod} < V_{max,inv} \quad (\text{Eq. 9})$$

$$V_{mpp,min,inv} < V_{mpp,mod} < V_{mpp,max,inv} \quad (\text{Eq. 10})$$

$$Ns \times I_{sc,mod} < I_{max,inv} \quad (\text{Eq. 11})$$

Onde N é o número de módulos em série, $V_{oc,mod}$ é a tensão de circuito aberto de um módulo fotovoltaico, $V_{max,inv}$ é a tensão máxima que o inversor suporta, $V_{mpp,min,inv}$ e $V_{mpp,max,inv}$ são as tensões mínima e máxima de operação do rastreador de máxima potência do inversor, respectivamente. Ns é o número de séries em paralelo, $I_{sc,mod}$ é a corrente de curto-circuito de um módulo e $I_{max,inv}$ é a corrente máxima suportada pelo inversor.

4.7. Conceitos de figuras de mérito aplicadas em sistemas fotovoltaicos

Figuras de mérito são os indicadores de confiabilidade, alcance e eficiência de um método analítico (MOURA et al., 2019). Logo, com a determinação e utilização das figuras de mérito pode-se rastrear as potencialidades de um sistema, e caracterizá-lo. Nesse trabalho, as figuras de mérito foram divididas em figuras de mérito técnicas e econômicas.

4.7.1. Figuras de mérito técnicas aplicadas em sistemas fotovoltaicos

As figuras de mérito do aspecto técnico são capazes de avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos e comparar diferentes sistemas. Isso é importante, pois os sistemas fotovoltaicos sofrem diversos efeitos do ambiente, processo de fabricação de materiais, tecnologias, entre outros. Assim, para cada local, arquitetura de sistema fotovoltaico e tipo de equipamento (módulo fotovoltaico, inversores fotovoltaicos, proteções) irão existir variações de desempenho.

Zilles (2012) lista alguns indicadores para o desempenho de sistemas fotovoltaicos, sendo possível comparar sistemas até em diferentes localidades. O primeiro indicador é a energia produzida por um sistema fotovoltaicos (E_{FV}), definido por Alice (2019) como a integral da potência de saída do inversor pelo tempo (Eq 12). Esse tempo serão as horas de sol que um sistema é exposto.

$$E_{FV} = \int_{t1}^{t2} P_{saidainv} * dt \quad (\text{Eq. 12})$$

O segundo indicador seria a produtividade específica de um sistema fotovoltaico (Y_F), chamado por alguns autores também de rendimento final (SILVA et al., 2019). A produtividade específica é a relação existente entre a energia fornecida à carga e a potência nominal do gerador, conforme a Equação 13 (SILVA, 2019). Onde o período analisado é geralmente um ano (ou seja, 8760 horas). P_{FV} é a potência do sistema fotovoltaico de painéis em STC.

$$Y_F = \frac{\int_{t1}^{t2} P_{saidainv} * dt}{P_{FV}} \quad (\text{Eq. 13})$$

Pela Eq 13 percebe-se que a produtividade específica de um sistema fotovoltaico é a energia gerada injetada a rede elétrica durante todo o período em análise em relação a sua potência total (kWp). A produtividade específica muda de acordo com a região e condições de irradiância, existindo diferentes valores para países de características continentais como o Brasil. Logo, é uma figura de mérito que pode servir para comparar sistemas com configurações semelhantes em locais distintos.

A terceira variável analisada é o rendimento global do sistema, conhecido popularmente de *Performance Ratio* (P_R), também conhecido como Taxa de Desempenho (TD). O P_R representa a relação que ocorre entre a produtividade específica do sistema e a máxima irradiação possível no plano inclinado do sistema fotovoltaico (SILVA, 2019). Assim, muitos retratam como uma medida de eficiência, e é dada em porcentagem. A Equação 14 apresenta a fórmula do P_R , conforme (SILVA, 2019).

$$P_R = \frac{Y_F}{\left(\int_{t_1}^{t_2} G_{t,\beta} * dt / G_{ref} \right)} \quad (\text{Eq. 14})$$

Onde $G_{t,\beta}$ é a irradiância que atinge os módulos do sistema fotovoltaico no plano inclinado, e G_{ref} é a irradiância utilizada para o teste do módulo fotovoltaico em STC.

Silva (2020) faz um alerta sobre o P_R , destacando que essa figura de mérito não retrata a geração do sistema fotovoltaico e sim a eficiência. Existem sistemas mais eficientes que podem produzir menos energia de acordo com sua arquitetura fotovoltaica e limitações de potência. Logo, é necessário além do P_R utilizar outras figuras de mérito.

4.7.2. Figuras de mérito econômicas aplicadas em sistemas fotovoltaicos

Para avaliação econômica de sistemas fotovoltaicos, uma das figuras de mérito que se destaca é o custo nivelado de energia, ou LCOE (*Levelized Cost of Eletricity*), pois faz a relação dos custos para aquisição e operação de sistemas fotovoltaicos com a energia gerada (NAKABAYASHI, 2015). Logo, tem-se o valor mínimo do kWh de energia para compensar o investimento. Se o custo da energia na localidade é maior que o LCOE indica que o sistema é pagável.

Por outro lado, aplicar o LCOE permite testar tecnologias e verificar qual delas fornece o menor custo por kWh. Nessa direção, o LCOE é a figura de mérito base para as análises do presente trabalho, onde o objetivo é analisar o diferencial de um sistema com módulos bifaciais e monofaciais. Assim, pode-se calcular o LCOE pela Equação 15, conforme (BRANKER; PATHAK; PEARCE, 2011). Onde, C_t são todos os custos envolvidos no período de vida útil da usina (t), E_t é a energia total, e r é a taxa de desconto.

$$LCOE = \sum_{t=0}^T \frac{C_t / (1+r)^t}{E_t / (1+r)^t} \quad (\text{Eq. 15})$$

Na energia considerada para aplicação da fórmula pode-se utilizar a degradação dos módulos fotovoltaicos e outras perdas obtidas em simulação. Já em custos é interessante considerar sempre a inflação.

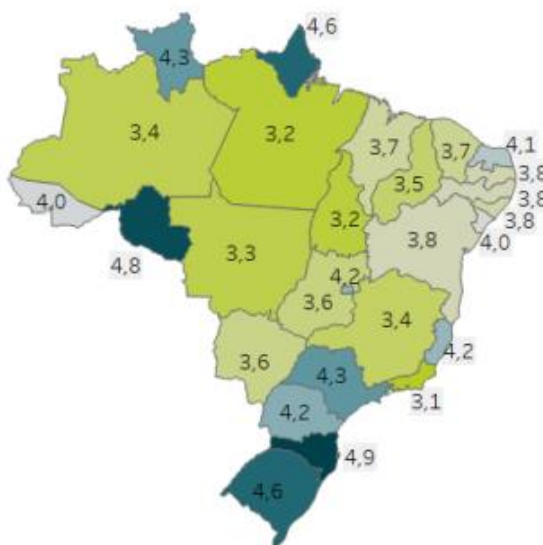
A taxa de desconto é um índice aplicado para comparar o retorno do investimento com outros tipos (FERNANDES, 2018), sendo que ao aplicar o valor de porcentagem o valor futuro é trazido para o presente. Assim, ao aplicar a taxa de desconto sabe-se quanto é o valor obtido no futuro, se considerado no presente. Dessa forma, o investidor entende se é possível ou não ter a porcentagem de rendimento anual que se deseja para o investimento. Para energia solar um valor conservador é de 10% ao ano (LYNDON; HANANIA; DONEV, 2016).

Logo, o LCOE pode também ajudar a comparar os custos de um sistema em diferentes regiões. Quando não se tem uma carga definida, pode-se simplesmente usar o LCOE para prever o custo do kWh dessa energia.

Outras figuras de mérito são o *payback*, o valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR). O *payback* é o tempo que leva para pagar o investimento. A TIR seria o valor da taxa de desconto que ao ser aplicada no fluxo de caixa, o valor presente líquido estaria no zero, não tendo retorno com o investimento. O valor da TIR em São Paulo ficou em torno de 10,6% em case de usinas fotovoltaicas de 5 MWp (GREENER, 2021b).

A Figura 23 mostra o *payback* médio em todos os estados do Brasil, segundo os estudos da Greener (2020) para sistemas de 50 kWp, o mais próximo ao estudado nesse trabalho.

Figura 23. Payback médio nos Estados do Brasil para sistemas de 50 kWp.



Fonte: Greener (2020).

4.8. Software para simulação: PVsyst

Buscando obter precisamente a geração de energia de um sistema fotovoltaico para as simulações do trabalho, utilizando módulos monofaciais e bifaciais, foi estudado a utilização do software PVsyst® (PVSYST, 2021).

O PVsyst é um software muito utilizado no mercado, com trabalhos que já testaram sua eficiência como em Machado et al. (2020). O software permite o estudo, projeto 3D e avaliação econômica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, isolados, e até mesmo híbridos. Além disso, o software pode gerar um relatório final de todo o projeto.

Para permitir simulações com elevada precisão o PVsyst é formado por um conjunto de algoritmos, e utiliza banco de dados solarimetricos renomados como a meteonorm, e NASA, sendo assim, uma ferramenta completa para trabalho.

O PVsyst® é composto por um banco de dados de equipamentos com milhares de componentes, bem como, os fabricantes em sua grande maioria disponibilizam arquivos para download de modelos de módulos fotovoltaicos e inversores fotovoltaicos. Na Figura 24 pode ser visto a tela de seleção de equipamentos, e configuração das *sheds* fotovoltaicas.

Figura 24. Tela do PVsyst de seleção de equipamentos.

Sub-grupo

Nome e orientação do sub-grupo
 Nome: Grupo FV
 Oriente: Sheds ilimitados
 Inclinação: 25°
 Azimute: 0°

Ajuda para o dimensionamento
 Sem pré dim. Introduza Pnom desejado 0.0 kWp
 ... ou superfície disponível(módulos) 0 m²

Seleção do módulo FV

Disponíveis: Filtro: Todos os módulos FV
 Trina Solar 410 Wp 35V Si-mono TSM-DE15H-(II)-410 Desde 2020 Datasheets 2020
☐ Utilizar otimizador
 Dimens. das tensões: Vmpp (60°C) 36.7 V
 Vco (-10°C) 56.3 V

Seleção do inversor

Disponíveis: Tensão de saída 300 V Tri 50Hz 50 Hz 60 Hz
 Ingeteam 765 kW 435 - 820 V TL 50/60 Hz Ingecon Sun 830TL B300 IP54 H1000 Desde 2015
 N.º de inversores 1 Tensão de funcionamento: 435-820 V Potência global inv. 765 kWca
 Tensão máxima entrada: 1000 V Inversor "string" com 15 entradas

Dimensionamento do grupo

Número de módulos e strings
 Mod. em série 17 entre 12 et 17
 Nr. strings 125
 Perdas sobre-pot. 0.0 %
 Rácio Pnom 1.14
 N.º de módulos 2125 Superfície 4318 m²

Condições de funcionamento
 Vmpp (60°C) 624 V
 Vmpp (20°C) 730 V
 Vco (-10°C) 957 V
 Irradiân. no plano 1000 W/m²
 Imp (STC) 1220 A
 Isc (STC) 1286 A
 Potênc. Máx. em funcionamento (em 1000 W/m² e 50°C) 795 kW
 Potência nom. grupo (STC) 871 kWp

Lista dos sub-grupos

Nome	#Mód	#String	#MPPT
Grupo FV			
Trina Solar - TSM-DE15H-(II)-4...	17	125	
Ingeteam - Ingecon Sun 830TL...	1	1	

Resumo do sistema global

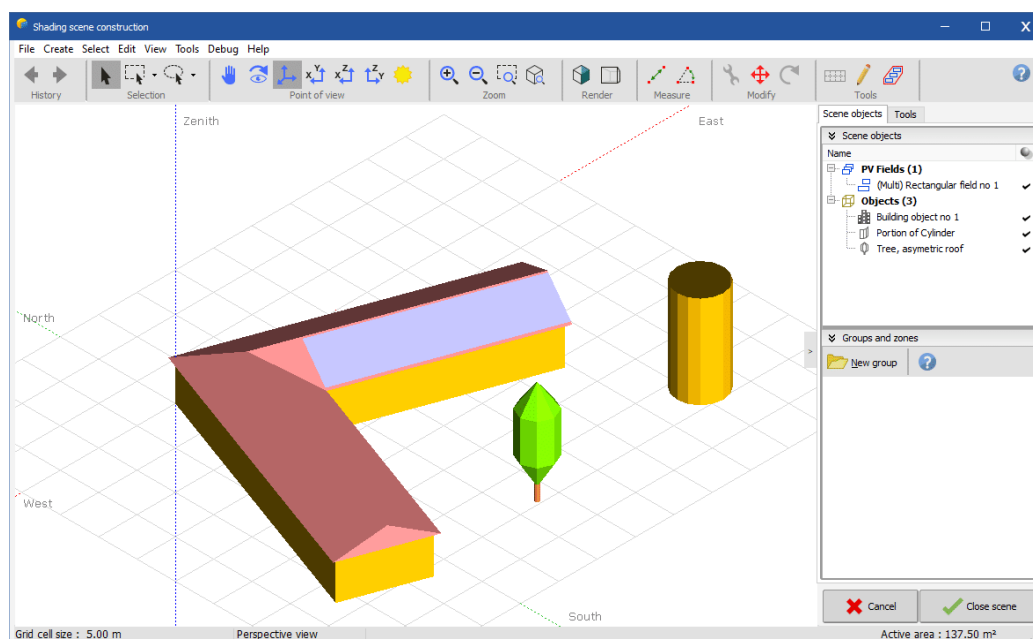
Número de módulos	2125
Superfície módulos	4318 m²
N.º de inversores	1
Potência nominal FV	871 kWp
Potência máxima FV	873 kWDC
Potência AC nominal	765 kWAC
Rácio Pnom	1.139

Sinopse do sistema Esquema simplificado Anular OK

Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

No PVsyst é possível importar fotos de mapas e desenhar todas as características do ambiente onde o sistema fotovoltaico será implementado, analisando todo impacto das sombras. Isso é visto na Figura 25 com um exemplo de desenho 3D.

