



**UNIVERSIDADE DE INTEGRAÇÃO INTERNACIONAL DA LUSOFONIA
AFRO-BRASILEIRA
INSTITUTO DE ENGENHARIAS E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS**

ÂNGELO EMANUEL TAVARES DA VEIGA

**ESTUDO DE CASO DO USO DE POSICIONADOR SOLAR DE DOIS EIXOS PARA
MELHORAR A EFICIÊNCIA DE CAPTAÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR NA USINA
FOTOVOLTAICO DO PALMAREJO**

REDENÇÃO-CE

2023

ÂNGELO EMANUEL TAVARES DA VEIGA

ESTUDO DE CASO DO USO DE POSICIONADOR SOLAR DE DOIS EIXOS PARA
MELHORAR A EFICIÊNCIA DE CAPTAÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR NA USINA
FOTOVOLTAICO DO PALMAREJO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia de Energias do Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável da Universidade de Integração Internacional da Lusofonia afro-brasileira, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia de Energias.

Orientador: Prof. Dr. Sabi Yari Moïse
BANDIRI

REDENÇÃO-CE

2023

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira
Sistema de Bibliotecas da UNILAB
Catalogação de Publicação na Fonte.

Veiga, Ângelo Emanuel Tavares da.

V426e

Estudo de caso do uso de posicionador solar de dois eixos para melhorar a eficiência de captação da radiação solar na usina fotovoltaica do Palmarejo / Ângelo Emanuel Tavares da Veiga. - Redenção, 2023.

59fl: il.

Monografia - Curso de Engenharia de Energias, Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável, Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, Redenção, 2023.

Orientador: Prof. Dr. Sabi Yari Moïse Bandiri.

1. Energia Solar. 2. Sistema de Energia. 3. Eficiência. 4. Energia - Captação. I. Bandiri, Sabi Yari Moïse. II. Título.

CE/UF/BSCA

CDD 633.85

ÂNGELO EMANUEL TAVARES DA VEIGA

ESTUDO DE CASO DO USO DE POSICIONADOR SOLAR DE DOIS EIXOS PARA
MELHORAR A EFICIÊNCIA DE CAPTAÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR NA USINA
FOTOVOLTAICO DO PALMAREJO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia de Energias do Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável da Universidade de Integração Internacional da lusofonia afro-brasileira, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia de Energias.

Aprovada em: 31/01 /2023

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Sabi Yari Moïse BANDIRI (Orientador)
Universidade da Integração Internacional
Afro-brasileira (UNILAB)

Prof. Dr. Vandilberto Pereira Pinto
Universidade da Integração Internacional
Afro-brasileira (UNILAB)



Dr. Christel Enock Ghislain Ogoulola

Dedico este trabalho à minha mãe, que sempre me motivou, e tudo fez para que eu pudesse realizá-lo, e à minha família e todos os amigos que acreditaram e me motivaram durante todo esse percurso.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pelo dom da vida, pela saúde, por me fazer crer sempre, que tudo é uma fase, e que no final dá tudo certo.

A minha mãe querida, Elisa Ramos Tavares, a quem devo tudo que sou, minha rainha. Aquela que sempre torceu por mim e me motivou a correr atrás dos meus sonhos, e nunca mediu esforços para que eu pudesse concretizá-los. Que me fortalece com seus ensinamentos, me motiva com seus exemplos, e me incentiva a ser um homem melhor. Que Deus a dê vida longa e saúde, para acompanhar o resultado do investimento que fez em mim. Aos meus irmãos Irina Emanuela, e Gabriel Arlindo, pela irmandade e companheirismo, e que mesmo distantes, se fizeram presente.

A UNILAB, que me proporcionou a oportunidade de fazer minha graduação no Brasil tendo contribuição fundamental para a minha formação profissional. A todos os professores em Cabo Verde, que um dia me puderam proporcionar algum aprendizado, pois certamente tiveram impacto na minha jornada, abrindo portas para que eu pudesse continuar aprendendo. A todos os meus professores de graduação que pacientemente se dedicaram a transmitir conhecimento para nós os alunos, nos motivando, e enriquecendo nossos conhecimentos nas mais diversas áreas.

A meu professor, orientador, pela, atenção, paciência e pelo suporte durante esse tempo, pelas suas correções e incentivos.

A todos os amigos que fiz no Brasil durante essa caminhada (Cabo-verdianos e não só), que tornaram minha jornada mais tranquila.

“Si ka badu, ka ta biradu.”

(Norberto Tavares)

RESUMO

A eficiência da captação da irradiação solar e conversão em energia elétrica pelas células fotovoltaicas depende essencialmente da quantidade de radiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos e do tempo de exposição a essa radiação. Tendo em vista que a maioria das usinas fotovoltaicas são instalados utilizando estruturas de suporte fixas com ângulos ideais, com objetivo de elevar a produção anual de energia, vários sistemas estão sendo desenvolvidos visando maximizar a produção de energia dessas instalações, principalmente em usinas de grande porte. Dentre estas tecnologias destacam-se os rastreadores solares cuja principal função é posicionar a superfície do módulos de forma que os raios do sol incidem sempre perpendicularmente a ele, conforme seu movimento ao longo do dia e estações do ano. O presente trabalho tem como objetivo analisar a usina solar fotovoltaica de Palmarejo, Praia - Cabo Verde, comparando dois cenários: uma onde a usina solar fotovoltaica utiliza estrutura fixa e a segunda com rastreador solar de dois eixos. Inicialmente, são descritos vários aspetos do uso de rastreadores, incluindo as características da radiação solar, o movimentos do sol, a inclinação solar ideal para instalação dos módulos e os tipos de rastreadores que mais se destacam atualmente. São apresentados também estudos realizados por pesquisadores ao redor do mundo, explanando sistemas de captação de radiação solar. Por fim, utilizando o *software PVsyst*, é feita uma estimativa do ganho de energia solar captada, comparando os cenários de uma usina solar fotovoltaica com a utilização de estrutura fixa e com rastreadores de dois eixos. Os ganhos foram significativos, com o resultado aumentando produção de energia de 7.21 GWh para 8.26 GWh no mesmo período de um ano simulado.

Palavras-chave: Energia Solar. Sistema de Posicionador Solar. Eficiência.

ABSTRACT

The efficiency of capturing solar radiation and converting it into electrical energy by photovoltaic cells essentially depends on the amount of solar radiation incident on photovoltaic modules and the time of exposure to this radiation. Considering that most photovoltaic plants systems are installed on fixed support structures at ideal angles, in order to increase the annual energy production, several systems are being developed to maximize the energy production of these systems, mainly in large plants. . Among these technologies, solar trackers stand out, whose main function is to position the surface of the modules so that the sun's rays always fall perpendicular to it as it moves throughout the day and seasons. The present work had as general objective to analyze a photovoltaic solar plant in Palmarejo (Cape Verde), comparing two scenarios where the photovoltaic solar plant uses a fixed structure and with a two-axis solar tracker. Initially, several aspects of the use of trackers are described, including the characteristics of solar radiation, the movements of the sun, ideal solar inclination for installing the modules, and types of trackers that stand out the most today. Studies carried out by researchers around the world are also presented, explaining solar radiation capture systems. Finally, using the PVsyst software, an estimate of the captured solar energy gain is made, comparing the scenarios in a photovoltaic solar plant with the use of a fixed structure and two-axis trackers. The gains were significant, with the result increasing energy production from 7.21 GWh to 8.26 GWh in the same period of a simulated year.

Keywords: Solar energy, Efficiency, Solar system tracker .

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Localização geográfica Cabo Verde.	17
Figura 2 – Comparativo de eletricidade produzida entre 2019 e 2020.	18
Figura 3 – Ângulos notáveis em solarimetria.	21
Figura 4 – Estruturas de um Sistema Fotovoltaico Conetado á Rede.	21
Figura 5 – Níveis de Energia a) níveis discretos em estruturas atômicas isoladas; b) bandas de condução e Valência de um isolante, um semiconductor e um condutor;	23
Figura 6 – Impurezas do antimônio em material do tipo n.	25
Figura 7 – Impurezas do boro em material do tipo p;	25
Figura 8 – Distribuição de cargas Junção pn;	26
Figura 9 – Células fotovoltaicas de <i>Si</i>	27
Figura 10 – Estrutura de célula fotovoltaica	28
Figura 11 – Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 100Wp.	30
Figura 12 – Efeito da variação da irradiância solar sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de c-Si a 25°C.	32
Figura 13 – Efeito da variação da temperatura das células sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células c-Si sob irradiância de 1.000 W/m ²	33
Figura 14 – Localização da Usina solar.	40
Figura 15 – PVsyst janela de configuração e orientação dos módulos.	42
Figura 16 – Definição dos componentes do sistema	43
Figura 17 – Diagrama de perdas no período de um ano da Usina com ângulo fixo	45
Figura 18 – Diagrama de perdas no período de um ano da Usina com rastreador solar de dois eixos.	46
Figura 19 – Gráfico de Earray (GWh) das duas Simulações.	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Eficiência de células fotovoltaicas fabricadas em laboratórios até 2012 . . .	29
Tabela 2 – Dados gerados pelo Meteonorm cidade da Praia	41
Tabela 3 – Características dos módulos fotovoltaicos e inversores do Parque fotovoltaico	43
Tabela 4 – Parâmetros de perdas	44
Tabela 5 – Resultados para o parque solar com estrutura fixa	44
Tabela 6 – Resultados para o parque solar com posicionador solar de dois eixos	47

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Objetivos	14
1.1.1	<i>Objetivo Geral</i>	14
1.1.2	<i>Objetivos Específicos</i>	14
1.2	Justificativa	14
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1	Cabo Verde e Aspetos Energéticos	16
2.1.1	<i>Matriz Energética de Cabo Verde</i>	17
2.2	LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DA CIDADE DA PRAIA	19
2.3	PANORAMA MUNDIAL DE USO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	19
2.4	RADIAÇÃO SOLAR	20
2.5	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	21
2.5.1	<i>Breve Histórico</i>	22
2.5.2	<i>Semicondutores</i>	22
2.5.2.1	<i>Materiais Semicondutores</i>	24
2.5.3	<i>Células Fotovoltaicas e Efeito Fotovoltaico</i>	26
2.5.3.1	<i>Tipos de Células Fotovoltaicas</i>	28
2.5.4	<i>Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos</i>	29
2.5.4.1	<i>Desempenhos dos módulos fotovoltaicos</i>	32
2.5.5	<i>Ângulo de Instalação dos Módulos Fotovoltaicos</i>	33
2.6	SEGUIDOR SOLAR	33
2.6.1	<i>Classificação Seguidores Solares</i>	34
2.6.1.1	<i>Rastreadores solares baseados na atividade das unidades de rastreamento</i>	34
2.6.1.1.1	<i>Rastreadores solares passivos</i>	34
2.6.1.1.2	<i>Rastreadores solares ativos</i>	35
2.6.1.2	<i>Rastreadores solares baseados na estratégia de controle</i>	35
2.6.1.3	<i>Classificação Baseado no Grau de Liberdade</i>	36
2.7	Estudos sobre Seguidores Solares	37
3	METODOLOGIA	39
3.1	SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL	39

4	RESULTADOS	42
4.1	Usina com Eixo Fixo	44
4.2	Usina com Posicionador Solar de Dois Eixos	45
5	CONCLUSÕES	48
	REFERÊNCIAS	49
	APÊNDICES	52
	ANEXOS	52
	ANEXO A –	52
	ANEXO B –	59

1 INTRODUÇÃO

O consumo de energia elétrica no mundo é uma questão de que depende de muitos fatores, incluindo o crescimento da população, o nível de desenvolvimento econômico, as tecnologias disponíveis e os padrões de consumo de energia. De maneira geral, o consumo de energia elétrica tem aumentado significativamente em todo o mundo nos últimos anos, devido ao crescimento da economia global e ao aumento da demanda por energia para abastecer o setor industrial, os transportes e os edifícios residenciais e comerciais. Para melhor responder a essa demanda no setor energético, torna-se necessário o investimento das entidades governamentais e/ou sectores privadas em novas formas de geração de energia para diminuir a dependência dos combustíveis fósseis para gerar energia que além de limitados geram poluição (MONTEIRO, 2012).

A decisão sobre qual tipo de fonte de energia deve ser utilizada em cada caso deve ser feita com base em considerações econômicas, ambientais e de segurança de cada país. Devido aos aspetos ambientais e de segurança desejáveis, acredita-se amplamente que a energia solar deve ser utilizada substituindo outras formas alternativas de energia, uma vez que pode ser fornecida de forma sustentável sem prejudicar o meio ambiente (KALOGIROU, 2013). O uso da energia solar para geração da eletricidade tem ganhado cada vez mais lugar na matriz elétrica mundial nos últimos anos. De acordo com (PINHO *et al.*, 2014), a energia solar além de ser a energia responsável pela vida na terra, é uma das principais alternativas dentre as fontes de energia limpa e de maior disponibilidade. Com isso, o planeta terra recebe uma quantidade abundante de energia solar, transmitida principalmente na forma de ondas eletromagnéticas, que pode ser aproveitada na forma de calor ou transformada em energia elétrica por meio de materiais semicondutores, que constituem as placas fotovoltaicas.

Conforme Pinho *et al.* (2014) antes da década de 70, o uso da tecnologia fotovoltaica descoberta por Becquerel em experimentos com selênio em 1839 para geração de energia em aplicações terrestres era limitado devido aos altos custos envolvidos na produção dos módulos, o seu uso era mais frequente em aplicações espaciais ou para a eletrificação de áreas de difícil acesso já que nenhuma outra fonte de energia estava disponível. Contudo, depois da década, graças as políticas que visam o aumento da participação das fontes de energias renováveis na matriz elétrica mundial como forma de redução da poluição, o custo dos módulos fotovoltaicos vem sendo reduzido, tendo como resultado o aumento da potência fotovoltaica instalada no mundo.

Muitas pesquisas foram realizadas com intuito de melhorar a eficiência dos módulos atualmente disponíveis e para desenvolver células fotovoltaicas de materiais melhor convertem a radiação solar em energia elétrica. No entanto, a eficiência dos módulos fotovoltaicos não depende apenas da tecnologia usada para sua fabricação, isto é, ao otimizar a forma como a radiação solar se incide nos módulos e o tempo que estes ficam expostos à radiação solar também pode melhorar a sua eficiência.

O sistema de rastreamento do Sol consiste em fazer com que os módulos responsáveis pela captação da radiação solar acompanhe o movimento do sol ao longo do dia, se deslocando de leste a oeste no movimento de rotação da terra, e/ou ao longo do ano, se deslocando ao longo do eixo norte-sul no movimento de translação terrestre. O rastreamento do sol faz com que os raios solares incidam mais perpendicularmente na superfície de captação, o que proporciona uma melhor eficiência na captação, (FILHO, 2013).

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Apresentar os ganhos de captação de radiação solar na usina fotovoltaica do Palmarejo, Praia - Cabo Verde, utilizando posicionador de dois eixos.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Descrever os tipos de um posicionador solar fotovoltaico de dois eixos;
- Realizar simulação usando *software PVSyst* e relacionar a eficiência de captação de radiação solar de um sistema fotovoltaico com eixo fixo, e um Sistema fotovoltaico com posicionador solar de dois eixos para o parque fotovoltaico de Palmarejo;
- Analisar os ganhos de captação de radiação solar com o uso de sistema de posicionador solar.

1.2 Justificativa

Atualmente a evolução das tecnologias no mundo deve-se principalmente ao avanço e diversificação das formas de produção de energias. Quando se fala de energias renováveis

ou limpas a energia solar fotovoltaica vem se destacando, mostrando ser uma solução menos custosa para contornar os problemas gerados pela produção de energia usando combustíveis fósseis. Contudo, Keith *et al.* (2015) afirma que quanto a sua eficiência comercial, os módulos fotovoltaicos responsáveis no processo de captação de radiação solar e transformação em energia elétrica, rodam por volta de 13% a 19% , podendo chegar a 24%, sendo que muitas vezes não atingem sua eficiência máxima. Os métodos que se usam com mais frequência nas instalações desses sistemas é sistema com eixo fixo orientado para o norte. A eficiência das células fotovoltaicas depende essencialmente da radiação solar incidente, sendo maior numa área que se estende perpendicularmente em relação aos raios solares, do que numa área com ângulo diferente nas mesmas dimensões. Adicionalmente, a altura solar também influencia na captação da radiação solar visto que muda ao longo do dia e das estações do ano.

