

# ANÁLISE DO DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM RASTREAMENTO DE EIXO ÚNICO

Lucas Emanuel A. Barboza – lucas.barboza@ufpe.br

João Victor Furtado F. de Medeiros – joao.furtado@ufpe.br

Antônio Carlos Fernandes de Negreiros – antonio.negreiros@ufpe.br

Manoel Henriques de Sá Campos – manoel.henriques@ufpe.br

Olga C. Vilela – olga.vilela@ufpe.br

Emerson Torres Aguiar Gomes - emerson.torres@ufpe.br

Naum Fraidenraich – nf@ufpe.br

Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Energias Renováveis

**Resumo.** Atualmente, os rastreadores solares têm sido uma presença constante em usinas fotovoltaicas (FV) de médio e grande porte, devido ao aumento no fator de capacidade proporcionado pelo seu uso, o que acarreta também no aumento da viabilidade econômica de projetos FV em geral. Estudos mostram que sistemas com rastreamento apresentam custos nivelado de energia (LCOE) menores se comparados com sistemas fixos. Assim, dos diversos tipos de rastreadores, os mais empregados no mercado têm sido os de eixo único horizontais com eixo de rotação na direção Norte-Sul (N-S) por terem justamente menor LCOE. Nesse contexto, o trabalho aqui proposto tem por meta, a partir de simulações, analisar como os parâmetros de desenho de um sistema fotovoltaico de 7,04 kWp com rastreamento de 1 eixo horizontal N-S podem afetar as métricas de performance energética. Os parâmetros de desenho analisados serão o uso do rastreamento em comparação a um sistema fixo, o ângulo de abertura do rastreador (variação angular correspondente ao movimento de rastreio), o distanciamento entre fileiras de módulos e a utilização de backtracking. A análise levará em conta os valores da energia CA ( $E_{CA}$ ) injetada na rede, da produtividade (YF, final yield, em inglês) e do fator de capacidade como métricas utilizadas para comparação da performance energética entre sistemas fotovoltaicos com diferentes tecnologias. Em termos anuais, o aumento energético foi da ordem de 18% em relação a um sistema fixo inclinado a 10° voltado para o norte. O YF cresce até um ângulo de abertura de 110°; enquanto a distância entre fileiras de 10 m apresentou maior  $E_{CA}$ . Por último, verificou-se que a utilização de backtracking não trouxe benefícios significativos.

**Palavras-chave:** Performance, Rastreador Solar e Energia Solar.

## 1. INTRODUÇÃO

O rastreamento solar é uma realidade incontestável, notadamente em projetos de usinas solares fotovoltaicas (FV). A necessidade de ajustar em intervalos regulares a posição de coletores solares para que recebam os feixes de luz de modo mais perpendicular possível à sua superfície - na medida em que o Sol percorre sua trajetória - representa atualmente fator imprescindível em projetos de usinas FV de médio e grande porte sob o ponto de vista de fator de capacidade, viabilidade e retorno financeiro do investimento.

Considerando-se que as duas principais configurações para as usinas fotovoltaicas se concentram na instalação dos módulos de forma fixa ou com rastreadores solares de eixo de rotação posicionado na direção Norte-Sul (N-S), o trabalho de Afanasyeva, Bogdanov e Breyer (2018) investigou o impacto dessas duas opções na produção de energia sobre cenários nos quais as fontes renováveis são responsáveis por 100% da produção da energia mundial em 2030. Os resultados obtidos, além de mostrarem a possibilidade de geração totalmente renovável em um cenário com dominância das tecnologias solar e eólica, deixou claro que a utilização do sistema de rastreamento de eixo único exerce grande vantagem na contribuição ao total gerado, diminuindo a participação da componente eólica. Não menos importantes foram os resultados obtidos por simulações que indicaram satisfatória concordância – com incerteza de 4% – entre a saída do modelo de produção anual de energia desenvolvido pelos autores e as estimativas resultantes do *software PVsyst* usado como referência.

O custo nivelado de energia (LCOE) tem sido amplamente usado como a métrica mais efetiva para a avaliação da viabilidade de um sistema fotovoltaico, em detrimento do custo do sistema por potência pico. Em uma análise de custo-benefício, o uso de rastreadores de eixo único, em comparação às demais configurações dos sistemas (tanto fixo, como com rastreamento de eixo duplo), se destaca quanto à viabilidade econômica. Mais especificamente, o estudo de Rodríguez Gallegos *et al.* (2020), conduzido por um grupo de pesquisas da Universidade de Cingapura, mostrou que a combinação de módulos bifaciais com sistemas de rastreamento de eixo único é a melhor forma de se obter o mais baixo LCOE, considerando o uso da tecnologia de silício cristalino. É importante salientar que esse estudo analisou sistemas FV instalados no mundo, os quais utilizavam módulos mono e bifaciais, sendo instalados de forma fixa ou com rastreadores de 1 e 2 eixos. Ele concluiu que as instalações que empregam a tecnologia bifacial com 1 eixo de rotação

atingem um aumento na produção de energia da ordem de 35% sobre módulos monofaciais fixos. Ao mesmo tempo, notou-se também que sistemas monofaciais com rastreamento de eixo único alcançam o segundo menor LCOE.

No panorama nacional, a atual prevalência dos sistemas rastreados para novos parques fotovoltaicos pode ser facilmente percebida através do relatório da Empresa de Pesquisa Energética - EPE (EPE, 2018) sobre as características dos empreendimentos participantes nos leilões de 2013 a 2018. O documento revelou um nítido aumento dos sistemas fotovoltaicos com rastreamento de eixo único: de 20% dos projetos no leilão de 2014 para 96% no leilão de 2018.