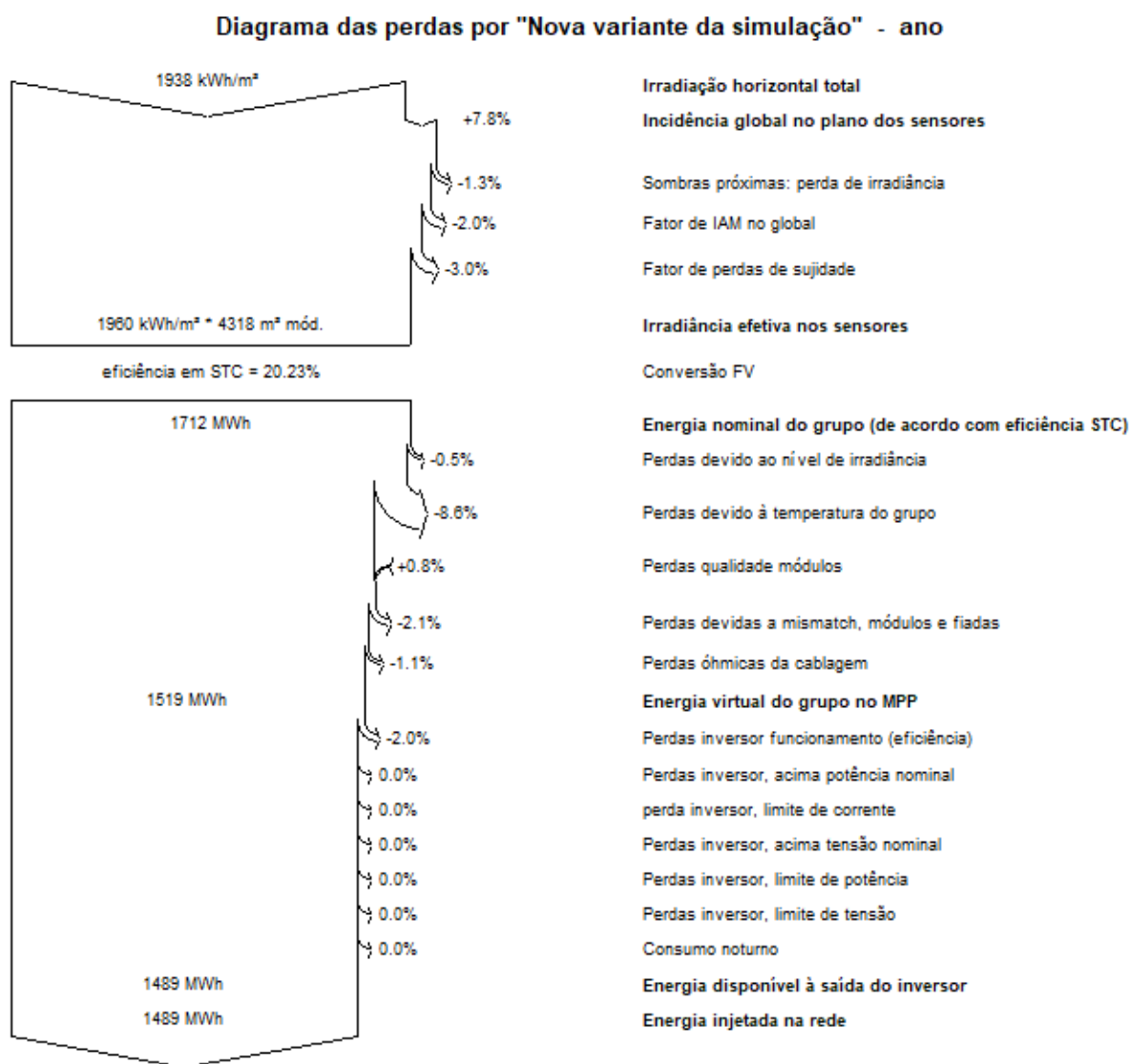
Figura 25. Tela do PVsyst para desenho 3D.



Fonte: PVsyst, (2021).

Com os algoritmos envolvidos, é possível verificar a porcentagem de várias variáveis nas perdas ou ganhos do sistema fotovoltaico. A Figura 26 (tela do software) mostra todas as perdas existentes em um sistema fotovoltaico, extraído do software PVsyst. Por exemplo, pode-se perceber que a temperatura tem um impacto relevante nas perdas.

Figura 26. Perdas do sistema fotovoltaico demonstradas em relatório do PVsyst.



Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

Apesar de todos os benefícios, o software PVsyst é pago anualmente, com custo de R\$ 3.426,40 na conversão do mês de agosto/21, e possui atualizações contínuas. Existe uma versão gratuita de 30 dias, completa, que será utilizada para o trabalho.

5. ESTUDO DE CASO

Para o estudo de caso foi proposto a implementação do sistema em um terreno na cidade de Boituva – SP. Duas simulações foram propostas modificando somente o tipo de módulo fotovoltaico, com o objetivo de ajudar na escolha do melhor tipo de tecnologia para a localidade e contribuir com uma análise técnica do ganho proporcionado pelos bifaciais para literatura. As subseções seguintes foram as etapas percorridas para as simulações.

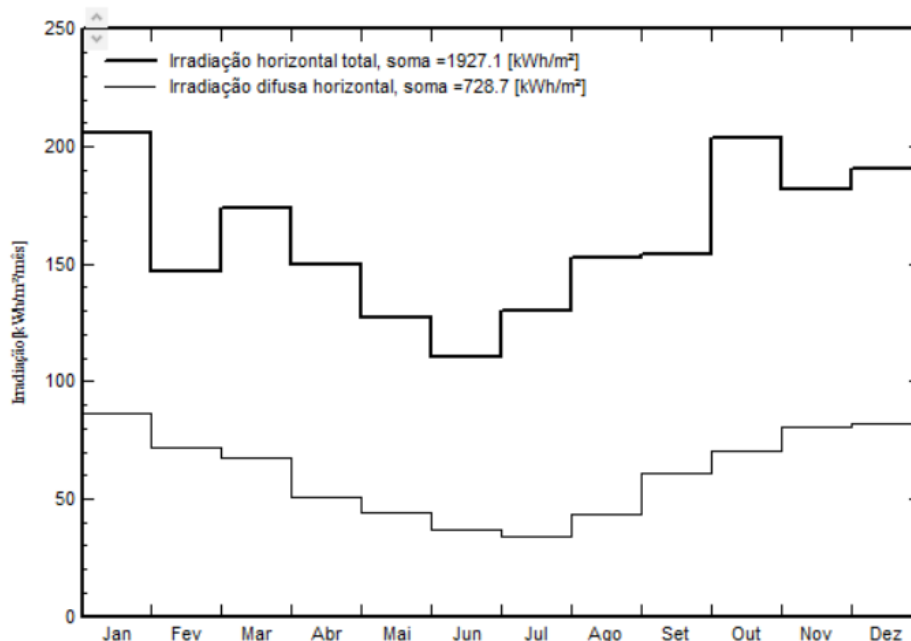
5.1. Localização do terreno e dados de irradiação

Utilizando o *software* PVsyst, o primeiro passo da simulação foi buscar a base de dados de Boituva-SP no banco de dados da Meteonorm 8.0 e gerar os arquivos para a localidade. O Meteonorm é um software que utiliza dados de estações meteorológicas, e satélites geoestacionários para gerar arquivos de dados de irradiação solar e climáticos, e está integrado ao PVsyst. Assim, é possível obter dados de irradiância global, direta e difusa em várias localidades do globo.

A Figura 27 e 28 apresentam os dados de irradiância e temperatura, respectivamente, gerados com a Meteonorm 8.0 dentro do PVsyst. No eixo vertical da Figura 27 é possível visualizar a irradiação obtida nos tipos horizontal total e difusa, enquanto no eixo horizontal são destacados os meses do ano. Nota-se que janeiro é o mês com maior irradiação, enquanto o pior é junho para global. No eixo vertical da Figura 28 é possível visualizar a temperatura na localidade de Boituva, o valor máximo é de aproximadamente 24 °C em fevereiro e o valor mínimo é de aproximadamente 18 °C em julho. Esses dados são utilizados para o algoritmo do PVsyst decompor e obter de forma precisa a geração de um sistema fotovoltaico quando aplicado.

Figura 27. Dados de irradiação gerados para Boituva-SP com Meteonorm 8.0 no PVsyst.

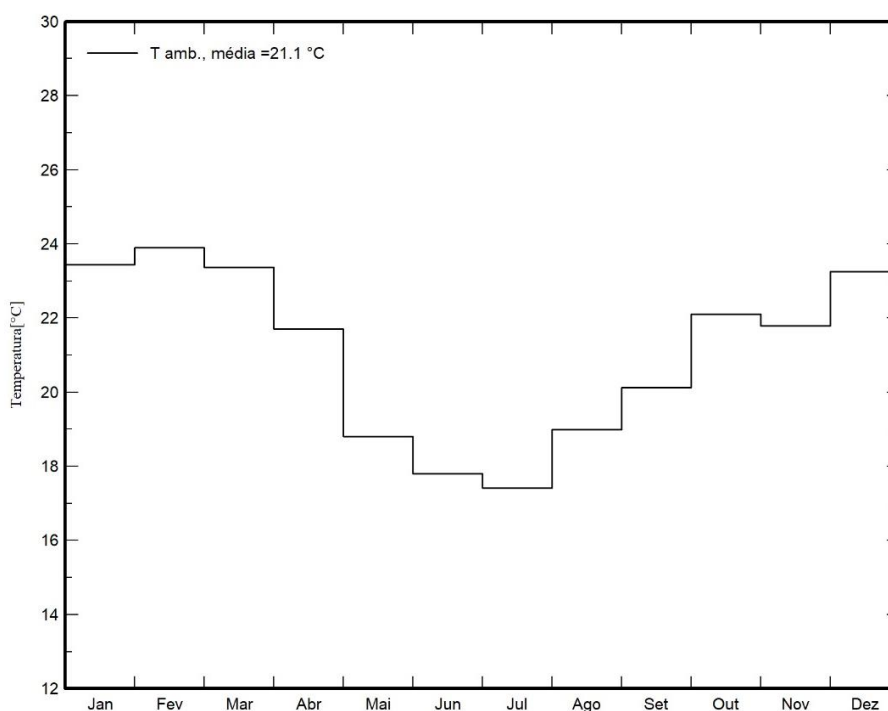
Meteorologia para Boituva - Dados gerados de acordo com um modelo a partir de valores mensais.



Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

Figura 28. Dados de temperatura gerados para Boituva-SP com Meteonorm 8.0 no PVsyst.

Meteorologia para Boituva - Dados gerados de acordo com um modelo a partir de valores mensais.

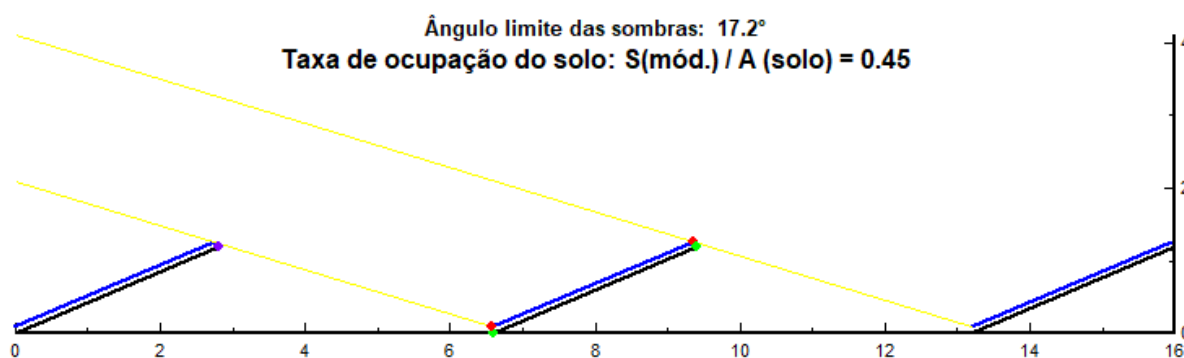


Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

O passo seguinte foi estimar a inclinação ótima dos módulos fotovoltaicos para a localidade de Boituva - SP, considerando as *sheds* (fileiras) de módulos fotovoltaicos orientadas para o norte geográfico.

A distância entre fileiras adotadas para a simulação foi de 6.60 m, valor padrão recomendado pelo PVsyst para o caso, já que considerou que o terreno tem espaço suficiente para essa implementação. A Figura 29 mostra a representação do que seria distância entre *sheds* no PVsyst, que vai do ponto inicial inferior de uma *shed*, ao ponto inicial inferior da outra *shed*.

