



Universidade Federal de Alagoas – UFAL  
Centro de Ciências Agrárias - CECA  
Curso de Engenharia de Energia



---

**RAPHAEL DE OLIVEIRA GUEDES DE MELO**

**AValiação DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE  
ATRAVÉS DE FIGURAS DE MÉRITO**

Rio Largo - Alagoas  
Novembro de 2020

**RAPHAEL DE OLIVEIRA GUEDES DE MELO**

**AVALIAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE  
ATRAVÉS DE FIGURAS DE MÉRITO**

Trabalho de conclusão de curso  
apresentado à Coordenação do  
Curso de Engenharia de Energia da  
Universidade Federal de Alagoas  
como parte dos requisitos para  
obtenção do título de Bacharel em  
Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Msc. Igor Cavalcante Torres

Rio Largo – AL  
Novembro de 2020

**Catálogo na fonte**  
**Universidade Federal de Alagoas**  
**Biblioteca do Campus de Engenharias e Ciências Agrárias**  
Bibliotecária Responsável: Myrtes Vieira do Nascimento

M528a Melo, Raphael de Oliveira Guedes de  
Avaliação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede através de  
figuras de mérito. / Raphael de Oliveira Guedes de Melo – 2020.  
59 f.; il.

Monografia de Graduação em Engenharia de Energia (Trabalho de  
Conclusão de Curso) – Universidade Federal de Alagoas, Campus de  
Engenharias e Ciências Agrárias. Rio Largo, 2020.

Orientação: Prof. Me. Igor Cavalcante Torres

Inclui bibliografia

1. Sistemas fotovoltaicos. 2. Fator de dimensionamento – Inversor. 3.  
Produtividade - Sistemas. I. Título.

CDU: 621.3

## Folha de Aprovação

RAPHAEL DE OLIVEIRA GUEDES DE MELO

Avaliação de sistema fotovoltaicos conectados à rede através de figuras de mérito

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Energia pela Universidade Federal de Alagoas e aprovada em 14 de novembro de 2020.



Prof. M.e. Igor Cavalcante Torres, CECA/UFAL (Orientador)

### Banca Examinadora:



---

Profa. Dr. Wellinsilvio Costa dos Santos, UFAL (1º Avaliador)



---

Prof. M.e. Leonardo Faustino Lacerda de Souza, UFAL (2º Avaliador)

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, Genilda Melo e Rivalcy Melo, e a minha irmã, Raphaelly Melo, que sempre acreditaram em mim e me deram as condições e os subsídios de amor e carinho para que eu pudesse seguir firme e forte na caminhada

Ao meu orientador e amigo Igor Cavalcante Torres, que sempre se mostrou solícito e disposto a ouvir o que eu tinha pra falar e que tanto me acrescentou dentro e fora do meio acadêmico. Obrigado por acreditar no meu potencial e por ter contribuído tanto para o meu crescimento acadêmico e profissional.

Ao professor e orientador de pesquisa acadêmica Márcio André Araújo Cavalcante que me deu oportunidade de ingressar na iniciação científica, experiência gratificante em minha trajetória acadêmica.

A professora Jerusa Goes Aragão Santana por ter me proporcionado a experiência de monitor da disciplina de Cálculo I, com certeza foi mais uma experiência louvável.

Agradecer também a todos os docentes que por minha trajetória passaram e que contribuíram para minha formação.

Aos meus amigos de turma e companheiros de jornada mais próximos: Iris, Izabella, Gabriela e Nathã, com certeza vocês contribuíram para que a caminhada fosse mais leve e que os obstáculos fossem vencidos.

Aos meus amigos mais próximos: Thomaz e Rodrigo, pessoas que me ajudaram a desenvolver habilidades extra sala de aula e que sempre estiveram e estão dispostos a tirar as ideias do papel.

As pessoas que pude conhecer e dividir tantos momentos de alegria: Allwert, Emerson, Geraldo, Leandro, Rebeca, Thaynara e tantos outros.

A Renotec Júnior, empresa júnior do curso de Engenharia de Energia, empresa que tive a satisfação de representar e participar ativamente desde a sua fundação. Com certeza uma das melhores experiências dentro da graduação.

A cidade de São Miguel dos Campos e todo seu corpo legislativo que proporcionou ao longo de todos os anos condições, através de transporte público e gratuito permitindo com que eu pudesse me deslocar até a Universidade Federal de Alagoas.

A Universidade Federal de Alagoas, em todo seu corpo técnico e operacional, do zelador a Reitoria, tenho orgulho de puder ter passado por essa instituição.

## RESUMO

Melo, R. O. G. **Avaliação da performance de sistemas fotovoltaicos conectados à rede através de figuras de mérito**. 2020. Trabalho de Conclusão de curso (Graduação) – Engenharia de Energia. Universidade Federal de Alagoas, 2020.

Este trabalho apresenta um estudo qualitativo e quantitativo de Sistemas Fotovoltaicos conectados ao sistema elétrico de distribuição da concessionária local, sistemas estes que estão instalados e em operação em Maceió - AL há pelo menos 12 meses. Foram considerados apenas sistemas com dispositivo de conversão C.C.-C.A. (inversor), de mesma especificação e fabricante. A potência que é fornecida às cargas e à rede é condicionada a potência nominal do inversor, pois em condições ótimas de operação o inversor só é capaz de fornecer a sua máxima potência nominal de saída, independente da potência do gerador fotovoltaico em corrente contínua conectada a sua entrada, essa condição motivou a realização deste estudo.

Entende-se por fator de dimensionamento do inversor (FDI), a razão entre a potência nominal de saída do inversor (kW) e a potência do gerador fotovoltaico (kWp), este fator é muito importante na hora de se instalar um sistema fotovoltaico, a fim do mesmo ter a melhor resposta energética. Esse fator depende das condições de operação, da sazonalidade, conseqüentemente, dos níveis de irradiação do local de instalação do gerador. Um FDI otimizado implica em uma relação custo benefício otimizada e uma geração de energia ótima.

O cálculo das figuras de mérito é o instrumento de avaliação quantitativa desses sistemas e que permite avaliar com base na concepção de projeto e instalação a performance de um sistema, além de identificar as particularidades e os pontos que levam um sistema se sobressair com relação ao outro.

Foram avaliados 4 sistemas (A, B, C e D), cada sistema com um FDI diferente. Percebeu-se que os sistemas que possuem desvio azimutal mais próximo de 0° tiveram maior produtividade global. Notou-se que quanto menor o FDI maior é o fator de capacidade em períodos de baixa irradiação. Porém ao observar a produtividade de sistemas com alto carregamento, nota-se que há um ceifamento de potência fornecida pelo gerador fotovoltaico na saída do inversor, isso se dá devido ao baixo FDI para os níveis de irradiação local o que acaba afetando diretamente a produtividade global.

Percebeu-se então pelos resultados dos 12 meses que há uma sinalização de que existe um FDI ótimo para cada sistema para cada período do ano e que variações no FDI pode representar ganhos de produtividade, conseqüentemente de energia gerada, fazendo com que o MPPT do inversor opere sempre em uma faixa otimizada.

**Palavras-chave:** fator de dimensionamento do inversor, gerador fotovoltaico, produtividade.

## ABSTRACT

Melo, R. O. G. **Performance evaluation of photovoltaic systems connected to the grid through figures of merit.** 2020. Course Conclusion Paper (Graduation) - Energy Engineering. Federal University of Alagoas, 2020.

This work presents a qualitative and quantitative study of Photovoltaic Systems connected to the electrical distribution system of the local concessionaire, systems that have been installed and in operation in Maceió - AL for at least 12 months. Only systems with a DC-AC conversion device (inverter), of the same specification and manufacturer, were considered. The power that is supplied to the loads and the network is conditioned to the rated power of the inverter, because in optimal operating conditions the inverter is only capable of providing its maximum rated output power, regardless of the power of the PV generator in direct current connected to its entry, this condition motivated the realization of this study.

Inverter dimensioning factor (FDI) is understood as the ratio between the nominal output power of the inverter (kW) and the power of the photovoltaic generator (kWp), this factor is very important when installing a photovoltaic system, in order to have the best energy response. This factor depends on the operating conditions, on the seasonality, consequently, on the irradiation levels of the generator installation location. An optimized FDI implies an optimized cost-benefit ratio and an optimal energy generation.

The calculation of the figures of merit is the instrument of quantitative evaluation of these systems and that allows to evaluate the performance of a system based on the design and installation conception, in addition to identifying the particularities and points that make one system stand out in relation to the other.

Four systems (A, B, C and D) were evaluated, each system with a different FDI. It was noticed that the systems with azimuth deviation closer to  $0^\circ$  had higher overall productivity. It was noted that the lower the FDI, the greater the capacity factor in periods of low irradiation. However, when observing the productivity of systems with high load, it is noted that there is a power reaping provided by the photovoltaic generator at the inverter output, this is due to the low FDI for local irradiation levels which ends up directly affecting the global productivity.

It was then realized by the results of the 12 months that there is a signal that there is an optimum FDI for each system for each period of the year and that variations in the FDI can represent productivity gains, consequently of energy generated, making the MPPT of the inverter always operate in an optimized range.

Keywords: inverter design factor, photovoltaic generator, productivity.

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	10
1.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL .....	11
1.2. JUSTIFICATIVA .....	12
1.3. OBJETIVOS .....	13
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	13
2.1. EFEITO FOTOVOLTAICO .....	13
2.2. PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	14
2.2.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	14
2.2.1.1. MÓDULOS MONOCRISTALINOS .....	15
2.2.1.2. MÓDULOS POLICRISTALINOS .....	15
2.2.2. INVERSORES FOTOVOLTAICOS .....	16
2.3. PRINCIPAIS VARIÁVEIS QUE INFLUENCIAM NA GERAÇÃO DE ENERGIA .....	16
2.3.1. IRRADIÂNCIA .....	16
2.3.2. ÂNGULO AZIMUTAL.....	18
2.3.3. TEMPERATURA DA CÉLULA .....	18
2.3.4. ÂNGULO DE INCIDÊNCIA .....	19
2.4. MODELAMENTO E DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE (SFCRS) .....	20
2.4.1. CONFIGURAÇÃO BÁSICA DE UM SFCR .....	20
2.4.2. GERADOR FOTOVOLTAICO .....	21
2.4.3. PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (PMP).....	21
2.4.4. FATORES DE PERDAS.....	22
2.4.5. ENERGIA PRODUZIDA POR UM SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	24
2.4.6. FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR (FDI).....	24
2.4.6.1. PRODUTIVIDADE EM FUNÇÃO DO FDI.....	25
2.4.7. EFICIÊNCIA DO SEGUIDOR DE MÁXIMA POTÊNCIA (SPMP) .....	27
2.5. MONITORAMENTO DE SISTEMAS FV .....	28
2.6. FIGURAS DE MÉRITO PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE SFCRS .....	29
2.6.1. FATOR DE CAPACIDADE (FC).....	29
2.6.2. PRODUTIVIDADE ( $Y_F$ ).....	30
2.6.3. TAXA DE DESEMPENHO ( <i>performance ratio- PR</i> ) .....	30
3. METODOLOGIA.....	31
3.1. DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS .....	33
3.2. DADOS COLETADOS .....	36
3.3. DETERMINAÇÃO DAS PERDAS NA CONVERSÃO ( $P_{conv}$ ) .....	37
3.4. DETERMINAÇÃO DOS ÍNDICES DE MÉRITO .....	38

4.	RESULTADOS .....	38
4.1.	VALIDAÇÃO DOS DADOS .....	38
4.2.	ENERGIA GERADA .....	40
4.3.	MODELAGEM .....	43
4.4.	RELATÓRIO DE ÍNDICES DE MÉRITO .....	45
5.	CONCLUSÕES .....	47
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	48

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1:</b> Oferta interna de energia no Brasil.....	10
<b>Tabela 2:</b> Critério para escolha do ângulo de inclinação do módulo.....	20
<b>Tabela 3:</b> Relação causa e efeito decorrentes de perdas em módulos fotovoltaicos na curva I-V. .....	23
<b>Tabela 4:</b> Fatores de perdas encontrados na literatura .....	24
<b>Tabela 5:</b> Informações técnicas do inversor utilizado nos sistemas estudados.....	32
<b>Tabela 6:</b> Descrição dos sistemas fotovoltaicos do trabalho e do sistema de aquisição de dados (REF).....	33
<b>Tabela 7:</b> Informações técnicas dos módulos de células policristalinas nas condições STC empregados nos sistemas A e B.....	34
<b>Tabela 8:</b> Informações de tensão, corrente e potência dos arranjos fotovoltaicos na condição STC dos sistemas A e B .....	34
<b>Tabela 9:</b> Informações técnicas dos módulos de células monocristalinas nas condições STC empregados nos sistemas C e D. ....	35
<b>Tabela 10:</b> Informações de tensão, corrente e potência na condição STC dos arranjos fotovoltaicos dos sistemas C e D. ....	36
<b>Tabela 11:</b> Dados de irradiação históricos e medidos. ....	38
<b>Tabela 12:</b> Geração de energia global anual de cada sistema. ....	41
<b>Tabela 13:</b> Análise da máxima potência de saída do inversor para o dia de geração de referência. .....	43
<b>Tabela 14:</b> Modelagem dos sistemas para o dia de céu claro. ....	44

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1:</b> Evolução da energia solar fotovoltaica desde a publicação da RN 482/2012 ANEEL. ....	12
<b>Figura 2:</b> Efeitos elétricos provocados pela radiação eletromagnética: fotoelétrico (esquerda), fotovoltaico (direita). ....	14
<b>Figura 3:</b> Comparativo entre módulos fotovoltaicos constituídos por células monocristalinas (esquerda) e policristalinas (direita). ....	15
<b>Figura 4:</b> Distribuição da radiação solar ao longo de um dia de céu claro (esquerda) e de um dia intermitente (direita) .....	17
<b>Figura 5:</b> Mapa dos dados de irradiação global diária no plano horizontal do Brasil. ....	17
<b>Figura 6:</b> Representação da trajetória dos raios solares e do ângulo azimutal. ....	18
<b>Figura 7:</b> Efeito da inclinação do módulo fotovoltaico na captação de energia. ....	19
<b>Figura 8:</b> Curva I-V característica de uma célula fotovoltaica e ponto de máxima potência. ....	22
<b>Figura 9:</b> Anomalias da curva I-V oriundas de perdas nos módulos fotovoltaicos. ....	23
<b>Figura 10:</b> Relação entre a produtividade de um sistema FV e o FDI. ....	25
<b>Figura 11:</b> Curva típica de eficiência do inversor (linha contínua) e da tensão c.c. (linha tracejada) em função do carregamento do inversor (percentual da potência nominal).....	26
<b>Figura 12:</b> Curva de eficiência do SPMP e da tensão c.c., medida e calculada. ....	27
<b>Figura 13:</b> Comparação entre o oversizing em dois dias diferentes, um sem limitação de potência (linha cor laranja) outro com clipping (linha azul). A parte tracejada da linha azul corresponde à potência que não foi alcançada devido à limitação imposta pelo inversor. ....	28
<b>Figura 14:</b> Locação dos sistemas estudados e da base de aquisição de dados.....	31
<b>Figura 15:</b> Esquema elétrico do sistema de aquisição de dados.....	32
<b>Figura 16:</b> Dia de geração válido. ....	39
<b>Figura 17:</b> Dia de geração inválido. ....	40
<b>Figura 18:</b> Geração de energia ao longo de 12 meses dos sistemas.....	40
<b>Figura 19:</b> Geração conjunta dos 4 sistemas ao longo do período de análise. ....	41
<b>Figura 20:</b> Curva de geração de energia de referência para o sistema A. ....	42
<b>Figura 21:</b> Curva de geração de energia de referência para o sistema B. ....	42
<b>Figura 22:</b> Curva de geração de energia de referência para o sistema C. ....	42
<b>Figura 23:</b> Curva de geração de energia de referência para o sistema D. ....	42
<b>Figura 24:</b> Fator de capacidade real de cada sistema ao longo do ano. ....	45
<b>Figura 25:</b> Produtividade real dos sistemas em função do mês .....	46
<b>Figura 26:</b> Análise do desempenho global dos 04 sistemas com base nos dados de irradiação coletados na estação de coleta de dados. ....	46



<b>URÂNIO</b>	1.767	4.209	3.881	2.375	681	512	0	0	0	0
<b>OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS</b>	1.075	1.326	1.343	1.592	1.814	1.826	1.921	1.831	1.848	1.780
<b>RENOVÁVEL</b>	118.831	115.901	116.462	118.215	118.788	120.579	122.256	123.759	129.985	133.829
<b>ENERGIA HIDRÁULICA</b>	34.683	36.837	35.719	33.625	32.116	30.938	32.758	31.898	33.452	34.217
<b>LENHA</b>	25.997	25.997	25.683	24.580	24.936	24.900	23.095	24.636	25.827	26.034
<b>PRODUTOS DA CANA-DE-AÇÚCAR</b>	48.852	43.270	45.117	49.304	49.273	50.424	50.658	49.725	50.895	52.861
<b>EÓLICA</b>	187	233	434	566	1.050	1.860	2.880	3.644	4.169	4.815
<b>SOLAR</b>	0	0	0	0	1	5	7	72	298	572
<b>OUTRAS RENOVÁVEIS</b>	9.112	9.566	9.508	10.139	11.412	12.453	12.857	13.784	15.345	15.329
<b>TOTAL</b>	253.108	256.434	257.035	258.211	272.707	286.375	294.796	303.236	308.466	326.472

\* 01 tep equivale a 11,63 MWh

Fonte: EPE, 2020

## 1.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

A energia solar fotovoltaica chegou ao Brasil através de pequenos sistemas fotovoltaicos autônomos, em que na época atendia pequenos consumidores em regiões de difícil acesso no qual não era possível ou não existia rede elétrica construída.