Appleyard (2009) afirma que a geração de energia de um sistema com posicionador solar de dois eixo, aponta ganhos de cerca de 30% na sua eficiência, quando comparados com sistemas de eixo fixo, tornando-se uma ótima opção para maximizar a capacidade de produção de um sistema fotovoltaico, sem aumentar o número de módulos, gerador de energia solar, uma vez que demanda mais espaços e investimentos.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Cabo Verde e Aspetos Energéticos

O arquipélago de Cabo Verde está localizado a oeste do continente Africano, em pleno Oceano Atlântico, a uma distância de 460 *km* da Costa de África, entre os paralelos 14° 23' e 17° 12' de latitude Norte e os meridianos 22° 40' e 25° 22' a Oeste de Greenwich. O país tem uma superfície de 4033 *Km*² com uma população de 544.081 habitantes e é composto por dez ilhas, notadamente: Santo Antão, São Vicente, São Nicolau, Santa Luzia, Sal, Boa Vista, Maio, Santiago, Fogo e Brava, na qual uma delas (Santa Luzia) não é habitada e cinco ilhéus principais (Branco, Raso, Grande, Luís Carneiro, Cima).

As ilhas de Cabo Verde, Figura 1, em termos geomorfológicos, subdivide-se essencialmente em dois grupos: um formado por ilhas montanhosas (Santo Antão, São Vicente, Santa Luzia, São Nicolau, Santiago, Fogo e Brava), onde predominam as paisagens montanhosas e relevos bastante acidentados, com altitudes que alcançam até 2.829 *m*, e um outro grupo constituído por ilhas planas (Sal, Boa Vista e Maio), caracterizadas pela quase inexistência de relevos montanhosos, onde marcam presença as extensas praias de areia branca, banhadas pelo azul-turquesa do atlântico.

O clima das ilhas é caracterizado como árido e semiárido, quente e seco, com temperatura média anual a rondar os 25° C, com fraca pluviosidade. Durante os meses de dezembro a junho podem ser identificados como a estação seca ou tempo das brisas, entre os meses de agosto a outubro a estação chuvosa, como tempo das águas e o mês de julho considerado o de transição das duas estações.

Em termos de situação socioeconómica, Cabo Verde tem uma grande dependência de remessas do exterior, tanto para seu abastecimento de bens de primeira necessidade e equipamentos, como também relativamente à oferta de recursos financeiros. A economia caboverdiana depende essencialmente das atividades agropecuárias, pesca, agrícolas, indústria e turismo. Desde os anos de 1991 o crescimento da economia caboverdiana tem processado a uma escala sustentável, na qual entre o ano 2007 e 2009 houve um desaceleramento na taxa de crescimento económico, atingido meros (6 %). Após esse período, devido essencialmente a investimentos frequentes do estrangeiro, remessas dos emigrantes e financiamentos concedidos ao governo, houve uma contribuição significativamente no crescimento do PIB. Apesar do ano de 2014, apresentar um aumento real do Produto Interno Bruto (PIB), na qual teve registo de 2

Figura 1 – Localização geográfica Cabo Verde.



Fonte: Pereira (2015).

%, indicando uma recuperação económica contínua e moderada devido ao crescimento fraco da economia nacional e internacional, o turismo e a infraestrutura foram os que mais contribuíram no crescimento económico caboverdiano.

2.1.1 Matriz Energética de Cabo Verde

O setor energético de Cabo Verde é caracterizado pela utilização de combustíveis fósseis (fuel-óleo e o gasóleo), biomassa (lenha) e uma pequena parcela expressiva de energias renováveis, nomeadamente a energia solar e a energia eólica. A energia gerada no país, advém principalmente da importação de combustíveis fósseis, uma vez que não dispõe de recursos energéticos próprio de origem fóssil, o que o torna o país altamente dependente e vulnerável às flutuações no preço do petróleo, impactando diretamente no preço da eletricidade. Essa escassez levanta outra preocupação relevante, que é a sobre-exploração da biomassa para efeitos de geração de energia, sem considerar os impactos que este tem ao nível das alterações climáticas e da sustentabilidade.

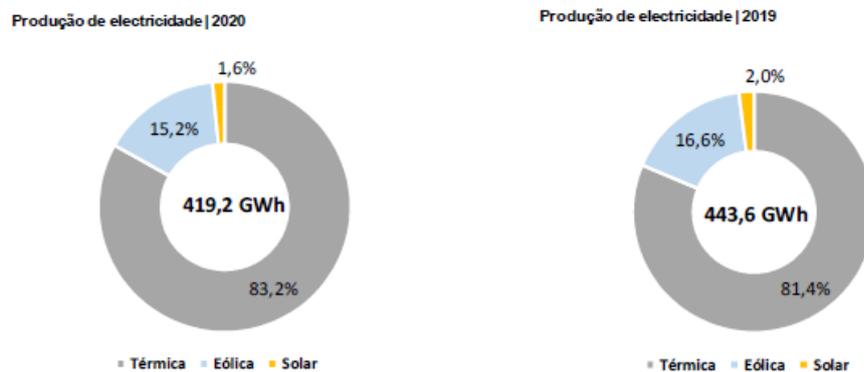
Outro fator importante é a insularidade e a descontinuidade do país, que se tem apresentado um desafio para o setor energético de Cabo Verde, sendo que além da ausência de

combustíveis fósseis, a importação e a distribuição inter-ilhas são altamente custosas. Por outro lado, a descontinuidade do seu território e o seu desmembramento em diversas ilhas de pequena dimensão torna mais difícil a exploração de economias de escala na geração de eletricidade. Por isso, cada ilha do arquipélago possui a sua própria infraestrutura de geração e distribuição de energia com uma dimensão adequada a sua própria realidade.

A integração de recursos renováveis na geração de eletricidade baseia-se principalmente na energia eólica e solar no país. De acordo com REN21 (2014) de entre os 13 países Estados-membros Comunidade Económica dos Estados da África Ocidental (CEDEAO), Cabo Verde vem se destacando como referência na utilização de fontes renováveis na produção de energia, sendo a principal central eólica da região localizada no país, na qual a Cabeólica dispõe de 25,5 MW, sendo a primeira central eólica comercial, elaborada com base numa parceria público-privada (PPP) inaugurada em 2011. O país também tem se destacado em projetos solares fotovoltaicos (FV) ligados à rede, sendo líder regional nesta matéria, com duas centrais solares dispondo 6,4 MW.

O sector energético caboverdiano é caracterizado por um único produtor, representado pela ELECTRA, SARL, cujo a razão económico-social é a produção, distribuição e comercialização da água e energia eléctrica. De acordo com ELECTRA (2020), Cabo Verde detém um conjunto de 14 centrais térmicas, com potência de 116.387 kW (94,0%), centrais eólicas 900 kW (0,7%) e solar 6.530 kW (5,3%) somando uma potência total disponível de 123.817 kW.

Figura 2 – Comparativo de eletricidade produzida entre 2019 e 2020.



Fonte: ELECTRA (2020).

Conforme a Figura 2 a produção de eletricidade no país no ano de 2020 atingiu o valor de 419,2 GWh, sendo 83,2% de origem térmica, que representa uma diminuição de 3,4% em relação ao mesmo período do ano anterior. A produção eólica contribui com 15,2% , menos

13,4 % face ao valor do mesmo período 2019. A geração solar acrescentou 1,6%, representando uma diminuição de 26,8% em relação ao mesmo período de 2019. Essa redução da produção de eletricidade de 5,5% está intimamente relacionada com a crise provocada pela pandemia COVID-19, na qual teve maior impacto na ilha do Sal com uma queda de 30% na produção de eletricidade, uma vez que a economia da ilha depende essencialmente do turismo.

2.2 LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DA CIDADE DA PRAIA

A cidade Praia é a maior cidade e capital de Cabo Verde. A cidade da Praia está localizada a sul da ilha de Santiago, nas coordenadas geográficas Latitude: 14.9315200° e longitude: -23.5125400°, a uma altitude de 18 metros acima do nível do mar. A cidade possui cerca de 159 mil habitantes.

De acordo com o relatório e contas da ELECTRA (2020), a cidade da Praia era abastecida por duas centrais a diesel, de dimensões variadas, um parque solar e um parque eólico (Cabeólica). A potência disponibilizada por esses 4 parques totalizava no final do ano em referência 86.473kW, repartida pelas centrais térmicas 72.843 KW, centrais eólicas 9.350 kW e solar 4.280 KW.

2.3 PANORAMA MUNDIAL DE USO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Diante da necessidade de enfrentar o aquecimento global, muitos países estão adotando políticas para incentivar o uso de fontes alternativas de energia, destacando a energia solar, em substituição às fontes de combustíveis fósseis, que emitem gás carbônico (CO_2) para a atmosfera, um dos gases responsáveis pelo efeito estufa efeito (SILVA *et al.*, 2015). Em consequência, ao longo da última década, a energia solar fotovoltaica vem ganhando cada vez mais destaque no cenário global, com uma alta e contínua taxa de crescimento que deve continuar devido á pressão global por energia limpa, sendo uma das mais eficientes e menos prejudiciais ao meio ambiente.

No final de 2009, a capacidade fotovoltaica instalada acumulada no mundo era superior a 23 GW. Um ano depois era de 40,3 GW e no final de 2011 era 70,5 GW. Em 2012, a marca de 100 GW foi atingida e em 2013, quase 138,9 GW de parques fotovoltaicos foram instalado globalmente, capaz de produzir pelo menos 160 terawatts-hora (TWh) de eletricidade por ano.

De acordo com o EPIA (2014), a produção de energia solar primária utilizando painéis fotovoltaicos aumentou 395 % entre 2003 e 2013. O ano 2013 consagrou-se como um ano histórico para tecnologia fotovoltaica, pois nesse ano registou-se pelo menos 38,4 GW de capacidade solar fotovoltaica recém-instalada em todo mundo e uma capacidade instalada cumulativo global de 138,9 GW.

2.4 RADIAÇÃO SOLAR

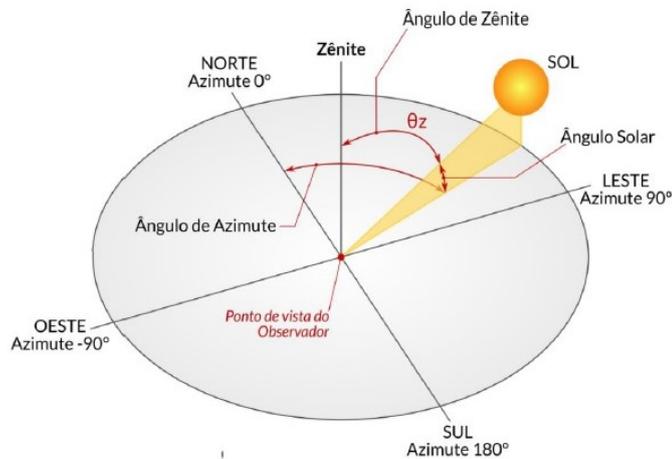
A Terra recebe anualmente $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar, o que corresponde a 10.000 kWh de energia solar no mesmo período, sendo este apenas 0,01 % da demanda energética de toda a humanidade. A energia fornecida pelo Sol, além de demonstrar responsável pela manutenção da vida na Terra, constitui-se numa fonte energética com um enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia ajudando assim as demandas energéticas do ser humano (PINHO *et al.*, 2014).

A intensidade com que a radiação solar alcança a atmosfera, depende da distância entre o Sol e a Terra, sendo um dos fatores essenciais a ser considerada a posição relativa entre o Sol e a Terra. A Terra orbita o Sol a uma distância média de cerca de 150 milhões de quilômetros, completando um ciclo a cada 365,25 dias. Ao longo desse ciclo, a distância varia entre $1,47 \times 10^8$ km e $1,52 \times 10^8$ km e, como resultado, o fluxo de radiação solar oscila entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 , tendo seu valor médio, igual a 1.367 W/m^2 . No entanto, apenas uma pequena parcela da radiação solar total atinge a superfície da Terra, ou seja, parte dessa radiação é absorvida por fenômenos como reflexão, absorção e dispersão que são formas pelas quais a atmosfera reduz a intensidade da radiação solar.

Para PEREIRA *et al.* (2017), outro fator a ser considerado, é a duração do dia e a quantidade de energia solar incidente em um ponto qualquer da superfície terrestre, sendo que este apresenta variabilidade temporal característica de dois ciclos, o ciclo anual e o ciclo diário. O ciclo anual, ocorre como consequência da inclinação em $23,45^\circ$ do eixo axial da Terra com relação ao plano orbital do planeta em torno do Sol. A duração do dia está intrinsecamente relacionada com as estações do ano. Ainda para além do movimento de translação, o movimento de rotação da Terra em torno de seu próprio eixo, ou ainda seu o ciclo diário da variabilidade também influencia na incidência da radiação solar. Assim sendo, para descrever os dois ciclos da variabilidade da radiação solar que alcança o sistema terra-atmosfera, faz-se uso de parâmetros geométricos importantes que definem a direção do Sol, a partir de ângulos notáveis representados

na Figura 3.

Figura 3 – Ângulos notáveis em solarimetria.

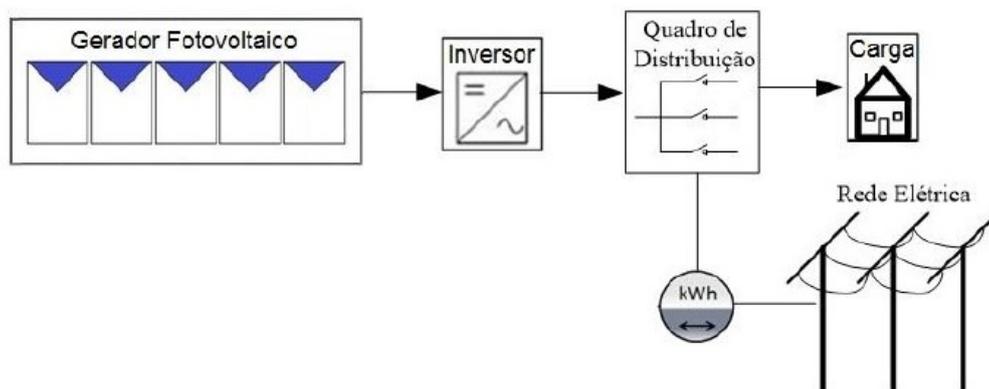


Fonte: PEREIRA *et al.* (2017).

2.5 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Quando se fala de energia solar, sempre é bom ressaltar que todas as outras formas de energia provém de forma indireta do sol, sendo elas, a energia hidráulica, biomassa, eólica, combustíveis fósseis e dos oceanos. Além disso, pode se aproveitar da radiação emitida pelo sol como fonte direta para produzir energia térmica, para aquecimento de fluidos e ambientes e para geração de potência mecânica ou elétrica. Ainda pode se obter energia elétrica convertendo diretamente a radiação solar, por meio de efeitos sobre determinados materiais, entre os quais se destacam o termoeletrico e o fotovoltaico (ANEEL, 2002).

Figura 4 – Estruturas de um Sistema Fotovoltaico Conetado á Rede.



Fonte: Pinho *et al.* (2014).

Os sistemas fotovoltaicos (sistema fotovoltaica conectada à rede), representada na Figura 4 geram eletricidade a partir da captação da radiação solar, por meio de um processo que ocorre nos materiais semicondutores. Esses materiais ao serem atingidos por fótons, os elétrons são liberados da camada de valência dos átomos do material e, devido às propriedades semicondutores do mesmo, criando assim, a corrente elétrica.

2.5.1 Breve Histórico

O efeito fotovoltaico foi descoberto por Alexandre Becquerel, jovem físico experimental da França no ano de 1839, durante um experimento com uma célula eletrolítica composto por dois eletrodos metálicos. Em 1873, descobriu-se a fotocondutividade do selênio, que levou mais tarde (1883) a invenção das primeiras células solares de selênio. Posteriormente em 1904 Albert Einstein publica seu trabalho teórico pioneiro sobre o efeito fotoelétrico, confirmado experimentalmente por Millikan em 1916, e que rendeu a Einstein o Nobel de Física de 1921. Após surgimento dessa tecnologia, segue-se a descoberta e descrição de vários outros materiais com características semelhantes, que registaram eficiência da ordem de 1% (fotocélulas de sulfeto de tálio) em 1931, mas que sobem a 4% (células solar de *Si* de 2 cm²) e 6% em 1953 e 1954, respectivamente, atingindo até 35% (Concentradores fotovoltaicos (CPV) consistindo de células triplas de *GaAs* em substratos de *Ge*) em 2006 (PETROVA-KOCH VESSELINKA E HEZEL, 2020).