Figura 29. Distância entre Sheds no PVsyst

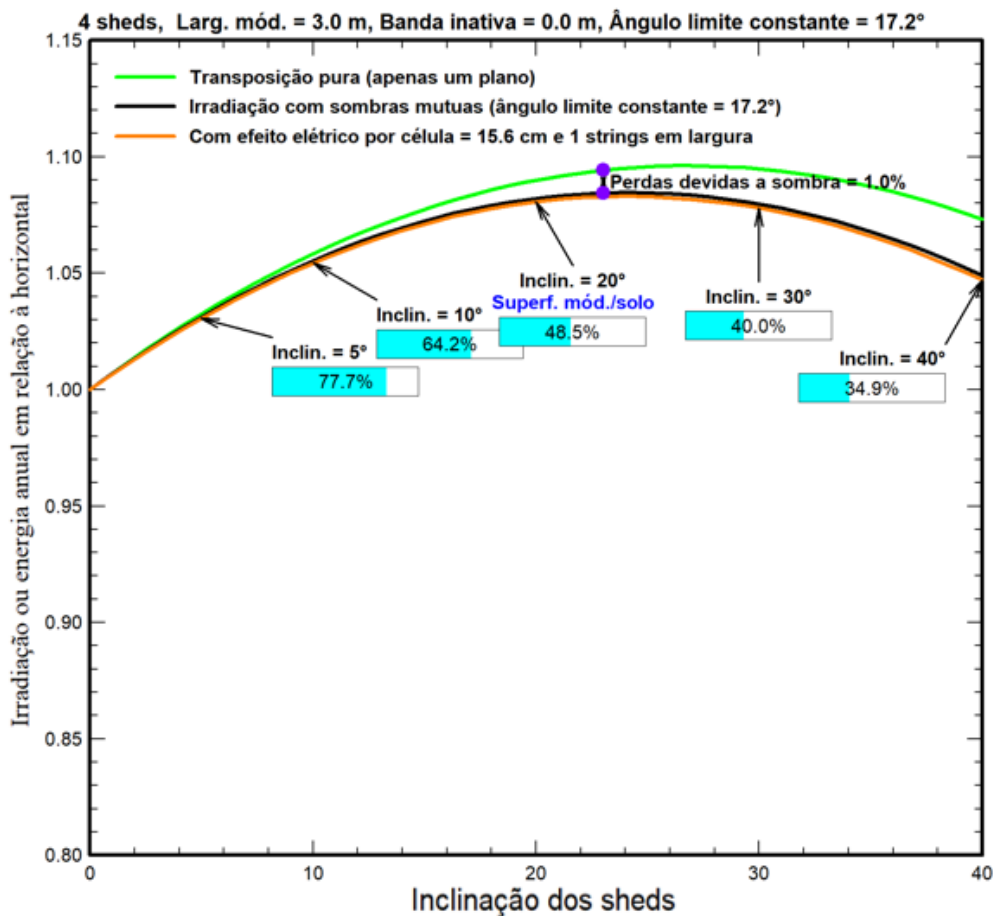


Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

A Figura 30 apresenta a curva de otimização da inclinação dos módulos no PVsyst obtida. A linha verde seria a curva da energia anual em relação à horizontal sem sombras, a preta considerando sombras mútuas entre *sheds*, e a laranja o efeito elétrico das células fotovoltaicas em *sheds*, devido ao diodo de *by-pass*.

Assim, a curva laranja é a referência para o sistema, pois considera as perdas pertinentes a sombra e efeito elétrico. O melhor valor é o pico da curva, onde se tem a maior conversão de energia, mesmo também produzindo um certo nível de perdas. Logo, o valor escolhido foi de 23°, que seria o posicionamento do ponto na cor roxa no pico da curva laranja.

Figura 30. Otimização da inclinação no PVsyst
Otimização da inclinação dos sheds Em Boituva , Orientação do grupo = 0°



Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

As percentagens do impacto da inclinação dos módulos fotovoltaicos na área projetada pela superfície dos módulos no plano horizontal (piso), são demonstradas em barras azuis da Figura 30, sendo 100% para a inclinação zero. Para os módulos monofaciais e bifaciais foi considerado o mesmo suporte metálico e mesma distância, já que os módulos considerados são semelhantes, incrementando a bifacialidade.

5.2. Configuração do sistema fotovoltaico

Foram simulados dois cenários, um utilizando módulos monofaciais e outro utilizando módulos bifaciais de mesma potência e marca, com o intuito de realizar a comparação entre os dois cenários. Em ambos os cenários, foi utilizado o inversor SMA de 75 kW devido ao limite da microgeração em GD e por ser um modelo comercializado no Brasil.

A potência de módulos fotovoltaicos foi de 88,6 kWp, respeitando os limites de perdas do inversor. Para potências de arranjo de módulos superiores a 88,6 kWp, haveria perdas por *clipping* (corte de potência devido a limitação do inversor), invalidando a comparação de desempenho entre módulos bifaciais e monofaciais.

Os módulos bifaciais que existem no mercado brasileiro são importados e devem ser certificados pelo IMMETRO. Os módulos bifaciais entram no ex-tarifário que é a redução dos impostos de importação e bens de capital quando não se produz no Brasil. Já os módulos monofaciais, alguns são montados no Brasil. Essa isenção de impostos para bifaciais reduz o seu custo. Entretanto, para esse trabalho foi considerado o preço de produtos encontrados na internet para consumidor final, já que é um estudo de caso e não se tem o contato direto com os fornecedores. A Tabela 4 mostra a configuração básica do sistema nos dois cenários de simulações.

Tabela 4. Componentes utilizados nas simulações.

Cenários	Módulo	Inversor	Arranjo	Número de Módulos
Monofacial	Trina TSM-DE15H-(II)-410	SMA SHP 75-10	12 <i>strings</i> de 18 módulos	216
Bifacial	Trina TSM-DEG15MC-20-(II)-410-Bifacial	SMA SHP 75-10	12 <i>strings</i> de 18 módulos	216

Na Figura 31 é apresentando os dados do *datasheet* com as características do módulo fotovoltaico monofacial TSM-DE15H-(II)-410 analisado direto do PVsyst. A máxima potência do módulo atingido em STC (condições padrões de testes, 25°, 1000 W/m²) é de 410 Wp, sua tecnologia é monocristalino, e existe uma tolerância de 3% na variação de potência durante condições de STC.

Figura 31. Dados de placa do Trina TSM-DE15H-(II)-410

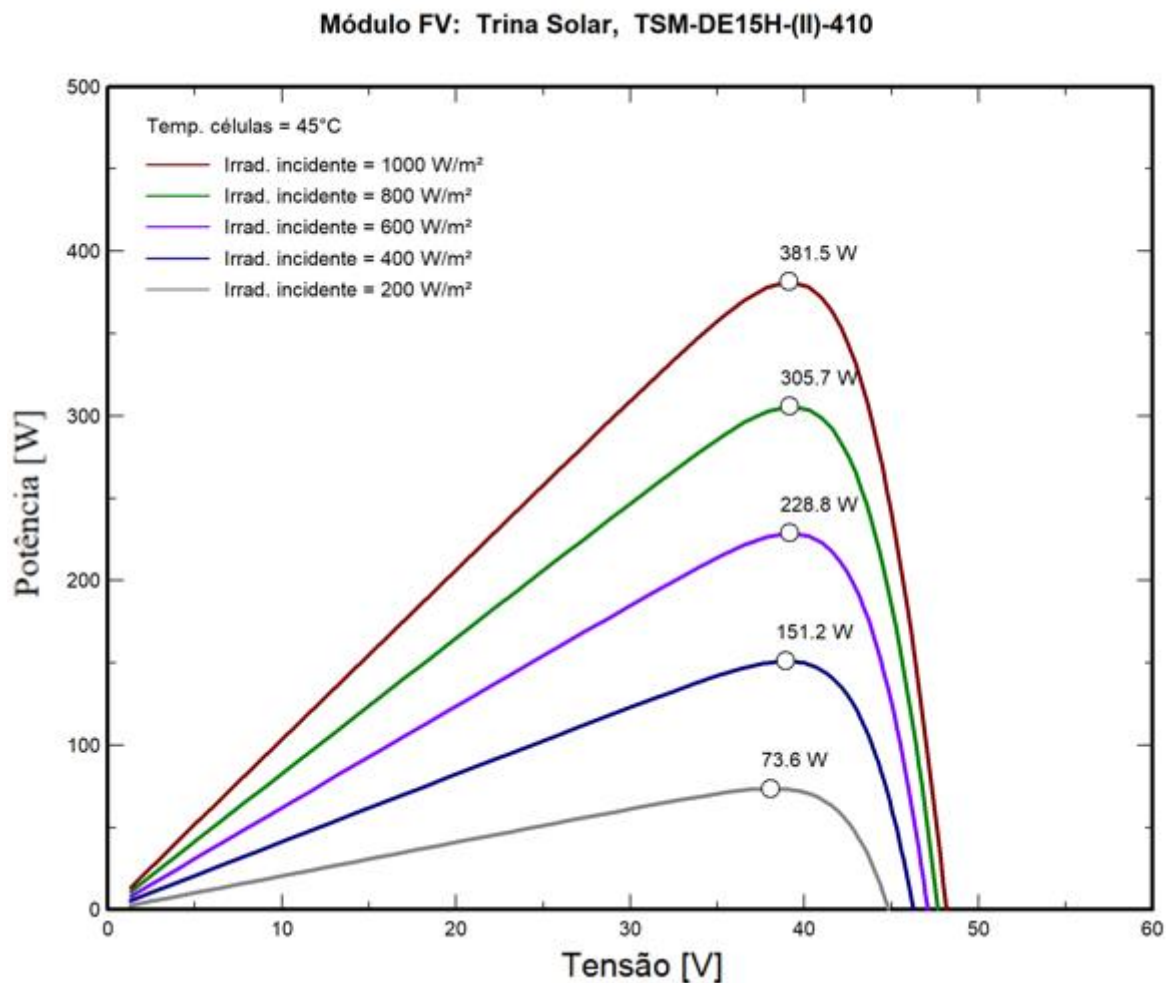
Potência nom. Wp Tol. -/+ %
 (em STC)
 Tecnologia

Especificações do fabricante ou outras medidas

Condições de referência	GRef	<input type="text" value="1000"/>	W/m ²	TRef	<input type="text" value="25"/>	°C
Corrente de curto-circuito	Isc	<input type="text" value="10.290"/>	A	Circuito aberto Vco	<input type="text" value="51.20"/>	V
Ponto de potência máx.	Imp	<input type="text" value="9.840"/>	A	Vmpp	<input type="text" value="41.70"/>	V
Coeficiente de temperatura	muIsc	<input type="text" value="4.1"/>	mA/°C	N.º células 72 x 2		
	ou muIsc	<input type="text" value="0.040"/>	%/°C			

Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

Na Figura 32 é mostrado o gráfico de potência por tensão para o módulo fotovoltaico monofacial TSM-DE15H-(II)-410. Pode-se observar que ao variar a irradiância a potência do módulo fotovoltaico é alterada, com um aumento quase que proporcional devido a corrente acompanhar a irradiância. O gráfico apresentado é utilizando a temperatura de 45° C, valor referência no *datasheet* quando trata-se do módulo fotovoltaico em operação, já que as células sofrem aquecimento. Esse tipo de gráfico mostra a necessidade de sempre trabalhar com uma potência de módulos fotovoltaicos maior que a potência do inversor, já que os módulos fotovoltaicos não irão trabalhar sempre no seu valor máximo de potência.

Figura 32. Gráfico P-V para o módulo monofacial utilizado


Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

Na Figura 33 são apresentados os dados do *datasheet* com as características do módulo fotovoltaico bifacial TSM-DEG15MC-20-(II)-410 analisado direto do PVsyst. A máxima potência do módulo atingido em STC (condições padrões de testes, 25°, 1000 W/m²) é de 410 Wp, sua tecnologia é monocristalino, e existe uma tolerância de 3% na variação de potência durante condições de STC. Percebe-se que o módulo fotovoltaico bifacial tem uma corrente ligeiramente maior que o monofacial, e uma tensão ligeiramente inferior.

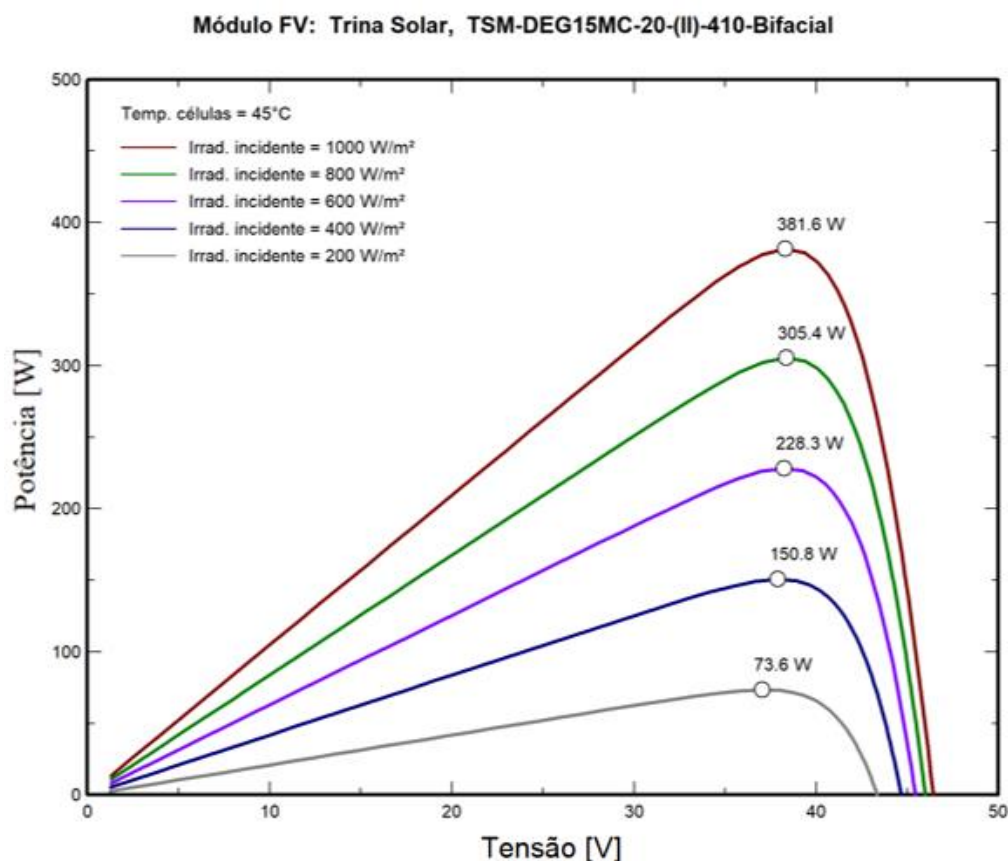
Figura 33. Dados de placa do Trina DEG15MC-20-(II)-410-Bifacial

Potência nom. Wp Tol. -/+ %
 (em STC)
 Tecnologia

Especificações do fabricante ou outras medidas

Condições de referência	GRef	<input type="text" value="1000"/>	W/m ²	TRef	<input type="text" value="25"/>	°C	
Corrente de curto-circuito	Isc	<input type="text" value="10.410"/>	A	Circuito aberto Vco	<input type="text" value="49.30"/>	V	
Ponto de potência máx.	Impp	<input type="text" value="9.910"/>	A	Vmpp	<input type="text" value="41.40"/>	V	
Coeficiente de temperatura	muIsc	<input type="text" value="4.2"/>	mA/°C	N.º células 72 x 2			
	ou muIsc	<input type="text" value="0.040"/>	%/°C				

Na Figura 34 pode ser vista a curva de potência por tensão para os módulos fotovoltaicos bifacial. Se comparar com a curva da Figura 27, pode-se observar que a potência máxima é aproximadamente a mesma na condição de 1000 W/m², já que são módulos fotovoltaicos monocristalino similares, com a diferença da tecnologia de bifacialidade empregada nesse modelo.