Sistemas fotovoltaicos autônomos são tradicionalmente usados na eletrificação de propriedades rurais, comunidades isoladas, bombeamento de água, centrais remotas de telecomunicações e sistemas de sinalização (VILLALVA, 2015).

Em 2003 através do programa Luz Para Todos, criado pelo Governo Federal muitas residências brasileiras passaram a ser atendidas por eletricidade com sistemas fotovoltaicos autônomos.

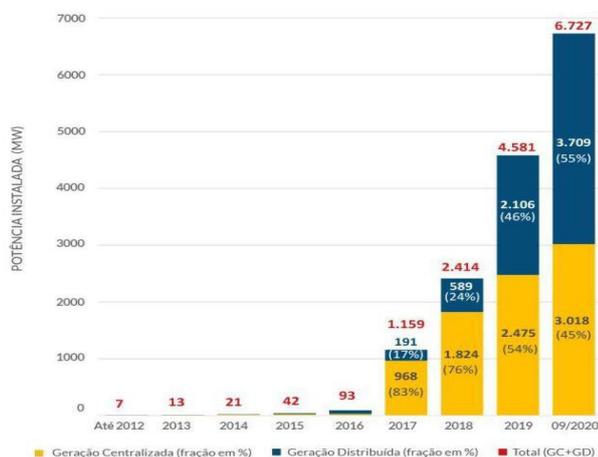
Apesar da louvável iniciativa, naquela época ainda não era possível imaginar que a energia solar atingiria patamares consideráveis de crescimento pois ainda se tratava de uma tecnologia cara, de baixa eficiência e por se tratar de sistemas autônomos eram previstos custos adicionais devido a necessidade de substituição das baterias no curto e médio prazo.

Um importante passo que antecedeu o grande marco regulatório do país, aconteceu em agosto de 2011 através da chamada nº 013/2011 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O projeto estratégico: "Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira" teve como objetivo promover a criação de usinas experimentais de energia fotovoltaica interligadas ao sistema elétrico nacional.

Já em 2012 a ANEEL estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica

através de fontes renováveis. Surge então a resolução normativa 482/2012 e desde então os sistemas fotovoltaicos conectados à rede passaram a ser cada vez mais presentes nas unidades consumidoras residenciais, comerciais e industriais. O crescimento vem sendo exponencial (ver figura 1).

**Figura 1:** Evolução da energia solar fotovoltaica desde a publicação da RN 482/2012 ANEEL.



Fonte: ABSOLAR, 2020

Além da geração distribuída (GD), a geração centralizada (GC) a partir de usinas solares continuou ganhando força com a popularização da energia solar e tornou-se competitiva no cenário de leilões para compra de eletricidade. Como resultado, várias usinas solares já estão em operação e dentre as diversas outras que estão sendo construídas no país.

Somando-se toda a capacidade instalada já outorgada até a publicação deste trabalho são: 2928 MW oriundos de GC e 3087,19 MW provenientes da GD. (ANEEL, 2020)

## 1.2. JUSTIFICATIVA

Por vezes o termo “geração distribuída” se confunde com sistemas fotovoltaicos conectados à rede, isto porque 99% das unidades consumidoras que aderem ao sistema de compensação de energia elétrica são optantes por essa categoria de sistemas.

É plausível pensar que cada vez mais empresas de energia solar ingressem no mercado de geração distribuída dado o tamanho crescimento e popularização da tecnologia.

O Brasil, por se tratar de um país de dimensões continentais, possui uma variação considerável na disponibilidade do recurso solar e isso acarreta uma variação no desempenho do sistema fotovoltaico conectado à rede a depender da sua localização.

Dada essa variação na disponibilidade do recurso, as empresas de GD na etapa de projeto devem considerar os níveis de irradiação do local de instalação do sistema. A

energia que será entregue por um sistema fotovoltaico irá depender de diversos fatores, serão evidenciados a irradiação e o fator de dimensionamento do inversor.

Com isso este trabalho de conclusão de curso se propõe a caracterizar e avaliar a performance de sistemas fotovoltaicos através de índices de mérito de SFCR que estejam em operação por no mínimo 1 ano na cidade de Maceió – AL, evidenciando seus resultados de acordo com a sazonalidade e o fator de dimensionamento do inversor (FDI). Todos os sistemas estão conectados à rede através de um inversor de mesma especificação técnica e mesmo fabricante.

### **1.3. OBJETIVOS**

Avaliar a relação e as possíveis interferências do FDI em SFCR ao interagir com o comportamento dinâmico e intermitente da irradiação solar e com os demais fatores que influenciam na capacidade de geração e conversão de energia.

Objetivos específicos:

- Utilizar-se de uma unidade de coleta de dados de irradiação instalada na cidade de Maceió – AL e dos dados de memória de massa dos inversores para caracterizar a curva de geração de cada sistema estudado;
- Calcular e discutir os índices de mérito dos sistemas observando a sazonalidade anual;
- Comparar a produtividade dos sistemas e a relação da mesma com o FDI;
- Discutir as observações realizadas e características peculiares a cada sistema;

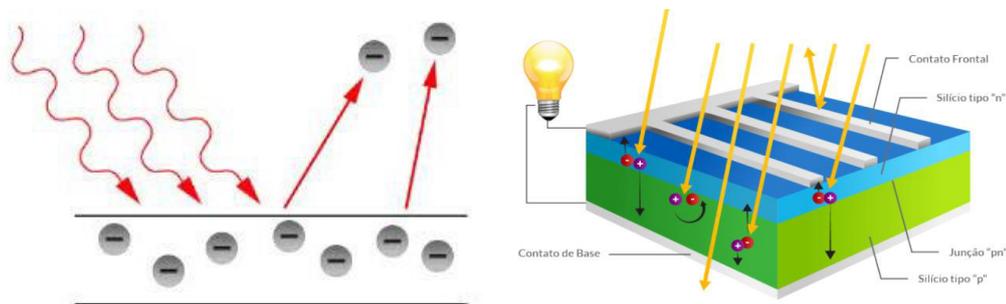
## **2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

### **2.1. EFEITO FOTOVOLTAICO**

Segundo VILLALVA (2015), as ondas eletromagnéticas, ao incidirem sobre determinados materiais, em vez de transmitir calor, podem produzir alterações nas propriedades elétricas ou originar tensões e correntes elétricas.

Existem diversos efeitos elétricos da radiação eletromagnética sobre os corpos, sendo dois deles os efeitos fotovoltaico e fotoelétrico, sendo o primeiro a base dos sistemas de energia solar fotovoltaica para a produção de eletricidade e o segundo o que ocasiona a remoção de elétrons. Apesar de serem relacionados o efeito fotovoltaico é o que consegue na transformação da radiação eletromagnética do Sol em energia elétrica criar uma diferença de potencial. A figura 2 ilustra estes efeitos.

**Figura 2:** Efeitos elétricos provocados pela radiação eletromagnética: fotoelétrico (esquerda), fotovoltaico (direita).



Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/efeito-fotoeletrico-fotovoltaico/>

Em 1839 o físico francês Edmond Becquerel observou pela primeira vez o efeito fotovoltaico e percebeu que o mesmo acontecia em certos materiais semicondutores com capacidade de absorver a energia contida nos fótons presentes na radiação luminosa incidente, transformando-a em eletricidade. A energia absorvida por esses materiais quebra as ligações químicas entre as moléculas presentes em suas estruturas. Com isso, cargas elétricas são liberadas e podem ser utilizadas para a realização de trabalho. O efeito fotovoltaico é uma característica física intrínseca ao material que compõe os dispositivos de conversão fotovoltaica (ZILES et al, 2012).

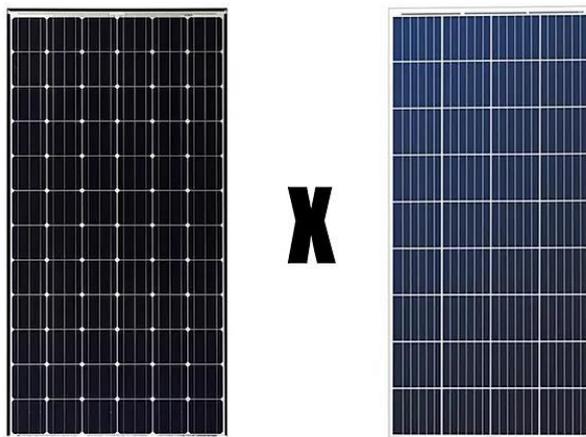
## 2.2. PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

### 2.2.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

São nos módulos fotovoltaicos que o efeito fotovoltaico acontece. Este equipamento é responsável por converter a energia solar em energia elétrica. São compostos por várias células fotovoltaicas interligadas elétrica e mecanicamente. A constante modernização e evolução da tecnologia faz com que cada vez mais se tenha módulos mais eficientes e capazes de gerar mais energia ocupando uma menor área.

Atualmente os módulos compostos por células monocristalinas e os de células policristalina são os mais empregados, (ver figura 3). Segundo dados da GREENER (2019), no segundo trimestre de 2019, 75% das importações de módulos fotovoltaicos do Brasil foram destas tecnologias.

**Figura 3:** Comparativo entre módulos fotovoltaicos constituídos por células monocristalinas (esquerda) e policristalinas (direita).



Disponível em: <https://www.brasilsolareng.com.br/single-post/2019/06/19/Módulos-Monocristalinos-X-Policristalinos-Quais-as-diferenças>

### 2.2.1.1. MÓDULOS MONOCRISTALINOS

As células destes módulos são feitas a partir de blocos de silício ultrapuro. Estes blocos são aquecidos à altas temperaturas dando origem ao lingote de silício monocristalino. Segundo VILLALVA (2015), o lingote é serrado e fatiado para produzir *wafers*, que são finas bolachas de silício puro, estes *wafers* são submetidos a processos químicos nos quais recebem impurezas em ambas as faces, formando as camadas de silício P e N que constituem a base para o funcionamento da célula fotovoltaica.

Estes módulos possuem eficiência maior que os policristalinos, porém apresentam um custo um pouco superior. Uma outra desvantagem é que perdem mais capacidade de geração de energia com a elevação da temperatura (AYRÃO, 2018).

### 2.2.1.2. MÓDULOS POLICRISTALINOS

O lingote de silício policristalino é formado por um aglomerado de pequenos cristais, com tamanhos e orientações diferentes, sendo também serrado para produzir *wafers*, que posteriormente se transformam em células fotovoltaicas (VILLALVA, 2015).

Os módulos policristalinos são fabricados por um processo de produção mais barato do que àquele usado na produção dos módulos monocristalinos, mas sua eficiência é menor (AYRÃO, 2018).

No Brasil, principalmente em regiões de elevada temperatura, estes módulos apresentam a melhor relação custo benefício, pois sofrem uma menor perda de potência por efeito de temperatura (AYRÃO, 2018).

## **2.2.2. INVERSORES FOTOVOLTAICOS**

Os inversores fotovoltaicos são equipamentos que convertem a energia elétrica, originada em corrente contínua (c.c.) nos módulos fotovoltaicos, para corrente alternada (c.a.), em tensão e frequência compatíveis com a rede da concessionária de distribuição de energia (AYRÃO, 2018).

Além disso, esse dispositivo tem por função efetuar o seguimento do ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico, fazendo com que sempre esteja disponível, na entrada do inversor, a máxima potência que o gerador pode suprir em determinado momento (ZILES et al, 2012).

## **2.3. PRINCIPAIS VARIÁVEIS QUE INFLUENCIAM NA GERAÇÃO DE ENERGIA**

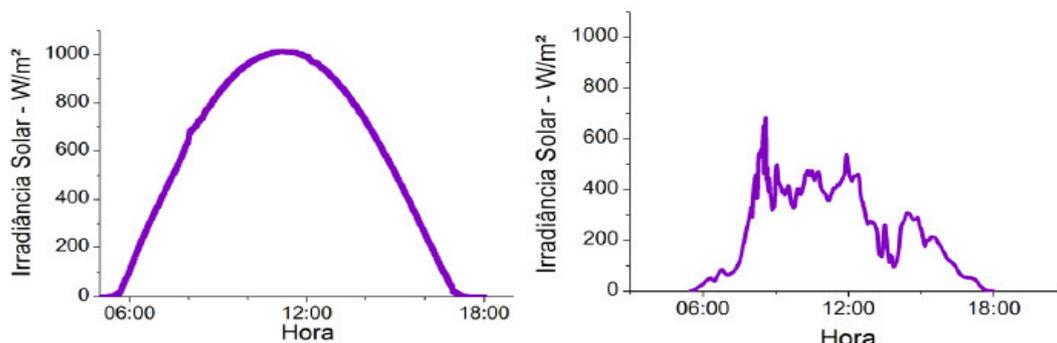
A energia solar é considerada uma fonte intermitente, porém a emissão dos raios do Sol ocorre de forma contínua. A interrupção no seu aproveitamento ocorre devido, entre outros fatores, aos movimentos de rotação e translação da Terra.

### **2.3.1. IRRADIÂNCIA**

A análise da distribuição de energia para faixas de irradiância faz-se necessária quando se deseja avaliar quais são os índices de irradiância mais frequentes na região. Isto permite uma avaliação da eficiência média em que o inversor irá operar, levando em consideração um determinado carregamento desse inversor (DECHMAPS, 2015).

Existem na literatura duas denominações para situações bastante típicas da distribuição radiação solar ao longo do dia. Na figura 4, à esquerda, tem-se as curvas para um dia de céu claro (sem a presença de nuvens), onde é possível observar que a maior parte da irradiação (energia) está contida em níveis elevados, já à direita tem-se um dia tipicamente nublado com forte presença de nuvens, de forma que o sol não aparece. Para esse dia, a maior parte da energia está contida em níveis baixos de irradiância.

**Figura 4:** Distribuição da radiação solar ao longo de um dia de céu claro (esquerda) e de um dia intermitente (direita)

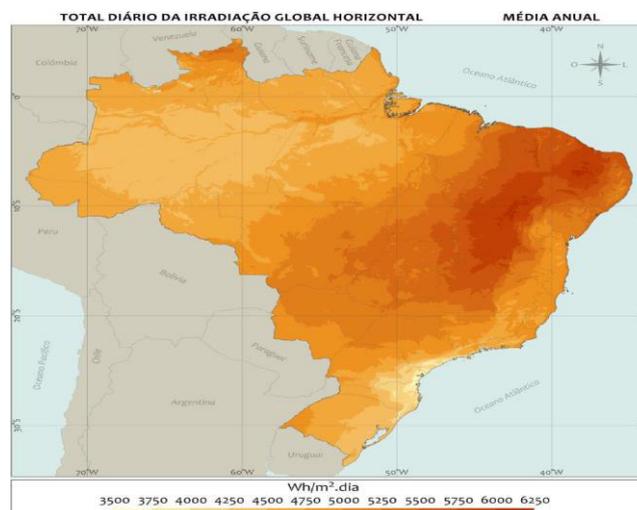


Fonte: Torres, 2016

O projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) financiado pelo PNUMA (Programa das Nações Unidas par ao Meio Ambiente) e co-financiado pelo GEF (Fundo Global para o Meio Ambiente) montou uma extensa base de dados de alta qualidade e confiabilidade. Segundo PEREIRA, et. al. (2017), estes dados permitiram a elaboração do Atlas Brasileiro de Energia Solar, lançado em 2006, este apresenta dados de irradiação na superfície terrestre, obtidos a partir do tratamento, via modelo matemático, de uma série histórica de dez anos (jul/1995 a dez/2005) de dados e imagens de satélite geoestacionário, posteriormente validados por dados coletados em estações de superfície. Recentemente a 2ª Edição do Atlas foi lançada, ampliada e revisada conta com mais de 17 anos de dados.

Os dados fornecidos pelo atlas apresentam estimativas do total diário de irradiação solar resolução espacial de 10 x 10 km. Os mapas são hoje a fonte de dados solarimétricos de maior confiabilidade disponível no Brasil. A figura 5 ilustra o mapa com a média anual do total diário da irradiação solar global horizontal ( $Wh/m^2.dia$ ) para o território brasileiro (DESCHAMPS, 2015).

**Figura 5:** Mapa dos dados de irradiação global diária no plano horizontal do Brasil.

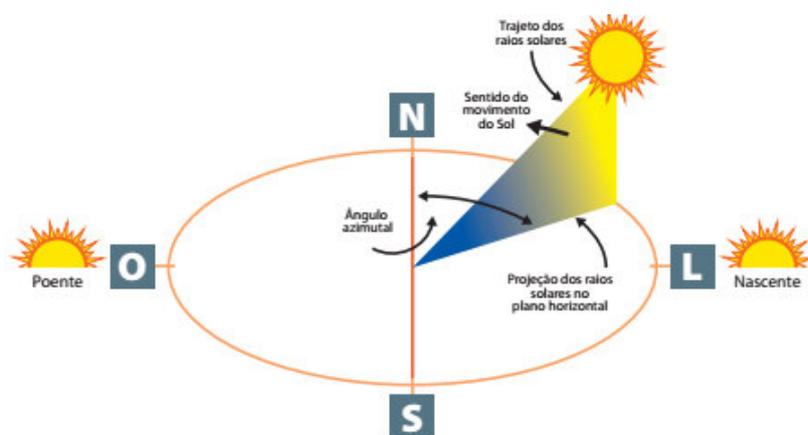


Fonte: MME, 2017

### 2.3.2. ÂNGULO AZIMUTAL

Segundo VILLALVA (2015), o azimutal é o ângulo de orientação dos raios solares com relação ao norte geográfico. No hemisfério sul, quando o ângulo do azimute solar coincide com o norte da Terra, dizemos que o seu ângulo azimutal é zero, e essa situação é chamada de meio-dia solar (ver figura 6). Para observadores localizados no hemisfério norte, o ângulo azimutal é medido em relação ao sul geográfico.

