



industriales
etsii

Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Industrial

Tecnologías fotovoltaicas para integración en edificios: análisis comparativo.

TRABAJO FIN DE FIN DE MÁSTER

MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Autor: Federico Arturo Tvarez
Echavarría

Director: Antonio Urbina Yeregui
Codirector: José Abad López



Universidad
Politécnica
de Cartagena

Cartagena, España 2018

1 Índice

Índice general

1	Índice	2
1.1	Índice de gráficos	3
1.2	Índice de figuras	5
1.3	Índice de tablas	6
1.4	Índice de ecuaciones	6
2	Introducción	7
3	Objetivos	10
3.1	Objetivo General	10
3.2	Objetivos Específicos	12
4	Marco Teórico	12
4.1	Energía Solar Fotovoltaica	12
4.2	Tecnologías Fotovoltaicas	14
4.2.1	Tecnología de silicio cristalino (c-Si)	15
4.2.2	Tecnología de película delgada (TFSC)	18
4.2.3	Tecnología de células solares híbridas	22
4.2.4	Tecnología de células solares sensibilizadas por colorante (DSSC)	22
4.2.5	Tecnología Orgánica polimérica (OPV)	24
5	Instalaciones Fotovoltaicas Integradas a las edificaciones (BIPV).	26
5.1	Casos de estudio	28
5.1.1	Florianópolis, Brasil	28
5.1.2	Yongin Gyeonggi Do, Corea del Sur	29
5.2	Parámetros	31
5.2.1	Radiación solar	31
5.2.2	Irradiancia (G)	32
5.2.3	Irradiación	32
5.2.4	La temperatura del módulo (T)	32
5.2.5	Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	33
5.2.6	Voltaje de máxima potencia (V_{mpp})	33
5.2.7	Corriente de cortocircuito (I_{sc})	33
5.2.8	Corriente de máxima potencia (I_{mpp})	33
5.2.9	Punto de máxima potencia (P_{mpp})	34

5.2.10	Factor de llenado (FF).....	34
5.2.11	Resistencia en serie (Rs).....	35
5.2.12	Resistencia en paralelo (Rp).....	35
5.2.13	Eficiencia (η).....	35
6	Metodología.....	36
6.1	Adquisición de datos.....	36
6.2	Procesamiento de los datos.....	38
6.2.1	Silicio cristalino (c-Si).....	38
6.2.2	Silicio amorfo (a-Si).....	43
6.2.3	Teluro de Cadmio (CdTe).....	46
6.2.4	Comparación de las diferentes tecnologías.....	51
6.3	Resumen.....	54
7	Conclusiones.....	55
7.1	Trabajos futuros.....	56
8	Bibliografía.....	56
9	Anexos.....	59
9.1	Ficha técnica de los módulos utilizados.....	59
	Silicio cristalino.....	59
	Silicio amorfo.....	60
	Teluro de cadmio.....	61

1.1 Índice de gráficos

Gráfico 1. Estimación del consumo energético mundial hasta el año 2030. Fuente: (Kumar & Kumar, 2017).....	7
Gráfico 2. Capacidad de generación renovable por fuente de energía. Fuente: IRENA.	8
Gráfico 3. Costo nivelado global de electricidad de tecnologías de generación de energía renovable a escala de servicios públicos, 2010-2017. Fuente: IRENA.	9
Gráfico 4. Evolución en la eficiencia en conversión de energía de las diferentes tecnologías fotovoltaicas desde 1975 hasta la actualidad. Fuente: NREL 2018.....	14
Gráfico 5. Porcentajes de abundancia del silicio y otros minerales de la tierra. Fuente: Wikipedia.	16
Gráfico 6. Curva I - V del PV Cube conformado por módulos de c-Si para diferentes niveles de irradiancia. Fuente: Propia.....	39
Gráfico 7. Efecto de la irradiancia sobre la potencia de los módulos fotovoltaicos de c-Si. Fuente: Propia.....	39
Gráfico 8. Comportamiento de la I_{sc} e I_{mpp} en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de c-Si. Fuente: Propia.....	40