2.5.2 Semicondutores

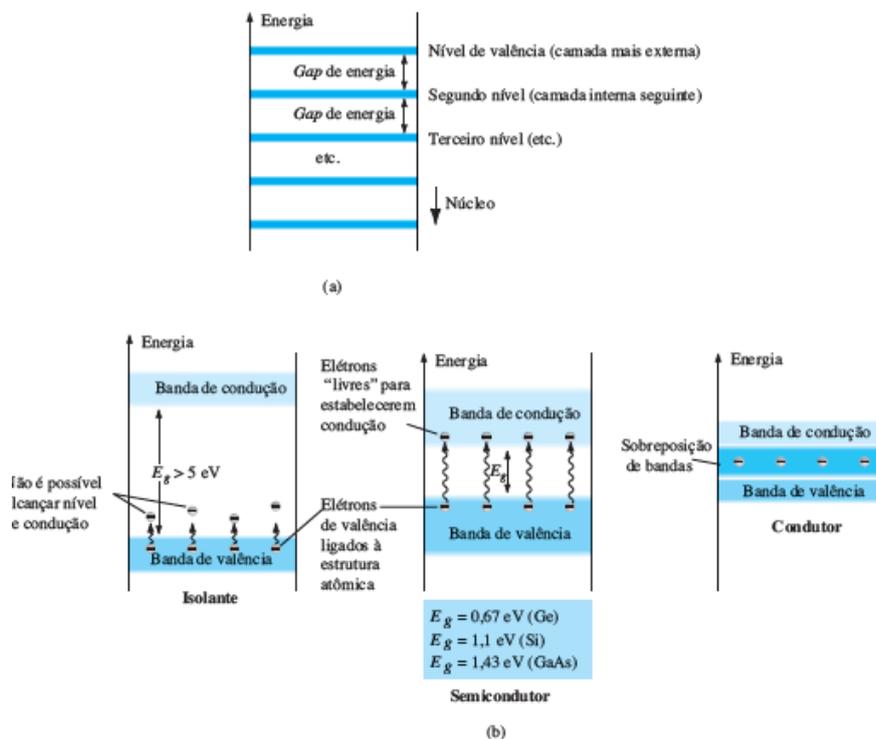
As propriedades de condução elétrica dos diversos materiais, foi observada desde o século XVIII, em que Alessandro Volta constatou a existências de materiais semicondutores. Esses materiais apresentavam condutividade intermediária entre os metais, bons condutores e os isolantes maus condutores. No ano de 1933, Michael Faraday notou que os semicondutores apresentavam características diferentes dos metais no que se refere à variação entre a condutividade com a temperatura ou seja enquanto a condutividade diminui com o aumento da temperatura para os metais, ela aumenta para os semicondutores. Nos anos seguintes, a história dos semicondutores concentrou-se em duas propriedades importantes, ou seja, retificação da junção metal-semicondutor e sensibilidade dos semicondutores à luz.

Segundo YOUNG Hugh D e FREEDMAN (2004) o que determina se um material é um isolante, um semicondutor ou um condutor é a banda de energia associada, ou ainda podemos

dizer que o fator mais importante para classificar um material sólido é a extensão em que os estados em cada banda são ocupados e o espaçamento, chamado banda proibida ou lacuna de energia, entre bandas adjacentes.

Dentro da estrutura atômica de todo e qualquer átomo isolado, existem níveis específicos de energia associados a cada camada e elétron em órbita, na qual esses níveis são diferentes para cada elemento, como mostrado na Figura 5. No entanto, de modo geral, esse estado de energia será maior quanto maior for a distância do elétron em relação ao núcleo. Caso esse elétron tenha deixado o átomo que lhe deu origem, esse terá nível de energia maior que qualquer outro elétron na estrutura do átomo (BOYLESTAD; NASHELSKY, 2016).

Figura 5 – Níveis de Energia a) níveis discretos em estruturas atômicas isoladas; b) bandas de condução e Valência de um isolante, um semicondutor e um condutor;



Fonte: Boylestad e Nashelsky (2016).

Para os elétrons na estrutura atômica de um átomo isolado existe níveis específicos de energia, que dão origem a uma série de intervalos (*gaps*) entre os níveis de energia permitidos, na qual não se admitem portadores. No entanto, à medida que os átomos de um material são aproximados uns dos outros para formar a estrutura do cristal, ocorre uma interação entre átomos, que resultará nos elétrons de determinada camada de um átomo com níveis de energia ligeiramente diferentes dos elétrons na mesma órbita de um átomo vizinho, resultando numa

expansão dos níveis de energia fixos e discretos dos elétrons de valência para bandas conforme mostra a Figura 5.

2.5.2.1 *Materiais Semicondutores*

As propriedades elétricas dos materiais semicondutores podem ser adaptadas de acordo com seu uso final, sendo estas alternância de características feitas simplesmente com adição de átomos específicos de impureza ao material semicondutor relativamente puro. Apesar de as impurezas serem adicionadas na proporção de uma parte em 10 milhões são suficientes para alterar a estrutura de banda a ponto de modificar totalmente as propriedades elétricas do material (BOYLESTAD; NASHELSKY, 2016).

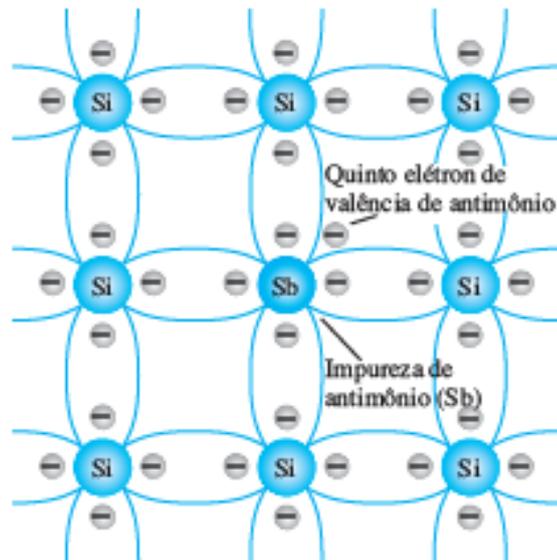
A esse semicondutor que foi submetido á adição de impurezas é chamado semicondutor extrínseco, ou ainda simplesmente semicondutores com propriedades elétricas melhoradas. Entre os materiais extrínsecos de maior importância para a fabricação de dispositivos semicondutores destacam-se semicondutores do tipo *n* e do tipo *p*.

Os materiais do tipo *n* é criado pela introdução de elementos de impureza com cinco elétrons de valência, tais como antimônio, arsênio e fósforo elementos pertencente ao Grupo V, pois cada um contribui com cinco elétrons de valência ao cristal de silício. Como se observa na Figura 6 ao adicionar antimônio á uma base de Silício, nota-se as quatro ligações covalentes presentes. No entanto, há um quinto elétron adicional devido ao átomo de impureza, em que está dissociado de qualquer ligação covalente em especial. Esse elétron restante, fracamente ligado ao seu átomo de origem, é relativamente livre para se mover dentro do recém-formado material do tipo *n*, uma vez que o átomo de impureza inserido doou um elétron relativamente livre para a estrutura(BOYLESTAD; NASHELSKY, 2016).

Devido a esse processo de dopagem, os elétrons livres adicionados ficam situados num nível de energia discreto (níveis de energia doador) e têm menos dificuldade de absorver uma quantidade suficiente de energia térmica para entrar na banda de condução à temperatura ambiente, resultando assim, num número grande de portadores no nível de condução a temperatura ambiente, aumentando significativamente a condutividade do material (YOUNG HUGH D E FREEDMAN, 2004).

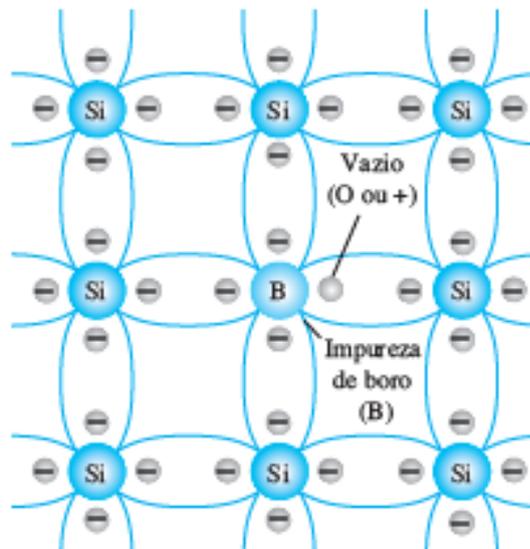
Os materiais do tipo *p* é formado pela dopagem de um cristal puro de germânio ou silício com elementos de impureza com três elétrons de valência, tais como boro, gálio e índio, elementos pertencente ao Grupo III da tabela periódica, em que cada um tem três elétrons de

Figura 6 – Impurezas do antimônio em material do tipo n.



Fonte: Boylestad e Nashelsky (2016).

Figura 7 – Impurezas do boro em material do tipo p;

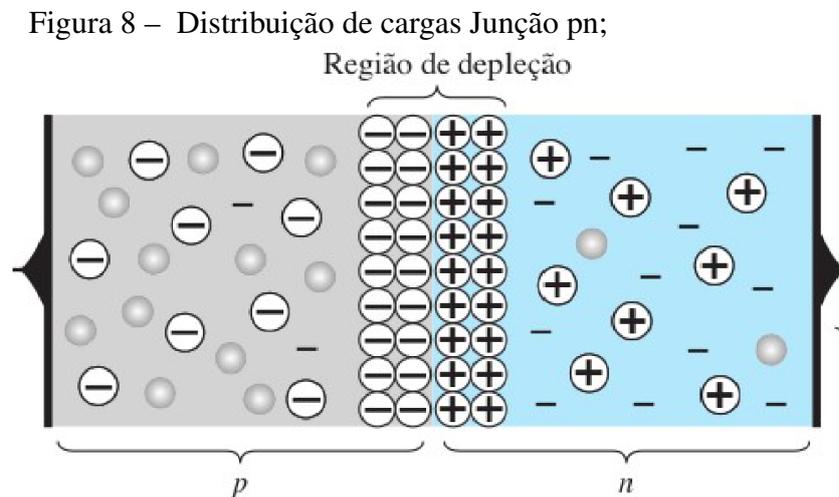


Fonte: Boylestad e Nashelsky (2016).

valência. Ao observar a Figura 7 nota -se que o número de elétrons é insuficiente para completar as ligações covalentes da treliça recém-formada, resultando no chamado de lacuna e representado por

um círculo pequeno que indica a ausência de uma carga negativa. Com isso, a lacuna resultante aceitará prontamente um elétron livre, na qual o resultado dessa dopagem é um material do tipo p eletricamente neutro, pela mesma razão que o material do tipo n (BOYLESTAD; NASHELSKY, 2016).

O princípio básico dos dispositivos semicondutores, envolve o fato de que a condutividade do material é controlada pela concentração das impurezas, que pode variar em um grande intervalo de uma região para outra do dispositivo. Conforme apresenta a Figura 8, a junção pn, que se forma na fronteira entre um semicondutor do tipo n e outro do tipo p, consiste em depositar um material do tipo p sobre a superfície extremamente polida de um semicondutor do tipo n, que representa o bloco construtor base para os dispositivos semicondutores. Durante esse processo, os elétrons do material do tipo n são atraídos pelas lacunas do material do tipo p na fronteira da junção, formando assim uma barreira de potencial elétrico que ao ser superado com a aplicação de um nível de tensão nos terminais do material do tipo n, resulta na circulação da corrente elétrica. Essa barreira é denominado de região da depleção (BOYLESTAD; NASHELSKY, 2016).



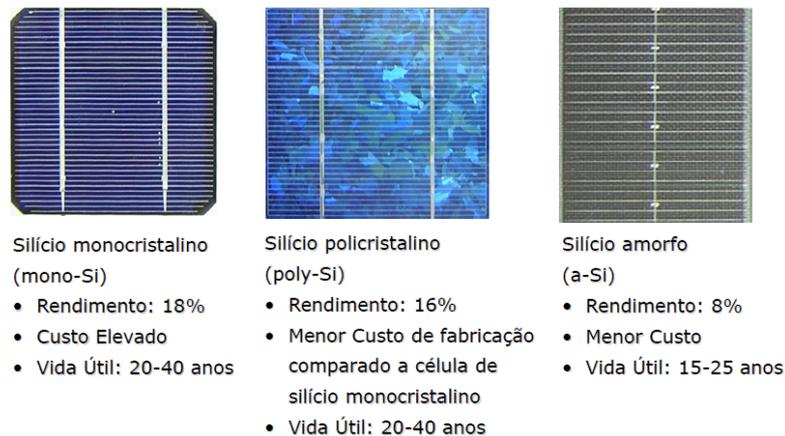
Fonte: Boylestad e Nashelsky (2016).

2.5.3 Células Fotovoltaicas e Efeito Fotovoltaico

De entre as mais variadas versões de células fotovoltaicas que existem hoje no mercado, as que mais se destacam são as células formadas por silício monocristalino, policristalino ou amorfo. Conforme a Figura 9, a popularidade de células baseadas nessa tecnologia deve-se bastante á sua eficiência em converter radiação solar em energia elétrica, sendo as células de

silício monocristalino a mais eficiente que as de silício policristalino ou amorfo. Neste estudo será usado como base para exemplo das células de silício monocristalino, formadas por uma junção pn, destacando os diferentes tipos de células e suas características (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Figura 9 – Células fotovoltaicas de Si

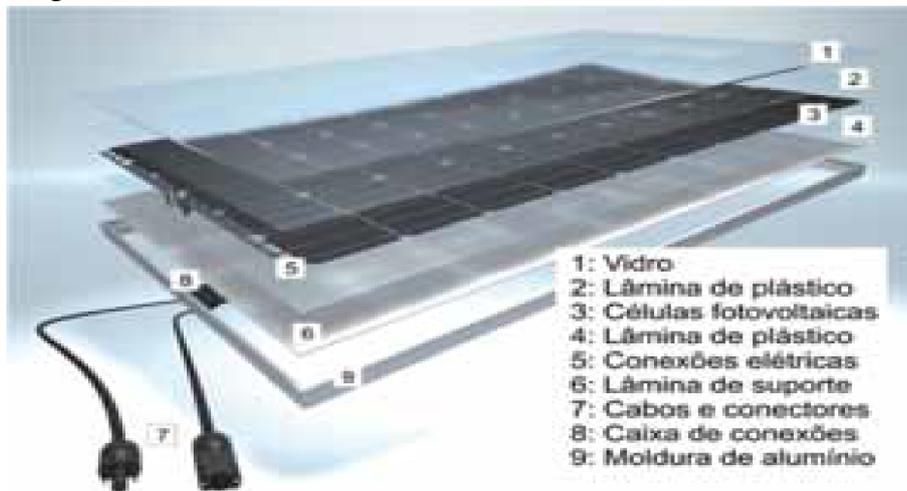


Fonte: Montezano (2011).

O efeito fotovoltaico é o processo na qual a radiação solar é convertida em energia elétrica de forma direta, ou ainda pode ser definida como geração de corrente elétrica em uma junção pn, mediante condições distintas. Suponhamos um quantum de luz com energia maior que o da largura da banda proibida entre a banda de valência e a banda de condução do cristal incide na célula fotovoltaica, é absorvido por um elétron da banda de valência. Como resultado desse efeito o elétron salta para a banda de condução e deixa um buraco em seu lugar, o que é descrito como a formação de um par elétron-buraco. A existência da diferença de potencial na região de depleção faz com que o elétron se movimente para a região n e o buraco para a região p. Para uma iluminação constante haverá formação de elevado número de pares elétron-buraco, que resultarão numa corrente elétrica caso a região p e a região n sejam conectadas por um condutor (ALVES; SILVA, 2008; BOYLESTAD; NASHESKY, 2016).

Conforme Figura 10, o módulo fotovoltaico é formado pela combinação em série e/ou em paralelo das células fotovoltaicas combinado com uma fina faixa condutora, que liga uma célula fotovoltaica na outra, na qual as tiras são feitas de modo a formar um circuito elétrico. Depois disso um vidro temperado e tratado com substâncias antirreflexos e antiaderentes cobrem a série de células formadas. Na parte inferior do módulo fotovoltaico são colocados dois condutores, que se originam da caixa de junção e servem para ligar um módulo em outro.

Figura 10 – Estrutura de célula fotovoltaica



Fonte: GAZOLI *et al.* (2012).

2.5.3.1 Tipos de Células Fotovoltaicas

Atualmente as células fotovoltaicas de mais uso encontradas no mercado são na grande maioria, células de silício, das quais existem três tipos: Silício cristalino (c-Si), que se subdividem em monocristalino e policristalino, silício amorfo (nc-Si) e/ou células de filme fino (calcogênios compostos II B-VI A, células orgânicas, multijunção) (PINHO *et al.*, 2014).