Existe uma grande diversidade de soluções tecnológicas em termos de rastreadores de eixo único, desde tempos remotos em que foram investigadas as tecnologias para rastreadores passivos, até os dias atuais em que predominam sistemas de eixo horizontal. Nessa perspectiva não se poderia esquecer da importância crescente de aplicações com grande impacto no contexto social, econômico e de sustentabilidade, notadamente no que se refere ao rastreamento voltado a sistemas de bombeamento (Vilela, Fraidenraich e Tiba, 2003), com foco primário em regiões agrícolas e rurais. Alguns sistemas de rastreamento, eventualmente menos convencionais do que os de eixo único N-S, encontram extensa literatura que os descrevem. São classificados segundo várias características, tais como: com eixo polar, com dois eixos, eixo Leste-Oeste ou ainda com eixo vertical. Diante da diversidade de alternativas, eles também são objetos para inúmeros estudos científicos que buscam identificar qual a melhor opção de empregabilidade em função de vários parâmetros como latitude, custos de instalação, taxas de insolação média da localidade e estimativas de produção de energia; todos esses focos de investigação do trabalho de Bahrami e Okoye (2018).

Os rastreadores de eixo simples na direção Norte-Sul encontram-se em sua ampla maioria na posição horizontal ao invés da posição polar. A posição polar possui inclinação igual ao valor da latitude local e apresenta vantagem tendo em vista que aumenta o campo de visão dos módulos, o que significaria mais ganho médio anual na coleta de energia devido ao fator  $\cos \delta$ , em que  $\delta$  é a declinação solar. Esse fator apresenta-se embutido na expressão determinada pelo cosseno do ângulo compreendido entre o raio solar e a normal à superfície do módulo FV, conforme se pode verificar nas equações do artigo de Sá Campos e Tiba (2021). No entanto, a montagem polar impõe muitas dificuldades mecânicas práticas na construção de fileiras com eixos móveis inclinados, particularmente aqueles com longa extensão e/ou em terrenos desnivelados, tornando assim a posição horizontal do eixo do rastreador mais adequada à implementação.

Tendo em vista a relevância dos rastreadores solares de eixo único para o mercado fotovoltaico, ideia bem fundamentada em artigos científicos, a pesquisa desenvolvida ao longo deste trabalho tem por meta investigar, através de simulações em *softwares* reconhecidamente bem estabelecidos na comunidade científica, o desempenho (do ponto de vista energético) de um rastreador de eixo único horizontal na direção Norte-Sul para uma localização na cidade de Recife – PE, no Brasil, a partir de parâmetros de performance envolvidos no desenho das possíveis configurações do sistema.

## 2. METODOLOGIA

Com o intuito de desenvolver um sistema fotovoltaico de rastreamento único no Centro de Energias Renováveis (CER) da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), para estudos e trabalhos experimentais de pesquisa, foram realizadas simulações para obtenção dos valores das métricas que influenciam o seu desempenho. Nesse contexto, comparou-se o sistema de rastreamento solar com um sistema fixo (horizontal e inclinado) e analisou-se a abertura angular do rastreador, o distanciamento entre as fileiras do sistema e a utilização ou não da técnica de *backtracking*.

As métricas mais amplamente utilizadas para análise da performance de uma usina fotovoltaica são as propostas pela Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency*, IEA) conjuntamente com a IEC standard 61724 (International Electrotechnical Commission, 1998), que permitem o monitoramento da produção energética das usinas durante uma determinada escala de tempo (semanal, mensal ou anual). A partir dessa metrificação, é possível comparar os diferentes tipos de tecnologias fotovoltaicas e o impacto das condições ambientais sobre a produção energética. Assim, para este trabalho, Produtividade e Fator de Capacidade serão as métricas utilizadas para analisar as possíveis configurações de desenho do sistema desenvolvido.

O *Final Yield* (YF), ou Produtividade, mede a razão entre a energia de corrente alternada (ou energia injetada na rede)  $E_{CA}$  (kWh) gerada pelo sistema e a potência nominal  $P_{STC}$  (kWp) instalada. Representa o número de horas em que o sistema operou com sua capacidade nominal, conforme pode ser visto na Eq. (1).

$$YF = \frac{E_{CA}}{P_{STC}} \quad (1)$$

Por último, o Fator de Capacidade (FC) é a razão entre a potência elétrica efetiva gerada pelo sistema FV (no caso,  $E_{CA}$  dividido pelo tempo de operação  $T$ ) e a potência  $P_{STC}$  gerada caso estivesse nas Condições Padrão de Teste (*Standard Test Conditions*, STC - temperatura da célula em 25 °C, irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup> e massa de ar 1.5). Assim, o FC pode ser entendido como a proporção de potência gerada efetivamente pela usina em relação à sua capacidade nominal. Essa métrica é calculada segundo da Eq. (2).

$$FC = \frac{E_{CA}}{T \times P_{STC}} \quad (2)$$

## 2.1 Descrição do sistema fotovoltaico

As simulações foram conduzidas para a localidade de Recife – PE, mais precisamente o Centro de Energias Renováveis da Universidade Federal de Pernambuco (latitude de  $8,06^\circ$  S e longitude de  $34,96^\circ$  O), utilizando a base de dados solarimétricos mensais do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), na qual a irradiação solar diária média considerada varia de  $4,18$  a  $6,06 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}$  ao longo dos meses do ano, com média anual de  $5,34 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{dia}$ .

O sistema fotovoltaico avaliado é composto por 16 módulos fotovoltaicos de silício monocristalino do fabricante Longi Solar com potência de  $440 \text{ Wp}$ , 4 microinversores do fabricante DEYE de  $1600 \text{ W}$  que contam com quatro entradas com um MPPT cada (dessa forma, um MPPT possui apenas um módulo fotovoltaico conectado). O sistema avaliado possui potência de  $7,04 \text{ kWp}$  e potência total dos inversores de  $6,4 \text{ kW}$ , conforme esquematizado na Fig. 1. Com esta configuração, cada inversor tem um fator de sobrecarregamento de 10%.