Gráfico 9. Tendencia lineal de la I_{sc} y la I_{mpp} frente a la G en los módulos s-Ci. Fuente: Propia.	40
Gráfico 10. Comportamiento de la V_{oc} y V_{mpp} en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de c-Si. Fuente: Propia.....	40
Gráfico 11. Tendencia logarítmica del V_{oc} frente a la G en los módulos c-Si. Fuente: Propia. ..	41
Gráfico 12. Comportamiento de la R_p y la R_s en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de c-Si. Fuente: Propia.....	41
Gráfico 13. Comportamiento del FF y la Eficiencia en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de c-Si. Fuente: Propia.	42
Gráfico 14. Comportamiento de la I_{sc} , el V_{oc} y la P_{max} en función de la T en el PV Cube de c-Si.	42
Gráfico 15. Curva $I - V$ del PV Cube conformado por módulos de a-Si para diferentes niveles de irradiancia. Fuente: Propia.....	43
Gráfico 16. Efecto de la irradiancia sobre la potencia de los módulos fotovoltaicos de a-Si. Fuente: Propia.....	44
Gráfico 17. Comportamiento de la I_{sc} e I_{mpp} en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de a-Si. Fuente: Propia.	44
Gráfico 18. Comportamiento de la V_{oc} y V_{mpp} en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de a-Si. Fuente: Propia.	45
Gráfico 19. Tendencia logarítmica del V_{oc} y V_{mpp} frente a la G en los módulos a-Si. Fuente: Propia.	45
Gráfico 20. Comportamiento de la R_p y la R_s en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de a-Si. Fuente: Propia.	45
Gráfico 21. Comportamiento del FF y la Eficiencia en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de a-Si. Fuente: Propia.	46
Gráfico 22. Comportamiento de la I_{sc} , el V_{oc} y la P_{max} en función de la T en el PV Cube de a-Si.	46
Gráfico 23. Curvas $I - V$ del PV Cube conformado por módulos de a-Si para diferentes niveles de irradiancia. Fuente: Propia.....	47
Gráfico 24. Efecto de la irradiancia sobre la potencia de los módulos fotovoltaicos de CdTe. Fuente: Propia.....	48
Gráfico 25. Comportamiento de la I_{sc} e I_{mpp} en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de CdTe. Fuente: Propia	48
Gráfico 26. Comportamiento de la V_{oc} y V_{mpp} en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de CdTe. Fuente: Propia.	49
Gráfico 27. Comportamiento de la R_p y la R_s en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de CdTe. Fuente: Propia.	49
Gráfico 28. Comportamiento del FF y la Eficiencia en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de CdTe. Fuente: Propia.	50
Gráfico 29. Comportamiento de la I_{sc} , el V_{oc} y la P_{max} en función de la T en el PV Cube de CdTe. Fuente: Propia.....	50

1.2 Índice de figuras

Figura 1. Ejemplos de diferentes instalaciones de integración arquitectónica. Fuentes: [6] & www.pinterest.com.	10
Figura 2. Localización y ubicación de los PV Cubes. Fuente: Propia.	11
Figura 3. PV Cubes instalados en la azotea del Instituto Universitario de Investigación en Óptica y Nanotecnología de la Universidad de Murcia. Fuente: [7].....	11
Figura 4. Efecto fotovoltaico en una célula solar. Fuente: www.ecoefecto.com	13
Figura 5. Circuito cerrado de una célula solar. Fuente: [1]	13
Figura 6. Diferentes tecnologías fotovoltaicas. Fuente: [12]	15
Figura 7. Imagen e información química del silicio. Fuente Propia	16
Figura 8. Células solares de silicio monocristalino. Fuente: www.AliExpress.com.....	17
Figura 9. Células solares de silicio policristalino. Fuente: www.AliExpress.com	18
Figura 10. Célula solar de película delgada. Fuente: energiasolarfotovoltaica.org	19
Figura 11. Comparación visual de célula de silicio amorfo con respecto a silicio poli y mono cristalino. Fuente: www.enersave.com.	19
Figura 12. Instalación solar de a-Si sobre el techo de una residencia. Fuente: Wikipedia.	20
Figura 13. Planta fotovoltaica Topaz Solar de 550 MW de CdTe localizada en California, Estados Unidos. Fuente: TechXplore.com.	20
Figura 14. Célula solar de CIS/CIGS. Fuente: www.heliosfera.com	21
Figura 15. Célula Solar DSSC transparente. Fuente: Borderstep Institute for Innovation and Sustainability.	23
Figura 16. Esquema del funcionamiento de una DSSC. Fuente: Wikipedia	24
Figura 17. Célula solar de polímero orgánico. Fuente: onoe-design.dk	25
Figura 18. Un ejemplo de BIPV (izquierda) en el que los módulos fotovoltaicos se combinan y forman parte del techo y un ejemplo de BAPV (derecha) en el que los módulos fotovoltaicos están fijadas a la azotea del edificio. Fuente: [2].	26
Figura 19. Estimación del crecimiento en MW instalados en IBPV. Fuente: CISD, Países Bajos. Presentado por Stanislas Merlet, Multiconsult.....	27
Figura 20. Sistema fotovoltaico tradicional de techo de silicio cristalino en una casa familiar (izquierda) y Sistema fotovoltaico de techo de silicio amorfo de película delgada en el Teatro Universitario de la Universidad Federal de Santa Catarina (derecha), en Florianópolis, Brasil. Fuente: [24]	28
Figura 21. Modelo utilizado para hacer el estudio comparativo. Ventana tradicional (izquierda) y ventana BIPV (derecha) y disposición física de los sensores de temperatura. Fuente: [25]....	30
Figura 22. Espectro de la radiación solar en la atmosfera (amarilla) en la superficie de la tierra (roja). Fuente: www.phinet.cl	31
Figura 23. Efectos de la irradiancia (izquierda) y la temperatura (derecha) en las células solares. Fuente: [12]	33
Figura 24. Curva característica corriente-voltaje (I-V), obtenida en condiciones estándar, de una célula fotovoltaica. Fuente: [8].	34
Figura 25. Representación gráfica del factor de llenado (FF). Fuente: http://mehran005.blogspot.com	35
Figura 26. Trazador de curvas I – V marca Adler PVPM 1000CX. Fuente: [27]	36
Figura 27. Cruce entre la curva I-V a menor G (332 W/m ²) con una curva a G mayor (930 W/m ²). Fuente: Propia.....	43