As células de silício cristalino (c-Si), são as que tem mais referencia comercialmente com eficiência comercial rodando os 16%, e 25% em células feitas em laboratório. Porém, o seu processo de fabricação é o mais custoso. As células monocristalinas são fabricadas a partir da serragem delingotes de silício monocristalino, sendo esses lingotes obtidos a partir do silício purificado, extraído do mineral quartzo, material abundante na crosta terrestre. O lingote de silício monocristalino é constituído de uma estrutura cristalina única, por isso possui aspeto brilhante e uniforme. O lingote é serrado e fatiado para produzir *wafers*, de silício. Os *wafers* são submetidos a processos de dopagem, durante os quais são formadas as camadas P e N que originam as propriedades fotovoltaicas. O wafer dopado recebe depois os eletrodos e o tratamento antirreflexivo, dando origem à célula fotovoltaica (PINHO *et al.*, 2014; GAZOLI *et al.*, 2012).

A célula de silício policristalino apresenta um processo de fabricação mais simples, utilizando de temperaturas mais baixas do que as empregadas na fabricação do silício monocristalino. Apesar de apresentar eficiência inferior, na faixa de 13% se comparada com a célula de silício monocristalino, o seu menor custo de produção o coloca a concorrer perante as demais. O lingote de silício policristalino é formado por um aglomerado de inúmeros cristais,

com tamanhos e orientações espaciais diferentes, com aparência heterogênea e aspeto bastante distinto do silício monocristalino (PINHO *et al.*, 2014; GAZOLI *et al.*, 2012).

O módulo fotovoltaico de filme fino pode ser caracterizado pelo material fotovoltaico contido em seu substrato. Este material pode ser silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe), cobre, índio e gálio seleneto (CIS/CIGS) e células fotovoltaicas orgânicas (OPV). O custo dos filmes finos é menor, sendo que fabricação não há serragem de lingotes, tendo assim menos desperdício de material e menor consumo de energia. Além disso, a fabricação é menos complexa, tornando mais simples a automatização dos processos e facilitando a produção em grande volume. Os dispositivos de filmes finos são menos sensível ao sombreamento, possuindo flexibilidade, tendo assim um maior leque de aplicabilidade. Porém, quando comparada com as tecnologias de silício cristalino, perdem em sua eficiência e em sua durabilidade (PINHO *et al.*, 2014; GAZOLI *et al.*, 2012).

Tabela 1 – Eficiência de células fotovoltaicas fabricadas em laboratórios até 2012

Tecnologia		Eficiência (%)
Silício	Monocristalino	25.0 ±0.5
	Policristalino	20.4 ±0.5
	Filmes finos transferidos	20.1 ±0.4
Compostos III A-VA (ou 13-15)	GaAs(filme fino)	28.8 ±0.9
	GaAs(policristalino)	18.4 ±0.5
	InP(monocristalino)	22.1 ±0.7
Calcogênios Compostos II B-VI A(ou 12-16)	CIGS(CuIn _x Ga(1-x) Se ₂ (filme fino)	19.6 ±0.6
	CdTe (filme fino)	18.3 ±0.5
Silício amorfo/nanocristalino	Amorfo (a-Si) (filme fino)	10.1 ±0.3
	Nanocristalino (nc-Si)	10.1 ±0.2
Células Sensibilizadas por corantes (DSSC)		11.9 ±0.4
Células Orgânicas (filme fino)		10.70 ±0.3
Multijunção	InGap/GaAs/InGaAs	37.7 ± 1.2
	a-Si/nc-Si/nc-Si (filme fino)	13.4 ±0.4

Fonte: Pinho *et al.* (2014).

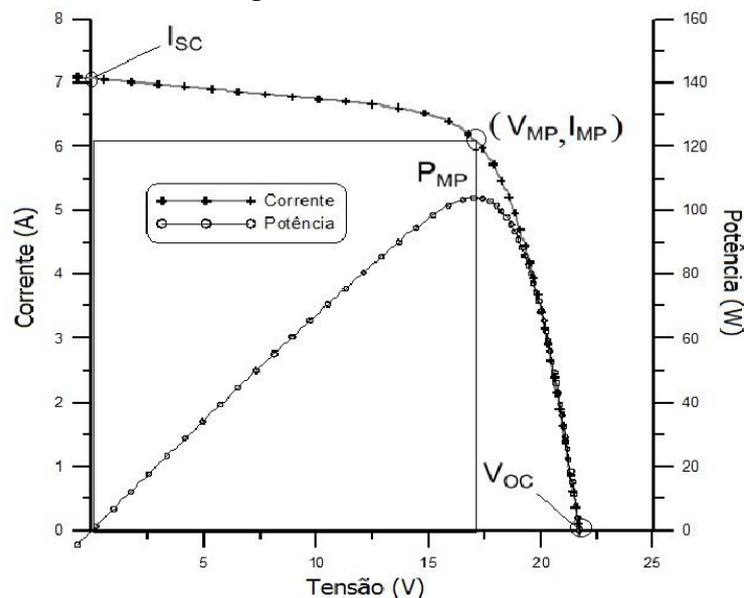
2.5.4 Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos

De acordo com Pinho *et al.* (2014) os principais parâmetros elétricas que caracterizam os módulos fotovoltaicos são tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto circuito (I_{sc}), potência máxima (P_{max}), tensão de potência máxima (V_{mp}) e a corrente de potência máxima (I_{mp}). Esses parâmetros usados para caracterizar os módulos fotovoltaicos dependem essencialmente das condições de temperatura e irradiação solar em que as mesmas foram submetidas.

Para determinar os parâmetros que representam as características elétricas de um

módulo fotovoltaico é feita com o traçado de sua curva característica I-V. O módulo é submetido às condições-padrão de ensaio (irradiância de 1000 Wm^2 , temperatura de 25°C , velocidade do vento de 1 m/s , a distribuição espectral (AM) 1,5 e uma fonte de tensão variável realiza uma varredura entre uma tensão negativa de poucos volts (em relação aos terminais do módulo) até ultrapassar a tensão de circuito aberto do módulo (quando sua corrente fica negativa). Durante esta varredura são registados pares de dados de tensão e corrente, que será utilizado no traçado de uma curva característica similar ao apresentada na Figura 11.

Figura 11 – Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 100 Wp .



Fonte: Pinho *et al.* (2014).

Conforme citado por Pinho *et al.* (2014) esses parâmetros são definidos como:

* Tensão de circuito aberto (V_{oc}): é a tensão entre os terminais de um módulo fotovoltaica na ausência de fluxo de corrente elétrica e é a máxima tensão que uma célula fotovoltaica pode produzir. Esse parâmetro é importante para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, visto que no projeto de um sistema deve respeitar as tensão máxima do inversor, baterias, controladores de carga e outros componentes conectados aos módulos fotovoltaicos.

* Corrente de curto circuito (I_{sc}): é a corrente medida no módulo fotovoltaica quando a tensão elétrica em seus terminais é nula e é a máxima corrente que se pode obter. Essa característica é importante para a seleção dos equipamentos e acessórios utilizados que serão ligados ao módulo, pois esse o valor limite máximo de corrente que o módulo poderá fornecer quando submetido às condições-padrão de ensaio.

* Tensão de máxima potência (V_{MP}): É o valor da tensão nos terminais do módulo quando fornece sua potência máxima na condição padronizada de ensaio.

* Corrente de máxima potência (I_{MP}): É a corrente de máxima potência do módulo quando os terminais da placa fornecem potência máxima.

* Potência máxima (P_{MP}): É o valor que corresponde à multiplicação da corrente de máxima potência pela tensão de máxima potência visto como a máxima potência que o módulo pode fornecer mediante as condições-padrão de ensaio.

*Eficiência do módulo (η): É o parâmetro de relação entre a potência elétrica produzida pelo módulo e a energia solar incidente. A eficiência define quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica. Este parâmetro pode ser definida pela Equação 2.1.

$$\eta = \frac{P_{MP}}{A \cdot G} \cdot 100. \quad (2.1)$$

Sendo que η a eficiência do modulo, P_{MP} é a potência máxima do módulo ou de pico do módulo (W) e A é a área do módulo (m^2) e G a irradiância solar incidente em (W/m^2).

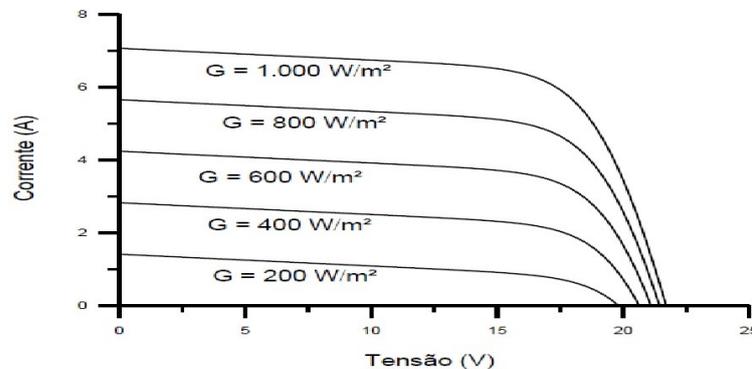
Para BT (2008), outro parâmetro importante n caracterização elétrica dos módulos fotovoltaicos é o fator de forma (FF), definida como a razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto circuito com a tensão de circuito aberto. Quanto menores forem as perdas resistivas (série e paralelo), mais próxima da unidade será o fator de forma ou seja a curva I-V terá forma mais próxima de um retângulo. O fator de forma (FF) é definido pela Equação 2.2:

$$FF = \frac{V_{MP} \cdot I_{MP}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \cdot 100 \quad (2.2)$$

2.5.4.1 Desempenhos dos módulos fotovoltaicos

Os fatores que afetam a produção de energia dos módulos fotovoltaicos são essencialmente a irradiância solar e pela temperatura dos módulos. A corrente elétrica gerada pelos módulos depende diretamente da intensidade da radiação solar. Uma irradiância solar de 1000 W/m^2 incidindo em um módulo é capaz de fornecer a corrente máxima especificada nas condições padrão de ensaio. A Figura 12 mostra a variação de geração de um módulo fotovoltaico de 36 células para diferentes valores de irradiância do sol (PINHO *et al.*, 2014).

Figura 12 – Efeito da variação da irradiância solar sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de c-Si a 25°C .

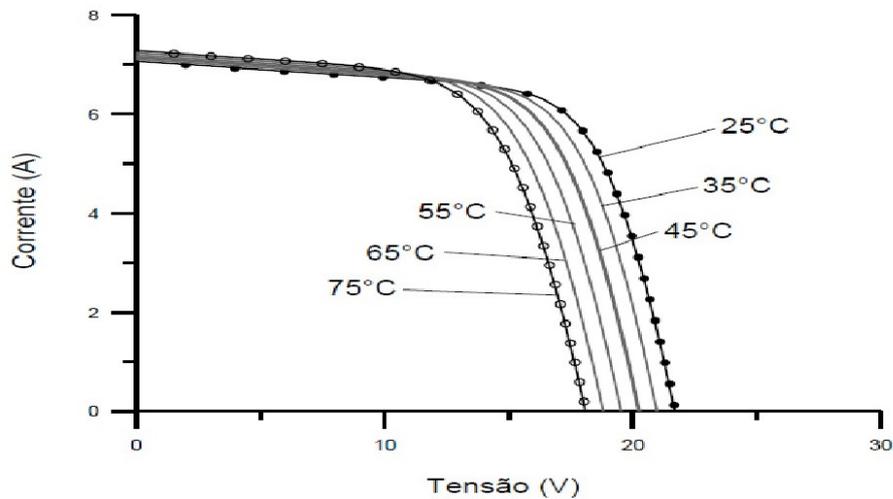


Fonte: Pinho *et al.* (2014).

É de notar que a corrente produzida por um módulo fotovoltaico aumenta linearmente com o aumento da irradiação incidente enquanto que a tensão de circuito aberto do módulo aumenta de forma logarítmica, considerando que o módulo esteja operando a temperatura constante, então a intensidade da irradiação incidente é diretamente proporcional a eficiência do módulo.

A temperatura nos módulos fotovoltaicos, influencia diretamente na tensão que eles fornecem, que por conseguinte afeta na sua potência fornecida. A variação da temperatura dos módulos deve-se à irradiação incidente em conjunto com a variação da temperatura ambiente. A Figura 13 apresenta a curva I-V para diversas temperaturas de um módulo fotovoltaico, deixando evidente que há uma queda de tensão significativa com o aumento da temperatura do módulo. A corrente sofre uma pequena elevação que não é suficiente para compensar a perda causada pela diminuição da tensão afetando assim o desempenho do módulo fotovoltaico (PINHO *et al.*, 2014).

Figura 13 – Efeito da variação da temperatura das células sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células c-Si sob irradiância de 1.000 W/m^2



Fonte: Pinho *et al.* (2014).

2.5.5 Ângulo de Instalação dos Módulos Fotovoltaicos

Para se ter um melhor aproveitamento do recurso solar deve-se projetar o melhor ângulo de inclinação dos módulos ou coletores solares. A inclinação que normalmente é considerada como ótimo corresponde ao da latitude do local, orientado ao norte no hemisfério sul, de modo que o módulo receptor fica perpendicular ao raio solares mais tempo durante o período de exposição, fazendo com que a variação da irradiação ao longo do ano seja atenuada, maximizando assim a quantidade de energia incidente sobre a os módulos nesse período. Esse ângulo é mais relevante quanto maior a latitude (TOLMASQUIM *et al.*, 2016).

De acordo com Dirnberger *et al.* (2015) o ângulo β corresponde ao ângulo da inclinação da Terra em relação ao Sol com maior disponibilidade de irradiação solar, sendo assim é uma variável importante para que não exista variação considerável da distribuição de energia com tempo.

2.6 SEGUIDOR SOLAR

É fato que a eficiência da captação de energia através de placas fotovoltaicas podem ser melhoradas, visto que ao invés de coloca-la fixa com a melhor ângulo para o ponto de melhor incidência solar durante o tempo, fossem acoplada a um dispositivo que acompanhasse o movimento do sol, de modo que a superfície dos módulos permanecesse perpendicular (ou

o mais perto possível) com os raios solares durante todo o tempo de incidência solar. Então foram criados diversos modelos de rastreadores solares, desde modelos mais simples até os mais complexos com o intuito de melhorar eficiência na captação da irradiação solar pelas placas fotovoltaicas quando comparados aos sistemas fixos (OLIVEIRA, 2008).

2.6.1 Classificação Seguidores Solares

A classificação dos dispositivos que rastreiam o melhor ângulos dos módulos fotovoltaicos depende de muitos parâmetros distintos, incluindo o modo de operação e a força que aciona seus dispositivos móveis. Cada um destes sistemas apresentam suas vantagens e desvantagens e deve ser dada uma atenção cuidadosa para evitar problemas associados à sua instalação e funcionamento, tais como custo, confiabilidade, consumo de energia, manutenção, bem como o seu desempenho global (NSENGIYUMVA *et al.*, 2018).

2.6.1.1 Rastreadores solares baseados na atividade das unidades de rastreamento

2.6.1.1.1 Rastreadores solares passivos

Os rastreadores solares passivos procuram o melhor ângulo de incidência do sol sem nenhum acionamento mecânico para orientar suas unidades de detecção na direção do feixe de radiação solar. Pelo facto de não utilizarem nenhum sistema eletrônico para o seu funcionamento, não se faz necessário a utilização de nenhuma fonte externa de energia para para posicionar os módulos (NSENGIYUMVA *et al.*, 2018).

O modo de funcionamento deste tipo de rastreador é bastante simples, na sua maioria estes possuem um par de tubos cilíndricos, preenchidos com gás expansível, trabalhando uns contra os outros e equilibrados por iluminação do sol. Qualquer variação de iluminação causa forças desequilibradas dentro dos atuadores, então um realinhamento do dispositivo de detecção na direção em que uma iluminação igual dos atuadores e o equilíbrio de forças são restabelecidos.

Os sistemas de rastreamento passivo são viáveis em localizações geográficas próximas ao equador devido à alta disponibilidade solar e mínima variação de azimute e ângulo de elevação, e para aplicações complementares à geração de energia primária, ou aplicações isoladas. No entanto, o uso prolongado desses sistemas torna-se inviável, além de exigir conhecimento e manuseio cuidadoso dos fluidos por parte do operador. Vale ressaltar que o funcionamento do sistema depende do processo de expansão térmica; assim, em condições climáticas adversas, a

eficiência do sistema ficará totalmente comprometida.

2.6.1.1.2 Rastreadores solares ativos

Os rastreadores solares ativos tem sua classificação baseada em sua lógica de controle, destacando-se os métodos de data e hora, controlados por computadores, baseados em microprocessadores ou micro-controladores, sensores elétricos-ópticos e células fotovoltaicas auxiliares. Esses sistemas normalmente utilizam de microprocessadores e sensores eletro-ópticos compostos por pelo menos um par de fotoresistores que e conjunto servem para controlar ou balancear os parâmetros de irradiação (NSENGIYUMVA *et al.*, 2018).