**Figura 6:** Representação da trajetória dos raios solares e do ângulo azimutal.



Fonte: Villalva, 2015

O ângulo azimutal varia entre  $-180^\circ$  e  $+180^\circ$  e é nulo quando o sol está na metade de sua trajetória do instante em que nasce até o instante em que se põe. Nem sempre o ângulo azimutal zero coincide com o meio-dia-horário.

A melhor maneira de instalar um módulo solar fixo, é orientá-lo com sua face voltada para o norte geográfico. Essa recomendação visa converter a maior quantidade de irradiância solar para o arranjo em uma posição fixa, pois, ao meio-dia solar, momento em que a massa de ar é menor, implica dizer que a atenuação da intensidade dos raios solares também é menor e, conseqüentemente, os raios incidentes mais intensos estarão perpendiculares ao plano óptico do painel, gerando maior aproveitamento (FRONTIN et al, 2017).

### 2.3.3. TEMPERATURA DA CÉLULA

Os dados de placa do módulo fotovoltaico são válidos para condições padrão de teste, com irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  e temperatura de célula de  $25^\circ\text{C}$ . Entretanto em uma aplicação real, a temperatura da célula exposta a  $1000 \text{ W/m}^2$  certamente será muito mais elevada. Isso faz com que esses dados dificilmente sejam alcançados em aplicações do cotidiano (FRONTIN et. al, 2017).

A temperatura considerada para operação da célula,  $25^\circ\text{C}$ , não representa satisfatoriamente a operação em campo, que frequentemente resulta em temperaturas

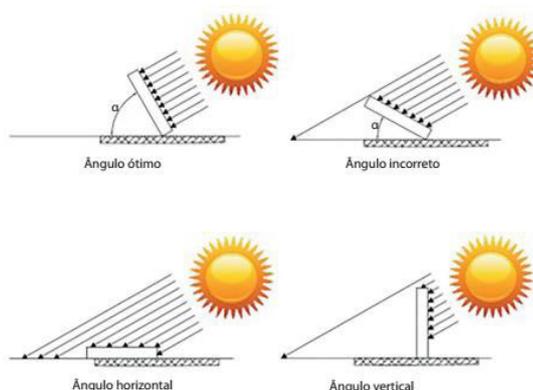
próximas a 50°C. A diferença entre as temperaturas obtidas em campo e a temperatura das condições padrão proporciona também uma diferença entre a potência entregue pelo módulo fotovoltaico e a potência nominal (ZILES et al, 2012).

O termo “coeficiente de temperatura” vem sendo aplicado para descrever o comportamento dos parâmetros característicos do módulo fotovoltaico, incluindo tensão, corrente e potência. Os coeficientes de temperatura permitem analisar a taxa de variação desses parâmetros com relação à temperatura e são fornecidos pelo fabricante dos módulos FV.

### 2.3.4. ÂNGULO DE INCIDÊNCIA

Segundo VILLALVA (2015), o melhor aproveitamento da energia solar ocorre quando os raios incidem perpendicularmente ao módulo. Idealmente isso representaria ter que ajustar a inclinação do módulo durante o dia de modo que os módulos fotovoltaicos acompanhem a trajetória do sol e os raios solares atinjam a superfície dos módulos de maneira ortogonal (ver figura 7).

**Figura 7:** Efeito da inclinação do módulo fotovoltaico na captação de energia.



Fonte: Villalva, 2015

Existem aplicações que cumprem a função de rastreador solar (*tracker*) que consiste em um mecanismo em um eixo que permite acompanhar o movimento do sol diariamente. Porém essas aplicações apenas costumam ser empregadas em grandes usinas, devido a fatores construtivos e econômicos da maior parte das aplicações

A maioria dos sistemas fotovoltaicos são conectados às instalações encontradas. Seja nas unidades consumidoras residenciais, comerciais e industriais, quando se há área disponível costuma-se utilizar o telhado como o principal local para disposição dos módulos fotovoltaicos.

Com isso a maior parte dos módulos instalados possuem ângulo fixo de inclinação, portanto deve ser escolhido um ângulo por algum critério. A escolha incorreta da inclinação reduz a captação dos raios solares e compromete a produção de energia elétrica pelo módulo fotovoltaico (VILLALVA, 2015).

O critério mais utilizado para determinar o ângulo de inclinação que possibilita uma boa produção de energia ao longo do ano é baseado na latitude do local (ver tabela 2). Segundo VILLALVA (2015), não se recomenda a instalação com ângulos de inclinação inferiores a 10° para evitar o acúmulo de poeira sobre as placas e consequente perda de geração.

**Tabela 2:** Critério para escolha do ângulo de inclinação do módulo.

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

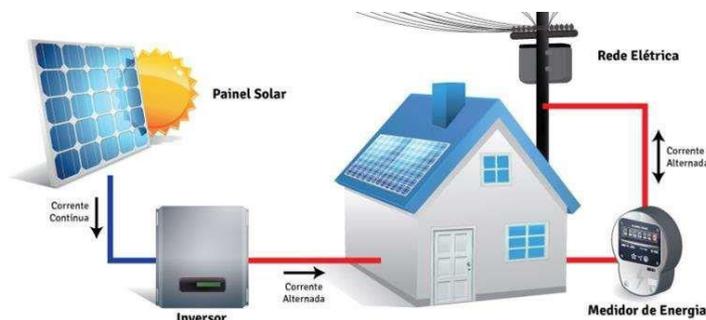
Fonte: "Installation and Safety Manual of the Bosch Solar Modules"

## 2.4. MODELAMENTO E DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE (SFCRS)

### 2.4.1. CONFIGURAÇÃO BÁSICA DE UM SFCR

Na configuração básica de um SFCR, simplificada, consideram-se os conjuntos formados pelo gerador fotovoltaico (conjunto de módulos fotovoltaicos associados), o inversor e a rede elétrica local (ver figura 9).

**Figura 9:** Fluxograma do processo de geração e conversão de energia a partir de um SFCR.



Disponível em: [https://www.researchgate.net/figure/Figura-23-Esquema-simplificado-de-um-SFCR\\_fig10\\_321862717](https://www.researchgate.net/figure/Figura-23-Esquema-simplificado-de-um-SFCR_fig10_321862717)

## 2.4.2. GERADOR FOTOVOLTAICO

O gerador fotovoltaico transforma a radiação solar em energia elétrica contínua, em um processo regulado por sua própria eficiência, sendo essa caracterizada pelo valor de potência do gerador nas denominadas condições padrão de medida (STC – *standard test conditions*), e por um conjunto de fenômenos de segunda ordem relacionados com as condições de operação: temperatura das células, espectro e ângulo de incidência da luz solar distintos das STC, massa de ar (AM) e sujeira dos módulos (ZILES et al, 2012).

O gerador fotovoltaico é formado pelo conjunto de um ou mais módulos fotovoltaicos interligados. As ligações entre módulos são realizadas em série, paralelo ou série-paralelo. Na maioria das aplicações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede essas ligações entre módulos são realizadas em série. A tensão de circuito aberto e a corrente de curto circuito de um conjunto de módulos fotovoltaicos conectados em série e nas condições STC são dadas pelas equações 1 e 2 respectivamente.

$$V_{OC_{GFV}} = n \cdot V_{OC_{MOD}} \quad (1)$$

$$I_{CC_{GFV}} = n \cdot \frac{I_{CC_{MOD}}}{n} \quad (2)$$

Onde:

$V_{OC_{GFV}}$  → Tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico na condição STC [V].

$n$  → Quantidade de módulos interligados no arranjo fotovoltaico.

$V_{OC_{MOD}}$  → Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico na condição STC [V].

$I_{CC_{GFV}}$  → Corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico na condição STC [V].

$I_{CC_{MOD}}$  → Corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico na condição STC [V].

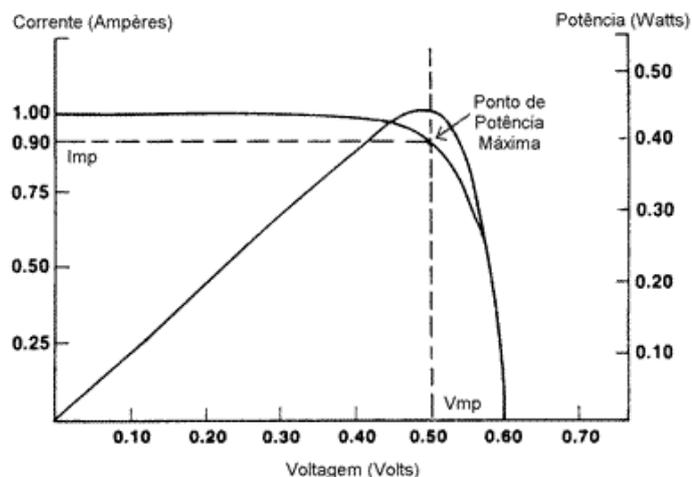
Esses parâmetros são utilizados como referência em strings para determinar se o gerador fotovoltaico está adequado aos limites operacionais do inversor. Essas relações são análogas para determinação da tensão ( $V_{MP}$ ) e corrente ( $I_{MP}$ ) no ponto de máxima potência para as condições STC.

## 2.4.3. PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (PMP)

Segundo ZILES et al, (2012) a potência c.c. de entrada de um inversor empregado em SFCR depende do ponto da curva I-V em que o gerador fotovoltaico está operando. Idealmente falando, o inversor deve sempre operar no ponto de máxima potência (PMP) do gerador fotovoltaico, o qual varia ao longo do dia, principalmente em função das

condições ambientais (basicamente, radiação solar e temperatura ambiente). A figura 8 indica o PMP de um gerador fotovoltaico.

**Figura 8:** Curva I-V característica de uma célula fotovoltaica e ponto de máxima potência.



Disponível em: <https://shareenergy.com.br/o-que-e-o-inversor-e-como-ele-funciona/>

A máxima potência,  $P_{mp}$ , é obtida do produto de dois fatores,  $I_{MP}$  e  $V_{MP}$ , e ambos variam com a temperatura (ZILES et al, 2012).

Pode-se calcular a máxima potência do módulo e, conseqüentemente, do gerador fotovoltaico, a partir do modelo polinomial de potência, expresso pela equação 3 (MARTÍN, 1998; GERGAUD; MULTON; AHMED, 2002).

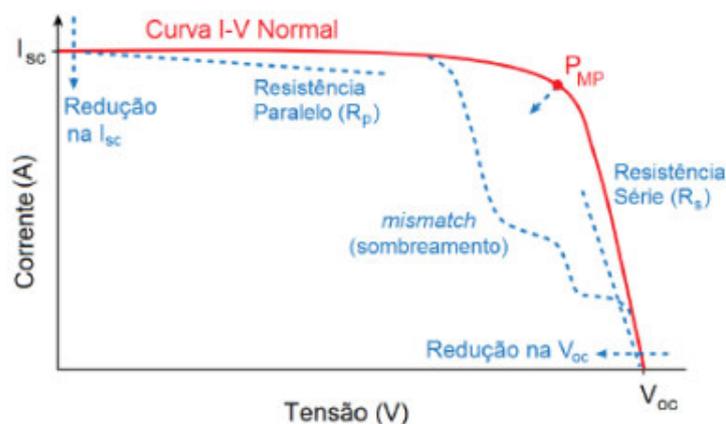
$$P_{mp} = P_{FV} \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} [1 - \gamma_{mp}(T_C - T_{C,ref})] \quad (3)$$

Onde  $P_{mp}$  é a máxima potência fornecida pelo gerador fotovoltaico em uma dada condição de operação;  $P_{FV}$  é a potência nominal do gerador fotovoltaico;  $H_{t,\beta}$  é a irradiância incidente no plano do gerador;  $\gamma_{mp}$  é o coeficiente de temperatura de potência máxima;  $T_C$  é a temperatura equivalente de operação das células; e o subíndice *ref* indica as condições de referência, que, nesse caso, são as condições padrão (1000W/m<sup>2</sup>, 25 °C e AM = 1,5)

#### 2.4.4. FATORES DE PERDAS

Uma forma de analisar os fatores de perdas em sistemas fotovoltaicos é observando a curva característica de tensão e corrente (I-V) da instalação (ver figura 9 e tabela 3). Esta curva mostra os valores da corrente de saída de um conjunto de módulos fotovoltaicos, em função da sua tensão de saída, em condições preestabelecidas de temperatura e irradiância total (URBANETZ, 2014).

**Figura 9:** Anomalias da curva I-V oriundas de perdas nos módulos fotovoltaicos.



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

**Tabela 3:** Relação causa e efeito decorrentes de perdas em módulos fotovoltaicos na curva I-V.

EFEITO	CAUSA
Resistência série ( $R_s$ )	Problemas nas interconexões elétricas de um módulo da fileira ou problemas externos na fiação e conexão entre fileiras
Resistência paralelo ( $R_p$ )	Defeitos internos em células e/ou sombreamento parcial ou acúmulo de sujeira (de modo não homogêneo)
Redução na corrente de saída ( $I_{sc}$ )	Degradação dos painéis ou acúmulo de sujeira.
Redução na tensão de saída ( $V_{sc}$ )	Aumento de temperatura nos módulos

Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino. (2014)

Uma das principais perdas em sistemas fotovoltaicos com inversores de strings acontece devido ao descasamento elétrico (*mismatch*) entre módulos e entre séries fotovoltaicas (strings), esse descasamento pode acontecer por sombreamento parcial, sujeira parcial ou defeito em algum módulo fotovoltaico.

Em geral, na etapa de projeto e dimensionamento do sistema, para que se tenha um melhor desempenho na geração de energia, é importante que alguns fatores de perdas sejam estimados e previstos, esses irão variar de acordo com a escolha dos componentes, modo e local de instalação.

Em 2014, a Sociedade Alemã de Energia Solar quantificou os fatores de perdas presentes em um sistema fotovoltaico, bem como as faixas em que essas perdas podem variar a depender da condição encontrada no sistema a ser instalado e/ou estudado (ver tabela 4).

**Tabela 4:** Fatores de perdas encontrados na literatura

FATORES DE PERDAS	VARIAÇÃO
Sombreamento	0,0 – 5,0%
Sujidade	1,0 – 3,0%
Variação do espectro AM 1.5	1,0 – 2,0%
<i>Mismatch</i>	0,5 – 2,5%
Condições diferente dos padrões de teste	4,0 – 9,0%
Perdas no cabeamento c.c.	0,5 – 1,5%
Perdas na conversão de energia	0,5% - 3,0%
Perdas no inversor	3,0 – 7,5%
Perdas no cabeamento c.a.	0,2 – 1,5%

Fonte: Adaptado de DGS. (2013)

#### 2.4.5. ENERGIA PRODUZIDA POR UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

De posse da potência entregue na saída do c.a. do inversor, o cálculo da energia por ele produzida em um determinado intervalo de tempo é dado pela integral da equação 4 (ZILES et al, 2012).

$$E_P = \int_{t_1}^{t_2} P_{SAÍDA} \cdot dt \quad (4)$$

#### 2.4.6. FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR (FDI)

Segundo TORRES (2016), de forma geral, em condição operacional real, um gerador fotovoltaico nunca entrega sua potência nominal a um inversor, devido às variações climáticas de operação diferir das condições STC.

Tendo ciência dessa realidade operacional, os fabricantes dos módulos fotovoltaicos apresentam em seus manuais e/ou catálogos os valores de  $V_{MP}$ ,  $V_{OC}$ ,  $I_{MP}$  e  $I_{CC}$  para as condições NOCT (Nominal Operating Cell Temperature), considerando as seguintes condições:

- Irradiação: 800W/m<sup>2</sup>
- Temperatura Ambiente: +20°C
- Massa de AR: 1,5

- Velocidade do vento: 1 m/s

Analisando sob a ótica do custo benefício e para um melhor desempenho global do sistema, há necessidade de um ajuste ideal entre o gerador fotovoltaico e o inversor. Segundo ZILES et al, (2012) o fator de dimensionamento do inversor representa a razão entre a potência nominal do inversor ( $P_{INV}$ ) e a potência de pico do gerador fotovoltaico ( $P_{FV}$ ) (ver equação 5).

$$FDI = \frac{P_{INV}}{P_{FV}} \quad (5)$$

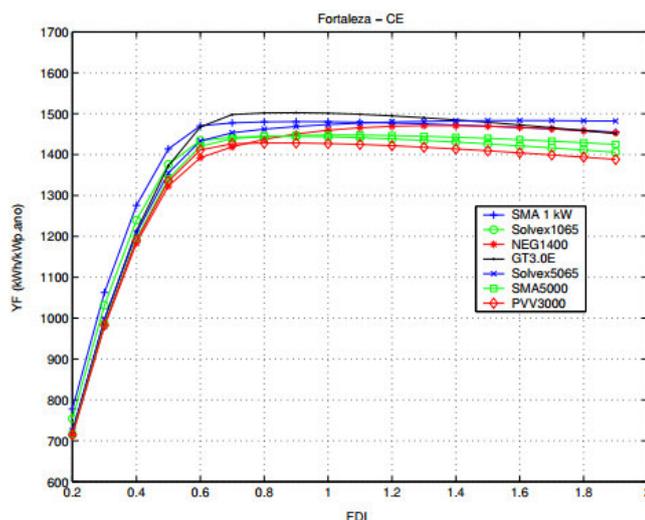
Um  $FDI$  de 0,8 indica que a capacidade do inversor é 80% da potência nominal ou de pico do gerador fotovoltaico.