Figura 34. Gráfico P-V para o módulo bifacial utilizado

Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

A Figura 35 apresenta os dados do inversor fotovoltaico SMA SHP 75-10 utilizado na simulação. É um inversor para rede trifásica com tensão mínima do lado CC para funcionamento de 570 V, e máxima de 800 V para corte de potência (faixa MPPT). Esse inversor suporta até 1000 V sem danificar, e tem sua potência nominal FV de 76.5 kW, mas na saída do lado CA 75 kW, valor dentro da especificação da microgeração distribuída. A eficiência máxima do inversor é de 98.80 %, e esse é um modelo utilizado no Brasil, e vendido por distribuidoras.

Figura 35. Especificação do Inversor SMA SHP 75-10

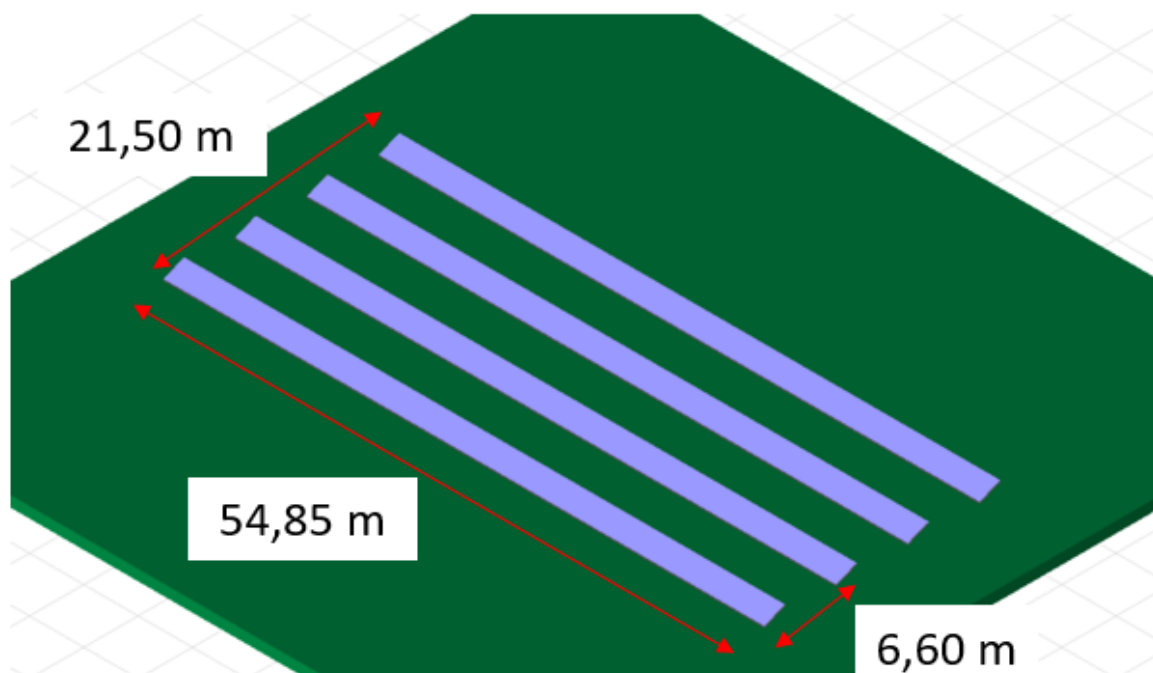
Entrada (DC, Grupo FV)		Saída (Rede AC)	
Tensão MPP mínima	570 V	<input type="radio"/> Monofásica	Frequência
Tensão min. para P _{nom}	N/A V	<input checked="" type="radio"/> Trifásica	<input checked="" type="checkbox"/> 50 Hz
Corrente de entrada maxi	N/A A	<input type="radio"/> Bifásica	<input checked="" type="checkbox"/> 60 Hz
Tensão MPP nominal	N/A V	Tensão da rede	400 V
Tensão MPP máxima	800 V	Potência AC nominal	75.0 kW
Tensão FV máxima absoluta	1000 V	Potência AC máxima	75.0 kW
Limiar potência	371 W <input checked="" type="checkbox"/> ?	Corrente nominal AC	109.0 A <input type="checkbox"/>
Especificações contratuais sem significado físico real ? Obrigatório		Corrente máxima AC	109.0 A <input type="checkbox"/>
Potência nominal FV	76.5 kW	Eficiência	
Potência máxima FV	112.5 kW <input type="checkbox"/>	Eficiência máxima	98.80% ?
Corrente máxima FV	N/A A <input type="checkbox"/>	Eficiência EURO	98.20%
		<input type="checkbox"/> Eficiência definida para três tensões	

Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

5.3. Desenho 3D no PVsyst e dados finais da simulação

Para uma simulação completa também foi realizado o desenho 3D das *sheds* fotovoltaicas no PVsyst. As *sheds* implementadas tem comprimento de 54,85 m e largura de 21,50 m, considerando as quatro, totalizando uma área de aproximadamente 1.180 m². Em cada *shed*, existem 54 módulos fotovoltaicos alocados na vertical (posição retrato). Com o desenho 3D do PVsyst o cálculo de sombreamento de uma *shed* na outra também é considerado na realização, entretanto, sendo de pequeno impacto nessa simulação, já que a distância entre as *sheds* é de 6,60 m. Na Figura 36, é mostrado o desenho 3D e as distâncias consideradas.

Figura 36. Desenho 3D das *sheds* no PVsyst.

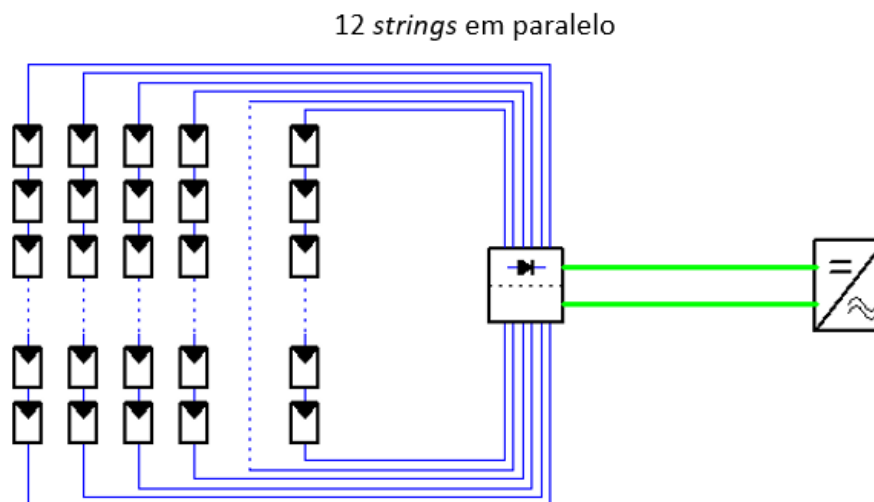


Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

A configuração final quanto ao sistema fotovoltaico e sua conexão com inversor também pode ser visto no PVsyst na Figura 37. Os módulos fotovoltaicos chegam na *stringbox* (quadro CC) e depois são interligados no inversor fotovoltaico para a conversão CA. Utilizou-se cabos CC de 6 mm² no próprio software. É importante destacar que a configuração da *stringbox* e proteções não são simuladas no PVsyst.

O inversor SMA SHP 75-10 possui duas entradas, mas apenas um único MPPT. Logo, as *strings* ficam em paralelo, e podem ser distribuídos dois grupos com 6 *strings* dentro da *stringbox*. O SMA SHP 75-10 também possui um algoritmo inteligente para localizar o ponto de máxima potência global.

Figura 37. Diagrama genérico na tela do PVsyst para esse tipo de sistema desenhado



Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

5.4. Resultados do cenário 1 – módulos monofaciais

Os resultados da simulação do cenário 1, com os módulos monofaciais são apresentados na Figura 38. A produção estimada do sistema é de 154 MWh/ano. Em sistemas conectados à rede elétrica, devido ao esquema de créditos de energia, geralmente considera-se a média anual. O PR ficou em 0.832, e o YF em 1734 kWh/kWp/ano. Logo, o PR mostrou que o sistema projetado é eficiente se comparado a valores da literatura como 70 e 80% (PINHO; GALDINO, 2014), o valor é maior principalmente por não ter tanto impacto de sombras.

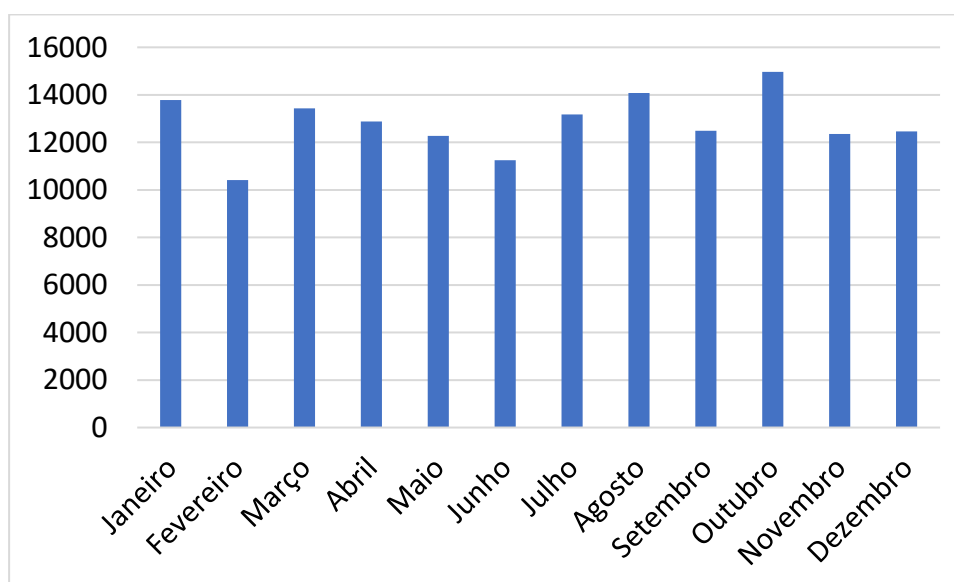
Figura 38. Resultados obtidos no PVsyst para o cenário 1.

Sinopse dos resultados	
Tipo de sistema	Sistema de sheds, fileira única
Produção do sistema	154 MWh/ano
Produção específica	1734 kWh/kWp/ano
Índice de performance	0.832
Produção normalizada	4.75 kWh/kWp/dia
Perdas do grupo	0.88 kWh/kWp/dia
Perdas do sistema	0.08 kWh/kWp/dia

Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

Na Figura 39 é visto o desempenho mensal do sistema fotovoltaico no PVsyst. É possível notar que os meses de outubro, agosto e janeiro são os destaques na produção de energia em função da inclinação proposta no 3D das *sheds*. Fevereiro e junho foram os meses com menor volume de energia gerada e injetada na rede.