Ainda de acordo com Loschi *et al.* (2015) rastreadores solares ativo normalmente possuem um par de sensores que gera um sinal que aciona os motores ou atuadores para mover os módulos, de modo a acompanhar a irradiação solar. Quando o feixe de radiação solar e o painel fotovoltaico não estão alinhados, esses sensores são atingidos por uma iluminação diferente criando um sinal diferencial que é então usado para determinar a direção na qual o rastreador deve ser direcionado. O rastreador cessa seu movimento quando os sensores estão igualmente iluminados, ou seja, a irradiação do sol incide perpendicularmente no modulo fotovoltaico. Esse método de rastreio do sol é considerado bastante preciso, com exceção dos dias muito nublados, sendo que torna bastante difícil determinar com precisão a posição relativa do sol.

2.6.1.2 Rastreadores solares baseados na estratégia de controle

A fim de melhorar ainda mais os rastreador associados a coleta de energia solar, destacam-se muitas estratégias que otimizam tanto o ângulo de inclinação do coletor solar consequentemente a orientação do coletor solar do rastreador. Para se ter estas performance faz-se o uso de algoritmo de controle de rastreio em conjunto com tecnologias computacionais avançadas e os sistemas de controle subsequentes. Esses sistemas são geralmente classificados em sistemas de malha fechada e malha aberta, dependendo do tipo de estratégia de controle envolvida e do modo de operação do sinal.

O sistema de malha fechado baseia-se principalmente em princípios de controle de retorno, e recebe seus sinais de entrada dos sensores que procuram os parâmetros de posição apropriados do sol. De acordo com esses dados recebidos pelo controlador, os sinais de entrada são manipulados, produzindo saídas para reorientar com melhor precisão o coletor do rastreador em direção ao sol (NSENGIYUMVA *et al.*, 2018).

Um rastreador solar de malha aberta usa um controlador que calcula sua entrada a partir dos dados do estado atual e do algoritmo do sistema sozinho antes que seu algoritmo operacional decida se sua entrada atingiu o objetivo desejado ou não. Quando comparado ao seu homólogo de malha fechada, esse tipo de sistema é mais simples e barato para se projetar, no entanto requer muito trabalho preliminar para obter os algoritmos corretos. Como ele não pode observar os dados de estados dos processos que está controlando, ele não pode corrigir nenhum erro na funcionalidade do sistema e não pode compensar nenhum erro que ocorra durante a operação do sistema (NSENGIYUMVA *et al.*, 2018).

2.6.1.3 Classificação Baseado no Grau de Liberdade

Os rastreadores solares são classificados em dois grupos de acordo com o número de eixos de rastreamento: os seguidores solares de um eixo, possuindo um eixo de rotação que pode ser ajustado em praticamente para qualquer direção se forem usados sistemas de controle avançados. No entanto, de acordo com Mousazadeh *et al.* (2009) embora a orientação mais preferível seja ao longo do eixo do norte, é importante ao modelar qual a melhor orientação do coletor em relação ao eixo do seguidor para cada caso para se poder alcançar melhores capacidades de desempenho. Existem várias configurações de rastreadores de eixo único, incluindo horizontal, horizontal com módulos inclinados, vertical, inclinado e alinhado polar.

Os rastreadores solares de dois eixo, apesar de ter mecanismo complexo, maior custo e necessidade de manutenção, ainda é preferível quando se quer maior eficiência e desempenho. Além disso, qual sistema de rastreamento deve ser implantado depende de vários parâmetros como razão da radiação solar, ângulo da radiação solar difusa, ângulo do azimute solar, índice de nebulosidade, e outras características físicas do local.

Os rastreadores solares de dois eixos apesar de melhorar o desempenho de captação da radiação dos módulos fotovoltaicos, possuem algumas limitações, que vão desde a sua complexidade, ou seja a natureza mecânica dos rastreadores solares de dois eixos os torna mais propensos a falhas e, o que pode ser difícil e caro de consertar e necessitar de mão de obra especializada para instalação e manutenção desses sistema. Os rastreadores solares de dois eixos quando comparados com sistemas solares de eixo fixos ou ainda de um eixo são mais caros, o que pode ser um obstáculo dependendo de situação. Estes modelos de rastreadores solares são muito mais pesados, o que pode afetar a estabilidade do solo e torná-los menos viáveis em terrenos instáveis. Embora os rastreadores solares de dois eixos sejam projetados para seguir

o sol e muitos sistemas desse tipo conseguem eficiência de desempenho melhores, eles ainda podem ter limitações na eficiência devido a obstáculos como árvores, prédios e nuvens (CORTEZ *et al.*, 2013).

2.7 Estudos sobre Seguidores Solares

Apesar da maior parte das instalações de módulos fotovoltaicos serem feitas com ângulo fixo, baseando ângulo ótimo de inclinação dos módulos para maximizar a produção energética, existem varias pesquisas que abordam os sistemas rastreadores como tecnologia que possibilita maior eficiência e produção energética comparados a módulos instalados em ângulo fixo.

Segundo o autores Zogbi e Lapiaze (1984) no ano de 1984, desenvolveram um sistema de rastreamento de dois eixos (elevação solar e ângulo de azimute constituído por quatro sensores eletro-ópticos colocados um em cada quadrante, resultante da intercessão de dois planos retangulares. A unidade de controle desse sistema consiste em um amplificador de sinal e outros componentes eletrônicos para comparar os sinais recebidos por cada par de sensores e acionar os dois motores que por conseguinte aciona o sistema. O sistema volta à sua posição inicial no início do final do dia quando não houver radiação solar para produzir energia. Se a saída de um dos sensores for maior que o limite definido, o motor é acionado por um amplificador até que os sinais sejam menores que o limite. De acordo com os autores deste protótipo o sucesso da operação desse sistema depende essencialmente das condições de intensidade de luz serem variável.

Khalifa e Al-Mutawalli (1998) apresentaram um estudo que mostra o efeito do uso do sistema de rastreamento solar no desempenho térmico do concentrador parabólico composto. Para fins de estudo e investigação, os autores elaboraram um projeto de um rastreador eletromecânico de dois eixos e dois coletores idênticos. Ao realizar dois experimentos, no primeiro, foi utilizada uma alimentação descontínua onde não era permitido fluxo pelo coletor. Na segunda, diferentes vazões de água estacionária foram utilizadas para fins experimentais. Em ambos os experimentos, a variação de temperatura foi monitorada segundo a qual mostrou que o coletor de rastreamento concentrador parabólico composto apresentou um melhor resultado de desempenho com um aumento na energia do coletor de 75 % quando comparado com um coletor fixo idêntico.

Helwa *et al.* (2000) observaram a energia solar captada por meio de diversos sistemas de rastreamento, e calcularam a energia solar total coletada usando media global da radiação

direta e difusa. Nestes experimentos foram utilizados quatro sistemas : sistemas fixos com 40° de inclinação para o sul, um rastreador de eixo com 33° de inclinação, um rastreador de um eixo com 6° de inclinação norte-sul, e um rastreador de dois eixos, vertical e horizontal. Foram desenvolvidas expressões analíticas para a radiação que atinge as superfícies dos rastreadores , bem como um programa em BASIC para calcular e salvar a radiação diária de cada sistema. Subsequentemente, eles comparam os valores medidos e calculados de cada sistema, calculando a produção média anual de cada sistema.

Rubio *et al.* (2007) demonstrou um trabalho de aplicação e controle de rastreadores solares ativos com dois eixos capazes de rastrear o sol com alta precisão observando erros geográficos em relação ao Norte, comuns em rastreadores solares de baixo custo. O sistema proposto também inclui uma malha aberta baseada em modelos de movimento solar e uma malha fechada controlada por um controlador de resposta dinâmica, representando uma economia de energia dos motores rastreador no painel fotovoltaico.

Away e Ikhsan (2017) desenvolveram o projeto de um rastreador solar de eixo duplo com três resistores dependentes de luz idênticos, em forma de tetraedro, capaz de rastrear o sol ou o local onde a intensidade da luz visível tem melhor incidência.

Bahrami *et al.* (2017) realizaram um estudo económico e energético para construir sete sistemas de rastreamento solar em regiões de baixa altitude , especificamente na Nigéria, usando dados de radiação solar obtidos por modelos estatísticos de estimativa de radiação solar em nove regiões do país. De acordo com os resultados, os autores chegaram à conclusão de que o sistema de posicionamento do eixo (Este-oeste) apresenta a maior relação custo-benefício para essa região, pois produz melhores resultados em termos de aproveitamento da irradiação solar, além de ser menos dispendioso, enquanto o sistema de rastreamento em dois eixos produz maiores ganhos de energia, mas tem um custo maior .

3 METODOLOGIA

Neste trabalho, analisamos dois cenários de instalação para o parque solar fotovoltaico de Palmarejo na cidade da Praia, Cabo Verde: um operando com estrutura fixa e outro operando com sistema de rastreamento solar de dois eixos.

O foco principal deste estudo é comparar as duas situações da instalação fotovoltaica para o parque solar do Palmarejo, bem como avaliar o potencial solar da instalação para cada situação individual citada acima. Para obter esses resultados, foi utilizado o *software PVsyst*, que auxiliou no cálculo do potencial anual de produção de energia do parque e o *software Google Earth* para georreferenciar o local onde o parque se encontra.

3.1 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

Neste trabalho optou-se por realizar a simulação computacional devido á dificuldade em realizar ensaios experimentais no campo e a coleta de dados de irradiação, para o cálculo da produção energética média anual e os possíveis ganhos energéticos impulsionados pela adição do sistema com posicionador.

Antes de descrever os procedimentos realizados na parte metodológica, vamos descrever o *software* utilizado e suas funcionalidades. O *PVsyst* é um *software* de projeto de sistemas fotovoltaicos inicialmente desenvolvido pelo *Institute for Environmental Sciences* da Universidade de Genebra, Suíça. Atualmente o desenvolvimento e comercialização são feitos pela *PVsyst S.A*, da qual especialidade é o desenvolvimento e distribuição de *softwares* comerciais para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede ou isolados, com várias funcionalidades e ferramentas, tais como: simulação de produção de eletricidade, avaliação econômica, pré-dimensionamentos, efeitos de sombreamentos, importação de dados meteorológicos (MUNIZ, 2017).

A primeira etapa foi a obtenção dos dados climatológicos a partir da fonte virtual *Meteonorm* vinculado ao *software PVsyst*, que se refere as variações da temperatura, humidade e radiação solar, dados esses que serão utilizados no processo de modelagem do *PVsyst*. Esta base de dados (do *Meteonorm*) faz uso de séries anuais para a Europa, África e Oriente Médio que foram calculadas usando técnicas de modelagem baseadas em dados coletados via satélite. A utilização desta base permite uma avaliação preliminar, que podem colocar em dúvida os resultados do projeto como um todo. O empreendimento em estudo está situado na capital do

país, próximo a um dos principais posto de distribuição (ELECTRA Sul) empresa nomeado pelo governo para a operação e manutenção da Usina e da CERMI (Centro de Energias Renováveis e Manutenção Industrial) que posteriormente em 2017 foi atribuído algumas tarefas de operação da Usina.

Figura 14 – Localização da Usina solar.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor no *Google Earth Pro*(2022).

De acordo com MECC (2016), a usina solar fotovoltaica de Palmarejo foi um dos primeiros projetos de energia solar em grande escala na África Ocidental, consequência do aumento da procura por eletricidade no país e da escassez de produção do mesmo na época (2009). Mediante esse cenário o governo de Cabo Verde sentiu a necessidade de desenvolver duas centrais: usina solar fotovoltaica de Palmarejo e a usina solar fotovoltaica do Sal, como projetos públicos num curto período de tempo para compensar essa demanda. O contrato foi assinado entre o governo de Cabo Verde e *Martifer Solar* (empresa portuguesa responsável pelo fornecimentos dos módulos e confeção e execução do projeto) no final de 2009. O projeto inicial consistia numa central de 5 MW por um valor total de 18,71 milhões de euros, mas durante a fase de construção o governo de Cabo Verde e o empreiteiro concordaram em reduzir a capacidade da usina para 4,4 MWp e o preço do contrato para 16,84 milhões euros. A Usina é composta por 19.512 módulos policristalinos (8.568 com capacidade de 225 Wp e 10.944 com capacidade de 230 Wp cada) de *Martifer Solar*, sete inversores centrais da *SMA Solar Technology AG* e uma estrutura de montagem fixa de aço com fundações de concreto. A construção começou em abril de 2010 e foi concluída em outubro do mesmo ano. A usina foi inaugurada oficialmente em Novembro de 2010, sendo na época a maior usina solar fotovoltaica da África. A Tabela

2 apresenta os dados coletados pelo *Meteonorm*, tais como valores mensais estimados para radiação global e difusa, temperatura e velocidade do vento.

Tabela 2 – Dados gerados pelo *Meteonorm* cidade da Praia

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Year	
Horizontal global	144.8	145.2	189.4	193.1	172.6	176.8	157.9	155.4	140.3	155.4	140.3	131.4	1971.9	KWh/m ²
Horizontal diffuse	61.2	73.1	81.3	84.8	95.3	100.9	101.8	94.7	88.9	81.0	65.2	65.4	993.6	KWh/m ²
Extraterrestrial	255.7	256.5	310.2	317.2	331.8	319.6	329.7	327.7	305.9	292.3	254.5	246.3	3547.2	KWh/m ²
Cleanness Index	0.566	0.566	0.611	0.609	0.582	0.540	5.522	0.539	0.516	0.532	0.551	0.533	0.556	ratio
Ambient Temper	21.8	21.2	21.8	21.9	23.1	23.8	25.5	26.8	26.9	26.8	24.7	23.3	24	°C
Wind Velocity	6.5	6.7	6.5	6.7	6.7	6.2	5.1	4.7	5.0	5.2	5.4	5.8	5.9	m/s

Fonte: Elaborado pelo próprio autor no *PVsyst* (2022).

Na segunda etapa foi determinado a orientação dos módulos, sistema fixo e com posicionador solar de dois eixo, na qual foi informada a orientação, a inclinação dos módulos fotovoltaicos e o tipo de montagem (estrutura fixa ou sistema de rastreamento solar). Para cada estrutura, o usuário pode configurar os detalhes, como inclinação dos módulos em relação ao solo e o ângulo azimute.

Na terceira etapa da simulação fez-se o dimensionamento do sistema do parque fotovoltaico, onde foram especificados os dados da potência nominal do projeto, os tipos módulos fotovoltaicos e quantidades de módulos, que foram usados na unidade geradora. Também foram especificados as quantidades, modelos e potência de inversores. Para realizar o dimensionamento da unidade geradora no *PVsyst* considerou-se como parâmetros base a potência total do Parque fotovoltaico de Palmarejo e/ou a área disponível para o projeto. No dimensionamento do Parque fotovoltaica considera-se a potência nominal instalada 4,4 MW_p, e utilizou-se os 19.206 módulos fotovoltaicos da Martifer Solar, de 230 W_p e 7 inversores central da marca SMA de potencia 630 kW e realizou-se a simulação para variante de módulos fixos, com ângulo de inclinação de 15° para o norte geográfico. Feita a simulação do sistema fixo, foi feita a simulação para versão módulos solares com sistema de posicionamento solar de dois eixos, utilizando-se dos mesmos parâmetros definidos na simulação anterior (equipamentos fotovoltaicos).

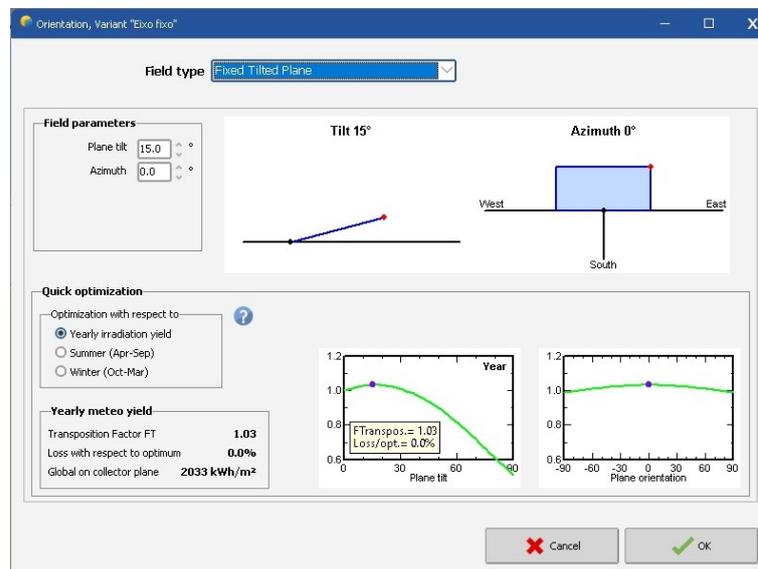
Na última e quarta etapa fez-se a simulação computacional, onde o *PVsyst* gera um relatório contendo os dados referentes a produção energética do parque solar para cada situação apresentada (orientação dos módulos). Os relatórios gerados pelo *Pvsyst* fornecem dados médios da produção de energia anual, da produção energética específica, da produção energética média mensal e da produção nominal na saída dos módulos.