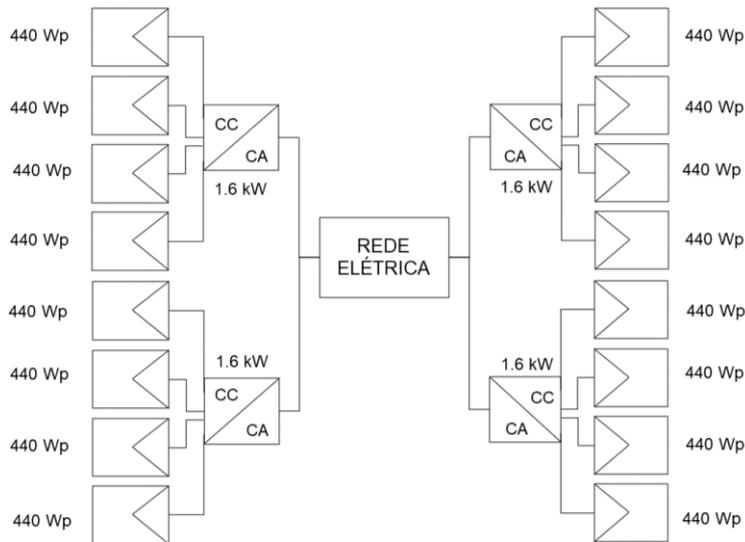


Figura 1 – Arranjo do sistema fotovoltaico em estudo neste trabalho, cada módulo de  $440 \text{ Wp}$  está conectado a uma entrada MPPT do microinversor.

## 2.2 Softwares utilizados

As ferramentas de simulação empregadas neste trabalho foram o PV\*SOL e o PVsyst, que são *softwares* comumente utilizados na simulação de projetos fotovoltaicos. O PV\*SOL é uma ferramenta que permite a simulação de sistemas FV desde pequenas instalações em telhados até grandes centrais fotovoltaicas. Desenvolvido pela *Valentin-Software*, o PV\*SOL conta com diversas ferramentas de desenho do sistema, seja com armazenamento de energia em baterias, aplicações em veículos elétricos, autoconsumo, entre outras (PV\*SOL, 2021). O PVsyst, por sua vez, conta com uma enorme base de dados, permitindo ao projetista importar dados meteorológicos, como também utilizar informações de diferentes fontes. Também permite a simulação de sistemas conectados à rede, autônomos ou de bombeamento, além de fornecer relatórios detalhados para as simulações, possibilitando ainda o aumento da escala para a base horária (PVsyst, 2021a).

No âmbito desta pesquisa, a utilização de ambos os *softwares* tem como objetivo avaliar as métricas supracitadas, não com o intuito de comparar as ferramentas em si, mas sim complementar as informações obtidas, uma vez que, por exemplo, o uso ou não da técnica de *backtracking* só foi possível ser avaliada a partir do *software* PVsyst.

## 2.3 Considerações e parâmetros de desenho avaliados

Em todas as simulações, o albedo do local foi considerado constante e equivalente a 20% (Rabl e Oxford, 1985). Quanto aos modelos adotados, observou-se que a variação dos modelos de decomposição da irradiação global horizontal (GHI) nas componentes difusa (DHI) e direta (DNI) e a variação dos modelos de transposição das componentes da radiação do plano horizontal para o plano inclinado influenciam nos resultados da geração de energia. Selecionando 4 modelos de decomposição e os 5 modelos de transposição disponíveis no *software* PV\*SOL, foi possível observar uma variação da geração de energia simulada de pouco mais de 13 % a depender do modelo empregado, conforme observado na Fig. 2.

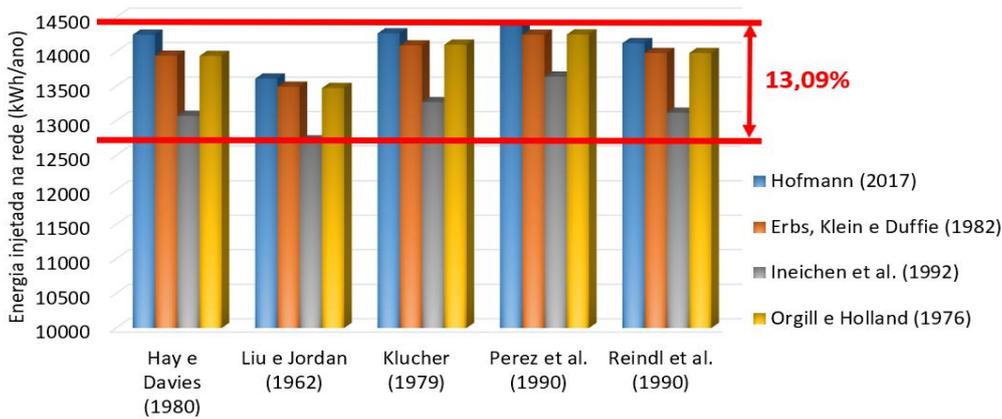


Figura 2 - Energia injetada na rede em função dos tipos de modelos adotados. Modelos de decomposição destacados na legenda e modelos de transposição destacados no eixo x do gráfico.

A acurácia das combinações de modelos de radiação que permitem a estimativa da radiação no plano dos módulos fotovoltaicos variam de acordo com a localidade e com os modelos selecionados (Reise *et al.*, 2018). As modelagens de Erbs, Klein e Duffie (1982) para decomposição da GHI e de Hay e Davies (1980) para a transposição ao plano inclinado, apesar da baixa complexidade, são modelos largamente utilizados nos *softwares* e estão disponíveis em ambas ferramentas de simulação (PV\*SOL e PVsyst). Por esse motivo, foram selecionados para condução deste trabalho.

Além das modelagens utilizadas, as ferramentas computacionais requerem a entrada de valores de perdas associadas a operação do sistema fotovoltaico, normalmente os *softwares* adotam valores padrões (*default*). As perdas adotadas nas simulações podem ser observadas na Tab. 1.

Tabela 1 – Porcentagem adotada em cada fator de perda, nos *softwares* PV\*SOL e PVsyst.

PERDAS	PV*SOL	PVsyst
Sujidade	2 %	2 %
<i>Mismatch</i> (módulo/string)	2 %	2 % / 0,1 %
Perdas nos diodos	0,5 %	Não disponível
Perdas por IAM	Não disponível	Folha de dados módulo
Desvio do Espectro padrão	1 %	Não disponível
Cabeamento	1 %	1,5 %
Perda na qualidade do módulo	Não disponível	- 0,4 %

Com base nas considerações apresentadas, quatro parâmetros de desenho do sistema foram avaliados. Inicialmente, uma comparação da geração de energia entre um sistema fixo e um sistema com rastreamento solar de eixo único foi realizada, observando o ganho na geração com a aplicação do rastreamento. O segundo parâmetro diz respeito quanto ao ângulo de abertura do rastreador (variação angular correspondente ao movimento de rastreamento do Sol). Como o rastreamento é realizado no lado leste durante o período da manhã e oeste no período da tarde, o ângulo de abertura é dividido para cada sentido do rastreamento. A Fig. 3a exemplifica a abertura angular de 60°, sendo +30°/-30°. Em seguida, analisa-se, para o gerador FV com rastreamento, a influência da distância entre as fileiras (Fig. 3b) na geração, a qual está diretamente relacionada à ocupação da área disponível.