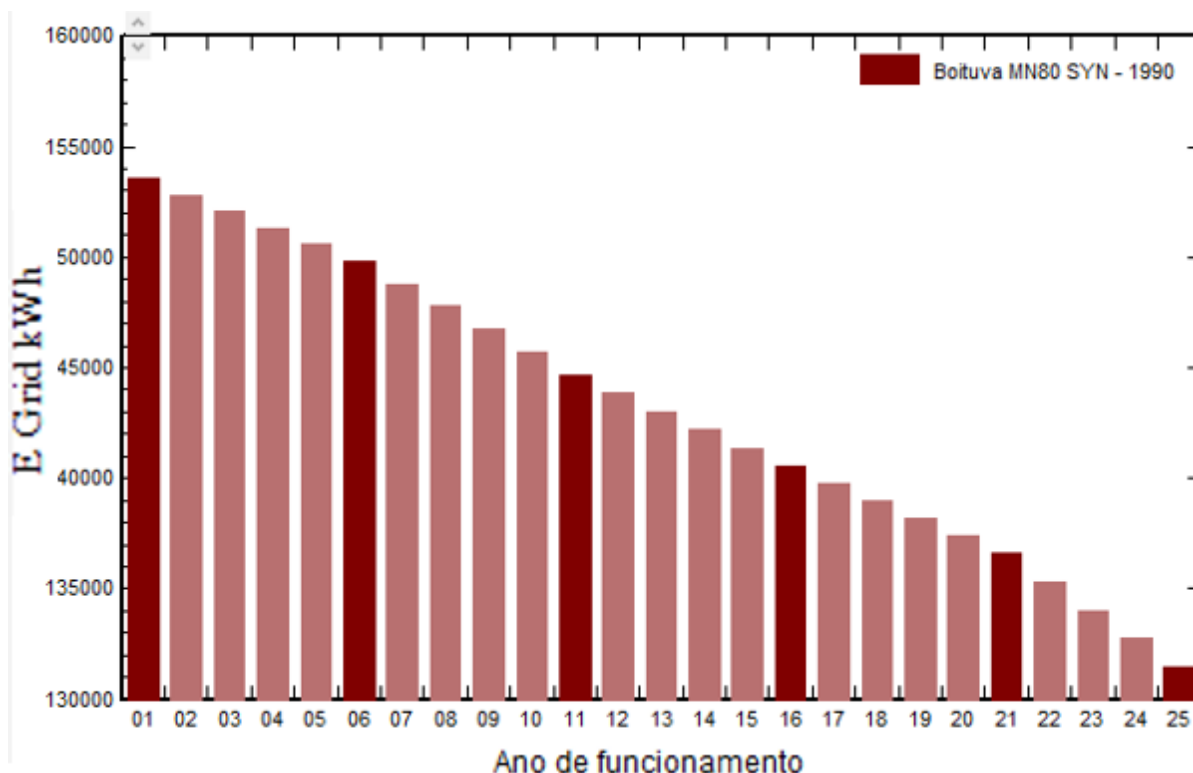
Figura 39. Energia gerada e injetada na rede pelo sistema com módulos monofaciais



A Figura 40 mostra a curva de desempenho de geração de energia ao longo dos primeiros 25 anos de projeto, onde pode-se notar a degradação da geração do sistema ao longo dos anos. A degradação é obtida pelo PVsyst através de uma modelagem para tentar prever o processo de envelhecimento dos módulos. Isso mostra que os módulos fotovoltaicos têm uma determinada vida útil.

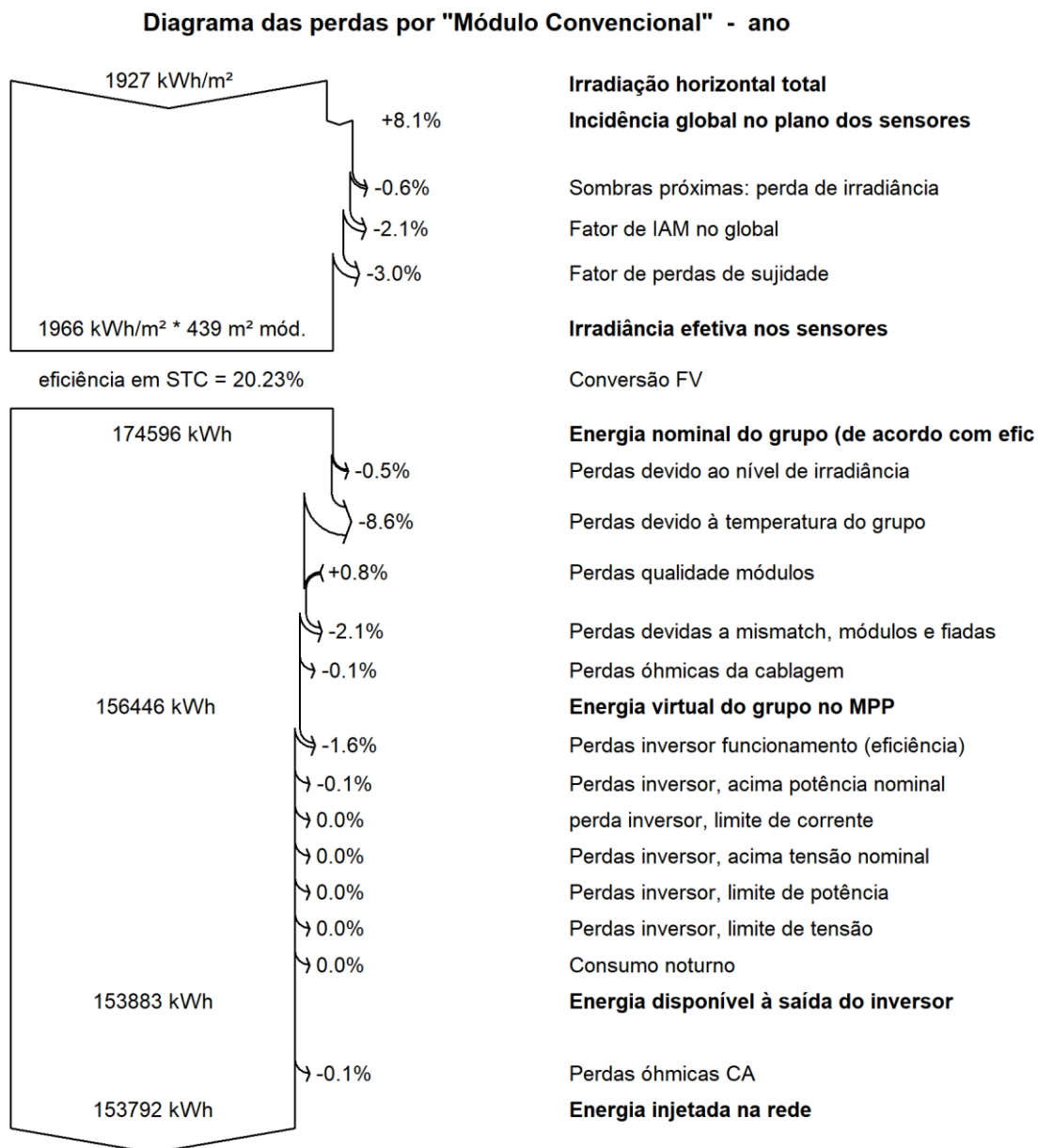
É interessante destacar que à medida que os módulos sofrem degradação, o TD ou PR, tende também a reduzir, já que está relacionado à capacidade de geração de energia do sistema fotovoltaico. Por isso, o PR é utilizado em usinas para estudar o impacto da degradação de sistemas reais com o PR do primeiro ano. Logo, o PR de 0.832 será reduzido ao longo dos 25 anos também.

Figura 40. Curva de desempenho de geração de energia do sistema com módulos monofaciais nos primeiros 25 anos.



Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

O PVsyst também disponibiliza como resultado o diagrama de perdas do sistema simulado, que é apresentado na Figura 41. A partir do diagrama de perdas da Figura 41, é possível notar que a principal perda para o sistema fotovoltaico em Boituva-SP é - 8,6% devido a variação e exposição a temperatura. Outras perdas mostradas são sujidade (-3%), sombras que impactam em outras perdas mostradas na Figura 41, eficiências de dispositivos, cabos, entre outros. As perdas apresentadas no diagrama são aplicadas em cada parte da modelagem, separadamente, resultando no final no PR e geração de energia elétrica mostradas anteriormente.

Figura 41. Diagrama de Perdas no PVsyst.

Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

5.5. Resultados do cenário 2 – módulos bifaciais

Para o cenário 2, com os módulos fotovoltaicos bifaciais, foi considerado um valor de 0.25 de albedo. Esse valor de albedo é geralmente considerado para grama, superfícies vegetais em geral e para sistemas instalados em locais que não recebem nenhum tratamento no solo, uma vez que isso requer custos.

Como mencionado anteriormente, o mesmo arranjo fotovoltaico e mesmas configurações do sistema com módulos monofaciais foram adotados para os módulos bifaciais com a perspectiva de comparar ambas as simulações.

O resultado para geração com módulos bifaciais foi de produção de energia do sistema de 165 MWh/ano e produção específica de 1863 kWh/kWp/ano. O PR ficou em torno de 0.894, esse aumento em relação ao cenário 1, é uma das consequências provocadas pelo uso de módulos fotovoltaicos bifaciais. Os resultados podem ser vistos na Figura 42.

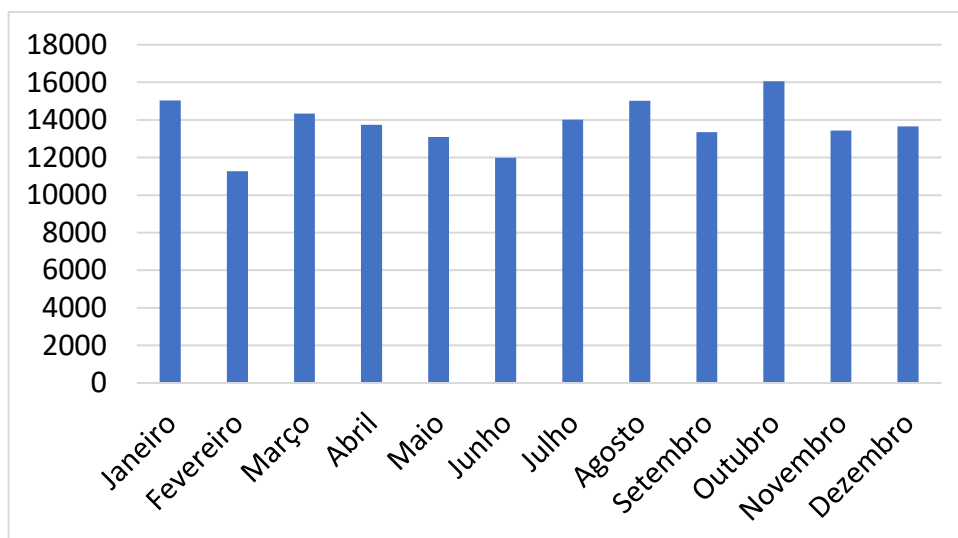
Figura 42. Resultados obtidos no PVsyst para o sistema com módulos fotovoltaicos bifaciais.

Sinopse dos resultados	
Tipo de sistema	Sistema de sheds, fileira única
Produção do sistema	165 MWh/ano
Produção específica	1863 kWh/kWp/ano
Índice de performance	0.894
Produção normalizada	5.10 kWh/kWp/dia
Perdas do grupo	0.52 kWh/kWp/dia
Perdas do sistema	0.09 kWh/kWp/dia

Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

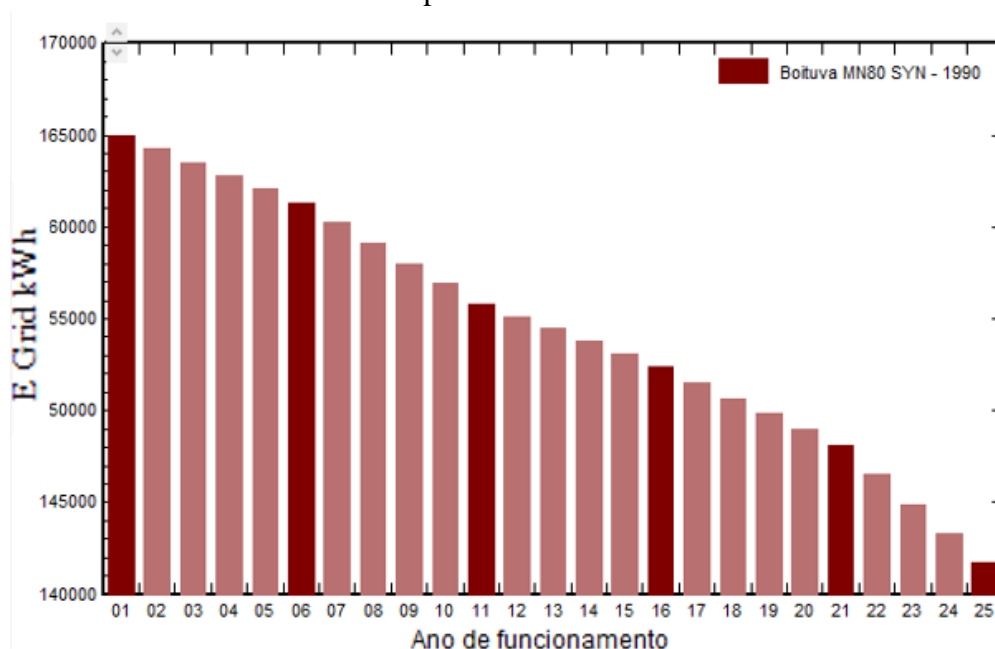
Na Figura 43 é visto o desempenho mensal do sistema fotovoltaico no PVsyst. É possível notar que os meses de outubro, agosto e janeiro são os destaques na produção de energia obtida em função inclinação proposta no 3D das *sheds*. Fevereiro e junho foram os meses com menor volume de energia gerada e injetada na rede. O comportamento é semelhante ao do cenário 1, pois ambos são no mesmo local, com a mesma configuração e formato de *shed*.

Figura 43. Energia gerada e injetada na rede pelo sistema com módulos bifaciais



A Figura 44 mostra a curva de desempenho de geração de energia ao longo dos primeiros 25 anos de projeto, onde pode-se notar a degradação da geração do sistema ao longo dos anos, comportamento similar ao que acontece no cenário 1. O eixo vertical representa a energia injetada, e o eixo horizontal os anos.