4 RESULTADOS

Nesta parte do trabalho serão apresentados uma análise individual para cada sistema utilizado e outra comparativa dos ganhos de captação de energia solar gerados, utilizando o sistema com estrutura fixa e sistema com posicionador solar para o Usina solar de Palmarejo com capacidade instalada de 4,4 MW. Os resultados são apresentados detalhando cada circunstância, levando em consideração parâmetros de saída como rendimento e perdas estimadas.

Após a determinação do ponto da instalação da Usina geradora e suas características climáticas no *PVsyst*, apresentada na parte metodologica é feita determinação da orientação dos módulos, como mostra vista na Figura 15 onde apresentando a janela na qual foi selecionado o sistema a ser utilizado para a orientação dos módulos (*field type*), sistema fixo ou com posicionador solar de dois eixos com inclinação ótima (*plane tilt*), otimização rápida da produção em relação ao rendimento de irradiação anual e um rendimento meteorológico anual Global no plano do coletor de 2033 kWh/m.

Figura 15 – *PVsyst* janela de configuração e orientação dos módulos.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor no *PVsyst* (2022).

A simulação do dimensionado projeto foi a partir do valor de potência instalada pico do parque Fotovoltaico de Palmarejo (4,4 MWp). Para isso, os modelos de inversor e dos módulos fotovoltaicos foram selecionadas com base nas informações obtidas do projeto no (MECC, 2016), ainda considerando as condições locais de clima, dimensões e padrões de operação com efeito durante a vida útil do empreendimento, considerando instalações de grande

porte. Com base nas especificações citadas, foi calculado as estimativas de produção anual de energia, tendo como premissas técnicas as variáveis de tensão e corrente com otimização de perdas elétricas. Os equipamentos escolhidos estão listados na Tabela 3 com suas características de operação.

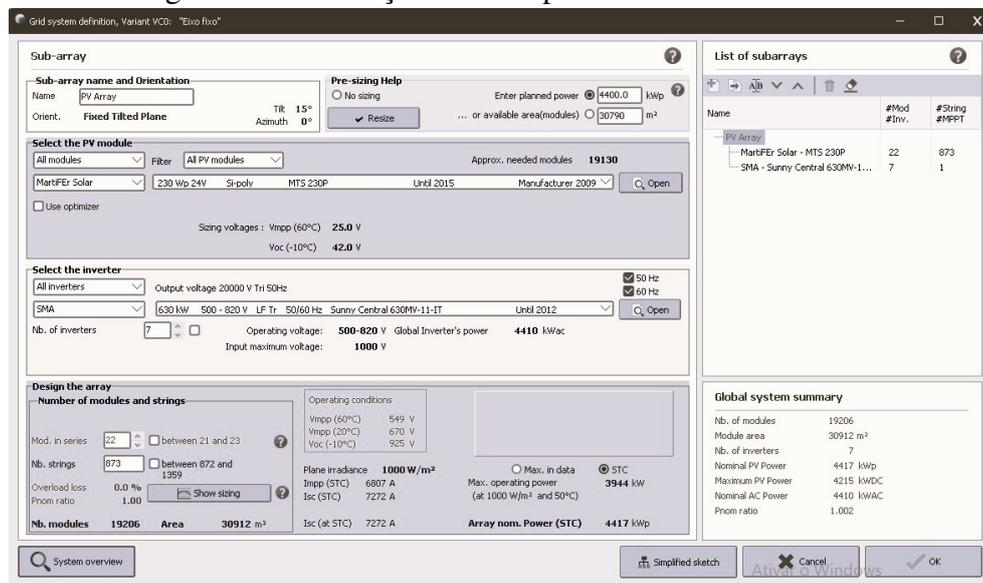
Tabela 3 – Características dos módulos fotovoltaicos e inversores do Parque fotovoltaico

	MODELO FOTOVOLTAICO	INVERSOR
FABRICANTE	MartiFEr Solar	SMA
MODELO	MTS 230P	Sunny Central630MV - 11 - IT
Base de dados do PVsyst		
POTÊNCIA NOMINAL POR UNIDADE	230 Wp	630 kWac
NÚMERO DE UNIDADES	19206	
POTÊNCIA NOMINAL (STC)	4417 kWp	
POTÊNCIA TOTAL		4410 kWac
ARRANJOS	873 Strings x 22 em série	
ÁREA (m ²)	30912	
TENSÃO DE OPERAÇÃO		550-820 V
RELAÇÃO DE P. NOMINAL (DC:AC)		1
Condições de operação (50 °C)		
P mpp	3944 kWp	
V mpp	579 V	
I mpp	6807 A	

Fonte: Elaborado pelo próprio autor no *PVsyst* (2022).

A Figura 16 apresenta a etapa onde foi feita a definição dos componentes do sistema, onde são escolhidos os modelos dos módulos e inversores, informados na Tabela 3, bem como a quantidade de strings do sistema.

Figura 16 – Definição dos componentes do sistema .



Fonte: Elaborado pelo próprio autor no *PVsyst* (2022).

Além dos parâmetros definidos até aqui para a simulação, foram consideradas algumas perdas que por certo tem alguma influência na captação e conversão da radiação solar em energia. Sendo assim, são na Tabela 4 os valores considerados para cada tipo de perdas.

Tabela 4 – Parâmetros de perdas

Dados de Perdas Consideradas	
Albedo	0.2
Fator de perda térmica	29 W/m ² .K
Perdas por cabeamento	1.50%
Perdas por qualidade do modulo	-1.50%
Perdas por incompatibilidade do modulo	2%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor (2023).

4.1 Usina com Eixo Fixo

Feita a definição dos parâmetros de orientação dos módulos da Usina com eixo fixo, dos componentes do sistema e das estimativas de perdas consideradas, a simulação é executada retornando um relatório gerado pelo *PVsystem*, destacando vários parâmetros de geração e perdas do Sistema.

Conforme destacado na Tabela 5, os resultados do relatório nos devolve os valores mensais de irradiação horizontal global (*GlobHor*), irradiação difusa (*DiffHor*), temperatura ambiente (*TAmb*), irradiação incidente no plano do coletor (*GlobInc*), irradiação efetiva global (*GlobEff*), energia efetiva na saída (*EArray*), energia injetada à rede (*Egrid*) e a taxa de desempenho (*PR -Performance Ratio*).

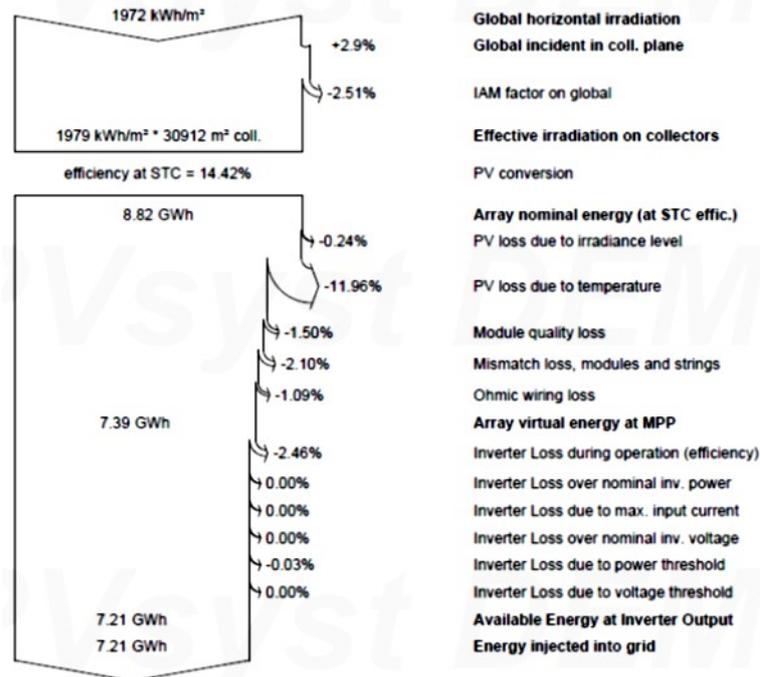
Tabela 5 – Resultados para o parque solar com estrutura fixa

	GlobHor (KWh/m²)	DiffHor (KWh/m²)	T_Amb (C)	GlobInc (KWh/m²)	GloEff (KWh/m²)	Earray (GWh)	E_Grid (GWh)	Pr (ratio)
jan	144.8	61.2	21.82	166.1	162.1	0.611	0.595	0.812
fev	145.2	73.1	21.25	158.5	154.9	0.585	0.571	0.815
mar	189.4	81.3	21.81	197.7	193.4	0.719	0.701	0.802
abr	193.1	84.8	21.89	191.2	186.7	0.696	0.679	0.804
mai	193	95.3	23.1	183.5	178.7	0.671	0.653	0.806
jun	172.6	100.9	23.76	161.9	157.3	0.594	0.579	0.81
jul	172	101.8	25.49	162.3	157.6	0.592	0.577	0.805
ago	176.8	94.7	26.78	172	167.7	0.618	0.602	0.792
set	157.9	88.9	26.89	160.2	156	0.577	0.563	0.795
out	155.4	81	26.81	166.4	162.4	0.597	0.582	0.792
nov	140.3	65.2	24.66	158.6	154.7	0.576	0.562	0.802
dez	131.4	65.4	23.33	151.2	147.2	0.556	0.542	0.812
Year	1971.9	993.6	23.99	2029.7	1978.8	7.391	7.207	0.804

Fonte: Elaborado pelo próprio autor no *PVsystem* (2022).

Com isso, analisando o diagrama das perdas do sistema, ilustrada na Figura 17, é possível identificar quais aspectos contribuem ou prejudicam a geração de energia na usina no período registado. Nesta primeira simulação constata-se que a temperatura é o fator que mais afeta o sistema, originando uma perda de 11.96% (*PV loss due to temperature*).

Figura 17 – Diagrama de perdas no período de um ano da Usina com ângulo fixo .



Fonte: Elaborado pelo próprio autor no *PVsyst* (2022).

Observa-se ainda que a usina fotovoltaica com estrutura fixa gera no período de um ano 7.21 GWh. Sendo assim, ao dividir esse valor de energia por 4.4 MW, corresponde a potência instalada da usina, multiplicada pelas horas de exposição durante o período de um ano (8.760 horas), é determinado o fator de capacidade da usina, que é o percentual do tempo no qual a mesma operou a plena carga, sendo igual a 0.187 ou 18.7%.

4.2 Usina com Posicionador Solar de Dois Eixos

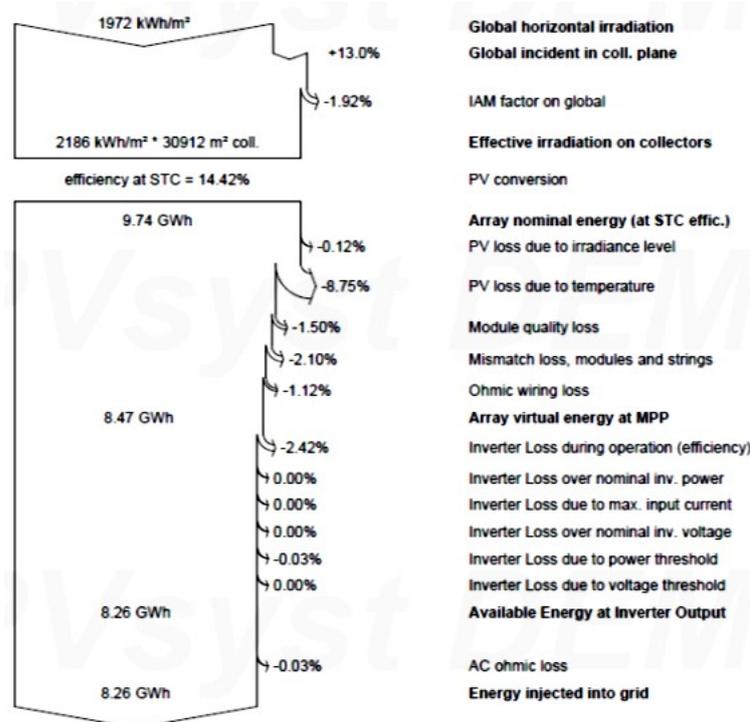
Para esta análise, o tipo de rastreador solar escolhido para a simulação foi o rastreador plano de dois eixos orientado para o norte-sul (N-S) com inclinação mínima de -20° e máxima de 20° e o Azimute com inclinação mínima de -20° e máxima de 160° como o mais adequado para essa latitude, apresentando melhores resultados de eficiência de captação no projeto em questão, quando comparado com os outros tipos de rastreadores disponíveis no *software*.

Definido os parâmetros de orientação dos módulos na usina, os componentes do sistema e das estimativas de perdas permanecem as mesmas da simulação para eixo fixo, então fez-se uma nova a simulação, obtendo um novo relatório gerado pelo *PVsyst*, destacando os parâmetros de geração e perdas do sistema com as mesmas características da simulação anterior excepto a orientação dos módulos.

Analisando o diagrama das perdas do sistema, ilustrada na Figura 18, é possível identificar quais aspectos contribuem ou prejudicam a geração de energia na usina no período registado. Nesta simulação constata-se que a temperatura continua sendo o parâmetro que contribui mais negativamente para o sistema, gerando cerca de 8.75% (*PV loss due to temperature*). Outro parâmetro que se destaca nesta simulação, mas positivamente é irradiação horizontal global e irradiação difusa acrescentando ganhos de cerca de 13.0% ao sistema.

Para essa simulação a usina fotovoltaica com estrutura plana de dois eixos gera no período de um ano 8.26 GWh. Este valor corresponde a um fator de capacidade da usina de 0.2143 ou 21.43% que é o percentual do tempo no qual a mesma operou a plena carga.

Figura 18 – Diagrama de perdas no período de um ano da Usina com rastreador solar de dois eixos.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor no *PVsyst* (2022).

Após realizar as duas simulações, fez a comparação dos resultados de geração obtidos, e como era esperado ficou evidente o ganho significativo de produção de energia na

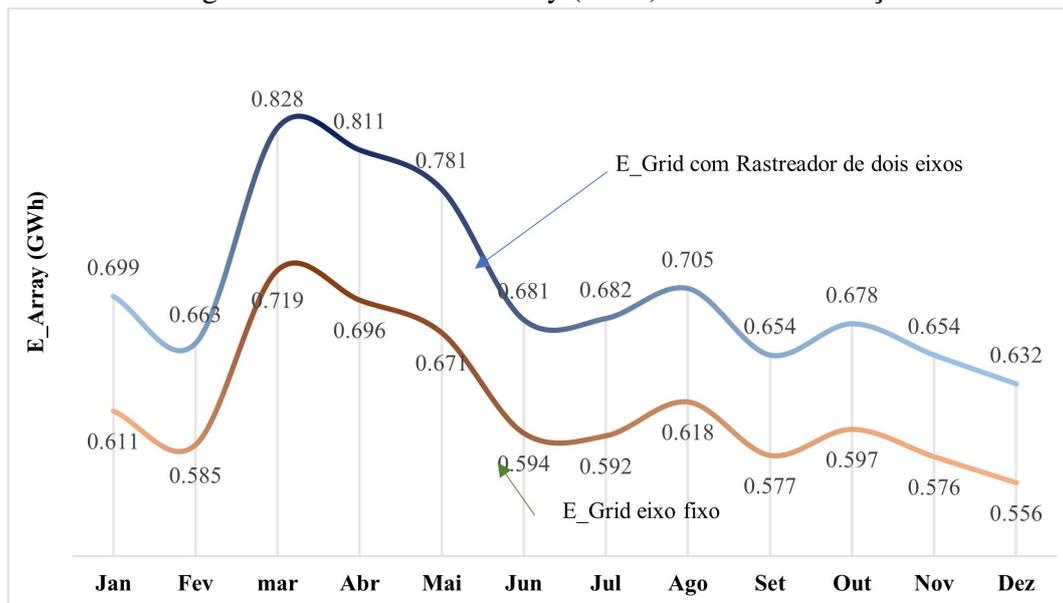
Tabela 6 – Resultados para o parque solar com posicionador solar de dois eixos

	GlobHor (KWh/m ²)	DiffHor (KWh/m ²)	T_Amb (°C)	GlobInc (KWh/m ²)	GloEff (KWh/m ²)	Earray (GWh)	E_Grid (GWh)	Pr (ratio)
jan	144.8	61.2	21.82	182.2	178.9	0.699	0.682	0.847
fev	145.2	73.1	21.25	172.1	169.0	0.663	0.647	0.8851
mar	189.4	81.3	21.81	217.1	213.6	0.828	0.808	0.842
abr	193.1	84.8	21.89	212.4	208.9	0.811	0.790	0.842
mai	193	95.3	23.1	204.9	201.0	0.781	0.761	0.841
jun	172.6	100.9	23.76	178.5	174.6	0.681	0.664	0.842
jul	172.0	101.8	25.49	180.0	175.9	0.682	0.665	0.837
ago	176.8	94.7	26.78	188.2	184.6	0.705	0.688	0.827
set	157.9	88.9	26.89	174.2	170.6	0.654	0.638	0.830
out	155.4	81.0	26.81	181.0	177.5	0.678	0.662	0.827
nov	140.3	65.2	24.66	172.8	169.5	0.654	0.638	0.836
dez	131.4	65.4	23.33	165.2	161.7	0.632	0.617	0.845
Year	1971.9	993.6	23.99	2228.6	2185.8	8.469	8.258	0.839

Fonte: Elaborado pelo próprio autor no *PVsyst* (2022).

usina com a utilização rastreamento solar de dois eixos em relação ao eixo fixo conforme apresenta a Figura 19 .