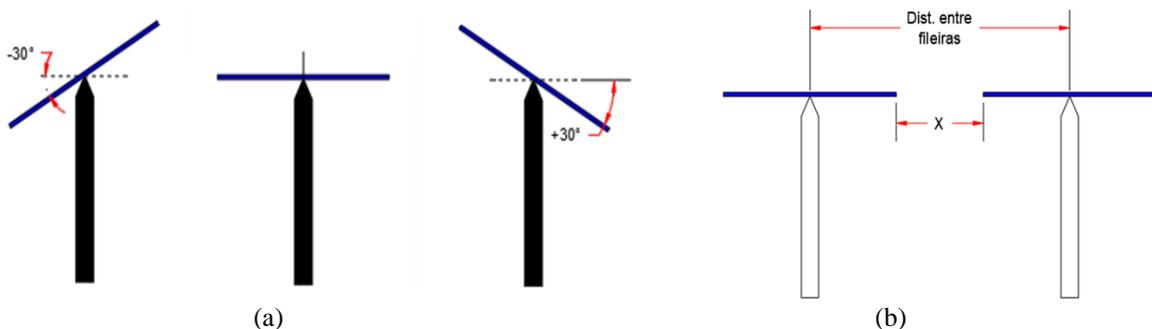


Figura 3 - a) Abertura angular de um rastreador horizontal. b) Distâncias entre módulos (X) e entre fileiras.

A distância entre fileiras também define o momento em que ocorre o sombreamento entre elas. Como pode ser visto na Fig. 4, as variáveis de interesse, neste caso, são a largura  $A$  e a distância  $D$  entre os eixos de rotação. Assim, o limite máximo do ângulo de rastreamento  $\Psi_{NS}$  para o qual não há sombreamento na fileira subjacente é definido conforme a Eq. 3.

$$\cos \Psi_{NS} = \frac{A}{D} \quad (3)$$

Tal limite é calculado justamente fazendo igual a zero a área sombreada  $S$ , a qual é calculada pela Eq. 4. O ângulo de rastreamento com uso do *backtracking* ( $\Psi_{NS,BT}$ ) é calculado a partir das Eq. 5 e 6.

$$S = A - D \cos \Psi_{NS} \quad (4)$$

$$\cos \Psi_{BT} = \frac{D \cos \Psi_{NS}}{A} \quad (5)$$

$$\Psi_{NS,BT} = \Psi_{NS} - \Psi_{BT} \quad (6)$$

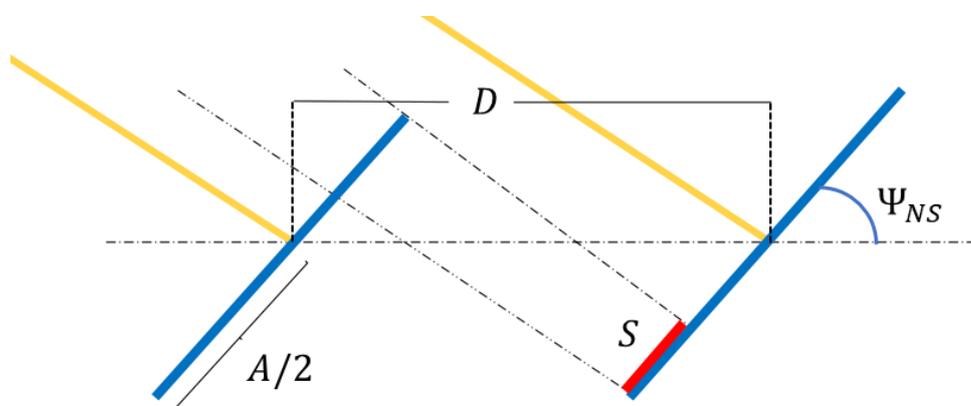


Figura 4 – Representação esquemática do sombreamento  $S$  gerado entre fileiras de módulos com rastreamento, sendo  $A$  a largura da fileira,  $D$  a distância entre eixos de rotação e  $\Psi_{NS}$  o ângulo de rastreamento.

A ocupação da área é uma grandeza que está interligada à distância entre fileiras e à distância  $X$  entre os módulos (Fig. 3b). A Tab. 2 apresenta a relação entre essas três variáveis para um módulo de 2 m de comprimento. Como exemplo, pode-se escolher um sistema com ocupação de 0,5 ou 50% (metade da área ocupada pelo sistema), para o qual, segundo a Tab. 2, a distância entre fileiras seria de 4 m enquanto a distância entre os módulos na horizontal seria de 2 m.

Tabela 2 - Relação entre ocupação da área e distâncias entre fileiras e entre módulos (de 2 m) na horizontal.

OCUPAÇÃO DE ÁREA (USINA FV)	DISTÂNCIA ENTRE FILEIRAS (m)	DISTÂNCIA X ENTRE MÓDULOS (m)
100%	2,00	0,00
90%	2,22	0,22
80%	2,50	0,50
70%	2,86	0,86
60%	3,33	1,33
50%	4,00	2,00
40%	5,00	3,00
30%	6,67	4,67
20%	10,00	8,00
10%	20,00	18,00

O último parâmetro de desenho do sistema avaliado é o rastreamento com *backtracking*. Essa técnica é utilizada para minimizar as perdas causadas pelo sombreamento mútuo de fileiras vizinhas em momentos próximos ao nascer ou pôr do sol, ou seja, momentos de baixa altura solar (Silva, Castro e Batalha, 2020).