Figura 28. Cruce entre la curva I-V a menor G (265 W/m ²) con curva a G mayor (304 W/m ²). Fuente: Propia.	48
Figura 29. Efecto de la irradiancia sobre la I _{sc} , Voc y P _{max} en los distintos PV Cubes. Fuente: Propia.	51
Figura 30. Efecto de la irradiancia sobre la I _{mpp} , V _{mpp} y P _{mpp} en los distintos PV Cubes. Fuente: Propia.	51
Figura 31. Efecto de la irradiancia sobre la eficiencia y el factor de llenado en los distintos PV Cubes. Fuente: Propia.	52
Figura 32. Efecto de la temperatura sobre la I _{sc} , Voc y P _{max} en los distintos PV Cubes. Fuente: Propia.	52
Figura 33. Efecto de la temperatura sobre la I _{mpp} , V _{mpp} y P _{mpp} en los distintos PV Cubes. Fuente: Propia.	53
Figura 34. Efecto de la temperatura sobre la eficiencia y el factor de llenado en los distintos PV Cubes. Fuente: Propia.	53

1.3 Índice de tablas

Tabla 1. Mediciones clave de irradiancia y su aplicación al análisis de recursos solares. Fuente: [26].	32
Tabla 2. Tabla resumen de los parámetros calculados a lo largo de la investigación. Fuente: Propia.	54

1.4 Índice de ecuaciones

Ecuación 1. Fórmula de la Potencia en el punto de máxima potencia (P _{mpp}).	34
Ecuación 2. Formula del factor de llenado (FF).	35
Ecuación 3. Formula de la eficiencia.	36

2 Introducción

Cada año los seres humanos nos volvemos más dependientes de la energía eléctrica, lo que implica un crecimiento en la demanda energética mundial, esto se debe a al incremento de la población mundial y a la evolución industrial. En la actualidad, la generación de energía liderada por fuentes de energía convencionales tiene un gran impacto en las condiciones ambientales y la fiabilidad debido al agotamiento más rápido de los combustibles fósiles. Se proyecta que entre el 2006 y el 2030 el consumo de energía incremente en un 44% [1].