Figura 19 – Gráfico de Earray (GWh) das duas Simulações.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor no *Excel*

Conforme MECC (2016) no primeiro ano de operação da usina (2011), registrou-se a maior geração, na qual a usina gerou um aproximado de 6.9 GWh, correspondendo a fator de capacidade de 17.7%, valores esses que chegam próximos dos encontradas durante a simulação computacional da usina com eixo fixo.

5 CONCLUSÕES

Ao longo do levantamento bibliográfico deste trabalho observou-se que existe uma variedade de tecnologias envolvendo rastreadores solares. Baseado nos princípios e mecanismos de rastreio do Sol, os rastreadores solares são denominados ativos e passivos. Esses dois principais tipos de posicionadores podem ainda se subdividirem em muitas outras categorias diferentes com base em vários parâmetros, como o número de eixos, as direções e métodos de rastreamento. O posicionador ativo e os modos de rastreamento de eixo simples são mais baratos e menos complexos, já o posicionador de eixo duplo fornece melhores extração de potência. A comparação entre os retornos de energia dos dois arranjos de rastreamento (simples e duplo) com os sistemas fotovoltaico de eixo fixo revelou que o retorno de energia do sistema com rastreamento é sempre superior ao dos módulos com eixos fixos tradicionais. O retorno de energia do eixo único geralmente atinge 25% enquanto que para o eixo duplo pode atingir 40%.

A partir da análise dos diagramas e tabelas com os resultados obtidos em cada simulação, constatou-se que a simulação da usina com o uso de sistema de rastreamento solar, houve um melhor aproveitamento da radiação e teve um aumento de cerca de 13% positivos em relação ao da instalação com módulos solares fixos. Além disso, constata-se um aumento considerável no fator de capacidade para a simulação com posicionador, deixando de gerar os 7.21 GWh (produção da usina com eixo fixo) para gerar 8.26 GWh no mesmo período de um ano simulado.

A utilização do posicionador de dois eixo implica no aumento de perdas como fica evidente no diagrama, pois este tipo de rastreador está mais propenso a sofrer interferências de outras fontes luminosas por usar sensor de luminosidade para detetar a posição do sol, ou ainda, apresentar dificuldades para determinar a posição do sol em dias nublados ou chuvosos, mas também representa um ganho na produção final da usina pelo facto da melhora da captação da irradiação compensar essas perdas ou interferências. A utilização desta tecnologia apresenta um custo maior ao do posicionador com um eixo, e uma maior complexidade do projeto.

Para futuras pesquisas envolvendo estes trabalho recomenda-se fazer um levantamento detalhados das perdas tanto envolvendo sombreamento quanto as que envolvem consumo energético do próprio sistema posicionador solar, mediante citações de algum autores que afirmam que os "sistemas de posicionamento solar de dois eixos geram mais energia quando comparado aos sistemas de um eixo e sistemas de eixo fixo, no entanto o aumento de número de eixos resulta em aumento do consumo energético do sistema".

REFERÊNCIAS

- ALVES, E. G.; SILVA, A. F. Usando um led como fonte de energia. **Física na Escola**, v. 9, n. 1, p. 26–28, 2008.
- ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. [S.l.]: Aneel, 2002.
- APPLEYARD, D. Solar trackers: Facing the sun. **Renewable Energy World**, v. 12, n. 3, p. 41–53, 2009.
- AWAY, Y.; IKHSAN, M. Dual-axis sun tracker sensor based on tetrahedron geometry. **Automation in Construction**, Elsevier, v. 73, p. 175–183, 2017.
- BAHRAMI, A.; OKOYE, C. O.; ATIKOL, U. Technical and economic assessment of fixed, single and dual-axis tracking pv panels in low latitude countries. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 113, p. 563–579, 2017.
- BOYLESTAD, R. L.; NASHELSKY, L. **Dispositivos eletrônicos e teoria de circuitos**. [S.l.]: Prentice-Hall do Brasil, 2016. v. 6.
- BT, C. Instalações elétricas de baixa tensão. 2008.
- CORTEZ, R. J. M. *et al.* Sistema de seguimento solar em produção de energia fotovoltaica. 2013.
- DIRNBERGER, D.; BLACKBURN, G.; MÜLLER, B.; REISE, C. On the impact of solar spectral irradiance on the yield of different pv technologies. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, Elsevier, v. 132, p. 431–442, 2015.
- ELECTRA, S. Relatório de contas de 2011 (pp. 1-68). **Mindelo, São Vicente**, 2020.
- EPIA. Perspectivas do mercado global para energia fotovoltaica 2014-2018. **Bruxelas, Belgica**, v. 60, 2014.
- FILHO, J. I. d. C. R. Potencial para uso de seguimento solar em sistemas fotovoltaicos: Estudo de caso para fortaleza/ce. **Monografia (Graduação em engenharia elétrica)–Universidade Federal do Ceará, Fortaleza–CE**, 2013.
- GAZOLI, J. R.; VILLALVA, M. G.; GUERRA, J. Energia solar fotovoltaica-introdução. **Revista O Setor Elétrico, São Paulo**, n. 81, p. 48–59, 2012.
- HELWA, N.; BAHGAT, A.; SHAFEE, A. E.; SHENAWY, E. E. Maximum collectable solar energy by different solar tracking systems. **Energy sources**, Taylor & Francis, v. 22, n. 1, p. 23–34, 2000.
- KALOGIROU, S. A. **Solar energy engineering: processes and systems**. [S.l.]: Academic press, 2013.
- KEITH, E.; HISHIKAWA, Y.; WARTA, W. *et al.* Solar cell efficiency tables (version 45). **Prog. Photovoltaics**, v. 23, n. 1, p. 1–9, 2015.
- KHALIFA, A.-J. N.; AL-MUTAWALLI, S. S. Effect of two-axis sun tracking on the performance of compound parabolic concentrators. **Energy conversion and management**, Elsevier, v. 39, n. 10, p. 1073–1079, 1998.

- LOSCHI, H. J.; IANO, Y.; LEÓN, J.; MORETTI, A.; CONTE, F. D.; BRAGA, H. *et al.* A review on photovoltaic systems: mechanisms and methods for irradiation tracking and prediction. **Smart Grid and Renewable Energy**, Scientific Research Publishing, v. 6, n. 07, p. 187, 2015.
- MECC, G. de Cabo Verde Ministério da Economia Crescimento e C. Santiago solar pv plant. 2016.
- MONTEIRO, Y. L. **Gestão de Energia Renovável para Sistemas Insulares: Projeto para Ilha de Santiago–Cabo Verde**. Tese (Doutorado) — Instituto Politecnico do Porto (Portugal), 2012.
- MONTEZANO, B. **As energias solar e eolica no Brasil**. 2011.
- MOUSAZADEH, H.; KEYHANI, A.; JAVADI, A.; MOBILI, H.; ABRINIA, K.; SHARIFI, A. A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output. **Renewable and sustainable energy reviews**, Elsevier, v. 13, n. 8, p. 1800–1818, 2009.
- MUNIZ, T. D. J. Estudo de caso: uso de rastreadores solares como otimizadores de sistemas fotovoltaicos de grande porte para o estado do ceará. 2017.
- NSENGIYUMVA, W.; CHEN, S. G.; HU, L.; CHEN, X. Recent advancements and challenges in solar tracking systems (sts): A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 81, p. 250–279, 2018.
- OLIVEIRA, M. M. Análise do desempenho de um gerador fotovoltaico com seguidor solar azimutal. 2008.
- PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A.; COSTA, R.; LIMA, F. d.; RÜTHER, R.; ABREU, S.; TIEPOLO, G.; PEREIRA, S.; SOUZA, J. Atlas brasileiro de energia solar (2a edição). **São José dos Campos: Inpe**, 2017.
- PEREIRA, J. A. V. M. **Avaliação de projectos: energias renováveis e eficiência energética em Cabo Verde**. Tese (Doutorado), 2015.
- PETROVA-KOCH VESSELINKA E HEZEL, R. e. G. A. **Fotovoltaica de baixo custo de alta eficiência**. [S.l.: s.n.], 2020.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *et al.* Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **Rio de Janeiro**, v. 1, p. 47–499, 2014.
- REN21. Relatório. 2014.
- RUBIO, F.; ORTEGA, M.; GORDILLO, F.; LOPEZ-MARTINEZ, M. Application of new control strategy for sun tracking. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 48, n. 7, p. 2174–2184, 2007.
- SILVA, R. M. d. *et al.* Energia solar no brasil: dos incentivos aos desafios. **Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado**, 2015.
- TOLMASQUIM, M. T. *et al.* Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. **Rio de Janeiro: EPE**, v. 1, n. 1, p. 10, 2016.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. **São Paulo: Érica**, v. 2, 2012.

YOUNG HUGH D E FREEDMAN, R. A. S. ZEMANSKY **Física IV: ótica e física moderna.**
[S.l.]: São Paulo: Pearson Addison Wesley, 2004.

ZOGBI, R.; LAPIAZE, D. Design and construction of a sun tracker. **Sol. Energy;**(**United Kingdom**), v. 33, n. 3/4, 1984.

ANEXO A -

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Projet Parque Palmarejo

Variant: Eixo fixo

No 3D scene defined, no shadings

System power: 4417 kWp

Palmarejo - Cape Verde



PVsyst V7.2.21

VC0, Simulation date:
03/12/22 08:55
with v7.2.21

Project summary

Geographical Site

Palmarejo
Cape Verde

Situation

Latitude 14.91 °N
Longitude -23.54 °W
Altitude 54 m
Time zone UTC-1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Palmarejo
Meteonorm 8.0 (1986-2005), Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 15 / 0 °

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 19206 units
Pnom total 4417 kWp

Inverters

Nb. of units 7 units
Pnom total 4410 kWac
Pnom ratio 1.002

Results summary

Produced Energy 7.21 GWh/year Specific production 1631 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 80.38 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6

**PVsyst V7.2.21**

VC0, Simulation date:
03/12/22 08:55
with v7.2.21

General parameters**Grid-Connected System**

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation**Orientation**

Fixed plane

Tilt/Azimuth 15 / 0 °

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer

MartiFER Solar

Model

MTS 230P

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

230 Wp

Number of PV modules

19206 units

Nominal (STC)

4417 kWp

Modules

873 Strings x 22 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

3944 kWp

U mpp

579 V

I mpp

6807 A

Total PV power

Nominal (STC)

4417 kWp

Total

19206 modules

Module area

30912 m²**Inverter**

Manufacturer

SMA

Model

Sunny Central 630MV-11-IT

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

630 kWac

Number of inverters

7 units

Total power

4410 kWac

Operating voltage

500-820 V

Pnom ratio (DC:AC)

1.00

Total inverter power

Total power

4410 kWac

Number of inverters

7 units

Pnom ratio

1.00

Array losses**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²KUv (wind) 0.0 W/m²K/m/s**DC wiring losses**

Global array res.

1.4 mΩ

Loss Fraction

1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction

1.5 %

Module mismatch losses

Loss Fraction

2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction

0.1 %

IAM loss factor

ASHRAE Param.: IAM = 1 - bo (1/cosi - 1)

bo Param.

0.05



PVsyst V7.2.21

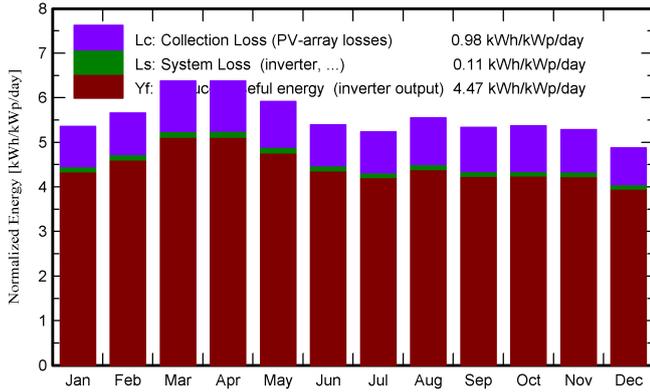
VC0, Simulation date:
03/12/22 08:55
with v7.2.21

Main results

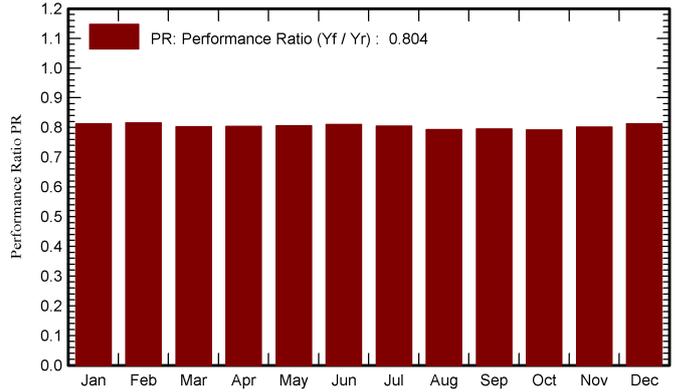
System Production

Produced Energy **7.21 GWh/year** Specific production **1631 kWh/kWp/year**
Performance Ratio PR **80.38 %**

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	GWh	GWh	ratio
January	144.8	61.2	21.82	166.1	162.1	0.611	0.595	0.812
February	145.2	73.1	21.25	158.5	154.9	0.585	0.571	0.815
March	189.4	81.3	21.81	197.7	193.4	0.719	0.701	0.802
April	193.1	84.8	21.89	191.2	186.7	0.696	0.679	0.804
May	193.0	95.3	23.10	183.5	178.7	0.671	0.653	0.806
June	172.6	100.9	23.76	161.9	157.3	0.594	0.579	0.810
July	172.0	101.8	25.49	162.3	157.6	0.592	0.577	0.805
August	176.8	94.7	26.78	172.0	167.7	0.618	0.602	0.792
September	157.9	88.9	26.89	160.2	156.0	0.577	0.563	0.795
October	155.4	81.0	26.81	166.4	162.4	0.597	0.582	0.792
November	140.3	65.2	24.66	158.6	154.7	0.576	0.562	0.802
December	131.4	65.4	23.33	151.2	147.2	0.556	0.542	0.812
Year	1971.9	993.6	23.99	2029.7	1978.8	7.391	7.207	0.804

Legends

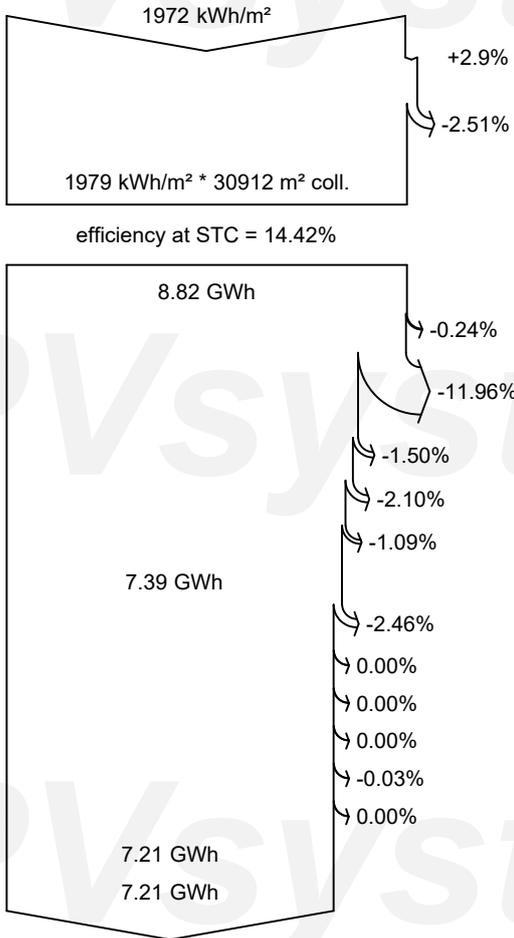
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.2.21