### 3. RESULTADOS

#### 3.1 Comparação entre um sistema fixo e um sistema com rastreador solar

O primeiro parâmetro de desenho analisado foi a irradiação solar no plano do coletor, conforme pode ser visto na Fig. 5. Para todos os meses do ano, é possível comprovar um aumento significativo na energia que chega no plano do sistema com rastreamento em relação a um sistema fixo horizontal e a um sistema fixo voltado para o norte com inclinação de 10° (10°N). Os resultados mostram ganhos que podem variar entre 9,5% (junho) e 29,48% (dezembro). O aumento na energia coletada anual foi de 19,58%. Valor semelhante ao observado no trabalho de Fraidenraich e Barbosa (1999) cujo ganho obtido na cidade de Recife foi de 26%.

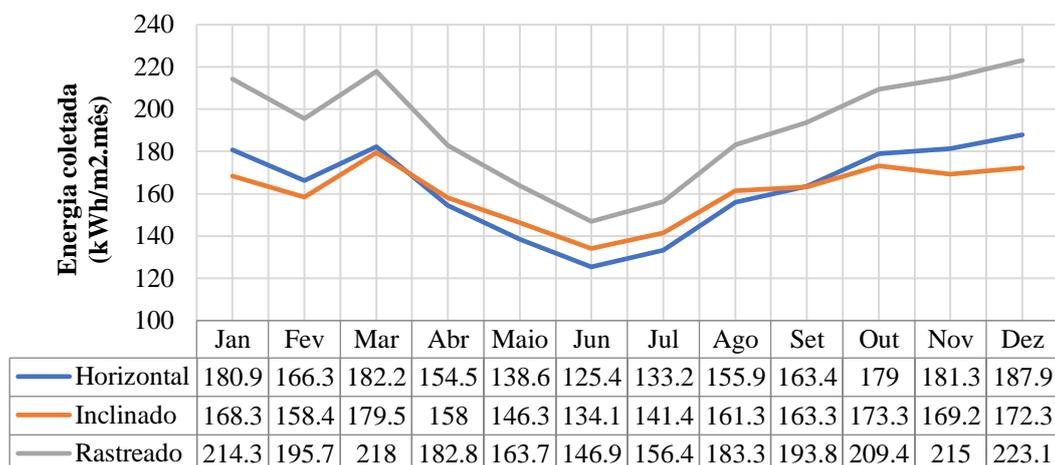


Figura 5 – Irradiação Solar Mensal no plano de um coletor horizontal (curva azul), inclinado em 10° voltado para o norte (curva laranja) e com rastreamento (curva cinza), para latitude de 8,06° S e longitude de 34,96° O.

Com o aumento da energia coletada no plano do módulo fotovoltaico do sistema com rastreamento, a energia de corrente alternada  $E_{CA}$  (kWh) injetada na rede pela usina de 7,04 kWp analisada (ver Seção 2.1) seguiu o mesmo comportamento da Fig. 4, apresentando ganhos em relação ao sistema fixo com inclinação de 10°N. As simulações mostraram que o uso do rastreador aumenta em 18,4% na  $E_{CA}$ . Os aumentos tiveram uma variação mensal entre 9,8% e 27,5% ao longo dos meses.

A energia injetada na rede ao longo do ano foi de 13.895,8 kWh para o sistema com rastreamento, 2.159,6 kWh a mais que o sistema fixo analisado. A Tab. 3 mostra os valores dos ganhos comparativos ao longo dos meses do ano, em que é possível verificar aumentos energéticos significativos.

Tabela 3 – Ganho percentual na energia injetada na rede por uma usina de 7,04 kWp com rastreamento em relação ao sistema fixo com inclinação 10° voltada para o norte.

MÊS	RASTREADOR (kWh)	FIXO (kWh)	GANHO (%)
Jan	1281,4	1022,8	25,3%
Fev	1170,7	960,5	21,9%
Mar	1305,9	1089	19,9%
Abr	1104,3	963,1	14,7%
Mai	993,8	891,1	11,5%
Jun	904,1	823,4	9,8%
Jul	960,3	868,7	10,5%
Ago	1121,5	993	12,9%
Set	1175,8	1001,2	17,4%
Out	1258	1052,4	19,5%
Nov	1287,3	1026,1	25,5%
Dez	1332,7	1044,9	27,5%
Ano	13895,8	11736,2	18,4%
Média	1157,98	978,01	18,4%

Ao comparar o Fator de Capacidade (FC), é possível observar pela Fig. 6 que a utilização de rastreadores na usina analisada acarretou um aumento de 3,5% no FC em relação ao sistema fixo inclinado 10°N. A variação comparativa do fator de capacidade ao longo dos meses do ano ficou entre 1,6% e 5,5%.

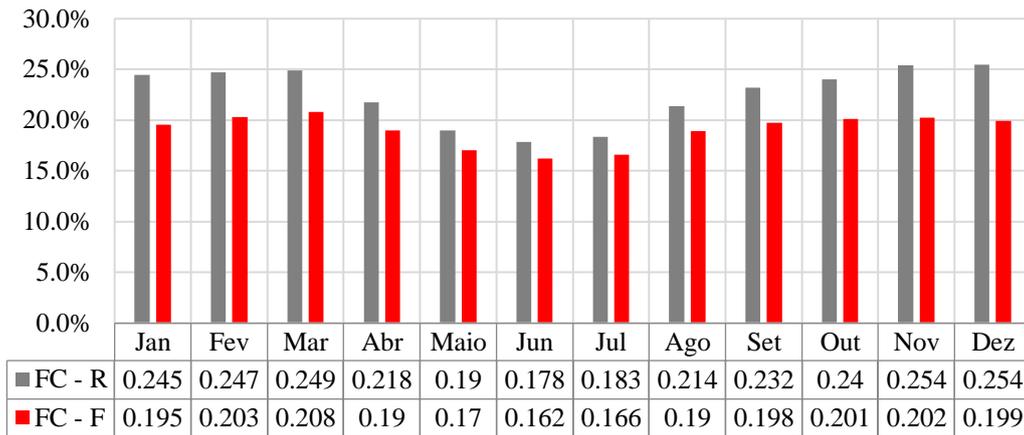


Figura 6 – Fator de Capacidade para usina de 7,04 kWp modelada com rastreamento (em cinza) e com os módulos fixos de inclinação 10°N (em vermelho). FC – R representa o fator de capacidade para o sistema com rastreamento; FC – F, para o sistema fixo inclinado 10°N.