#### 2.4.6.1. PRODUTIVIDADE EM FUNÇÃO DO FDI

O princípio básico de análise consiste em: para cada par (gerador, inversor), a energia elétrica c.a. produzida por um SFCR é computada, permitindo identificar a configuração mais adequada ( $P_{FV}$ ,  $P_{INV}$ ), do ponto de vista da produtividade do sistema.

A figura 10 apresenta a relação entre o índice de mérito de produtividade ( $Y_F$ ) e o fator de dimensionamento do inversor, de um estudo realizado por Macêdo (2006) com diferentes inversores.

**Figura 10:** Relação entre a produtividade de um sistema FV e o FDI.



Fonte: Macêdo (2006)

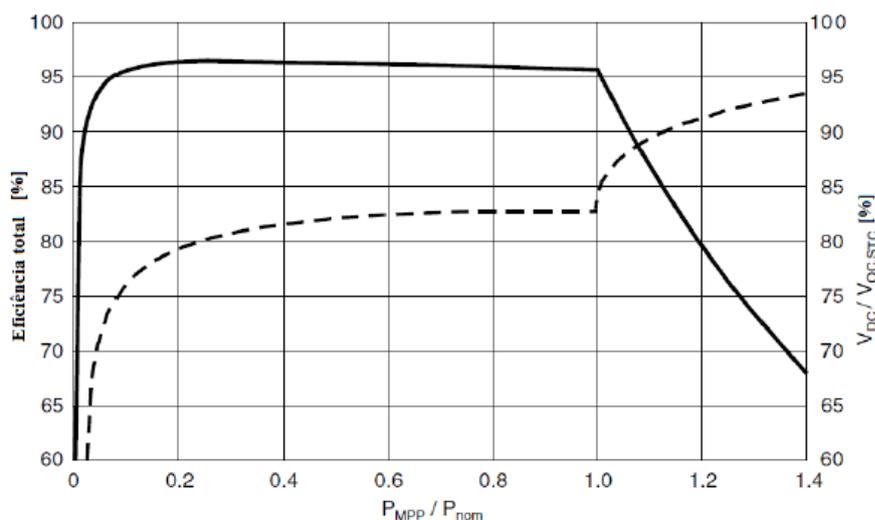
Quando é realizado dimensionamento do sistema, este deve ser feito de maneira que o inversor não seja nem pouco utilizado nem demasiadamente sobrecarregado. Se

for possível utilizar um inversor de menor capacidade para o mesmo painel FV, sem impactar na quantidade de energia e na qualidade do sistema, a energia gerada terá um menor custo por kWh (NASCIMENTO, 2013).

Isso ocorre devido aos módulos FV apresentam uma redução de sua potência quando submetidos a um aumento de sua temperatura de operação. Desta forma, mesmo quando as irradiâncias são próximas de  $1000 \text{ W/m}^2$ , a potência do painel dificilmente se aproxima de sua potência nominal (DECHAMPS, 2018).

A figura 11 mostra a curva típica de eficiência do inversor e da tensão c.c. relacionando a tensão de operação do gerador fotovoltaico, sendo essa, intimamente correlata com o carregamento do inversor. Como nas aplicações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede a ligação dos módulos do gerador fotovoltaico é feita em série, sistemas com strings com tensões maiores tendem a ser sistemas com maior carregamento de inversor, ou seja, menor FDI. O carregamento do inversor é um parâmetro que permite avaliar quanto a potência do meu gerador fotovoltaico representa da potência nominal de saída do inversor. É o inverso do FDI.

**Figura 11:** Curva típica de eficiência do inversor (linha contínua) e da tensão c.c. (linha tracejada) em função do carregamento do inversor (percentual da potência nominal)



Fonte: Burger e Rüter (2006)

Segundo DESCHAMPS (2018), é possível observar que a eficiência relativa do inversor decai linearmente para carregamentos superiores ao nominal devido à limitação de potência por meio da modulação do ponto de máxima potência do painel. Ao mesmo tempo, a tensão c.c. aumenta, pois, a modulação do ponto de MPP para limitação de potência se dá na direção da tensão de circuito aberto.

A escolha da potência do gerador fotovoltaico e do inversor devem ser determinadas de modo que o FDI do sistema tenha a melhor razão custo/benefício. O FDI irá depender do inversor selecionado, tecnologia do módulo FV, orientação e inclinação do sistema, além das condições ambientais como temperatura e irradiação local. A otimização do FDI exige simulação numérica que deve ser realizada por um projetista experiente. (NASCIMENTO, 2013)

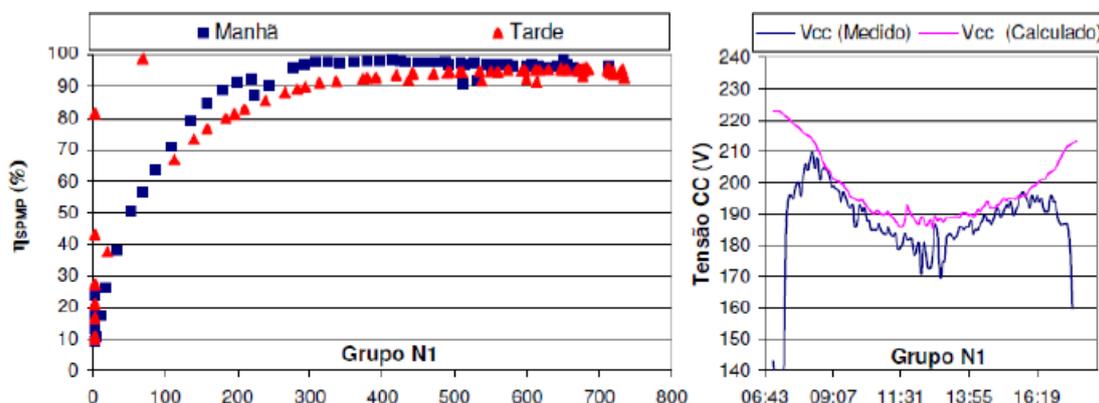
## 2.4.7. EFICIÊNCIA DO SEGUIDOR DE MÁXIMA POTÊNCIA (SPMP)

Como já assinalado, dependendo do nível de radiação no plano gerador e da temperatura de operação da célula, o gerador fotovoltaico comporta-se, eletricamente, de acordo com uma curva I – V. Para cada situação (radiação incidente e temperatura) existe um ponto de operação em que há a máxima transferência de potência disponível pelo gerador fotovoltaico. (ZILES et al, 2012)

No projeto de inversores, o objetivo principal é a eficiência na conversão C.C.-C.A. Para atingirmos um alto rendimento de eficiência na conversão é preciso considerar alguns aspectos como o algoritmo seguidor do ponto de máxima potência (SPMP), inerente ao inversor, e outros aspectos externos tais como o gerador fotovoltaico (curva corrente-tensão) e as condições climáticas de irradiância e temperatura (MACEDO, 2006).

Considerando como potência máxima ideal o valor calculado pela Eq. 3, é possível determinar a eficiência do seguimento do ponto de máxima potência ( $\eta_{SPMP}$ ). Macedo (2006) analisou diversos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas) - Espanha, objetivando comparar a eficiência do SPMP, utilizando os dados medidos e calculados através do modelo. A figura 12, demonstra graficamente a curva da eficiência do seguidor do ponto de máxima potência (eixo y) para um sistema com FDI igual a 1, o eixo x indica a faixa de carregamento do inversor e a direita visualiza-se a tensão de operação experimental e calculada.

**Figura 12:** Curva de eficiência do SPMP e da tensão c.c., medida e calculada.



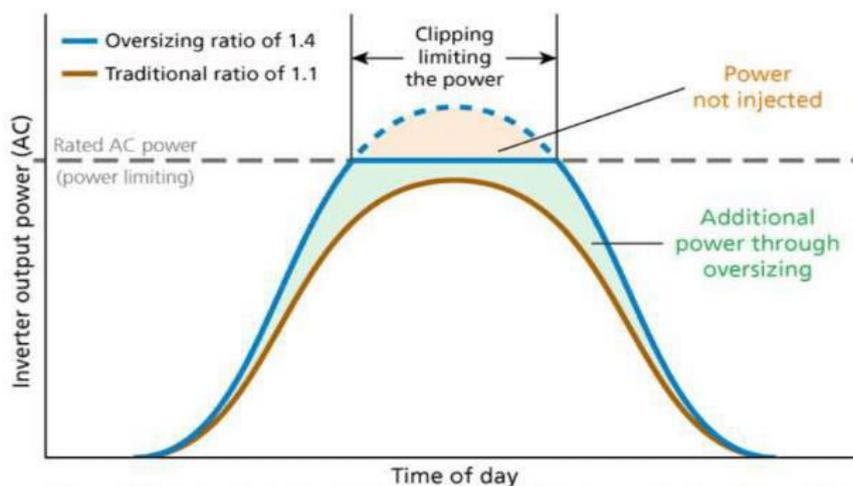
Fonte: Modificado (Macedo, 2006)

Observa-se que há uma maior eficiência do algoritmo seguidor de máxima potência durante o período da manhã. Esse comportamento também se dá pela configuração elétrica do inversor em função da amplitude da tensão e corrente operacional. Visualiza-se nos gráficos acima da figura 12, que na faixa de baixo carregamento (FDI maior que 1), o inversor opera com baixa eficiência do algoritmo seguidor de máxima potência. No pleno carregamento, o algoritmo opera com eficiência semelhante em ambos os períodos do dia. (TORRES, 2016)

Macedo (2006) avaliou a potência real calculada ao longo de um dia para diferentes grupos geradores, dessa forma permitindo determinar as etapas relacionadas ao efeito de corte do inversor (efeito clipping), ou seja, onde ocorria a limitação de potência por parte do inversor.

A redução do FDI ou o aumento da relação entre potência de módulos e a potência do inversor obriga o inversor a limitar rapidamente essa potência, tendo em vista evitar danos. Segundo MOUNETOU et al (2014) a potência de geração fica limitada à potência máxima do inversor e a curva de potência x tempo (na saída do inversor) fica grampeada ou achatada. Esse efeito limitador de potência (clipping) nos inversores ocorre com maior probabilidade e durante períodos mais longos quanto maior carregamento (oversizing) e conseqüentemente menor o FDI (ver figura 13).

**Figura 13:** Comparação entre o oversizing em dois dias diferentes, um sem limitação de potência (linha cor laranja) outro com clipping (linha azul). A parte tracejada da linha azul corresponde à potência que não foi alcançada devido à limitação imposta pelo inversor.



Fonte: Monetou et al (2014)

## 2.5. MONITORAMENTO DE SISTEMAS FV

O monitoramento de um sistema FV é de extrema importância para garantir um bom desempenho e conferir alta disponibilidade ao sistema. Atualmente a maioria dos fabricantes de inversores já fornece um sistema de aquisição de dados de baixo custo, acessível mesmo para sistemas FV residenciais (NASCIMENTO, 2013).

Segundo DESCHAMPS (2018), para se determinar com clareza quando um sistema FV apresenta alguma falha, é necessário, além de monitorar a geração de energia elétrica, monitorar também a irradiação solar por meio de um piranômetro ou uma célula de referência.

O monitoramento do inversor pode ser realizado com conexão sem fio (bluetooth ou Wi-fi), por meio de interface RS485 ou via rede. O sistema pode enviar alertas e mensagens de status para o centro de controle ou usuário. Alertas e mensagens de do sistema podem ser enviados por serviço de SMS, GSM, máquina de fax, e-mail, etc (FRONTIN et al, 2017).

Todas as grandezas elétricas medidas pelo inversor, assim como os dados ambientais medidos por instrumentos de medição de irradiação e temperatura são coletados e armazenados por um *datalogger*. Este equipamento de aquisição de dados pode ter conexão local com um computador, assim como pode disponibilizar os dados na internet, em um portal de monitoramento que atua como um sistema supervisor.

## 2.6. FIGURAS DE MÉRITO PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE SFCRs

As figuras de mérito servem como ferramentas práticas e de grande utilidade na análise de engenharia de SFCRs. Essas figuras permitem analisar o funcionamento de um SFCR com base em seus balanços energéticos (ZILES et al, 2012).

Esses índices são bastante utilizados pelo programa de avaliação energética da comunidade Econômica Europeia (DIAS, 2006), podendo serem utilizados para comparar a operação de distintos sistemas FV, de diferentes capacidades e localização (BENEDITO, 2008). Os índices de mérito são normalizados pela IEC 61724.

### 2.6.1. FATOR DE CAPACIDADE (FC)

O fator da capacidade (FC) de um gerador de energia é dado pela razão entre a energia gerada em determinado intervalo de tempo e sua potencial geração caso estivesse operando continuamente com potência máxima (capacidade nominal) no mesmo período (ver equação 6) (DESCHAMPS, 2018).

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} \cdot dt}{P_N \cdot (t_2 - t_1)} \quad (6)$$

Onde  $P_{saída}$  é a potência instantânea gerada e  $P_N$  é a potência nominal do sistema. Segundo DESCHAMPS, (2018) a capacidade nominal de produção de uma usina fotovoltaica é definida como a soma das potências c.a. dos inversores, ou seja, a potência máxima da usina, independentemente da potência instalada de módulos (kWp).

Na literatura, os valores típicos normalmente situam-se entre 10 e 20% e eram basicamente proporcionais aos níveis de irradiação presentes no local. Nos últimos anos, contudo, observou-se um aumento expressivo nos fatores de capacidade de usinas fotovoltaicas. Esse aumento foi devido basicamente a dois fatores: a capacidade dos inversores operarem a baixo FDI impulsionado pelas reduções de custo dos módulos fotovoltaicos (DESCHAMPS, 2018).

### 2.6.2. PRODUTIVIDADE ( $Y_F$ )

Para tornar possível uma simples e correta compreensão e comparação entre SFCRs de diferentes tamanhos, a energia específica é dada em kWh/kWp (HAEBERLIN; BEUTLER, 1997). No caso dos SFCRs, esse parâmetro pode relacionar a energia gerada em determinado intervalo de tempo tanto com a potência quanto com a área do arranjo fotovoltaico.

Denomina-se de produtividade do sistema em um determinado intervalo de tempo ( $t_2 - t_1$ ),  $Y_F$ , a relação entre o valor médio da energia entregue à carga e a potência nominal do gerador fotovoltaico (ver equação 7) (ZILES et al, 2012).

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} \cdot dt}{P_{FV}} \quad (7)$$

Nota-se que  $Y_F$  se expressa em kWh/kWp ou simplesmente em horas. Tal como enfatizado em Lorenzo (1994), em um sistema totalmente livre de perdas, cujo gerador operasse sempre com as células à temperatura de 25°C e no ponto de máxima potência, o valor de  $Y_F$  expresso em kWh/kWp coincidiria numericamente com o valor médio da energia solar incidente sobre o gerador fotovoltaico no intervalo de tempo  $\Delta t = (t_2 - t_1)$ , em kWh/m<sup>2</sup>.

### 2.6.3. TAXA DE DESEMPENHO (*performance ratio- PR*)

Segundo DESCHAMPS (2018), a Taxa de Desempenho (PR, do inglês *Performance Ratio*) é o quociente entre a geração real em corrente alternada de um sistema fotovoltaico com a geração esperada em função da potência nominal do gerador fotovoltaico (kWp) e é, portanto, um parâmetro adimensional (ver equação 8).

$$PR = \frac{Y_F}{\frac{\int_{t_1}^{t_2} H_{t,\beta} \cdot dt}{H_{ref}}} \quad (8)$$

Observa-se que  $Y_F$  pode ser interpretado como o tempo de operação com a potência nominal do gerador fotovoltaico, de modo a produzir a mesma quantidade de energia média entregue à carga. De modo análogo, o denominador da equação 7, também conhecido como *reference yield* ( $Y_R$ ), é interpretado como o número de horas na irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup> (ZILES et al, 2012).

### 3. METODOLOGIA

Neste estudo, considerou-se 3 projetos de geração solar fotovoltaica em operação. Divididos em 4 sistemas de mesmos inversores, instalados no município de Maceió – AL, os sistemas A e B estão localizados na mesma unidade consumidora e todos os sistemas assim como o de aquisição de dados (célula de referência) estão localizados dentro de uma área de 20 km<sup>2</sup> (ver figura 14).

**Figura 14:** Locação dos sistemas estudados e da base de aquisição de dados



Fonte: Autor.

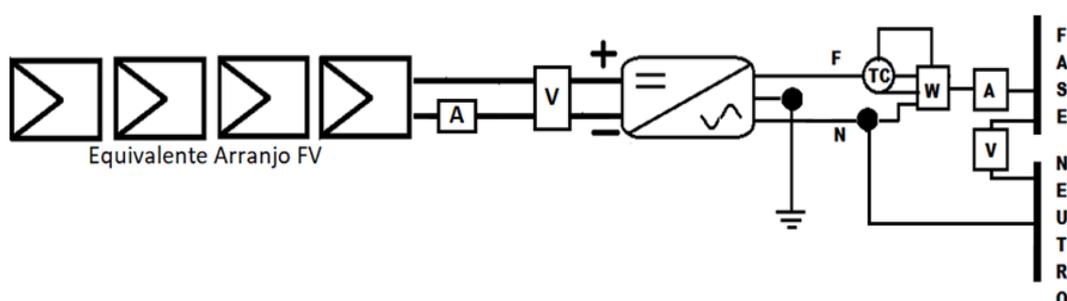
O sistema de aquisição de dados é composto por um conjunto de instrumentos de medição de grandezas climatológicas:

- I. Piranômetro fotovoltaico;
- II. Sensor de temperatura ambiente;
- III. Sensor de temperatura de operação da célula FV

A medição do recurso solar é realizada por um piranômetro fotovoltaico, o mesmo converte a luz num sinal elétrico, a tensão elétrica nos terminais secundários do sensor se correlaciona proporcionalmente com a irradiação solar incidente no sensor fotovoltaico. A medição climatológica engloba também a medição da temperatura ambiente, através de um sensor de referência HMP45C fabricado pela empresa Scientific Campbell, ambos os sensores se conectam ao datalogger CR1000, também fabricado pela Scientific Campbell.