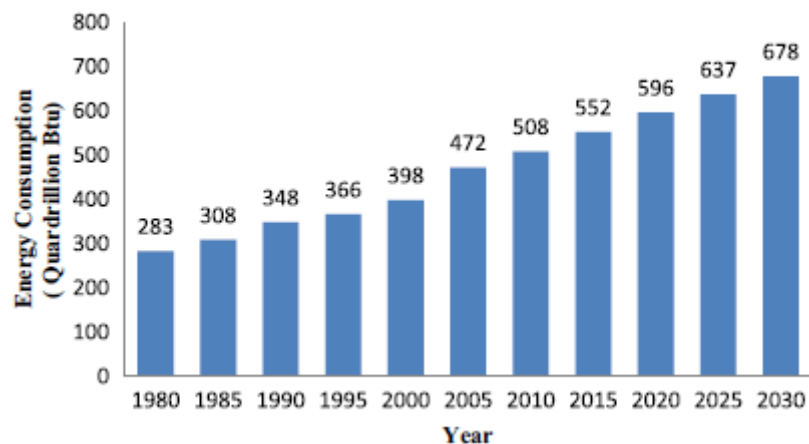


Gráfico 1. Estimación del consumo energético mundial hasta el año 2030. Fuente: [1].

La energía es el factor más importante para el desarrollo de cualquier nación, por esta razón muchos países están aplicando medidas para incluir energías renovables dentro de su matriz energética, de los cuales podemos mencionar el Programa de medición neta en la República Dominicana, la publicación de Reales Decretos que establecieron primas para el régimen especial en España, entre otras.

Entre todas las fuentes de energía renovables, la energía solar es la que está ganando más interés ya que el sol es la fuente de energía más abundante y es capaz de satisfacer la demanda de energía mundial. De todos los recursos de energía renovable actualmente disponibles, la energía solar es la más abundante, inagotable y limpia [2]. En un día, la irradiación del sol en la tierra da alrededor de 10.000 veces más energía que el uso diario de la humanidad. El desafío es recolectar esta energía disponible a un costo razonable [3].

En la actualidad es la tercera energía renovable con mayor capacidad instalada, detrás de la energía hidráulica con 1,152 GW (53%) y la energía eólica con unos 514 GW (24%). A finales de 2017 había instalados 397 GW fotovoltaicos en el mundo, lo que representa el 18% del total de energía renovable instalada a nivel mundial, unos 2.179 GW en total [4].

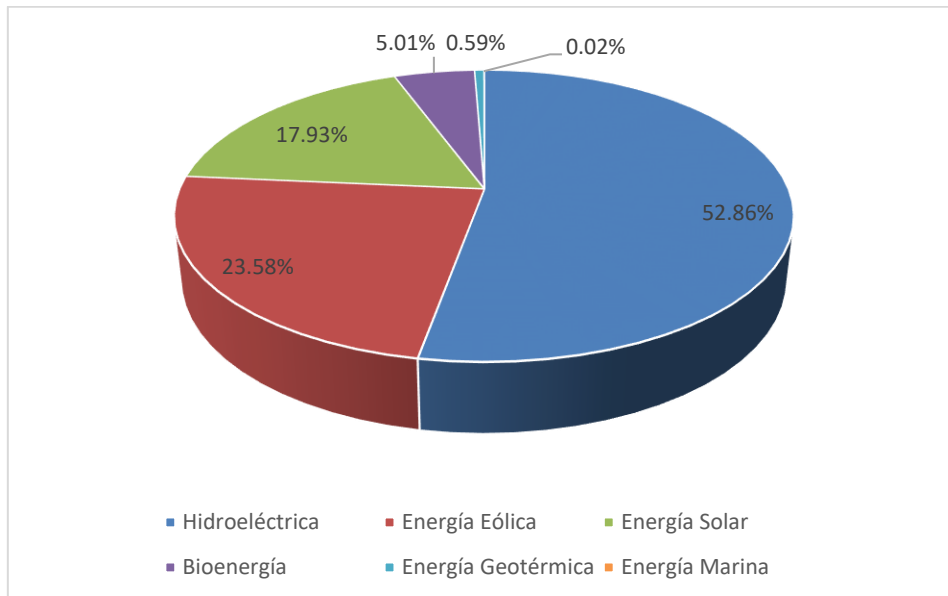


Gráfico 2. Capacidad de generación renovable por fuente de energía. Fuente: IRENA.

Actualmente el coste medio de la energía producida o LCOE por sus siglas en inglés para “Levelised Cost Of Electricity”, promedio ponderado global de la energía solar fotovoltaica a escala de servicios públicos en el 2017 hasta a 0,08 €/kWh. Cada vez más, esta tecnología compite cara a cara con las fuentes de energía convencionales cuyo costo está entre 0,04 y 0,14€/kWh, dependiendo del tipo de combustible y del país del que se hable, sin ningún tipo de apoyo financiero [5]. A medida que los precios de las tecnologías bajan, se abren nuevos mercados relacionados con la energía fotovoltaica.