Os resultados obtidos por meio das simulações ressaltam de modo inquestionável a importância da tecnologia de seguimento solar para obter-se maiores ganhos na coleta de energia solar disponível, aumentando assim a eficiência de uma usina FV. Os aumentos comparativos ao longo do ano mostraram-se também significativos na medida em que seus valores percentuais alcançaram, aproximadamente, um patamar máximo de 27% e mínimo de 10%.

### 3.2. Abertura angular do rastreador

Conforme abordado na Seção 2.3, a abertura angular do rastreador é uma característica que influencia diretamente no desempenho do gerador fotovoltaico. Para comprovar esse fato, foram realizadas simulações com o *software* PV\*SOL.

As simulações mostraram que, à medida que o ângulo de abertura aumentava, a energia de corrente alternada (CA) foi crescendo significativamente conforme o gráfico da Fig. 7. No entanto, a partir de uma abertura de 90°, a  $E_{CA}$  não teve aumentos significativos, atingindo uma estagnação a partir do ângulo de 110°.

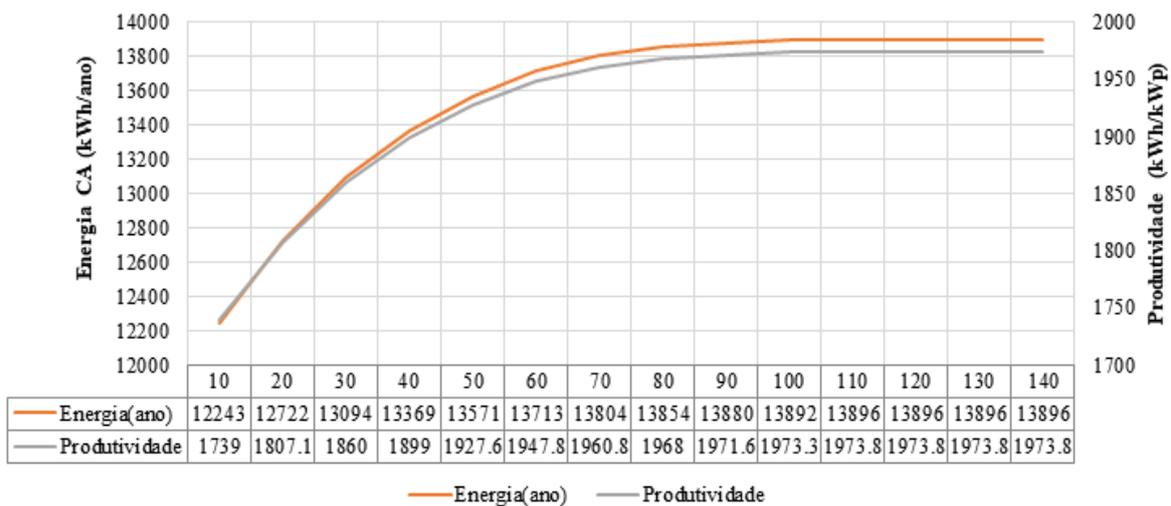


Figura 7 – Comportamento da Energia de Corrente Alternada (kWh) injetada na rede (à esquerda) e Produtividade (em kWh/kWp) de uma usina de 7,04 kWp, em relação ao ângulo de abertura em graus do rastreador de eixo único N-S (eixo x).

O ângulo de abertura é uma característica que influencia diretamente também na produtividade (YF) do gerador fotovoltaico. O gráfico da Fig. 6 mostra que para uma abertura de 10° o YF anual foi de 1739 kWh/kWp, praticamente o mesmo valor encontrado para o sistema fixo de inclinação 10°N. Neste caso, à proporção que o ângulo de abertura cresce, ocorre um aumento da produtividade, atingindo o pico (1973 kWh/kWp) para uma abertura a 110° e ficando estagnada a partir deste ângulo.

### 3.3 Sistema com e sem *backtracking*

O *backtracking* é uma técnica usada para minimizar as perdas causadas pelo sombreamento mútuo de fileiras vizinhas em momentos próximos ao nascer ou pôr do Sol, ou seja, momentos em que o Sol está baixo no céu (Gilman, 2015). Inicialmente, diferentes aberturas angulares do rastreador foram avaliadas com a utilização dessa técnica, para uma ocupação de área de 67% (rever Seção 2.3). Nessa situação, o valor da distância entre módulos na horizontal corresponde a 1 metro. A geração anual estimada das 4 fileiras de rastreadores de eixo N-S pode ser observada na Fig. 8.

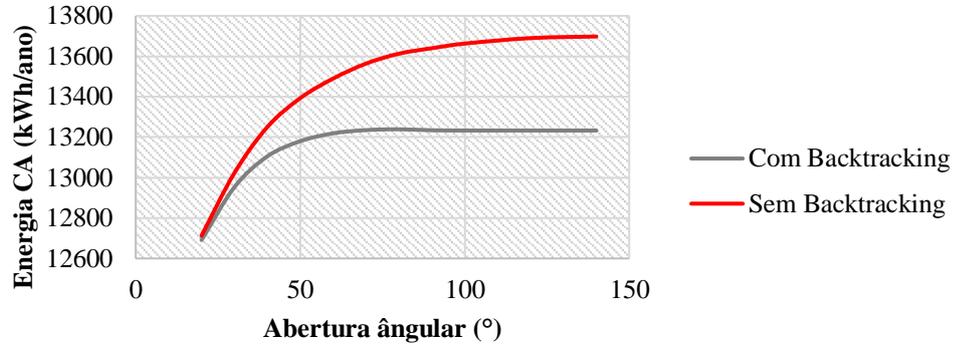


Figura 8 – Energia gerada por uma usina de 7,04 kWp com rastreador de eixo único N-S com e sem *backtracking* para diferentes aberturas angulares, com ocupação de 67% da área.