Figura 44. Curva de desempenho de geração de energia do sistema com módulos bifaciais nos primeiros 25 anos

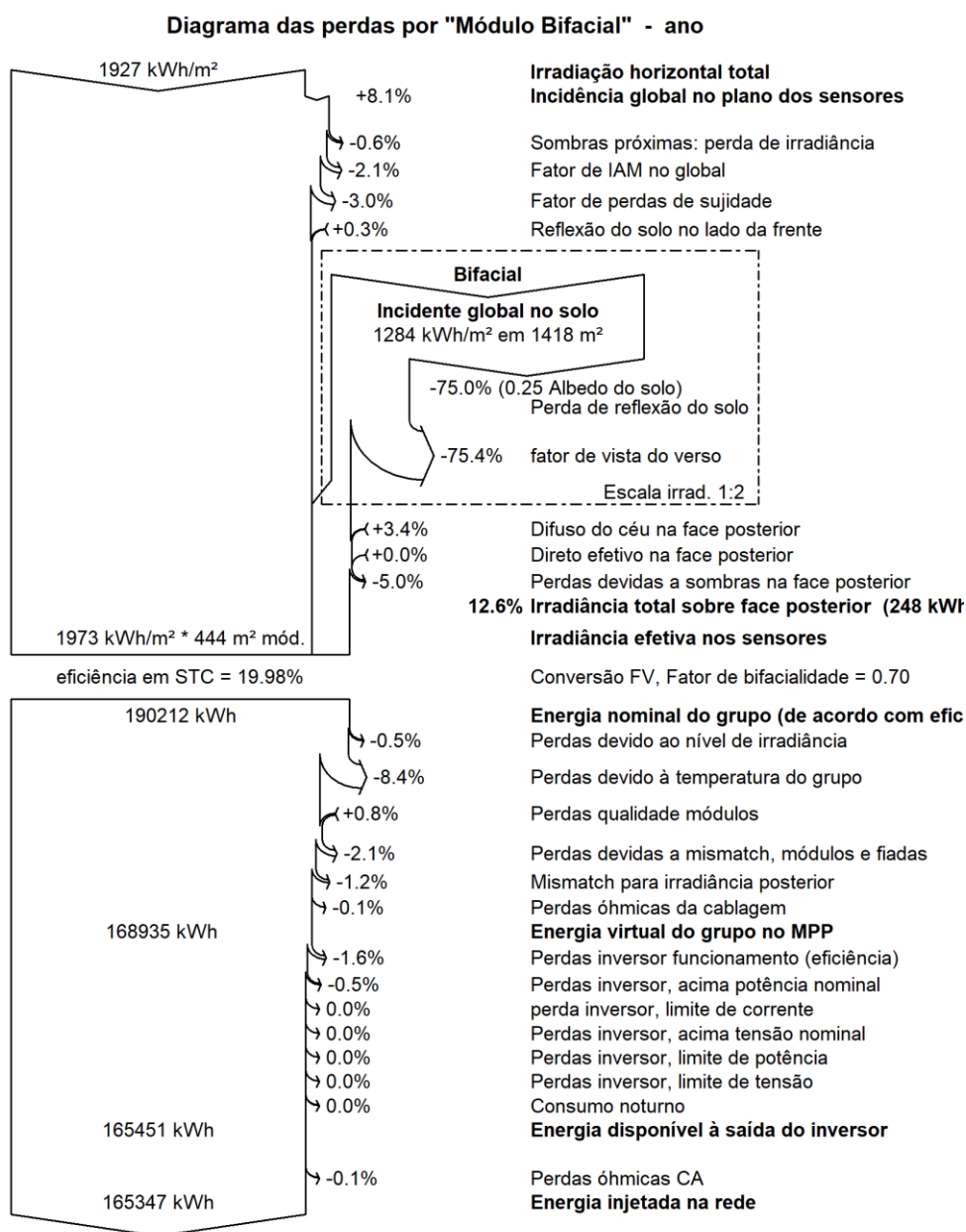


Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

O PVsyst considera, para a simulação de módulos bifaciais, um percentual de ganho de reflexão de irradiância pelo solo que incide na superfície frontal do módulo, que nesse caso

foi de + 0,3 %; um percentual de ganho devido à irradiância na face posterior do módulo, de + 12,6 %; e, perdas de *mismatch* de irradiância na face posterior de – 1,2 %. As perdas por temperatura foram de – 8,4 %. Todos os valores mencionados são apresentados no diagrama de perdas da Figura 45.

Figura 45. Diagrama de Perdas no PVsyst.



Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

5.6. Comparação de resultados dos cenários 1 e 2

Um comparativo foi realizado para os cenários 1 e 2. A Equação 16 foi utilizada para comparar o ganho quando aplicável.

$$Ganho = \frac{Cenário\ 2 - Cenário\ 1}{Cenário\ 1} \quad (Eq. 16)$$

A Tabela 5 apresenta os principais resultados dos cenários 1 e 2. A partir da Tabela 5, é possível perceber que a utilização de módulos bifaciais promoveu uma melhoria na produção de energia anual, na produção específica e no PR do sistema em 7,14 %, 7,48 % e 6,9%, respectivamente. O valor de ganho de produção de energia anual é compatível com dados da literatura para o nível de albedo de 0,25 utilizado nas simulações, de acordo com PÉREZ *et. al.* (2019), um ganho de 9,6 % pode ser obtido com albedo de 0,295.

Tabela 5. Resumo dos resultados dos cenários 1 e 2.

Parâmetro	Cenário 1 – módulos monofaciais	Cenário 2 – módulos bifaciais	Ganho
Produção de energia anual	154 MWh/ano	165 MWh/ano	7,14 %
Produção específica	1734 kWh/kWp/ano	1863 kWh/kWp/ano	7,44 %
<i>Performance ratio</i> (PR)	0,832	0,894	7,45 %
Energia injetada na rede no ano 25	133 MWh	144 MWh	
Perdas por temperatura	- 8,6 %	- 8,4 %	
Reflexão do solo na face frontal	-	+ 0,3 %	
Irradiância total na face posterior	-	+ 12,6 %	
Perdas de <i>mismatch</i> de irradiância na superfície traseira	-	- 1,2 %	

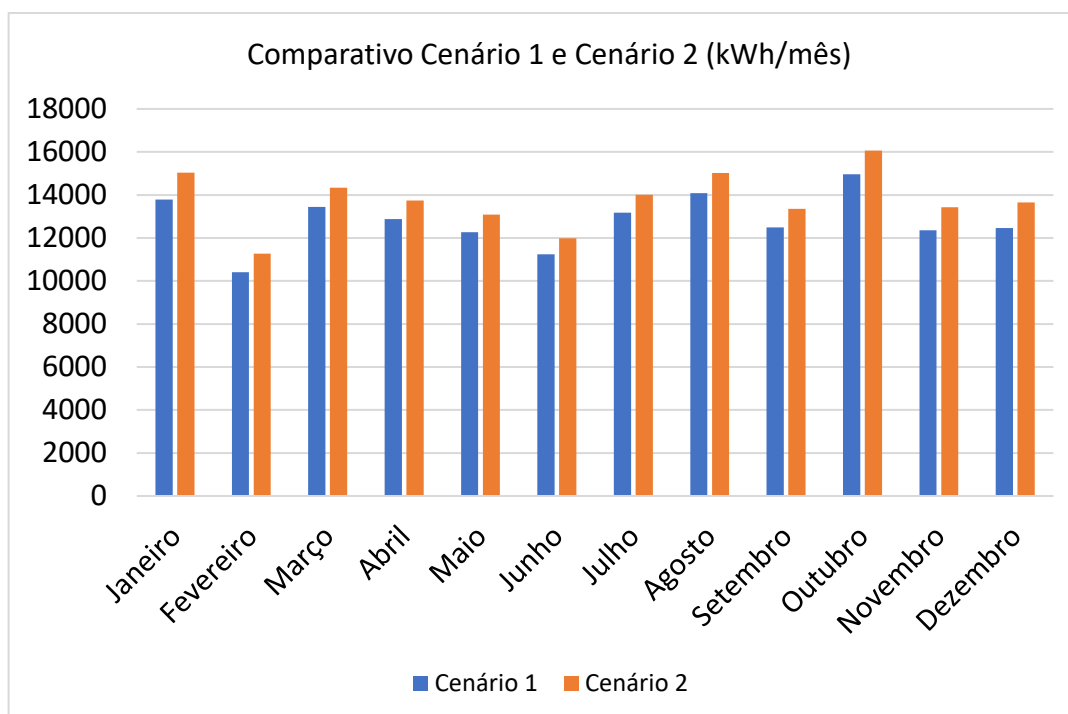
Fonte: Próprio autor, utilizando o PVsyst.

As perdas por temperatura não apresentaram mudanças significativas entre os dois cenários, devido à semelhança na tecnologia do material da célula fotovoltaica. No entanto, os módulos monofaciais apresentam perdas por temperatura superiores aos dos módulos bifaciais. Ensaio de irradiância frontal constante em laboratório realizados por LAMERS *et al.* (2018) mostraram que os módulos de folha monofaciais de backsheet opaco tornam-se 2 K mais quentes do que os módulos bifaciais de vidro-vidro. Isso não ocorreu devido apenas à entrada de calor mais baixa, mas também a um coeficiente de transporte de calor mais alto dos módulos bifaciais vidro-vidro.

Além disso, os módulos bifaciais apresentaram ganhos em seus diagramas de perdas devido à possibilidade de captar a irradiância refletida pelo solo na sua superfície traseira, mesmo com albedo de 0.25.

Por fim, a Figura 46 apresentou o comparativo mensal extraído do PVsyst considerando 1 ano de dados para energia injetada com o cenário 1 e cenário 2. Percebe-se que a energia obtida com sistema bifacial é superior.

Figura 46. Comparativo da Energia na saída do inversor fotovoltaico para cenários 1 e 2.



Fonte: Próprio autor.

5.7. Análise econômica

A seguir, serão apresentados os conceitos de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos e os resultados da análise realizada neste trabalho. O foco é principalmente em cima do LCOE, por ser uma figura de mérito utilizada para verificar o impacto de diferentes tecnologias, que é o caso desse estudo, comparando os desempenhos do sistema fotovoltaico adotando módulos de silício cristalino monofaciais e bifaciais.

5.7.1. Análise econômica de sistemas fotovoltaicos

O retorno financeiro dos sistemas fotovoltaicos participantes da geração distribuída se dá ao evitar a compra de energia elétrica da concessionária local. Portanto, a viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico da GD depende, principalmente, dos seguintes fatores (NAKABAYASHI, 2014):

1. Investimento necessário para aquisição e instalação do sistema;
2. Energia gerada pelo sistema;
3. Tarifa e impostos sobre a energia convencional.

5.7.2. Custos de um sistema fotovoltaico

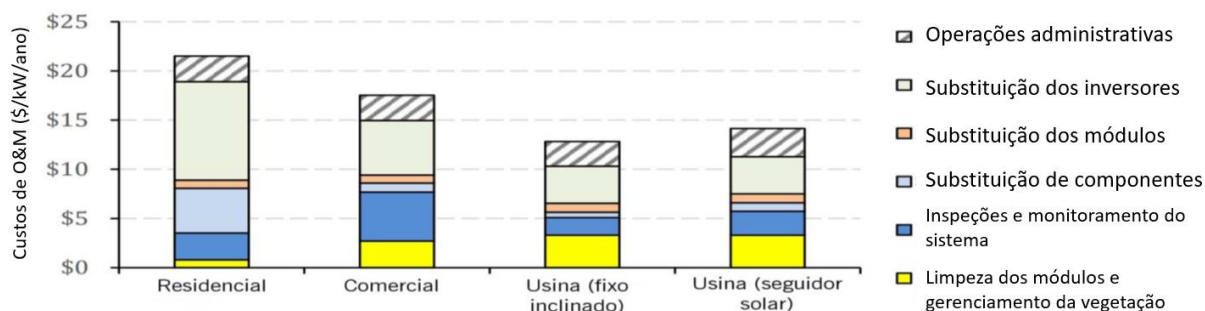
O sistema fotovoltaico tem dois principais custos associados a ele: o investimento inicial, que compreende a aquisição e instalação do sistema; e os custos de operação e manutenção (O&M). Os custos de O&M são muito baixos, podendo ser considerado, anualmente, como cerca de 1% do investimento inicial (VERÍSSIMO, 2017).

5.7.3. Custos de operação e manutenção

De acordo com o levantamento feito pelo NREL (2017), os custos O&M de um sistema fotovoltaico são relacionados a operações administrativas, substituição de inversores, substituição de módulos, substituição de componentes, inspeção e monitoramento do sistema e limpeza dos módulos e gerenciamento da vegetação. A Figura 47 apresenta um levantamento

dos custos de O&M de sistemas fotovoltaicos residenciais, comerciais, usina com estrutura fixa inclinada e usina com seguidores solares em US\$.

Figura 47. Custos de operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos residenciais, comerciais, usina (fixo inclinado) e usina (seguidor solar).



Fonte: MELO (2019).

Observando a Figura 47, pode-se perceber que dependendo do tipo de sistema, os valores dos diferentes tipos de serviços variam. Nos sistemas residenciais, a maior parte do custo de O&M é relacionada a troca de inversores, enquanto nos sistemas comerciais, uma grande parcela também é relacionada a inspeção e monitoramento do sistema. Nos sistemas de usinas, os custos com limpeza dos módulos e gerenciamento da vegetação são mais elevados.

5.7.4. Custo nivelado de energia (*Levelized Cost of Energy* - LCOE)

O custo nivelado de energia (LCOE) é muito utilizado para obter o custo efetivo de diferentes sistemas fotovoltaicos. O LCOE é frequentemente citado como uma medida conveniente da competitividade de diferentes tecnologias de geração. Ele representa o custo por *megawatt-hora*, em unidades monetárias descontadas, da construção e operação de uma usina geradora durante todo seu ciclo de vida útil econômica. São disponíveis calculadoras online de LCOE criadas por diferentes instituições que permitem criar um perfil de custo para um projeto em particular (GUIMARÃES, 2019).

As despesas de investimento e a geração de energia de um sistema fotovoltaico variam dependendo dos tipos de tecnologias utilizados. Um sistema com módulos fotovoltaicos bifaciais tem maior custo de investimento inicial, no entanto, gera mais energia do que um sistema com módulos monofaciais. O LCOE é a medida mais apropriada para comparar dois tipos de sistemas com características diferentes, além de permitir a comparação com a tarifa da concessionária local.