VC0, Simulation date:
03/12/22 08:55
with v7.2.21

Loss diagram



- Global horizontal irradiation**
- Global incident in coll. plane**
- IAM factor on global
- Effective irradiation on collectors**
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)**
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP**
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Available Energy at Inverter Output**
- Energy injected into grid**

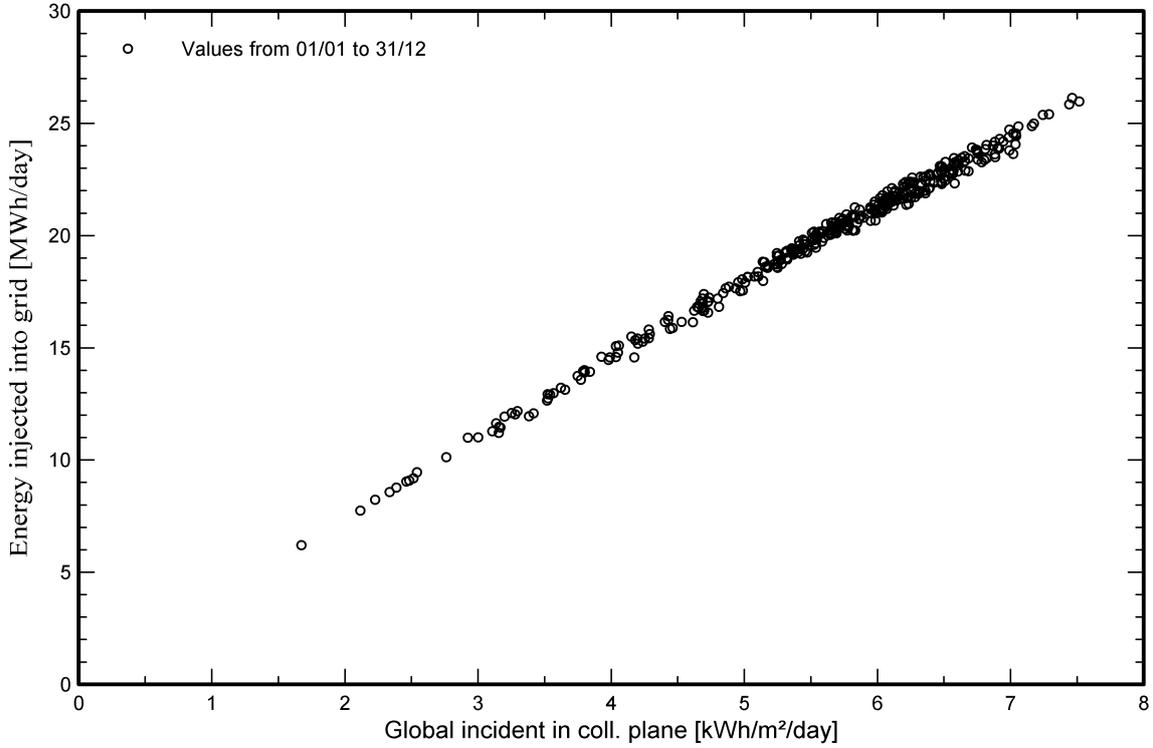


PVsyst V7.2.21

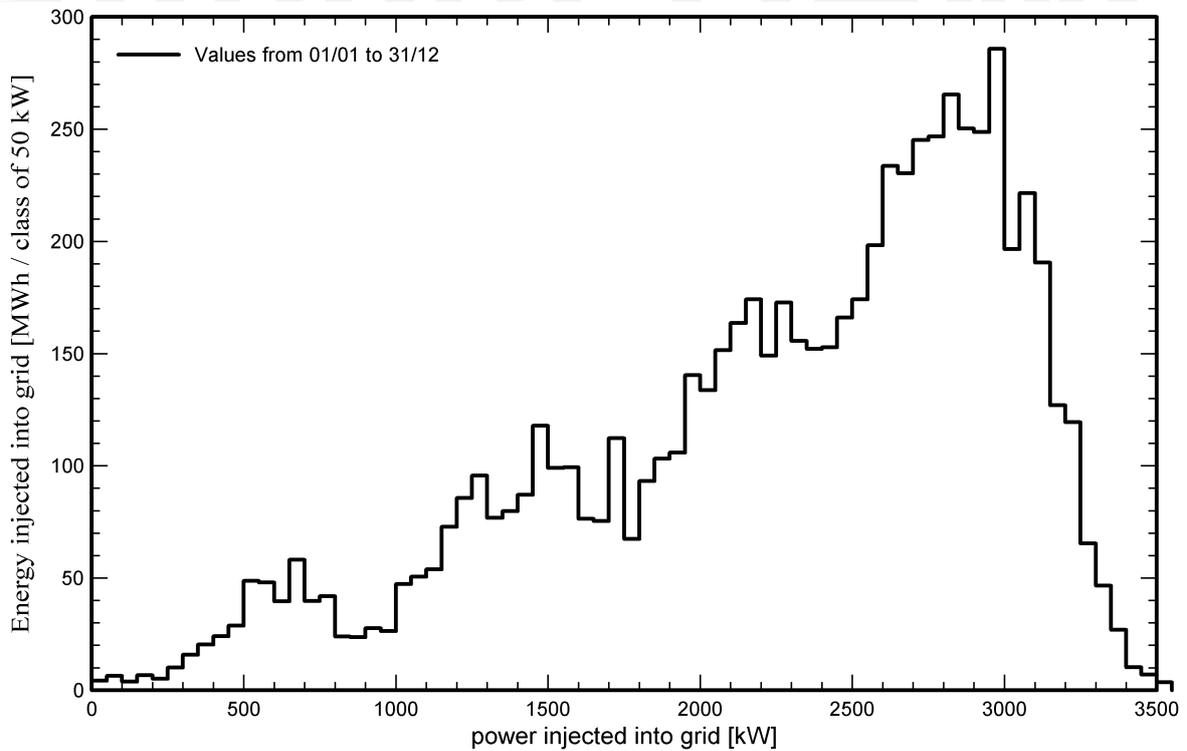
VC0, Simulation date:
03/12/22 08:55
with v7.2.21

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



ANEXO B -

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Projet Parque Palmarejo

Variant: Eixo fixo

No 3D scene defined, no shadings

System power: 4417 kWp

Palmarejo - Cape Verde



PVsyst V7.2.21

VC0, Simulation date:
06/01/23 13:20
with v7.2.21

Project summary

Geographical Site

Palmarejo
Cape Verde

Situation

Latitude 14.91 °N
Longitude -23.54 °W
Altitude 54 m
Time zone UTC-1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Palmarejo
Meteonorm 8.0 (1986-2005), Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Orientation
Tracking plane, two axis

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Near Shadings

No Shadings

System information

PV Array

Nb. of modules 19206 units
Pnom total 4417 kWp

Inverters

Nb. of units 7 units
Pnom total 4410 kWac
Pnom ratio 1.002

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy 8.26 GWh/year Specific production 1870 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 83.89 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6

**PVsyst V7.2.21**

VC0, Simulation date:
06/01/23 13:20
with v7.2.21

General parameters**Grid-Connected System**

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation**Orientation**

Tracking plane, two axis

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Trackers configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer

Martifer Solar

Model

MTS 230P

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

230 Wp

Number of PV modules

19206 units

Nominal (STC)

4417 kWp

Modules

873 Strings x 22 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

3944 kWp

U mpp

579 V

I mpp

6807 A

Total PV power

Nominal (STC)

4417 kWp

Total

19206 modules

Module area

30912 m²**Inverter**

Manufacturer

SMA

Model

Sunny Central 630MV-11-IT

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

630 kWac

Number of inverters

7 units

Total power

4410 kWac

Operating voltage

500-820 V

Pnom ratio (DC:AC)

1.00

Total inverter power

Total power

4410 kWac

Number of inverters

7 units

Pnom ratio

1.00

Array losses**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance

Uc (const)

29.0 W/m²K

Uv (wind)

0.0 W/m²K/m/s**DC wiring losses**

Global array res.

1.4 mΩ

Loss Fraction

1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction

1.5 %

Module mismatch losses

Loss Fraction

2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction

0.1 %

IAM loss factor

ASHRAE Param.: IAM = 1 - bo (1/cosi - 1)

bo Param.

0.05

AC wiring losses**Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage

20000 Vac tri

Loss Fraction

0.06 % at STC

Inverter: Sunny Central 630MV-11-IT

Wire section (7 Inv.)

Copper 7 x 3 x 50 mm²

Average wires length

1000 m



PVsyst V7.2.21

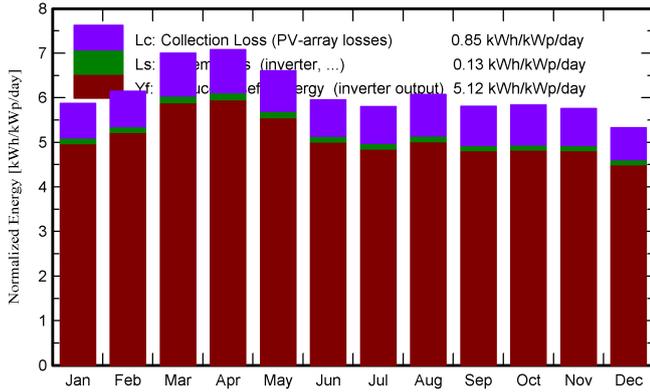
VC0, Simulation date:
06/01/23 13:20
with v7.2.21

Main results

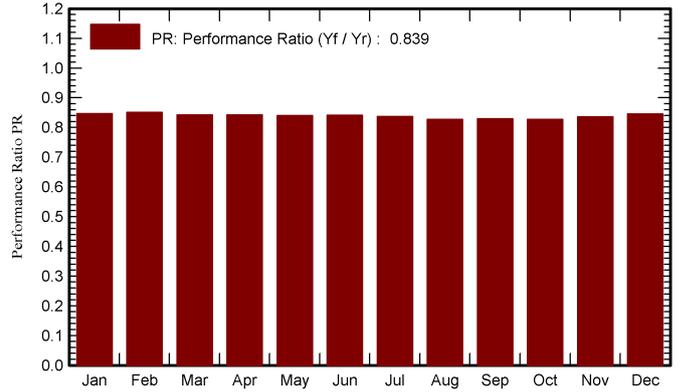
System Production

Produced Energy **8.26 GWh/year** Specific production **1870 kWh/kWp/year**
Performance Ratio PR **83.89 %**

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	144.8	61.2	21.82	182.2	178.9	0.699	0.682	0.847
February	145.2	73.1	21.25	172.1	169.0	0.663	0.647	0.851
March	189.4	81.3	21.81	217.1	213.6	0.828	0.808	0.842
April	193.1	84.8	21.89	212.4	208.9	0.811	0.790	0.842
May	193.0	95.3	23.10	204.9	201.0	0.781	0.761	0.841
June	172.6	100.9	23.76	178.5	174.6	0.681	0.664	0.842
July	172.0	101.8	25.49	180.0	175.9	0.682	0.665	0.837
August	176.8	94.7	26.78	188.2	184.6	0.705	0.688	0.827
September	157.9	88.9	26.89	174.2	170.6	0.654	0.638	0.830
October	155.4	81.0	26.81	181.0	177.5	0.678	0.662	0.827
November	140.3	65.2	24.66	172.8	169.5	0.654	0.638	0.836
December	131.4	65.4	23.33	165.2	161.7	0.632	0.617	0.845
Year	1971.9	993.6	23.99	2228.6	2185.8	8.469	8.258	0.839

Legends

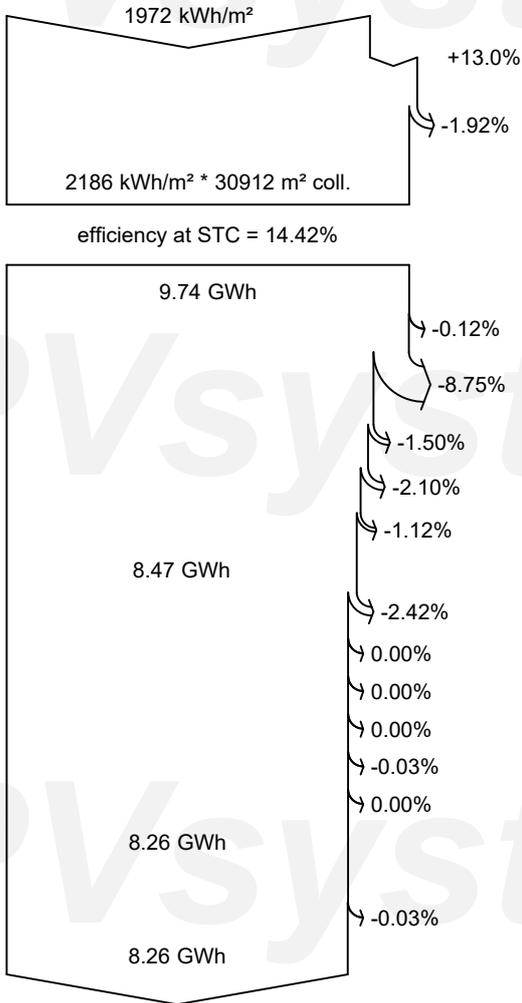
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.2.21

VC0, Simulation date:
06/01/23 13:20
with v7.2.21

Loss diagram



- Global horizontal irradiation**
- Global incident in coll. plane**
- IAM factor on global
- Effective irradiation on collectors**
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)**
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP**
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Available Energy at Inverter Output**
- AC ohmic loss
- Energy injected into grid**

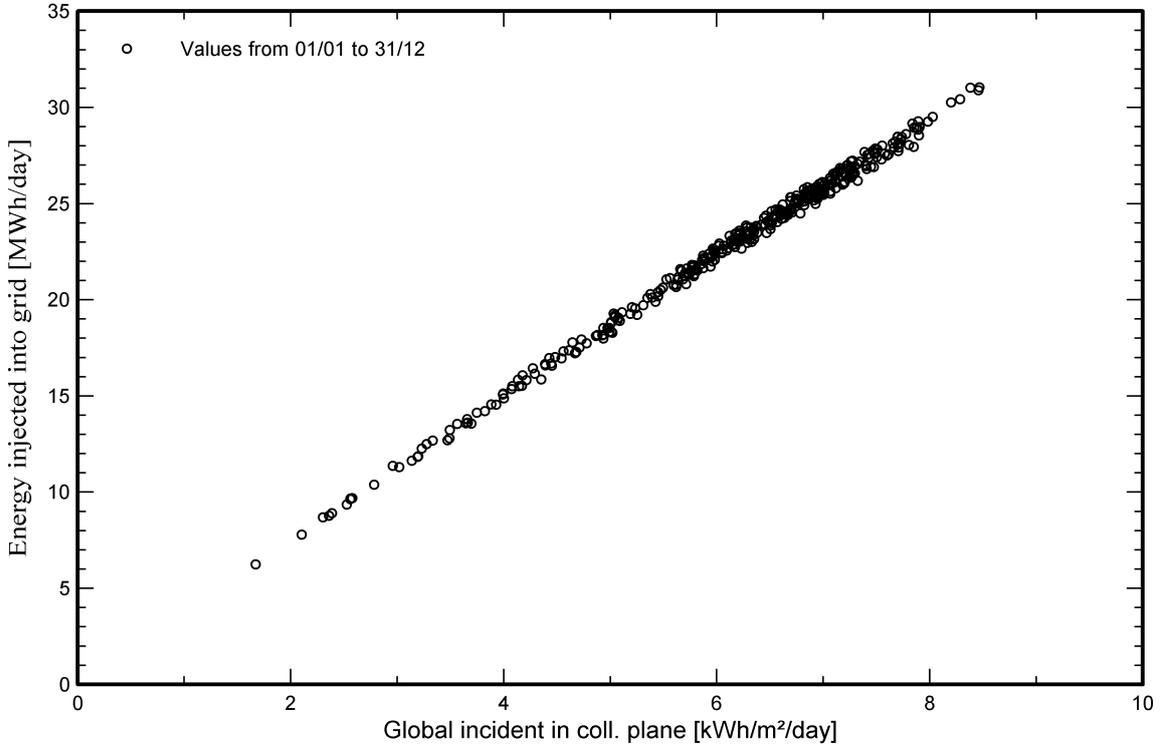


PVsyst V7.2.21

VC0, Simulation date:
06/01/23 13:20
with v7.2.21

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