A instrumentação responsável por mensurar a produção dos painéis e as variáveis elétricas de tensão, demanda e potência injetada na rede elétrica, é composta por transdutores de grandezas proporcional. Os transdutores utilizados são fabricados pela SECON Transdutores, e seu funcionamento baseia-se em monitorar a variável de interesse, tensão e corrente, e converter num sinal elétrico de tensão secundário proporcional ao valor lido na entrada primária do dispositivo. Semelhante aos sensores climatológicos, os transdutores enviam o sinal a entrada do datalogger, o mesmo é configurado e programado para ler tais sinais, conforme definido pelo usuário. Para este estudo de caso, a aquisição de dados foi determinada com base de tempo de 1 em 1 minuto. A figura 15 esquematiza o fluxograma desde o gerador fotovoltaico até o ponto de entrega monofásico.

**Figura 15:** Esquema elétrico do sistema de aquisição de dados.



Fonte: Autor.

Todos os sistemas são conectados à rede através de inversores de mesma especificação e fabricante. O inversor é certificado pelo *INMETRO* pela concessão 000074/2017 e possui sistema de comunicação Wi-fi homologado na ANATEL, a tabela 5 apresenta os dados de entrada e saída deste inversor.

**Tabela 5:** Informações técnicas do inversor utilizado nos sistemas estudados.

<b>DADOS DE ENTRADA</b>	
MÁX. POTÊNCIA FOTOVOLTAICA	6500 W
MÁX. TENSÃO C.C.	580 V
FAIXA DE OPERAÇÃO SPMP (MPPT)	125 ~550 V
TENSÃO C.C. DE PARTIDA	120 V
CORRENTE C.C. MÁXIMA	11/11
Nº STRINGS / MPPT	2/2
<b>DADOS DE SAÍDA</b>	
POTÊNCIA CA NOMINAL	5000 W
MÁX. POTÊNCIA CA	5000 W
MÁX. CORRENTE CA	22,8 A

SAÍDA NOMINAL	60 Hz   220 Vca
CONEXÃO CA	Monofásica (F + N)
MÁX EFICIÊNCIA	97,8%
THD	< 5%
FATOR DE POTÊNCIA	0,95 ind./ cap.

### 3.1. DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS

Cada sistema possui um FDI diferente, os ângulos azimutais, a inclinação dos módulos e a distância à unidade de aquisição de dados de cada sistema foram calculadas e extraídas a parte de imagens de satélite através do *Google Earth Pro* (ver tabela 6).

**Tabela 6:** Descrição dos sistemas fotovoltaicos do trabalho e do sistema de aquisição de dados (REF).

SISTEMA	FDI	ÂNGULO AZIMUTAL	INCLINAÇÃO DOS MÓDULOS	DISTÂNCIA À UNIDADE DA CÉLULA DE REFERÊNCIA
A	0,84	- 15°	10°	4,20 km
B	1,89	- 15 °	10°	4,20 km
C	0,76	+ 110°	15°	7,00 km
D	1,23	- 85°	15°	9,30 km
REF.	-	0°	6°	-

Os 04 sistemas foram instalados sob telhado e se utilizam da infraestrutura residencial do local, a inclinação varia de acordo com a concepção construtiva do imóvel.

Como todos os sistemas estão a uma distância relativa ao sistema de aquisição de dados menor que a resolução espacial do banco de dados do CRESESB, considera-se que os dados são confiáveis para a caracterização dos sistemas.

Em todos os sistemas foram utilizados inversores independentes de mesma configuração e fabricante, conforme parâmetros técnicos do inversor, já apresentados através da tabela 1. Os circuitos de proteção de corrente contínua e corrente alternada também são análogos para todos os sistemas do ponto de vista das especificações técnicas dos dispositivos e dos fabricantes, bem como da seção transversal e do material dos condutores.

Os sistemas A e B estão dispostos sob o mesmo ângulo azimutal e no mesmo telhado, logo os módulos estão na mesma inclinação. Ambos módulos fotovoltaicos são de silício policristalino e suas informações foram extraídas de seu datasheet (ver tabela 7).

**Tabela 7:** Informações técnicas dos módulos de células policristalinas nas condições STC empregados nos sistemas A e B.

Tipo da célula	Policristalina
Máxima Potência ( $P_{mp}$ )	330 Wp
Tensão no PMP ( $V_{mp}$ )	37,8 V
Corrente no PMP ( $I_{mp}$ )	8,74 A
Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ )	46,9 V
Corrente de curto circuito ( $I_{cc}$ )	9,14 A
Eficiência do módulo ( $\epsilon$ )	17,01%
Coefficiente de temperatura para Potência no PMP ( $\gamma_{mp}$ )	-0,4%/°C
Coefficiente de temperatura para tensão de circuito aberto ( $\alpha$ )	-0,3%/°C
Coefficiente de temperatura para corrente de curto circuito ( $\beta$ )	0,06%/°C

Cada inversor possui duas entradas e cada entrada possui um seguidor de máxima potência. Isso possibilita que cada arranjo opere de maneira independente e que tenha o tamanho que o projetista deseje, desde que atenda aos limites de tensão e corrente de entrada do inversor.

No sistema A foram utilizados 18 módulos fotovoltaicos, divididos em dois arranjos (strings) de 9 módulos interligados em série acomodados em cada entrada.

No sistema B o arranjo fotovoltaico é composto por 8 módulos interligados em série e conectados a entrada do respectivo inversor do sistema. Nesta configuração uma das entradas do inversor ficara ociosa.

As grandezas elétricas de cada arranjo dos sistemas A e B são apresentadas na tabela 8. A letra que antecede o número do arranjo representa o sistema no qual o código faz referência.

**Tabela 8:** Informações de tensão, corrente e potência dos arranjos fotovoltaicos na condição STC dos sistemas A e B

ARRANJO	$V_{oc}$ (V)	$V_{mp}$ (V)	$I_{cc}$ (A)	$I_{mp}$ (A)	$P_{mp}$ (W)
---------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

A1	422,1	340,2	9,14	8,74	2970
A2	422,1	340,2	9,14	8,74	2970
B1	375,2	302,4	9,14	8,74	2640
B2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Os módulos utilizados nos sistemas C e D são compostos por células monocristalinas. As colunas dois e três da tabela 9 apresentam os dados técnicos do módulo em operação dos sistemas C e D respectivamente.

**Tabela 9:** Informações técnicas dos módulos de células monocristalinas nas condições STC empregados nos sistemas C e D.

Tipo da célula	Monocristalina (Sistema C)	Monocristalina (Sistema D)
Máxima Potência ( $P_{mp}$ )	330 Wp	340 Wp
Tensão no PMP ( $V_{mp}$ )	38,2 V	38,7 V
Corrente no PMP ( $I_{mp}$ )	8,64 A	8,79 A
Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ )	46,7 V	47,1 V
Corrente de curto circuito ( $I_{cc}$ )	9,11 A	9,24 A
Eficiência do módulo ( $\epsilon$ )	17,01%	17,52%
Coeficiente de temperatura para Potência no PMP ( $\gamma_{mp}$ )	-0,4%/°C	
Coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto ( $\alpha$ )	-0,29%/°C	
Coeficiente de temperatura para corrente de curto circuito ( $\beta$ )	0,05%/°C	

No sistema C foram utilizados 20 módulos fotovoltaicos, divididos em dois arranjos de 10 interligados em série. Já no sistema D os dois arranjos são compostos por 6 módulos interligados em série, totalizando 12.

As grandezas elétricas de cada arranjo dos sistemas C e D são apresentadas na tabela 10. A letra que antecede o número do arranjo representa o sistema no qual o código faz referência.

**Tabela 10:** Informações de tensão, corrente e potência na condição STC dos arranjos fotovoltaicos dos sistemas C e D.

ARRANJO	$V_{oc}$ (V)	$V_{mp}$ (V)	$I_{cc}$ (A)	$I_{mp}$ (A)	$P_{mp}$ (W)
C1	467,0	382,0	9,11	8,64	3300
C2	467,0	382,0	9,11	8,64	3300
D1	282,6	232,2	9,24	8,79	2040
D2	282,6	232,2	9,24	8,79	2040

### 3.2. DADOS COLETADOS

Através dos dados de memória de massa dos inversores foram coletados os valores de energia diária produzida para os quatro sistemas. O período que será considerado neste estudo é do dia 01/02/2019 a 31/01/2020 totalizando 1460 registros, sendo 365 registros de energia diária para cada sistema. Este período permite com que se avalie os índices de mérito de cada mês e que seja possível observar as particularidades de cada sistema com a sazonalidade e o FDI.

Os dados de energia foram exportados para planilha excel e organizados pra cada mês do ano na fase de tratamento dos dados avaliou-se o menor registro de cada sistema a fim de identificar os dias que por ventura tenham tido alguma interrupção na sua geração por perda de conexão com a rede da concessionária. Esses dados serão corrigidos pela média de geração dos dados válidos e pela geração diária dos outros sistemas estudados nesse trabalho, desde que não haja para o mesmo dia um registro inválido para mais de um dos sistemas (ver equação 8).

$$E_{diac} = \frac{E_{SDC}}{(D - D_I)} \cdot \left[ \frac{E_{XD} \cdot \left(\frac{E_X}{D}\right)^{-1} + E_{YD} \cdot \left(\frac{E_Y}{D}\right)^{-1} + E_{ZD} \cdot \left(\frac{E_Z}{D}\right)^{-1}}{3} \right] \quad (8)$$

Onde,

$E_{diac}$  -> Energia diária corrigida para um dia de geração inválido (kWh/dia);

$E_{SDC}$  -> Energia total do mês para dias válidos do sistema com dias a corrigir (kWh/mês);

$D$  -> Quantidade de dias do mês com registros inválidos;

$D_I$  -> Quantidade de dias inválidos para aquele mês;

$E_{XD}, E_{YD}, E_{ZD}$  -> Representam a energia diária por cada sistema isento de dias inválidos para o dia em que houve necessidade de correção;

$E_X, E_Y, E_Z$  -> Representam a energia total mensal gerada por cada sistema isento de dias inválidos. (kWh/mês)

Em outra planilha excel foram exportados os dados de radiação coletada minuto a minuto, estes foram integrados afim de se obter a irradiação (kWh/m<sup>2</sup>.dia) para cada dia do período considerado neste estudo. O mesmo tratamento foi realizado para os dados oriundos do sistema de aquisição da célula de referência, apenas foram considerados dados de radiação coletada no qual foi possível armazenar dados minuto a minuto ao menos das 6:00 até às 18:00.

### 3.3. DETERMINAÇÃO DAS PERDAS NA CONVERSÃO ( $P_{conv}$ )

Realizou-se o somatório da energia diária produzida pelos quatro sistemas diariamente considerando todos os 365 dias do período de avaliação, para então selecionar o dia com o maior registro de energia diária acumulada (geração conjunta) por todos os sistemas (ver equação 9). Este será o dia considerado de céu claro no qual será aplicado o modelo matemático para o cálculo da potência ( $P_{mp}$ ) do gerador fotovoltaico.

$$E_{TCJ(k)} = E_{A(k)} + E_{B(k)} + E_{C(k)} + E_{D(k)} \quad (9)$$

Onde,

k -> Dia em questão. Varia de 1 até 365 dias;

$E_{TCJ}$  -> Energia gerada total conjunta (kWh/dia)

$E_A$  -> Energia gerada do sistema A (kWh/dia)

$E_B$  -> Energia gerada do sistema B (kWh/dia)

$E_C$  -> Energia gerada do sistema C (kWh/dia)

$E_D$  -> Energia gerada do sistema D (kWh/dia)

Foram coletados os dados de radiação e temperatura ambiente a cada minuto através dos dados do sistema de aquisição para realização da modelagem, totalizando 1440 dados. De posse dos dados de  $P_{mp}$  modelado e da energia diária real ( $E_{PR}$ ) produzida por cada sistema determinou-se as perdas na conversão de cada sistema através das equações 10 e 10.1.

$$E_{MODELADA} = \sum_{i=1}^{1440} \frac{1}{60} P_{mp}(i) \quad (10)$$

Onde,

$$P_{conv} = \left( 1 - \frac{E_{PR}}{E_{MODELADA}} \right) \cdot 100\% \quad (10.1)$$

### 3.4. DETERMINAÇÃO DOS ÍNDICES DE MÉRITO

Neste trabalho os índices de mérito de fator de capacidade e produtividade de cada sistema foram calculados considerando os dados de geração reais. Foram extraídos do site do fabricante os 365 dias de registros de energia diária de cada sistema, de posse desses dados os índices de mérito reais foram calculados conforme capítulo 2.6.

Já para determinar a performance ratio, faz-se necessário utilizar dados de irradiação coletada no plano do gerador fotovoltaico de modo que seja possível avaliar as perdas reais de cada sistema. A tabela 11 mostra os dados de irradiação históricos e medidos e indica um período atípico frente a média dos dados históricos com valores de irradiação medida bem superiores às históricas.

**Tabela 11:** Dados de irradiação históricos e medidos.

DADOS DE IRRADIAÇÃO [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												
ORIGEM	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
CRESESB	5,81	5,90	5,94	5,18	4,45	4,24	4,37	4,95	5,59	5,83	6,11	6,08
MEDIDO	6,12	6,38	6,22	6,25	5,93	4,98	5,07	5,71	6,42	6,74	6,71	6,29

## 4. RESULTADOS

### 4.1. VALIDAÇÃO DOS DADOS

Feita a checagem dos dados, notou-se que os Sistemas A e B não tiveram nenhuma interrupção significativa na sua geração diária ao longo dos 365 dias, já os sistemas C e D tiveram respectivamente 1 dia e 8 dias no qual tiveram uma interrupção significativa na sua geração de energia. Isso não descaracteriza os resultados deste trabalho visto que pelo menos 97,8% dos dados são válidos para cada sistema.

As curvas de geração para dias válidos consideram aquele período compreendido no intervalo de 24h no qual na presença da irradiação a potência de saída do inversor é maior que 0W. É evidente que em períodos de ausência ou de baixíssimos níveis de irradiação a potência de saída do inversor será nula, isso se dá pelo fato do conjunto dos módulos fotovoltaicos não fornecerem a tensão em corrente contínua suficiente para inicializar o inversor.

Já os dias inválidos são aqueles no qual na presença de tensão do gerador fotovoltaico, sendo ela, maior ou igual a tensão de partida do inversor, por algum fenômeno particular o inversor entrou no modo *anti-ilhamento* e interrompeu seu fornecimento de potência e conseqüentemente a geração de energia. Essa função de

proteção de *anti-ilhamento* do inversor evita que a unidade consumidora se comporte como uma “ilha” e fique energizada em casos de problemas ou interrupção de fornecimento por parte da rede elétrica. A causa para termos interrupção e consequentemente dias inválidos de geração pode ter diversas justificativas, sendo as mais usuais:

- Manutenção nas instalações elétricas da unidade consumidora, no qual se faz necessário a desconexão à rede;
- Manutenção nas redes de distribuição primária ou secundária da concessionária desde que haja necessidade de desligamento;
- Oscilações no fornecimento de energia, para esses casos em níveis de tensão menores que 176V (fase e neutro) o inversor se desconecta por subtensão;
- Abertura da chave-seccionadora C.C. que energiza o inversor;
- Abertura do disjuntor AC de saída do inversor.

Vale ressaltar que por mais que esses surtos sejam transitórios e de curta duração o inversor leva pelo menos 180s para se conectar novamente à rede, essa é uma parametrização de tempo de espera exigida pela concessionária de energia local para que o inversor entre em operação.

As figuras 16 e 17 mostram respectivamente um dia de geração considerado válido e um dia descartado (inválido) extraídos aleatoriamente do sistema de monitoramento do inversor.

**Figura 16:** Dia de geração válido.

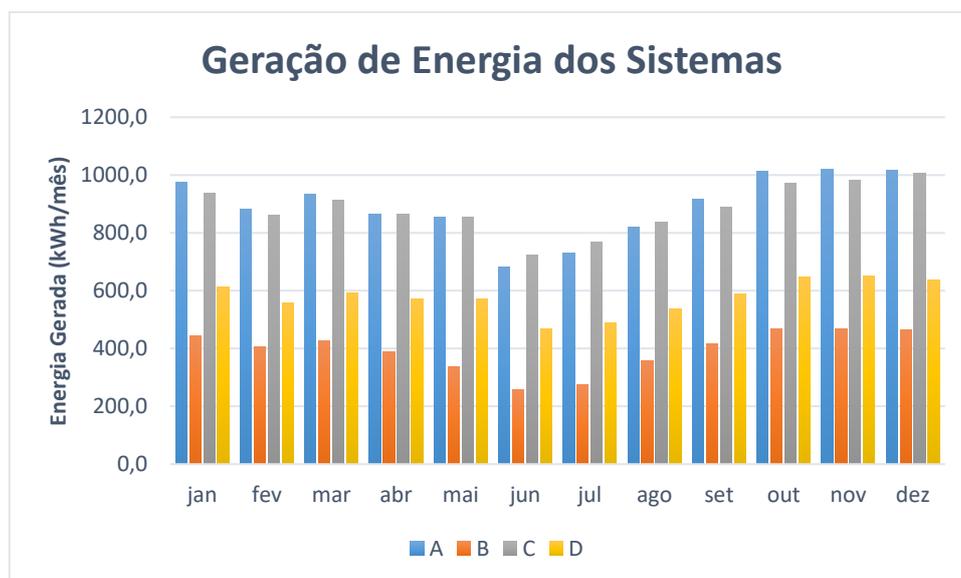


**Figura 17:** Dia de geração inválido.

Com o intuito de não comprometer a caracterização dos sistemas fotovoltaicos, utilizou-se a expressão 8 para corrigir esses dias inválidos, o resultado apresentou coerência e tendência quando comparado a dias válidos.