A partir da Fig. 8, observa-se que, para uma ocupação de 67%, o *backtracking* reduz em 3,39% a Energia CA para abertura de 140° e em 1,59% para abertura de 50°, frente ao sistema sem essa tecnologia. Porém, para aberturas angulares próximas a 20° a  $E_{CA}$  tende a não apresentar diferenças significativas, tornando indiferente a utilização ou não da técnica de rastreamento *backtracking*. Assim, embora vise reduzir o efeito das perdas energéticas devido ao sombreamento mútuo, o *backtracking* aumenta as perdas por desalinhamento entre a linha normal aos módulos e a radiação solar direta (Silva, Castro e Batalha, 2020), e, portanto, não necessariamente apresenta vantagem em todas as configurações de desenho FV, à exceção de grandes ocupações de área em usinas de grande porte (PVsyst, 2021b). Nesse sentido, maiores investigações se fazem necessária sobre como a técnica de *backtracking* se comporta em relação à distância entre fileiras (ocupação) e a um maior número de fileiras.

### 3.4 Ocupação da área

Em relação à ocupação da área, as simulações foram realizadas variando-se a proporção de ocupação (distância entre fileiras, ver Tab. 3). Foi verificado que, pela diminuição da ocupação, ou seja, aumentando-se a distância entre fileiras, a performance do gerador fotovoltaico aumentava. Este fato é evidenciado observando os ganhos relativos à energia CA injetada na rede e à produtividade anual (ver Fig. 9).

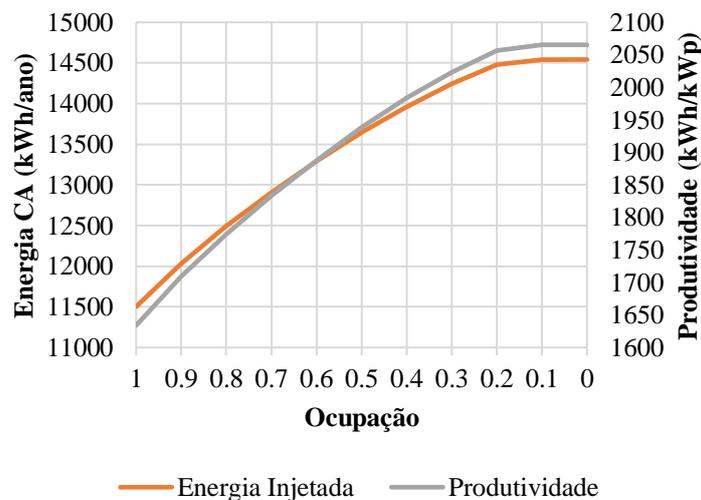


Figura 9 – Comportamento da Produtividade e Energia CA injetada na rede em relação à ocupação da área por uma usina de 7,04 kWp.

Os resultados mostraram que com o aumento da distância entre fileiras o rastreador solar conseguiu coletar mais energia e com isto injetar mais na rede elétrica. Esse aumento foi evidenciado até a distância entre fileiras de 10 metros (ocupação de 0,2, isto é, de 20%). A partir deste ponto não houve ganhos significativos em termos de performance.

É importante salientar que em usinas fotovoltaicas comerciais, a ocupação da área é um aspecto de suma importância, pois é um fator de aproveitamento do terreno que deve ser levado em consideração. Portanto, a relação entre a ocupação e a Energia CA deve ser avaliada a partir da distância entre fileiras.

#### 4. CONCLUSÃO

Este trabalho representa um estudo de caso para aplicação de um rastreador solar de eixo simples horizontal desenvolvido para as coordenadas da cidade de Recife, litoral do estado de Pernambuco, região sob influências meteorológicas e climáticas particulares da região costeira a que pertence. Foi estudado um sistema de rastreamento composto por 4 fileiras com eixos de rotação horizontais N-S, com 16 módulos fotovoltaicos de silício monocristalino do fabricante Longi Solar com potência de 440Wp e 4 microinversores do fabricante DEYE de 1600W com um MPPT de 4 entradas, o que significa, portanto, que cada entrada do MPPT possui apenas um módulo fotovoltaico conectado. O sistema avaliado possui potência de 7,04kWp e potência total de inversor de 6,4kW.

Para avaliação do desempenho do rastreador mediante a modificação de vários parâmetros de configuração, foram utilizados dois *softwares* de simulação largamente utilizados em trabalhos científicos: PV\*SOL e PVsyst. A comparação imediata foi estabelecida em relação a um sistema fixo de inclinação 10°N como base de análise de desempenho para as estimativas de ganho. Em termos anuais, o aumento energético na  $E_{CA}$  foi da ordem de 18%, em média.

O parâmetro denominado fator de ocupação, uma das variáveis mais importantes para maximização da energia gerada, demonstrou atingir um ponto ótimo na vizinhança de 20% (0,2). De modo semelhante, também foi investigada a opção de uso da estratégia de rastreamento conhecida por *backtracking*, destinada a realizar um movimento coordenado para evitar o sombreamento entre fileiras. Os resultados mostraram que tal opção não se mostrou favorável à captação de mais energia no sistema concebido, ao que se credita a ineficiência da técnica em usinas FV de baixa potência e de baixa ocupação de área (menores que 80%).

Não menos importante foi o estudo conduzido para encontrar um ângulo de abertura do rastreador que também oferecesse um maior ganho de coleta de energia em termos anuais. As simulações demonstraram que, a partir de um ângulo de abertura de 110°, os ganhos relativos à produtividade e à energia de corrente alternada se estagnam.

Em suma, esta pesquisa revelou a necessidade de aprofundamento na análise e simulação de alguns parâmetros de desenho de sistema que exercem importância crucial para um rastreador de um eixo horizontal, em função da localidade escolhida. Patamares de estagnação diante de um suposto aumento da coleta de energia, ou então a utilização de estratégias não necessariamente eficientes como o *backtracking* (a qual demandaria desgaste mecânico superior com diminuição da vida útil do sistema) foram indicativos da importância desta análise prévia. Ficou evidente, mais uma vez, a relevância da pesquisa por uso de simuladores bem conceituados cientificamente, sem os quais haveria grande probabilidade de haver maiores custos de projeto e possivelmente menor captação de energia, além de estimativas que poderiam resultar em erros graves no âmbito de análises financeiras de viabilidade do investimento, mais especificamente no que diz respeito ao LCOE e ao fator de capacidade.

#### Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF por meio do projeto 23076.009704/2020-56 no âmbito do Programa de P&D ANEEL, como também à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES e ao Programa de Formação de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP pelo apoio aos bolsistas no âmbito do Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares -PROTEN. Por último, agradece-se também à equipe do Centro de Energias Renováveis (CER), da Universidade Federal de Pernambuco.