5.7.5. Payback time simples e descontado

O tempo do retorno do investimento, ou payback time, é o período de tempo necessário para que a soma das receitas e despesas futuras sejam iguais ao investimento inicial. O payback descontado considera uma taxa de atratividade ou de desconto, enquanto o payback simples não considera (BORDEAUX-RÊGO et al., 2013).

5.7.6. Valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR)

O valor presente líquido (VPL) é igual ao somatório de todas as despesas e receitas de um projeto, durante sua vida útil, trazidos para o presente, considerando uma taxa de juros monetária (VERÍSSIMO, 2017).

A taxa interna de retorno é a taxa que faz com que o VPL seja igual a zero. Ou seja, é a taxa de remuneração do investimento (BORDEAUX-RÊGO et al., 2013).

5.7.7. Metodologia para obtenção da análise econômica

Para análise econômica utilizando o PVsyst foi considerado o valor em Wp para todos os componentes, pois o mercado trabalha com esse modelo, no geral. Os valores foram obtidos em sites de vendas na internet com preço para cliente final. O preço da integração foi considerado como o preço referente a todo processo realizado para implementação do kit fotovoltaico, custo dos materiais de instalação elétrica, proteções e regularização com a concessionária. A Tabela 6 apresenta os valores utilizados na análise econômica.

Tabela 6. Preços base da instalação fotovoltaica.

Tipo	Preço /Wp	Referência
Integração	R\$ 1,19	GREENER (2021)
Módulo Bifacial	R\$ 3,56	TEILIX EIRELI (2021)
Módulo Monofacial	R\$ 3,31	COMPUBR TECNOLOGIA (2021)
Inversor	R\$ 0,71	ALDO SOLAR (2021)
Suporte	R\$ 0,44	SOLIS (2021)

Para obter os valores totais deve-se somar os custos com integração, com módulos, com inversores e com suporte, cada tipo de sistema considera o custo dos seus respectivos módulos. Portanto, obtém-se os valores apresentados Na Tabela 7.

Tabela 7. Custos totais dos sistemas com módulos monofaciais e módulos bifaciais.

Tipo de sistema	Preço/Wp	Potência (Wp) do sistema	Custo total do sistema
Sistema com módulos bifaciais	R\$ 5,9	88.560	R\$ 522.504,00
Sistema com módulos monofaciais	R\$ 5,65	88.560	R\$ 500.364,00

O custo total do sistema, que consta na quarta coluna da Tabela 7, é obtido através da multiplicação do Preço/Wp pela potência do sistema, que constam na segunda e na terceira coluna da Tabela 7. O valor final para o sistema com módulos monofaciais foi de aproximadamente R\$ 500.364,00 e com módulos bifaciais, R\$ 522.504,00.

A taxa de desconto considerada nos cálculos dos parâmetros econômicos foi o valor conservador de 10%, a inflação considerada como 8%/ano, de acordo com a Neosolar (MASCARELLO; RODRIGUES, 2019), e 1% de custo de operação anual em relação ao preço total da instalação (BARBOSA, 2015). Os custos de energia vigentes para Boituva-SP foram

de R\$ 0,3838938 para tarifa do uso da rede de distribuição (TUSD) e R\$ 0,3698673 para tarifa de energia (TE).

5.7.8. Resultados

Como resultado, obteve-se um LCOE de 0,402 R\$/kWh e de 0,388 R\$/kWh para os sistemas com módulos monofaciais e bifaciais, respectivamente. O sistema com módulos bifaciais apresentou *payback* estimado de 5,3 anos, enquanto o sistema com módulos monofaciais apresentou um *payback* de 5,5. Os resultados de custo da instalação, *payback*, LCOE e VPL para os cenários com módulos monofaciais e bifaciais são apresentados na Tabela 8 e comparado com valores de referência. Os valores de referência são um desafio já que seria ideal ter nas mesmas condições de taxa de desconto, localidade, potência da instalação, época da compra e moeda.

Tabela 8. Resultados da análise econômica para os sistemas com módulos monofaciais e bifaciais.

Sistema	Custo da Instalação	Payback	LCOE	VPL	TIR
Monofacial	R\$/Wp 5,65	5,5 anos	R\$/kWh 0,402	R\$ 1.018.572,00	29%
Bifacial	R\$/Wp 5,90	5,3 anos	R\$/kWh 0,388	R\$ 1.117.438,00	26%
Valores de referência	-	3,1 anos ¹	R\$/kWh 0,655 - 1,44 ²	-	10,6% ³

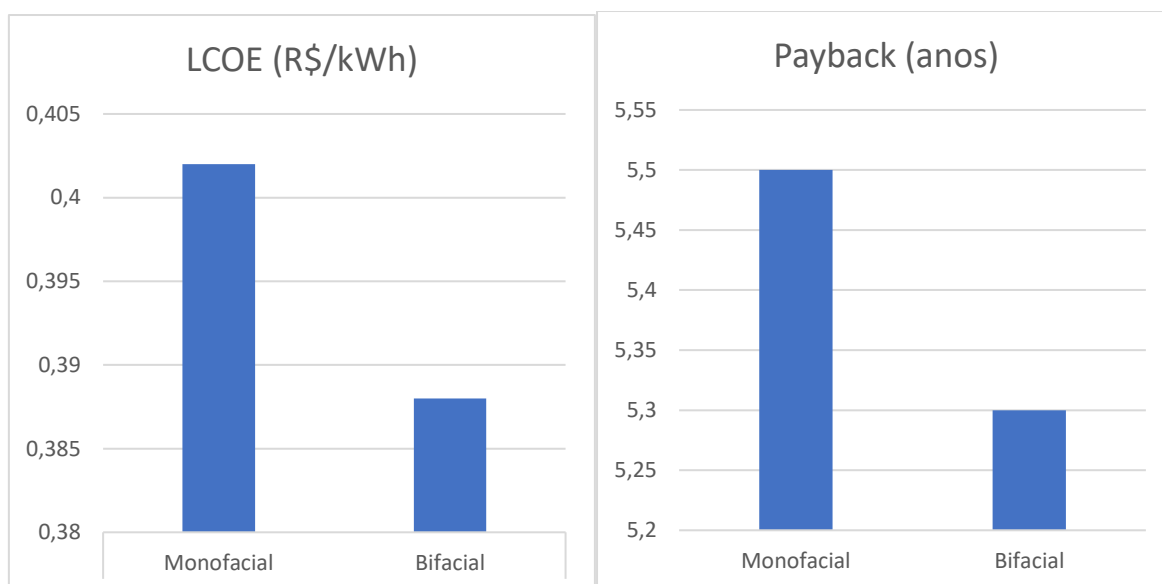
¹ De acordo com Greener (2020), onde o cálculo leva em consideração a produção de energia do local, o custo médio dos sistemas, as tarifas das concessionárias, um PR de 75% e índice de simultaneidade de 70%. Deve haver uma diferença relevante na base de cálculo, uma vez que não se sabe taxa de desconto, o que dificulta a comparação. Inclusive muitas vezes a taxa de desconto é desconsiderada, o que não é coerente.

² De acordo com IEA (2021), considerando taxa de desconto de 10%. Os valores máximo e mínimo são 0,277 USD/kWh e 0,126 USD/kWh, respectivamente, e considerou-se o dólar equivalente a R\$ 5,20. O valor do LCOE na prática pode variar, devido a forma de importação, isenção de impostos, bem como custo de mão-de-obra em outros países.

³ De acordo com Greener (2021b) para usinas, considerando um sistema de 6,5 MWp com *tracker*, CAPEX de R\$ 3,81/Wp, OPEX de 1,86% do CAPEX, clientes de baixa tensão da classe comercial, taxa de desconto de 12,5%.

A Figura 48 apresenta gráficos de barra com os resultados de LCOE e *payback* dos sistemas com módulos monofaciais e bifaciais, para melhor visualização.

Figura 48. Gráficos de LCOE e *payback* dos sistemas com módulos monofaciais e bifaciais.



Fonte: Próprio autor.

A partir dos resultados apresentados na Tabela 8, é possível perceber que o sistema com módulos bifaciais apresentou menores valores de LCOE e *payback*, enquanto o valor do VPL foi maior. Isso ocorre porque, mesmo que os custos de instalação de um sistema com módulos bifaciais sejam superiores aos de um sistema com módulos monofaciais, a sua geração de energia também é maior, fazendo com que seja mais viável economicamente.

É possível observar que os valores de *payback* estão acima dos valores de referência. É importante, portanto, ressaltar que os valores considerados na análise econômica deste trabalho levam em consideração valores para cliente final, podendo estar um pouco acima do real valor praticado no mercado. Os valores de LCOE da referência são em dólar americano, considerando uma taxa de conversão de R\$ 5,20. No entanto, os valores com conversão direta de câmbio podem não representar a realidade do mercado brasileiro.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho descreveu e comparou o desempenho técnico e econômico de módulos fotovoltaicos monofaciais e dos módulos fotovoltaicos bifaciais para a localidade de Boituva – SP em um sistema fotovoltaico de autoconsumo remoto simulado no PVsyst. Além disso, foram destacados pontos relevantes de uma instalação fotovoltaica, comentado sobre normas aplicáveis para o Brasil, e figuras de mérito para análise de sistemas.

Como resultado, a utilização de módulos bifaciais melhorou a produção de energia anual, a produção específica e o PR do sistema em 7,14 %, 7,44 % e 7,45%, respectivamente. As perdas por temperatura não apresentaram mudanças significativas entre os dois cenários, devido à semelhança na tecnologia do material da célula fotovoltaica, no entanto, os módulos bifaciais apresentaram perdas por temperatura inferiores às dos módulos monofaciais.

Para análise econômica o *payback* obtido foi de 5,5 anos para o sistema com módulos monofaciais e 5,3 anos para o sistema com módulo bifaciais. O LCOE, figura de mérito mais importante para comparar o impacto de tecnologias, mostrou que o sistema com módulos bifaciais reduziu o valor da energia em kWh para o sistema, com R\$ 0,402/kWh para o sistema com módulos monofaciais, e R\$ 0,388/kWh para o sistema com módulos bifaciais. Sendo que, os valores utilizados para os módulos foram referentes a valores dos fornecedores para cliente final. Em importações, o valor entre os módulos pode ser o mesmo ou até mais em conta, devido ao ex-tarifário.

Para trabalhos futuros, seria relevante estudar e comparar os módulos bifaciais em outros estados do Brasil, e avaliar economicamente acompanhando também a redução do custo da tecnologia. Outro fato, é analisar o impacto perante o novo marco da energia solar que está no senado para votação e alterações. Para mais, nota-se também que o mercado brasileiro ainda carece de referências para avaliação econômica de diferentes tecnologias, provavelmente, isso é um reflexo dos módulos bifaciais serem uma tecnologia recente, como também, o mercado não publicar dados que podem ser confidenciais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. **ABNT NBR 5410:2004 Versão Corrigida:2008**. 2008. Disponível em: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=10146>.

ABNT. **ABNT NBR IEC 62116:2012**. 2012. Disponível em: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=90238>.

ABNT. **ABNT NBR 16150:2013**. 2013. Disponível em: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=196005>.

ABNT. **ABNT NBR 16274:2014**. 2014. Disponível em: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=311055>.

ABNT. **ABNT NBR 16690:2019**. 2019. Disponível em: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=426965>.

AGUIAR COELHO, Guilherme; MIOTTO, José Luiz. Análise comparativa da redução da área de geração de energia fotovoltaica proporcionada por módulos bifaciais. **Revista Tecnológica**, [S. l.], v. 29, n. 1, p. 242–258, 2020. DOI: 10.4025/revtecnol.v29i1.51280.

AKEN, Bas Van et al. **Bifacial Photovoltaics: Technology, applications and economics**. London: The Institution of Engineering and Technology, 2019.

AKISOLAR ENGENHARIA. **Seja bem-vindo!** 2021. Disponível em: <http://www.akisolar.com.br/>.

ALDO SOLAR. **INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO ON GRID SMA**. 2021. Disponível em: <https://www.aldo.com.br/produto/41433-0/inversor-solar-fotovoltaico-on-grid-sma-shp75-10-sunny-75kw-trifasico-380v-mppt-monitoramento>.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**, 2012.

ANEEL. Resolução Normativa nº 687 de 2015 da ANEEL. **Aneel**, [S. l.], p. 24, 2015. a.

ANEEL. **Geração Distribuída**. 2015b. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_assetEntryId=14461914&_101_type=content&_101_groupId=656827&_101_urlTitle=geracao-distribuida-introduc-1&. Acesso em: 16 ago. 2021.

BADRA, Mateus. **PL 5829: principais mudanças impostas pelo Marco Legal da GD**. 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/pl-5829-principais-mudancas-impostas-pelo-marco-legal-da-gd/>.

BARBOSA, Luan Krishna Peres. ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA ACERCA DE DIFERENTES SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR COM BASE NO PROJETO JAÍBA SOLAR. *[S. l.]*, 2015.

BLUESOL ENERGIA SOLAR. **Painel Solar (Placa Solar): a Verdade sobre o Preço e como Funciona**. 2018. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/painel-solar-preco-e-como-funciona/>. Acesso em: 1 set. 2021.

BORDEAUX-RÊGO, Ricardo; PAULO, Goret Pereira; SPRITZER, Ilda Maria de Paiva Almeida; ZOTES, Luís Pérez. **Viabilidade econômico-financeira de projetos**. 4. ed. Rio de Janeiro: FGV, 2013.

BRANKER, K.; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, *[S. l.]*, v. 15, n. 9, p. 4470–4482, 2011. DOI: 10.1016/j.rser.2011.07.104. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104>.