## 4.2. ENERGIA GERADA

A base para o desenvolvimento desse trabalho e do atendimento aos objetivos propostos parte da extração e análise dos dados de produção de energia de cada sistema. Esses dados foram retirados da memória de massa do inversor através de uma interface web fornecida pelo fabricante.

**Figura 18:** Geração de energia ao longo de 12 meses dos sistemas.

Feita uma análise gráfica dos resultados acima nota-se uma forte relação entre potência do gerador fotovoltaico e energia produzida principalmente ao analisar os sistemas B e D. Entretanto analisando os sistemas A e C percebe-se que o sistema A apesar de se tratar de um gerador de menor potência entrega mais energia nos períodos de maior irradiação, enquanto o sistema C consegue entregar mais energia que todos os outros nos períodos de menor irradiação.

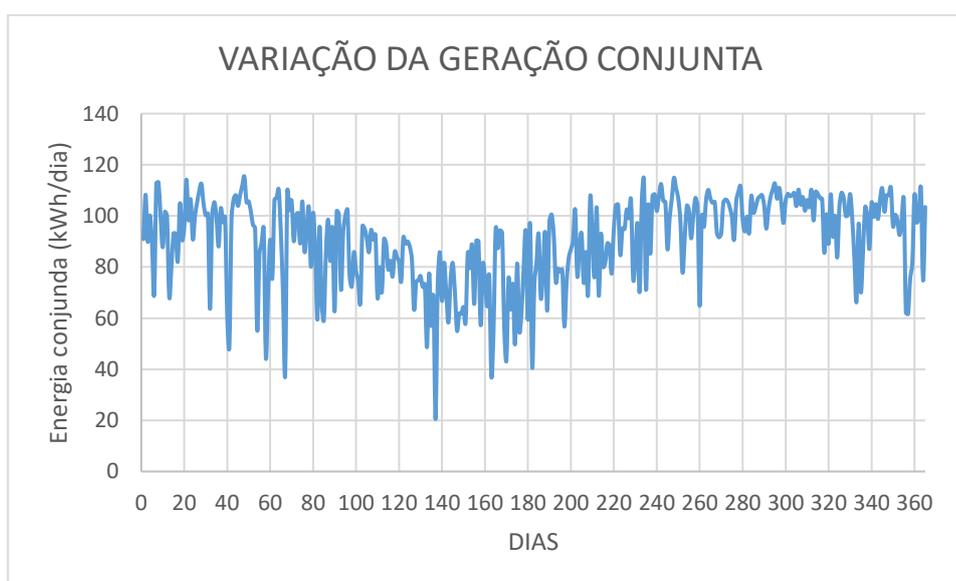
A geração global de cada sistema considerando o período de 01/02/2019 à 31/01/2020, totalizando os 365 dias para cada sistema e 1460 registros de energia diária no total. Destes, 99,39% de registros válidos e 0,61% de registros inválidos e corrigidos pela estimativa. Como o período de análise considera toda a sazonalidade da irradiação ao longo de um ano, essa geração será definida como geração global anual (ver tabela 12).

**Tabela 12:** Geração de energia global anual de cada sistema.

GERAÇÃO GLOBAL ANUAL			
A	B	C	D
11.058 kWh/ano	4.937 kWh/ano	10.945 kWh/ano	7.147 kWh/ano

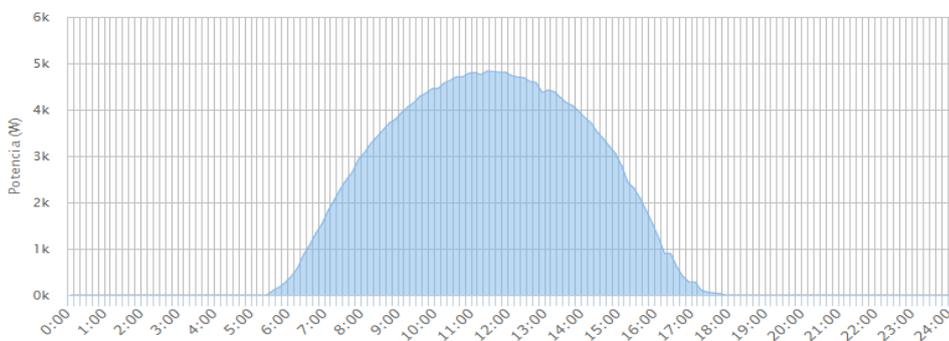
Para o cálculo do dia com a maior geração conjunta foi feito o somatório da energia diária produzida pelos quatro sistemas considerando todos os 365 dias. O dia 1 é o primeiro dia do nosso intervalo de coleta de dados. Chegou-se ao resultado de que o dia 48, que culminou no dia 20/03/2019, foi o dia de maior produção de energia, totalizando uma geração diária conjunta pelos quatro sistemas de 115,4 kWh/dia (ver figura 19).

**Figura 19:** Geração conjunta dos 4 sistemas ao longo do período de análise.

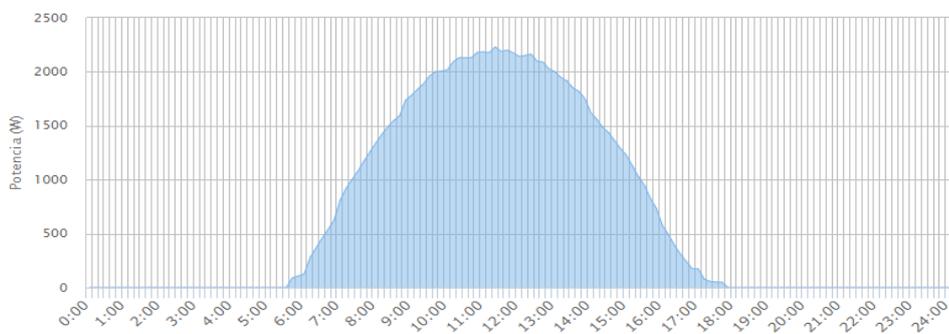


As figuras 20, 21, 22 e 23 mostram as curvas de potência de saída pelo tempo para cada sistema, essas, foram extraídas da página web de monitoramento do fabricante do inversor. É possível perceber que o comportamento é característico para um dia de céu claro.

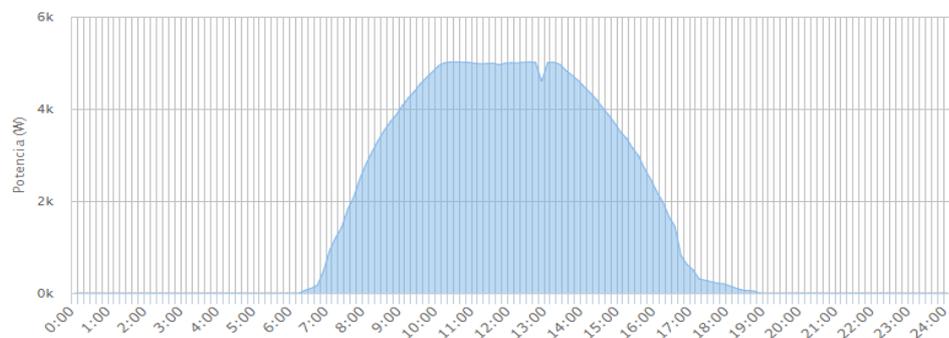
**Figura 20:** Curva de geração de energia de referência para o sistema A.



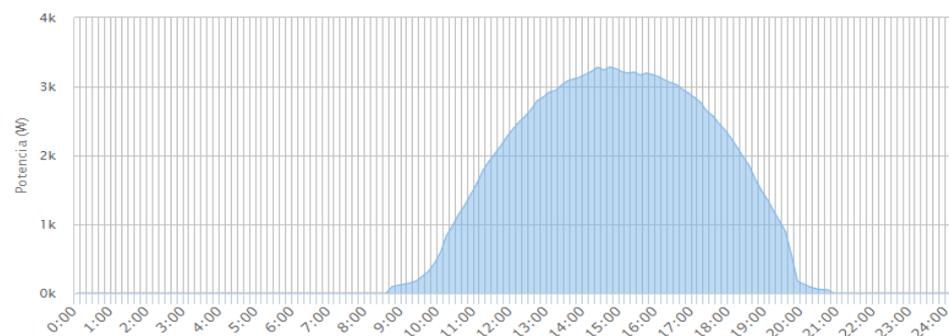
**Figura 21:** Curva de geração de energia de referência para o sistema B.



**Figura 22:** Curva de geração de energia de referência para o sistema C.



**Figura 23:** Curva de geração de energia de referência para o sistema D.



A curva de geração do sistema D apresenta-se mais deslocada para direita quando comparada com a dos outros sistemas. Isso se deu pelo fato de o relógio do inversor ter um adiantamento com relação ao horário local.

Nota-se que um dia com pouca ou nenhuma intermitência promovida por nuvens resulta em uma maior produção de energia. De posse dos gráficos, elencou-se a maior potência instantânea de saída gerada pelo inversor e a respectiva hora de ocorrência (ver tabela 13).

**Tabela 13:** Análise da máxima potência de saída do inversor para o dia de geração de referência.

SISTEMA	Máxima Potência CA ( $P_{saída}$ )	Hora de Ocorrência
A	4883 W	11h:20
B	2230 W	11h:20
C	5000 W	10h:10 à 13h:10*
D	3287 W	13h:00

Os sistemas A, B e D não atingiram a potência máxima de saída do inversor (5000W), logo pode-se afirmar que a máxima potência fornecida pelo gerador fotovoltaico foi menor ou igual a potência máxima do inversor durante todo dia. Já o sistema C atingiu a potência máxima de saída do inversor pela primeira vez às 10h:10 e última vez às 13h:10 essa observação atrelada à análise gráfica da figura 16 confirma a ocorrência de efeito clipping neste dia. Isso se deu devido ao sistema C possuir um alto carregamento, consequentemente baixo FDI.

### 4.3. MODELAGEM

O dia 20/03/2019 foi apontado como o dia de céu claro, no qual não ocorreram variações na sua curva de potência instantânea. Para a modelagem extraiu-se do sistema de aquisição de dados 1440 registros de irradiação coletada e de temperatura medida, essas foram as variáveis de entrada de caráter meteorológico. Apesar de terem sido utilizados módulos de células monocristalinas para os sistemas A e B e células policristalinas para os sistemas C e D o efeito da temperatura na potência de saída dos módulos será igual pois o fator  $\gamma_{mp}$  é o mesmo para ambas tecnologias desse fabricante.

A razão entre a energia real diária produzida por cada sistema e as respectivas potências C.C. estimadas, integralizada minuto a minuto reflete o valor das perdas globais. A tabela 13 mostra as perdas globais calculadas para cada sistema e respectivas energia produzidas e estimadas através do modelo.

**Tabela 14:** Modelagem dos sistemas para o dia de céu claro.

SISTEMA	Energia Real Produzida ( $E_{PR}$ )	Energia Modelada ( $E_{MODELADA}$ )	Perdas na conversão ( $P_{conv}$ )
A	36,1 kWh/dia	41,52 kWh/dia	13,05%
B	16,3 kWh/dia	18,45 kWh/dia	11,66%
C	38,9 kWh/dia	46,13 kWh/dia	15,67%
D	24,1 kWh/dia	28,52 kWh/dia	15,49%

Os valores de perdas globais levam em conta o desvio azimutal, as perdas no cabeamento c.c. e em todas as etapas da transformação da energia c.c. para energia c.a. dentro do inversor.

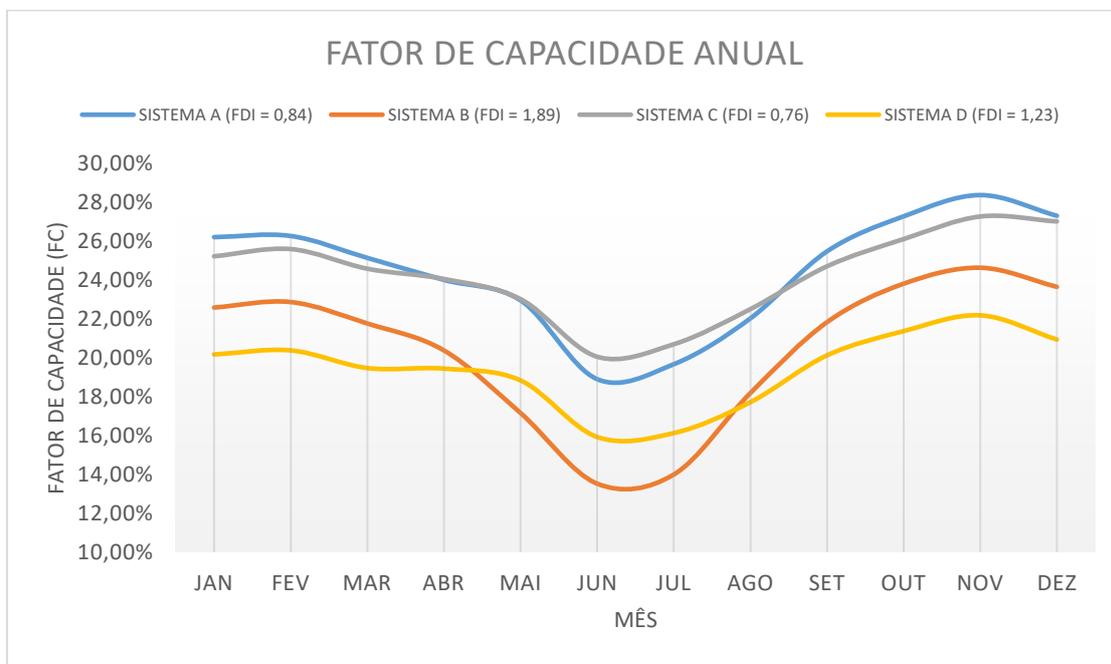
Com base nos percentuais encontrados de perdas globais foi possível arrolar os seguintes comentários acerca de cada sistema:

- **Sistema A:** possui baixo fator de perdas quando comparado a média dos 04 sistemas isso se deu devido a seu desvio azimutal estar mais próximo do ótimo, conseqüentemente tem-se um melhor aproveitamento do recurso solar. Porém, quando comparado ao sistema B as perdas são maiores, isso se dá pelo fato do sistema A operar em níveis tensão maiores, conseqüentemente as perdas em série são maiores também.
- **Sistema B:** assim como o sistema A também possui baixo fator de perdas e a justificativa é análoga. É um sistema que se favorece em dias de céu claro pois na baixa intermitência o seguidor de ponto de máxima potência tende a operar em uma eficiência ótima e a baixo carregamento as perdas são menores.
- **Sistema C:** foi o sistema que apresentou maior fator de perdas, isso se deu devido ao seu alto carregamento (baixo FDI) e as condições otimizadas de irradiação do dia avaliado, uma alternativa para que houvesse um melhor aproveitamento em dias como esse seria a utilização de um inversor com maior potência nominal de saída afim de não haver limitação da potência do gerador fotovoltaico.
- **Sistema D:** também apresentou um fator de perdas considerável quando comparado aos demais, como o sistema está orientado para oeste esse sistema tem maior aproveitamento do recurso solar na faixa do dia que o seguidor do ponto de máxima potência é menos eficiente.

#### 4.4. RELATÓRIO DE ÍNDICES DE MÉRITO

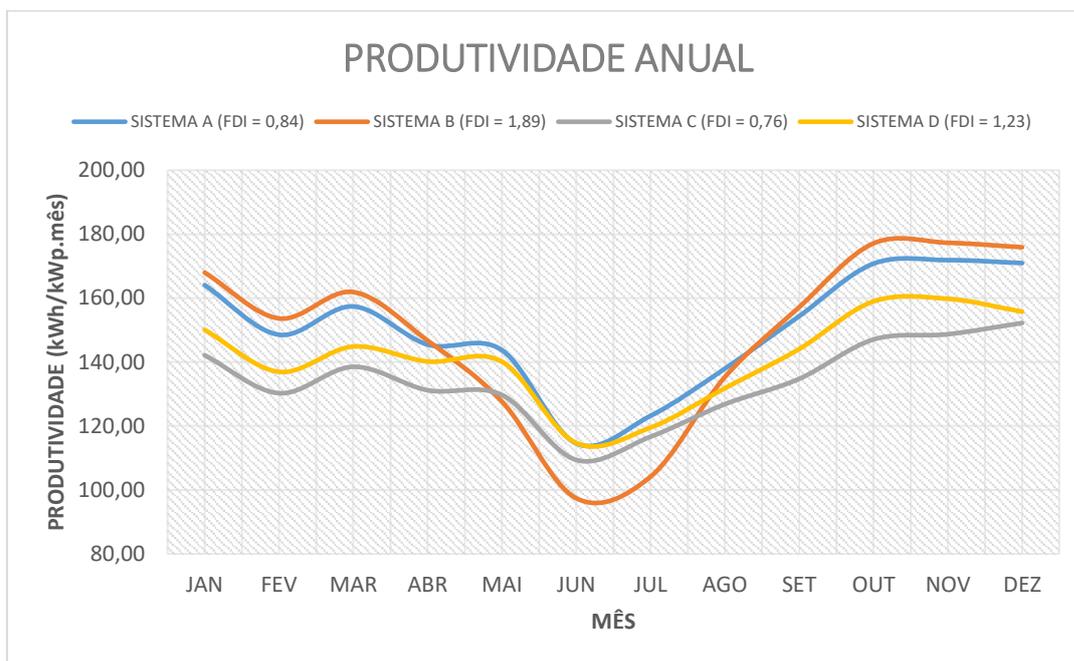
A figura 24 mostra o fator de capacidade de cada sistema para todos os meses, com base na geração real mensal de cada sistema.