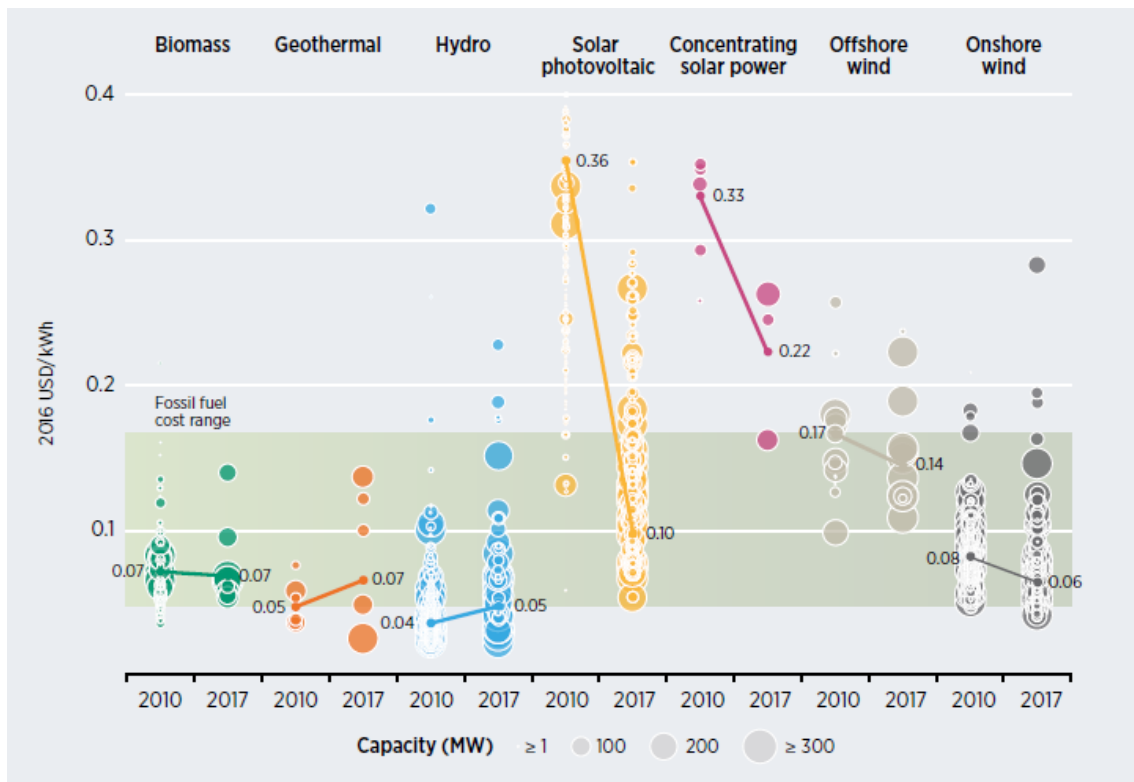


Gráfico 3. Costo nivelado global de electricidad de tecnologías de generación de energía renovable a escala de servicios públicos, 2010-2017. Fuente: IRENA.

Uno de los ejemplos más novedosos dentro de las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica es la construcción de instalaciones fotovoltaicas integradas a las edificaciones o BIPV por sus siglas en inglés de “Building Integrated Photovoltaics”. En este tipo de aplicación los módulos están integrados a la edificación reemplazando las partes tradicionales de la construcción, por ejemplo, el techo, la envolvente de los edificios, las marquesinas, entre otras. En este contexto, la integración del BIPV limita los costos de la instalación al cumplir múltiples propósitos, donde el costo del sistema fotovoltaico se ve compensado por el ahorro energético y el ahorro en materiales de construcción [3].



Figura 1. Ejemplos de diferentes instalaciones de integración arquitectónica. Fuentes: [6] & www.pinterest.com.

Las principales opciones para la integración de células fotovoltaicas a las edificaciones son en los techos inclinados, techos planos, fachadas en sistemas de sombreado. Aunque las instalaciones inclinadas al sur (o al norte, dependiendo del hemisferio terrestre donde se encuentre el sistema) suelen ser los más utilizados debido al ángulo favorable con el sol [3]. Debido a que se hemos utilizado bloques experimentales llamados “PV Cubes” que simulan edificios con diferentes orientaciones de fachada para simular las diferentes caras de las edificaciones, el método que se desarrollara a lo largo de esta investigación es el de paneles fotovoltaicos integrados en fachadas y en los techos de las edificaciones.