#### REFERÊNCIAS

- Afanasyeva, S., Bogdanov, D., Breyer, C., 2018. Relevance of PV with single-axis tracking for energy scenarios. *Solar Energy*, v. 173, p. 173-191.
- Bahrami, A., Okoye, C. O., 2018. The performance and ranking pattern of PV systems incorporated with solar trackers in the northern hemisphere. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 97, p. 138-151.
- EPE, 2018. Projetos Fotovoltaicos nos leilões de energia- características dos empreendimentos participantes nos leilões de 2013 a 2018. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/publicacoesarquivos/publicacao-110/topico-418/epe-dee-nt-091\\_2018-r0.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/publicacoesarquivos/publicacao-110/topico-418/epe-dee-nt-091_2018-r0.pdf)>. Acesso em nov/2021.
- Erbs, D. G., Klein, S. A., Duffie, J. A., 1982. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, v. 28, n. 4, p. 293–302.

- Fraidenraich, N., Barbosa, E., 1999. Experimental performance of a PV V-trough system. Proceedings of ISES 1999 Solar World Congress, Jerusalem, Israel.
- Gilman, P., 2015). SAM photovoltaic model technical reference. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO, United States.
- Hay, J. E.; Davies, J. A., 1980. Calculation of the Solar Radiation Incident on an Inclined Surface, p. 59-72. Proceedings of the First Canadian Solar Radiation Data Workshop. Ministry of Supply and Services, Toronto.
- Hofmann, M., Seckmeyer, G., 2017. A new model for estimating the diffuse fraction of solar irradiance for photovoltaic system simulations. *Energies*, v. 10, n. 2, p. 248.
- International Electrotechnical Commission, 1998. Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis. IEC 61724:1998.
- Ineichen, P., Perez, R. R., Seal, R. D., Maxwell, E. L., Zalenka, A. J. A. T., 1992. Dynamic global-to-direct irradiance conversion models. *ASHRAE transactions*, v. 98, n. 1, p. 354-369.
- Klucher, T. M., 1979. Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*, v. 23, n. 2, p. 111–114.
- Liu, B. Y. H., Jordan, R. C., 1962. Daily insolation on surfaces tilted toward the equator. *ASHRAE J.*, v. 3, n. 10, p. 53.
- Orgill, J. F., Hollands, K. G. T., 1976. Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. *Solar Energy*, v. 19, n. 4, p. 357–359.
- Perez, R., Ineichen, P., Seals, R., Michalsky, J., Stewart, R., 1990.. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy*, v. 44, n. 5, p. 271-289.
- PVsyst, 2021a. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/>>. Acesso em 06 dez. 2021.
- PVsyst, 2021b. Backtracking performance compared with no backtracking. Disponível em: <[https://www.pvsyst.com/help/backtracking\\_performance.htm](https://www.pvsyst.com/help/backtracking_performance.htm)>. Acesso em 14 dez. 2021.
- PV\*SOL, 2021. Disponível em: <<https://valentin-software.com/en/products/pvsol-premium/>>. Acesso em 06 dez. 2021.
- Reise, C., Müller, B., Moser, D., Belluardo, G., Ingenhoven, P., 2018. Uncertainties in PV System Yield Predictions and Assessments. IEA-PVPS, Report IEA-PVPS T13-12.
- Rabl, A.; Oxford, N. Y. *Active Solar Collectors and Their Applications*. 1. ed. New York: Oxford University Press, Inc, 1985.
- Reindl, D. T., Beckman, W. A.; Duffie, J. A., 1990. Evaluation of Hourly Tilted Surface Radiation Models. *Solar Energy*, v. 45, n. 1, p. 9–17.
- Rodríguez-Gallegos, C. D., Liu, H., Gandhi, O., Singh, J. P., Krishnamurthy, V., Kumar, A., Stein, J. S., Wang, S., Li, L., Reindl, T., Peters, I. M., 2020. Global techno-economic performance of bifacial and tracking photovoltaic systems. *Joule*, v. 4, n. 7, p. 1514-1541.
- Sá Campos, M. H., Tiba, C., 2021. npTrack: A n-Position Single Axis Solar Tracker Model for Optimized Energy Collection. *Energies*, v. 14, n. 4, p. 925.
- Silva, M., Castro, R., Batalha, M., 2020. Technical and Economic Optimal Solutions for Utility-Scale Solar Photovoltaic Parks. *Electronics*, v. 9, n. 3, p. 400.
- Vilela, O. C., Fraidenraich, N., Tiba, C., 2003. Photovoltaic pumping systems driven by tracking collectors. Experiments and simulation. *Solar Energy*, v. 74, n. 1, p. 45-52.

## PERFORMANCE ANALYSIS OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM WITH SINGLE-AXIS TRACKING

**Abstract.** *Currently, solar trackers have been a constant presence in medium and large photovoltaic (PV) plants due to the increase in the capacity factor provided by their use, which also leads to a rise in the economic viability of PV projects in general. Studies show that tracked systems have a Lower Levelized Cost of Energy (LCOE) than fixed systems. Thus, of the several types of trackers, the most used in the market have been the horizontal single-axis ones with rotation axis in the North-South (N-S) direction for having precisely lower LCOE. In this context, the work proposed here aims, from simulations, to analyze how the design parameters of a 7.04 kWp photovoltaic system with 1-axis N-S tracking can affect the energy performance metrics. The design parameters analyzed will be the use of tracking compared to a fixed system, the tracker aperture angle (angular variation corresponding to the tracking motion), the distance between module rows, and the use of backtracking. The analysis will consider the values of the AC energy (E<sub>CA</sub>) injected into the grid, the final yield (YF), and the capacity factor as metrics used to compare the energy performance between photovoltaic systems with different technologies. In annual terms, the energy increase is 18% compared to a fixed system tilted at 10° facing north. The YF increases up to an opening angle of 110°, while the inter-row distance of 10 m showed higher E<sub>CA</sub>. Finally, found the use of backtracking has no significant benefits.*

**Key words:** *Performance, Solar Tracker, Solar Energy.*