**Figura 24:** Fator de capacidade real de cada sistema ao longo do ano.



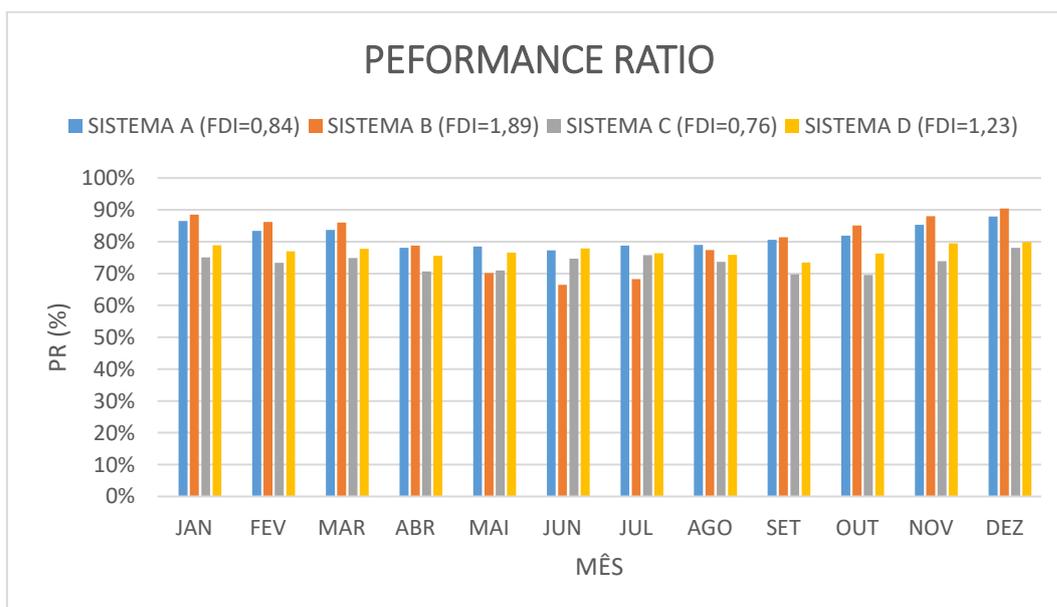
Percebe-se que o fator de capacidade é maior para sistemas com  $FDI < 1$ , esse resultado demonstra que além de favorecer a relação custo benefício do sistema entrega uma maior capacidade de geração de energia. Através do gráfico nota-se também que além de variar com o FDI, o fator de capacidade varia com a irradiação.

A produtividade é um parâmetro que serve para a comparação de sistemas fotovoltaicos com diferentes FDI. A figura 25 mostra a produtividade mês a mês de cada sistema desse estudo.

**Figura 25:** Produtividade real dos sistemas em função do mês

Percebe-se que o sistema B, apresenta as maiores produtividades ao longo do ano para os períodos de maior irradiação, porém nas épocas de menor irradiação a sua produtividade é a menor, quando comparada aos demais sistemas. O sistema A também apresentou uma boa produtividade. Como os sistemas A e B possuem desvio azimutal mais próximo de 0° eles se sobressaíram com relação aos sistemas C e D.

A figura 26 resume os resultados de desempenho (Performance Ratio – PR), o comportamento é muito similar com o da produtividade.

**Figura 26:** Análise do desempenho global dos 04 sistemas com base nos dados de irradiação coletados na estação de coleta de dados.

Nota-se que de abril até agosto os sistemas tiveram as menores taxa de desempenho, esse resultado era esperado pois coincide com o período de menor irradiação e disponibilidade de recurso e com isso o seguidor do ponto de máxima potência opera com as menores eficiências.

## 5. CONCLUSÕES

Esse estudo permitiu comparar a performance de sistemas fotovoltaicos considerando diversos fatores, tais como: Sazonalidade, FDI, Desvio azimutal. Percebe-se que sistemas orientados para o norte (desvio azimutal próximo de 0), como é o caso dos sistemas A e B, esses apresentam as melhores produtividades e retorno na energia gerada e, conseqüentemente os consumidores que gozam de telhados com essas condições tendem a ter um retorno de investimento mais rápido.

Analisando a produtividade em função da sazonalidade percebe-se que o FDI e a Irradiação influenciam diretamente na energia gerada. Conforme já evidenciado, o sistema B possui a maior produtividade no mês de janeiro e a pior nos meses de maio, junho e julho. Portanto é possível afirmar que existe um FDI ótimo para cada mês do ano, esse ajuste no FDI ao longo do ano pode proporcionar ganho na energia gerada por um sistema que opera com um FDI permanente. Para isso deve-se avaliar a capacidade do inversor de se adequar a esses ajustes.

É importante frisar que o ajuste do FDI está condicionado a unidades consumidoras que possuam mais de um inversor em sua instalação como é o caso da unidade consumidora que contempla os sistemas A e B, tendo em vista que este ajuste não implicará em nenhum custo adicional de material ou de aquisição de módulos e/ou inversores, apenas a mão-de-obra de remanejamento de módulos entre strings. Para os casos de sistemas com apenas 01 inversor a escolha do FDI que melhor terá resposta energética deverá ser realizada na etapa de projeto, tendo em vista uma análise do recurso e as condições de instalação.

O sistema C apresentou uma baixa produtividade frente ao seu fator de capacidade, isso se deu especificamente pelo seu FDI abaixo do adequado para as condições de irradiação no qual ele foi submetido. Isso ficou evidenciado na sua curva de geração de referência, onde o sistema operou na potência nominal do inversor por um período considerável, apresentando na sua curva um ceifamento de potência, o que levanta a hipótese que o inversor estava limitando a energia gerada pelo gerador fotovoltaico, devido ao baixo FDI desse sistema versus a irradiação do local.

O sistema D apesar de não possuir um alto fator de capacidade apresentou uma produtividade aceitável, porém abaixo quando comparado aos sistemas A e B, isso se dá devido a limitação de não ser um sistema orientado para o norte.

No geral, por se tratar de sistemas reais em operação, esse estudo subsidia as previsões de geração de energia para novos sistemas fotovoltaicos a serem implantados no município de Maceió – AL considerando o fator de dimensionamento do inversor, o desvio azimutal e a sazonalidade.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Geração Distribuída. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp). Acessado em 12 de julho de 2020.

ANEEL. **Chamada Nº 013/2011 Projeto estratégico: “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética Brasileira”**. Brasília – DF, 2011.

AYRÃO, V. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**. Rio de Janeiro – 2018; International Copper Association Brazil.

DESCHAMPS, E. M. **Avaliação do desempenho de diferentes tecnologias solares fotovoltaicas no nordeste brasileiro**. Departamento de Engenharia Elétrica - UFSC, Florianópolis – SC, 2015.

DESCHAMPS, E. M. **Otimização do fator de carregamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica pública**. Departamento de Engenharia Civil – UFSC, Florianópolis – SC, 2018

EPE. **Balço COVID-19 – Impactos nos mercados de energia no Brasil 1º Semestre de 2020**. Rio de Janeiro – RJ, 2020.

FRONTIN, S. O.; BRASIL JR, A. C. P.; CARNEIRO, M. T. D.; GODOY, N. R. D. **Usina Fotovoltaica – Jaíba Solar – Planejamento e Engenharia**. 1. Edição – Brasília, Teixeira Gráfica e Editora LTDA, 2017.

MACÊDO, W. N. **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplicado à Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Departamento de Energia – USP, São Paulo – SP, 2006.

**Balço Energético Nacional 2020**: Ano base 2019 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro : EPE, 2020.

MME; EPE. ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO – **Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1 – Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial Solar das Regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais** – EPE-DEE-RE-031/2017. Rio de Janeiro, 2017.

NASCIMENTO, L. **A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública**. Departamento de Engenharia Civil - UFSC, Florianópolis – SC, 2013.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L. D.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L. D.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G.; **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2a Edição. São José dos Campos – SP, INPE, 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, CRESESB, 2014.

R. Mounetou, I. Bejar Alcantara, A. Incalza, J.P. Justiniano, P. Loiseau, G. Piguet, A. Sabene, **Oversizing Array-To-Inverter (DC-AC) Ratio: What Are the Criteria and How to Define the Optimum?**, 29th EU PVSEC 2014, 22 - 26 September 2014, Amsterdam.

TORRES, I. C. **Análise do desempenho operacional de sistemas fotovoltaicos de diferentes tecnologias em clima tropical – Estudo de caso: Sistema Fotovoltaico comercial conectado à rede.** Departamento de Tecnologias Energéticas e Nucleares – UFPE, Recife – PE, 2016.

URBANETZ JR, J.; CASAGRANDE JR, E.; TIEPOLO, G. M. **Análise do desempenho de dois anos de operação do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica do escritório verde da UTFPR.** V Congresso Brasileiro de energia solar, 2014

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações.** 2a Edição rev. e atual – São Paulo, Érica, 2015.

ZILES, R.; MACÊDO W. N.; GALHARDO M. A. B.; OLIVEIRA S. H. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** 1a Edição - São Paulo, Oficina de Textos, 2012.

## 7. ANEXOS

DATA	ENERGIA GERADA (kWh/dia)			
	SISTEMA A	SISTEMA B	SISTEMA C	SISTEMA D
01/fev	29,2	13,4	28,6	19,7
02/fev	35,3	16,1	33,8	23,1
03/fev	28,2	13,1	29,7	18,9
04/fev	32,9	15,0	32,4	19,9
05/fev	29,5	13,6	29,1	17,0
06/fev	21,8	9,7	23,2	14,5
07/fev	36,8	16,7	35,6	23,6
08/fev	36,2	16,5	36,9	23,6
09/fev	34,0	15,8	30,3	19,5
10/fev	27,9	13,0	27,8	19,0
11/fev	34,6	16,0	31,7	19,3
12/fev	32,9	15,3	30,5	21,0
13/fev	22,0	10,0	22,9	13,4
14/fev	24,9	11,4	27,3	16,0
15/fev	29,3	13,7	29,3	20,8
16/fev	25,8	12,6	33,4	21,1
17/fev	29,9	14,0	23,4	14,9
18/fev	33,8	15,5	33,4	22,2
19/fev	33,6	16,1	23,8	17,0
20/fev	30,6	14,1	29,2	21,3
21/fev	36,8	16,8	36,4	24,2
22/fev	32,3	14,8	29,9	21,3
23/fev	35,0	15,9	32,8	22,8
24/fev	31,3	14,2	30,6	14,7
25/fev	32,6	14,8	31,1	21,5
26/fev	32,9	14,9	35,2	22,2
27/fev	36,1	16,3	34,5	23,0
28/fev	36,1	16,3	36,9	23,2
01/mar	35,2	16,1	33,1	20,3
02/mar	33,4	15,3	30,1	21,4
03/mar	32,8	15,0	32,9	20,2
04/mar	20,0	9,0	21,7	12,9
05/mar	32,0	14,7	33,2	20,5
06/mar	35,7	16,3	31,5	21,9
07/mar	33,3	15,4	29,8	20,9
08/mar	31,7	14,8	24,7	16,8
09/mar	34,4	15,7	31,5	21,3
10/mar	29,7	13,8	33,1	20,9
11/mar	30,9	14,2	33,1	21,4
12/mar	19,8	9,0	19,3	12,8
13/mar	16,0	7,2	16,6	9,0
14/mar	32,1	14,7	31,8	20,2
15/mar	34,7	16,2	33,4	22,3
16/mar	35,7	16,2	32,6	23,6
17/mar	36,1	16,5	30,2	21,1
18/mar	35,4	16,1	34,9	21,7



Dia Válido  
 Dia Inválido/Corrigido

19/mar	35,7	16,0	36,7	23,4
20/mar	36,1	16,3	38,9	24,1
21/mar	33,9	15,4	34,3	21,7
22/mar	33,0	14,9	35,6	22,2
23/mar	32,8	14,8	32,1	22,1
24/mar	31,4	14,2	30,4	20,4
25/mar	31,0	13,9	31,0	19,2
26/mar	16,9	7,6	19,2	11,3
27/mar	27,7	13,4	29,8	14,0
28/mar	29,5	13,6	27,8	18,4
29/mar	30,8	14,0	29,4	20,9
30/mar	15,6	7,1	13,1	8,8
31/mar	21,6	10,0	22,4	15,3
01/abr	28,8	13,1	28,2	20,6
02/abr	26,1	11,7	21,5	16,2
03/abr	34,7	15,7	33,2	22,7
04/abr	33,7	15,2	35,6	22,5
05/abr	35,0	15,7	36,3	23,3
06/abr	28,0	14,5	30,7	20,0
07/abr	21,2	9,6	24,3	14,2
08/abr	10,8	4,9	13,7	8,4
09/abr	34,8	15,6	36,0	23,2
10/abr	34,1	15,2	31,2	21,7
11/abr	34,7	15,5	33,2	22,5
12/abr	29,8	13,3	28,5	18,5
13/abr	31,7	14,4	31,3	22,7
14/abr	32,3	14,4	33,0	21,3
15/abr	29,1	13,3	29,9	16,9
16/abr	34,2	14,9	34,5	22,1
17/abr	27,6	12,8	27,1	18,5
18/abr	32,0	13,9	29,5	19,4
19/abr	33,2	14,2	34,9	21,1
20/abr	26,6	12,2	26,2	15,1
21/abr	32,2	13,7	34,1	21,2
22/abr	24,2	10,3	30,2	21,3
23/abr	17,8	7,8	19,5	14,3
24/abr	31,0	13,9	30,6	20,3
25/abr	22,2	10,5	20,3	13,7
26/abr	20,7	9,4	17,3	11,8
27/abr	27,5	12,9	26,7	19,3
28/abr	31,6	13,4	32,5	21,0
29/abr	26,7	11,9	25,5	18,2
30/abr	31,7	13,4	30,3	19,9
01/mai	19,8	8,5	20,3	14,0
02/mai	32,5	13,6	34,7	21,0
03/mai	32,5	13,6	32,5	22,0
04/mai	21,8	9,5	25,4	14,3
05/mai	30,9	13,4	29,6	19,7
06/mai	33,6	13,3	30,9	22,3
07/mai	31,4	12,7	36,7	21,6



Dia Válido  
 Dia Inválido/Corrigido

08/mai	26,6	11,3	22,8	15,7
09/mai	26,3	11,1	20,0	14,9
10/mai	30,6	12,8	23,4	19,0
11/mai	27,7	11,1	20,2	19,3
12/mai	25,9	10,9	22,8	14,7
13/mai	19,7	9,2	22,1	15,0
14/mai	31,3	11,7	33,0	20,1
15/mai	30,9	10,5	32,9	20,7
16/mai	29,3	9,6	32,0	20,3
17/mai	27,8	11,4	27,2	19,4
18/mai	31,3	10,0	31,9	21,3
19/mai	28,0	10,0	32,1	20,6
20/mai	28,8	10,4	33,0	20,5
21/mai	21,7	8,9	22,6	14,6
22/mai	25,7	10,2	26,3	17,8
23/mai	22,5	8,1	23,9	15,6
24/mai	30,4	11,4	28,2	20,9
25/mai	29,3	11,0	28,9	19,8
26/mai	24,9	10,3	25,2	18,6
27/mai	27,0	10,5	26,8	18,1
28/mai	24,5	9,8	26,4	15,5
29/mai	28,1	11,3	27,6	19,0
30/mai	26,3	10,9	27,6	19,1
31/mai	26,6	10,0	29,1	16,3
01/jun	24,0	9,4	23,6	17,3
02/jun	28,8	8,6	33,2	21,0
03/jun	28,9	10,0	30,9	19,3
04/jun	29,1	11,1	29,0	20,8
05/jun	29,2	8,7	29,9	20,2
06/jun	29,3	10,1	24,6	18,8
07/jun	14,3	4,6	27,0	17,4
08/jun	24,7	9,9	24,8	14,9
09/jun	24,8	9,6	25,0	15,3
10/jun	23,5	9,5	26,9	16,6
11/jun	21,6	8,8	25,4	16,4
12/jun	24,4	9,7	24,7	14,5
13/jun	14,9	5,9	16,8	11,0
14/jun	25,2	9,9	24,6	17,8
15/jun	19,0	7,2	18,6	12,1
16/jun	23,0	8,8	23,6	12,8
17/jun	5,9	2,8	7,4	4,4
18/jun	23,7	8,7	25,6	15,2
19/jun	29,7	11,1	26,5	18,5
20/jun	21,4	8,8	22,1	14,4
21/jun	28,1	11,5	25,0	17,1
22/jun	23,0	8,9	23,6	14,1
23/jun	17,4	5,9	20,4	14,6
24/jun	23,1	9,5	25,8	16,6
25/jun	26,8	10,7	26,6	17,5
26/jun	23,0	7,9	25,4	14,1