BYD. **BYD MONOCRISTALINO PERC BIFACIAL MBK-360-390-5P**. 2019. Disponível em: https://www.byd.ind.br/2020/wp-content/uploads/2020/09/MBK_PTYPE_SERIE_5BB_pnl_solar_byd_01_030320.pdf.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **PL 5829/2019**. 2021. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151>.

CHITOLINA, Rafael Angelo. Metodologia para Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico na Modalidade de Autoconsumo Remoto - Estudo de Caso Florianópolis. *[S. l.]*, 2017.

COMPUBR TECNOLOGIA. **PAINEL SOLAR FOTOVOLTAICO TRINA SOLAR 410W MONO HALF CELL 20,2% EFIC**. 2021. Disponível em: <https://www.compubr.com.br/painel-solar-fotovoltaico-trina-solar-410w-mono-half-cell-202-efic>.

CRESESB. **Potencial Solar - SunData v 3.0**. 2021. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>.

DEOTTI, Lucas Meirelles Pires; GOMES, Flavio Vanderson. Análise De Viabilidade Técnica E Econômica De Um Sistema De Microgeração Solar Fotovoltaica Residencial Com Autoconsumo Remoto. *[S. l.]*, n. i, 2018.

DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 2. ed. [s.l.] : John Wiley & Sons, Inc., 2013. DOI: 10.1002/9781118671603.ch23. Disponível em: <http://doi.wiley.com/10.1002/9781118671603.ch23>.

DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A.; BLAIR, Nathan. **Solar Engineering of Thermal**

Processes, Photovoltaics and Wind. [s.l: s.n.]. DOI: 10.1002/9781119540328.

FERNANDES, Daniela Pereira. **Taxa de desconto: saiba como avaliar os investimentos melhor.** 2018. Disponível em: <https://www.treasy.com.br/blog/taxa-de-desconto/>.

FISCHER, Markus; JUNE, Webinar. ITRPV 11 th edition , April 2020 report presentation and key findings. [S. l.], n. April, p. 1–41, 2020. Disponível em: <https://itrpv.vdma.org/documents/27094228/29066965/ITRPV020200Presentation/eb855894-bbfd-e9fa-b368-592c186986b6>.

FONTINELLE, Carlos; SILVA, Elton Da; SILVA, Marco; MELLO, Rosalice; LOPES, Telma; BRASIL, Davi; JÚNIOR, Petrus. **Análise da viabilidade técnica e econômica da implantação de energia solar na comunidade “Cidade Flutuante do Catalão”, no Amazonas.** 2021. Disponível em: <https://osetoreletrico.com.br/sistema-solar-fotovoltaico-na-amazonia/>.

GREENER. **Cadeia de suprimentos do setor solar – Qual estratégia seguir?** 2021a. Disponível em: https://www.greener.com.br/greener_artigos/cadeia-de-suprimentos-do-setor-solar-qual-estrategia-seguir/.

GREENER. Estudo Estratégico Geração Distribuída - 2º Semestre de 2020. [S. l.], 2021. b. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-2-semester-de-2020/>.

GUERRERO PÉREZ, Javier; MUÑOZ BENAVENTE, Irene; NAVARRO BERBEL, José. The Bifacial Year. [S. l.], n. 2015, p. 1–16, 2019. Disponível em: <https://lab.soltec.com/bifacial-trackers-ii/>.

GUEYMARD, C. A.; MYERS, Daryl R. **Solar Radiation Measurement: Progress in Radiometry for Improved Modeling**, 2008.

GUIMARÃES, Leonam dos Santos. O custo nivelado da eletricidade e seu impacto na transição energética. **Boletim Energético da Fundação Getrúlio Vargas**, [S. l.], p. 10, 2019. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opinioao_-_transicao_energetica.pdf.

IEA. **Projected Costs of Generating Electricity 2020.** 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>.

IEC. IEC TS 60904-1-2 Photovoltaic devices – Part 1-2: Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic (PV) devices. [S. l.], 2019.

IRENA. **Solar Energy.** 2019. Disponível em: <https://www.irena.org/solar>.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2019**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf.

JUNQUEIRA, Rafael Coelho; UTURBEY, Wadaed. Valoração econômica de impactos ambientais da energia solar fotovoltaica: Um estudo de caso. **Revista Brasileira de Energia Solar**, [S. l.], v. 8, n. 1, p. 50–58, 2017.

KALOGIROU, SA. **Solar Energy Engineering Processes and Systems**. 2. ed. Oxford: Elsevier Inc., 2014. DOI: 10.1016/B978-0-12-374501-9.00014-5. Disponível em: <http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=wYRqAAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=Solar+Energy+Engineering+Processes+and+Systems&ots=L9A1zTHQJR&sig=pwKfTaoWU8ZjEHefU9ZuHUUCAY%5Cnhttp://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=wYRqAAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=Solar+energy>.

KITAYAMA, Michelle. **Estudo de modelos matemáticos para análise da radiação solar e desenvolvimento de ferramenta para modelagem e simulação de sistemas fotovoltaicos**. 2019. [S. l.], 2019.

LAMERS, M. W. P. E.; ÖZKALAY, E.; GALI, R. S. R.; JANSSEN, G. J. M.; WEEBER, A. W.; ROMIJN, I. G.; VAN AKEN, B. B. Temperature effects of bifacial modules: Hotter or cooler? **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [S. l.], v. 185, n. May, p. 192–197, 2018. DOI: 10.1016/j.solmat.2018.05.033.

LANGELS, Hanna; GANNEDAHL, Fredrik. BiFacial PV Systems : A technological and financial comparison between BiFacial and standard PV panels. **Undefined**, [S. l.], 2018. Disponível em: <http://www.teknat.uu.se/student>.

LAU, Lucas. **Estruturas para sistemas fotovoltaicos: Tipos e características importantes**. 2017. Disponível em: <https://shareenergy.com.br/estruturas-para-sistemas-fotovoltaicos-tipos-e-caracteristicas-importantes/>.

LIANG, Tian Shen et al. A review of crystalline silicon bifacial photovoltaic performance characterisation and simulation. **Energy and Environmental Science**, [S. l.], v. 12, n. 1, p. 116–148, 2019. DOI: 10.1039/c8ee02184h. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1039/c8ee02184h>.

LYNDON, G.; HANANIA, Jordan; DONEV, Jason. **Discounting**. 2016. Disponível em: <https://energyeducation.ca/encyclopedia/Discounting>.

MACHADO, Gilson Mario Vieira; SILVA, João Lucas de Souza; MOREIRA, Hugo Soeiro; VARGAS, Tiane do Nascimento; PRYM, Guilherme Cerbatto Schmitt; VILLALVA, Marcelo Gradella. Estudo de Caso de um Sistema Fotovoltaico Instalado no Campus da UNICAMP em Diferentes Softwares de Simulação. **VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, [S. l.], 2020. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/858>.

MASCARELLO, Marina Calcagnotto; RODRIGUES, Letícia Jenisch. Avaliação De Websites Brasileiros Para Simulação De Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede: Parâmetros De Entrada E Resultados. **Energia solar e eólica**, [S. l.], p. 225–240, 2019. DOI: 10.22533/at.ed.66719220115.

MELO, Karen Barbosa De. **Estudo de Métodos de Cálculo da Posição Solar Aplicados a Sistemas de Geração Fotovoltaica**. 2019. [S. l.], 2019.

MESQUITA, Daniel De B.; SILVA, Lucas De S.; MOREIRA, Hugo S.; KITAYAMA, Michelle. A review and analysis of technologies applied in PV modules. **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT)**, [S. l.], 2019.

MIRANDA, Gabriela Veras Lima. Modelos de Negócios de Geração Distribuída com Plantas Fotovoltaicas. [S. l.], p. 55, 2019.

MOREIRA, Hugo Soeiro. **Estudo de Técnicas de Rastreamento de Máxima Potência Tolerantes a Sombras para Sistemas Fotovoltaicos**. 2018. University of Campinas, [S. l.], 2018.

MOURA, Gabriela Rodrigues Câmara; RAMOS, Alex Martins; MARTINS, Valdomiro Lacerda; NETO, João Ferreira Reis. Determinação de Figuras de Mérito para a Metodologia de Análise de Ferro Total em Água. **Anais da XIII Semana Nacional de Ciência e Tecnologia ICET/UFAM e IFAM**, [S. l.], 2019.

MYERS, Daryl R. Solar radiation modeling and measurements for renewable energy applications: Data and model quality. **Energy**, [S. l.], v. 30, n. 9 SPEC. ISS., p. 1517–1531, 2005. DOI: 10.1016/j.energy.2004.04.034.

NAKABAYASHI, Renny. Microgeração Fotovoltaica No Brasil: Viabilidade Econômica. **Abinee**, [S. l.], p. 58, 2015. Disponível em: http://200.144.182.130/iee/lsf/sites/default/files/Dissertacao_Renny_vfinal.pdf.

NAKABAYASHI, Renny Kunizo. **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições Atuais e Perspectivas Futuras**. 2014. Universidade de São Paulo, [S. l.], 2014.

NASCIMENTO, Bruno André Marques. **Algoritmo de Posicionamento e Backtracking para Seguidor Solar**. 2015. Instituto Politécnico de Viseu, [S. l.], 2015.

NREL. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017. [S. l.], n. September, 2017. DOI: 10.2172/1395932. Disponível em: <http://www.osti.gov/servlets/purl/1395932/>.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. **CEPEL - CRESESB**, [S. l.], p. 530, 2014.

PV MAGAZINE. **Solar costs have fallen 82% since 2010**. 2020. Disponível em: <https://www.pv-magazine.com/2020/06/03/solar-costs-have-fallen-82-since-2010/>.

PVSyst. 2021. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/>.

QUEIROZ, Leonardo Leandro Galdino De. **SISTEMA FOTOVOLTAICO APLICADO AO CENTRO DE ENSINO MÉDIO 417 DO DF – UM ESTUDO DE CASO**. 2014. *[S. l.]*, 2014.
ROBERTO ZILLES, WILSON NEGRÃO MACÊDO, MARCOS ANDRÉ BARROS GALHARDO, Sérgio Henrique Ferreira de Oliveira. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. 1. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

ROVERSI, Karoline; RAMPINELLI, Giuliano Arns. **Análise Do Fator De Dimensionamento Do Inversor Em Um Sistema Fotovoltaico Conectado À Rede**. *[S. l.]*, 2019.

SANTANA, Bruno Rodrigues; NASCIMENTO, Dorival Do; SILVA, Aluísio Torres Da. **Geração Distribuída de Energia Fotovoltaica: Uma Análise de Viabilidade no Setor Comercial na Modalidade Autoconsumo Remoto e Concentrada no Estado do Paraná**. *[S. l.]*, p. 1–24, 2018.

SILVA, Jéssia Alice Alves Da. **Tratamento de dados meteorológicos e análise de desempenho do sistema fotovoltaico da emc/ufg**. *[S. l.]*, p. 190, 2019.

SILVA, J. De; MOREIRA, H.; MESQUITA, D.; REIS, M.; VILLALVA, M. **Study of Power Optimizers for Grid-Connected Photovoltaic Systems**. **IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS**, *[S. l.]*, v. 17, n. 1, p. 127–134, 2019.

SILVA, João Lucas de Souza. **Estudo e Desenvolvimento Experimental de Otimizadores de Potência para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 2020. *[S. l.]*, 2020.

SOLIS. **ESTRUTURA PARA SOLO**. 2021. Disponível em: <https://www.solisdistribuidora.com.br/estruturas-aluminio/telha-metalica/estrutura-para-solo-valor-por-painel-solar>.

SOUZA, Rubem Cesar Rodrigues; SOUZA, Fernando Cesar Rodrigues; NUNES, Haroldo Carlos da Silva; SILVA, Helder Cruz Da; CARVALHO, José Maria Ypiranga De; MELO, Karen Barbosa De; ALENCAR, Samuel Brilhante De; SILVA, Thainara Costa Da. **Cadeia de Valor da Energia Solar Fotovoltaica no Estado do Amazonas**. *[S. l.]*, p. 264, 2020.

SUNPROP. **STRING BOX SOLAR CC DISJUNTOR DC 32A 500V + DPS 1040V 40KA**. 2021. Disponível em: <https://www.sunprop.com.br/protecoes/porta-fusivel/string-box-solar-cc-disjuntor-dc-32a-500v-dps-1040v-40ka%0A>. Acesso em: 26 ago. 2021.

TEILIX EIRELI. **Painel Solar Trina 410W TSM-410DE15MII**. 2021. Disponível em: https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-1839915614-painel-solar-trina-410w-tsm-410de15mii-_JM#position=10&search_layout=stack&type=item&tracking_id=5680ccbe-

125a-4831-bf49-5e0035244bb6.

VDMA. **International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) - 2020 Results**, 2021.

VERÍSSIMO, Pedro Henrique Alves. **Avaliação De Uma Usina Solar Fotovoltaica Comparando Diferentes Topologias De Sistemas De Fixação Utilizando Duas Diferentes Tecnologias Fv**. 2017. Universidade Federal de Santa Catarina, [S. l.], 2017.

VILLALVA, Marcelo. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações**. [s.l.] : Érica, 2015.

VILLALVA, Marcelo. **Entenda os módulos solares bifaciais**. 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/entenda-os-modulos-solares-bifaciais/>.

YNOUE, Rita. 1400110 – LABORATÓRIO DE FÍSICA DA TERRA E DO UNIVERSO. [S. l.], p. 13, 2021.

YUSUFOGLU, Ufuk A.; PLETZER, Tobias M.; KODUVELIKULATHU, Lejo Joseph; COMPAROTTO, Corrado; KOPECEK, Radovan; KURZ, Heinrich. Analysis of the annual performance of bifacial modules and optimization methods. **IEEE Journal of Photovoltaics**, [S. l.], v. 5, n. 1, p. 320–328, 2015. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2014.2364406.