Dia Válido  
 Dia Inválido/Corrigido

27/jun	17,1	6,9	19,6	11,5
28/jun	19,4	7,5	21,0	13,9
29/jun	17,7	7,3	23,1	13,6
30/jun	19,3	7,8	21,1	16,1
01/jul	17,8	7,4	18,8	14,3
02/jul	27,0	10,1	28,8	19,5
03/jul	26,7	9,2	26,9	16,7
04/jul	29,4	8,0	31,3	19,9
05/jul	21,6	8,7	20,8	14,4
06/jul	29,2	9,7	31,6	19,8
07/jul	29,2	9,3	31,8	19,7
08/jul	18,4	7,6	19,3	11,9
09/jul	26,7	10,9	25,7	17,7
10/jul	25,0	10,3	24,9	15,4
11/jul	20,2	8,4	23,1	12,9
12/jul	22,6	9,3	26,5	18,1
13/jul	11,0	4,9	13,5	7,8
14/jul	18,6	7,8	17,0	11,6
15/jul	30,5	10,3	33,1	21,0
16/jul	29,9	9,8	27,2	20,4
17/jul	30,9	8,3	33,4	21,8
18/jul	31,3	8,9	34,8	18,4
19/jul	17,8	7,3	19,1	11,8
20/jul	12,2	5,4	16,6	9,2
21/jul	25,4	10,7	22,3	17,1
22/jul	19,7	8,3	21,5	13,9
23/jul	25,3	10,3	26,8	10,8
24/jul	14,8	6,4	18,1	10,4
25/jul	26,3	11,0	26,2	17,9
26/jul	17,2	7,1	19,7	11,0
27/jul	19,6	7,6	23,1	11,5
28/jul	26,0	9,9	25,7	17,5
29/jul	30,3	12,1	29,3	22,3
30/jul	18,3	7,7	21,0	12,4
31/jul	32,7	12,2	31,9	20,5
01/ago	11,8	5,3	15,6	8,1
02/ago	28,0	11,6	18,9	14,7
03/ago	24,2	10,1	27,6	19,8
04/ago	29,8	12,8	29,9	20,4
05/ago	21,2	9,2	23,5	14,0
06/ago	24,7	10,4	25,7	16,8
07/ago	30,5	13,0	30,0	20,0
08/ago	19,6	8,4	22,3	12,6
09/ago	32,3	13,8	32,2	19,4
10/ago	32,2	13,6	32,3	22,5
11/ago	30,8	13,1	28,9	20,3
12/ago	22,9	9,6	24,9	16,8
13/ago	24,9	10,6	25,3	18,4
14/ago	23,9	10,5	27,4	16,4
15/ago	27,0	11,8	24,7	15,5



Dia Válido  
 Dia Inválido/Corrigido

## Excelente desempenho

- Eficiência Máxima de até 97,8%
- Eficiência do MPPT > 99,9%
- TDHi menor que 5%
- Modo bateria para horários de ponta
- Sem transformador para baixo custo e tamanho compacto
- Interface de comunicação: Wi-Fi, USB e RS RS485 (MODBUS RTU)
- Maior geração de energia ao amanhecer e entardecer (tensão de partida 80V)

## Alta segurança e confiabilidade

- IP65 anti-poeira e à prova d'água
- Ampla gama de tensão do MPPT

## Projeto orientado para o cliente

- LCD em português
- Monitoração e comunicação
- Design de baixo ruído e sem ventilador
- Fácil e rápida instalação
- Peso < 14Kg

Para obter mais informações sobre qualquer um de nossos produtos ou serviços, visite-nos na Web em:

[www.phb.com.br](http://www.phb.com.br)

Tel: 3835-8300



- ✓ Inversor Solar Fotovoltaico certificado pelo **INMETRO**
- ✓ Inversor com sistema de comunicação Wi-fi homologado na **ANATEL**
- ✓ 3 modelos certificados da linha NS:  
**PHB1500-NS - PHB3000-NS - PHB5000D-NS**
- ✓ Atende as Normas (ABNT-NBR-16149; ABNT-NBR-16150; ABNT-NBR-IEC-62116).
- ✓ Possui a garantia de **5 anos** para defeitos de fabricação. (ver observação no manual)



PHB5000D-NS, INVERSOR FOTOVOLTAICO



PHB3000-NS, INVERSOR FOTOVOLTAICO



PHB1500-NS, INVERSOR FOTOVOLTAICO

A PHB Eletrônica completa 32 anos de experiência no mercado de Fontes de alimentação, Sistemas Retificadores, Conversores e Sistemas de Energia em geral e a partir deste ano lança sua linha de **Inversores Fotovoltaicos Monofásicos NS** para geração distribuída que atende as Normas (**ABNT-NBR-16149; ABNT-NBR-16150; ABNT-NBR-IEC-62116**), nas quais teve grande participação na elaboração e coordenação.

Os inversores fotovoltaicos são adequados para sistemas residenciais, industriais, comerciais e demais ambientes. Possui um conceito industrial moderno que facilita a instalação e manuseio, além de possuir um design inovador.

A PHB adquiriu todos os equipamentos de testes necessários para atender os requisitos técnicos que as normas exigem. Possui seu próprio laboratório pronto para o desenvolvimento, teste e manutenção de seus inversores.

## Dados Técnicos

Inversores Fotovoltaicos (Solares) PHB série NS e D-NS (1 e 2 SPMP (MPPT) / Monofásico)

Modelo	PHB1500-NS	PHB3000-NS	PHB5000D-NS
<b>Dados da Entrada CC</b>			
Max. Potência Fotovoltaica [W]	1950	3900	6500
Max. Tensão CC [V]	450	500	580
Faixa de Operação SPMP (MPPT) [V]	80~400	80~450	125~550
Tensão CC de Partida [V]	80	80	120
Corrente CC Máxima [A]	10	15	11/11
N° Strings / MPPT	1/1	1/1	2/2
Conector CC	MC4 / Phoenix / Amphenol		
Consumo em Standby [W]	5		
<b>Dados da Saída CA</b>			
Potência CA Nominal [W]	1500	3000	5000
Max. Potência CA [W]	1500	3000	5000
Max. Corrente CA [A]	7.5	13.5	22.8
Saída Nominal CA	60Hz; 220Vca		
Faixa de Operação CA	57.5~62Hz; 176~242Vca		
THD	<5%		
Fator de Potência	Unitário		0.95 indutivo...0.95 capacitivo
Conexão CA	Monofásica / Bifásica		
<b>Eficiência</b>			
Max. Eficiência	97.0%	97.5%	97.8%
Eficiência SPMP (MPPT)	>99.9%	>99.9%	>99.9%
<b>Segurança do Equipamento</b>			
Monitoramento de corrente de fuga	Integrado		
Proteção Anti-ilhamento	AFD (Active Frequency Drift)		
Monitoramento de Rede	VDE 0126-1-1, EN50438, G83/2, AS4777.2/3	VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1/A1, G83/59, AS4777.2/3, EN50438	
NBR (Normas Brasileiras)	ABNT NBR 16149, 16150 e ABNT NBR IEC 62116		
<b>Normas de Referência</b>			
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4		
Segurança	IEC 62109-1&-2, AS3100		
<b>Dados Gerais</b>			
Dimensões (L*A*P) [mm]	344*312.5*135		347*431*150
Peso Líquido [kg]	7.5	8.5	14
Ambiente de Operação	Interno ou Externo		
Montagem	Fixação em parede		
Temperatura de Operação	-25~60°C		
Umidade relativa	0~95%		
Altitude	4000m (> 3000m com derate)		
Grau de Proteção IP	IP65		
Topologia	Sem Transformador		
Ventilação	Convecção Natural		
Nível de Ruído [dB]	<25		
Display	LCD 2 linhas x 16 caracteres (Português)		
Comunicação	Wi-Fi, USB2.0 e RS485 (MODBUS RTU)		
Cor	Vermelho		
Garantia [anos]	5/10/15/20/25 (a combinar)		

### Suporte Técnico

A PHB mantém uma estrutura de equipamentos calibrados, "setups" de testes e técnicos treinados, para proporcionar aos seus clientes um rápido serviço de reparo.

### Atende a todas as tensões do PRODIST

Atenta as divergências da rede Brasileira, a PHB oferece um software que permite alterar as faixas de operação, que permite a instalação em qualquer parte do território nacional.

Para obter mais informações sobre qualquer um de nossos produtos ou serviços, visite-nos na Web em:

[www.phb.com.br](http://www.phb.com.br)

Tel: 3835-8300

# Eagle 72P

## 320-340 Watt

### POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.  
IEC61215, IEC61730 certified products.



(5BB)



## KEY FEATURES



### 5 Busbar Solar Cell:

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



### High Power Output:

Polycrystalline 72-cell module achieves a power output up to 340Wp.



### PID RESISTANT

Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.



### Low-light Performance:

Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



### Severe Weather Resilience:

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



### Durability against extreme environmental conditions:

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

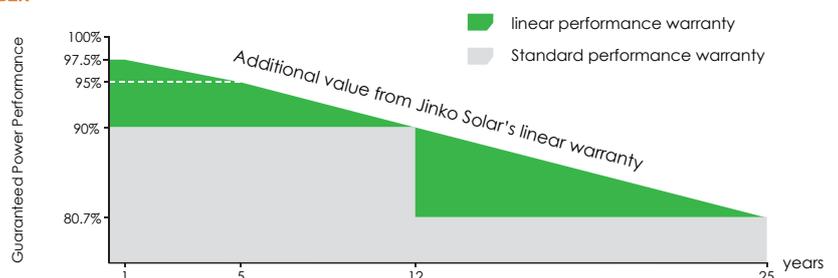


### Temperature Coefficient:

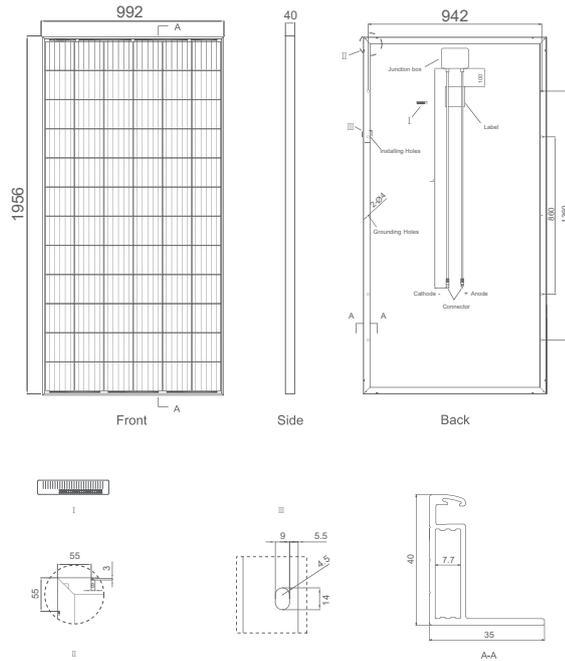
Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



## Engineering Drawings

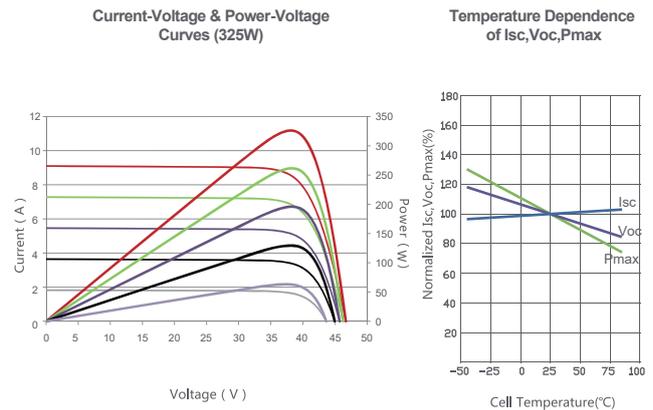


## Packaging Configuration

( Two pallets=One stack )

26pcs/pallet, 52pcs/stack, 624 pcs/40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm <sup>2</sup> , Length: 1200mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM320PP-72		JKM325PP-72		JKM330PP-72		JKM335PP-72		JKM340PP-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	320Wp	237Wp	325Wp	241Wp	330Wp	245Wp	335Wp	249Wp	340Wp	253Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V	38.2V	35.9V
Maximum Power Current (Imp)	8.56A	6.83A	8.66A	6.89A	8.74A	6.94A	8.82A	6.99A	8.91A	7.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.4V	43.0V	46.7V	43.3V	46.9V	43.6V	47.2V	43.8V	47.5V	44.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.05A	7.35A	9.10A	7.40A	9.14A	7.45A	9.18A	7.52A	9.22A	7.98A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.75%		17.01%		17.26%		17.52%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup>

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

# Eagle PERC 72 340-360 Watt

MONO CRYSTALLINE MODULE

\*1500V Available

Positive power tolerance of 0 ~+3%



PERC

(4BB)



## KEY FEATURES



### High Voltage

1000V standard; 1500V option lowers BOS costs and yields better LCOE



### Innovative Solar Cells

Four busbar cell technology improves module efficiency



### PID-Free

World's 1st PID-Free module at 85°C /85%RH



### Low-Light Performance

New glass technology improves light absorption and retention



### Strength and Durability

Certified for high snow (5400Pa) and wind (2400Pa) loads



### Weather Resistance

Certified for salt mist and ammonia resistance

## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

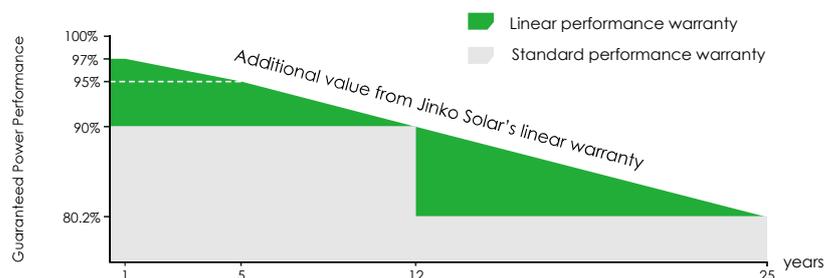
10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty

- ISO9001:2008 Quality Standards
- ISO14001:2004 Environmental Standards
- OHSAS18001 Occupational Health & Safety Standards

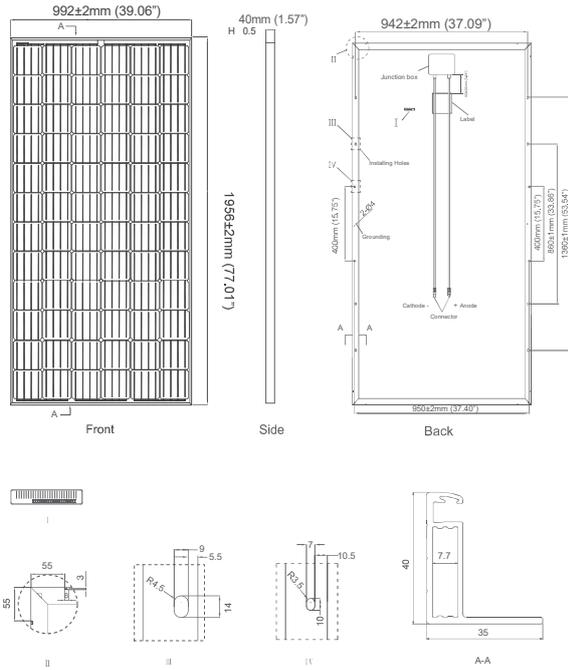
Nomenclature:

JKM360PP - 72 - T

Code	Certification
null	1000V
1500V	1500V



## Engineering Drawings

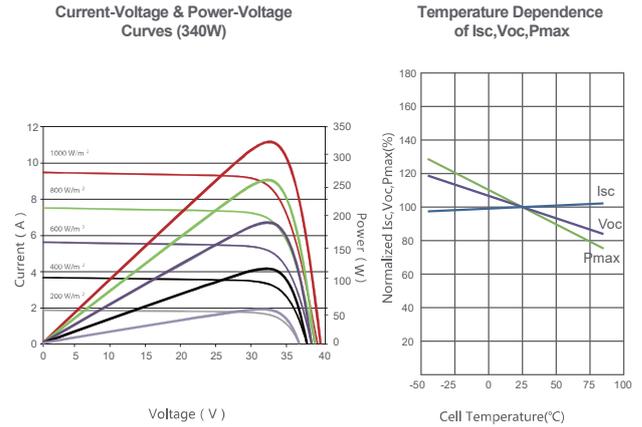


## Packaging Configurations

( Two boxes = One pallet )

26pcs/ box , 52pcs/pallet, 624 pcs/40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono-crystalline PERC 156×156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956x992x40mm (77.01x39.06x1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	12 AWG, Length:1200mm (47.24 inch)
Fire Type	Type 1

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM340M-72-V		JKM345M-72-V		JKM350M-72-V		JKM355M-72-V		JKM360M-72-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	340Wp	254Wp	345Wp	258Wp	350Wp	262Wp	355Wp	266Wp	360Wp	270Wp
	38.7V	36.8V	38.9V	37.0V	39.1V	37.2V	39.3V	37.5V	39.5V	37.7V
Maximum Power Current (Imp)	8.79A	6.89A	8.87A	6.98A	8.94A	7.05A	9.04A	7.09A	9.12A	7.17A
	47.1V	45.5V	47.3V	45.8V	47.5V	46.0V	47.8V	46.2V	48.0V	46.5V
Short-circuit Current (Isc)	9.24A	7.33A	9.31A	7.38A	9.38A	7.46A	9.45A	7.54A	9.51A	7.61A
	17.52%		17.78%		18.01%		18.31%		18.57%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC(UL)									
Maximum series fuse rating	15A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.39%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.05%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\* STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

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

© Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved specifications included in this datasheet are subject to change without notice.  
US-MKT-360M-72-V\_v1.0\_rev2017