Dentro de los parámetros que deben tomarse en cuenta en el momento de realizar cualquier instalación fotovoltaica son, además de la irradiancia (G) que van a recibir los módulos fotovoltaicos, son la temperatura al que vayan a trabajar dichos módulos (T), el potencial o voltaje de circuito abierto (V_{oc}), la corriente de cortocircuito (I_{sc}), el punto de máxima potencia (P_{mpp}), el factor de llenado (FF) y la eficiencia (η), estos parámetros serán explicados más adelante.

3 Objetivos

3.1 Objetivo General

En este trabajo se van a caracterizar eléctricamente módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologías integrados en los PV Cubes. Estos cubos experimentales están instalados en la azotea del Instituto Universitario de Investigación en Óptica y Nano física (IUOyN) de la Universidad de Murcia localizado en 38°01'24.5"Norte, 1°10'32.2"Oeste.

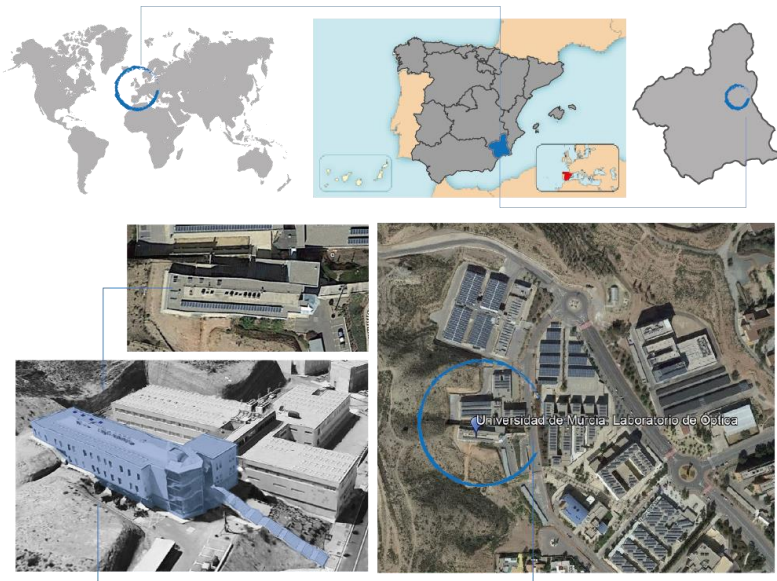


Figura 2. Localización y ubicación de los PV Cubes. Fuente: Propia.

Se realizó un estudio de la eficiencia de los módulos a partir de la irradiancia y la temperatura de la zona geográfica donde están instalados, en función de su orientación para diversas tecnologías fotovoltaicas.



Figura 3. PV Cubes instalados en la azotea del Instituto Universitario de Investigación en Óptica y Nanotecnología de la Universidad de Murcia. Fuente: [7]

Cada uno de los PV Cubes está integrado de una tecnología fotovoltaica distinta, en este caso las tecnologías utilizadas son las siguientes:

- Tecnología de silicio cristalino (c-Si)
- Tecnología de película delgada de silicio amorfo (a-Si)
- Tecnología de película delgada de telurio de cadmio (CdTe)
- Tecnología orgánica con capa activa de P3HT: PCBM (OPV)

3.2 Objetivos Específicos

- Determinar eficiencias actuales de cada una de las tecnologías que se van a evaluar a partir de investigación científica.
- Estudio de las medidas y cálculo de las características I-V de los módulos de cada una de las tecnologías energía de los distintos módulos en función de la irradiancia y temperatura a la que están sometidos.
- Obtener datos experimentales reales y comparar con los resultados teóricos obtenidos.

4 Marco Teórico

4.1 Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica consiste en utilizar células fotovoltaicas para transformar la energía de una porción de los fotones que componen el espectro visible de la luz solar directamente en energía eléctrica. Esto es posible gracias a los materiales semiconductores de los que están construidas estas células, por ejemplo el silicio, cuya capacidad de conducir corriente eléctrica incrementa cuando es alcanzado por los fotones que llegan a la tierra a través de la radiación visible del espectro solar [8].

A continuación, se hablará brevemente sobre la historia y el desarrollo de la energía solar fotovoltaica.

El hecho que permitió el desarrollo de esta tecnología fue el descubrimiento del efecto fotovoltaico, fue descubierto por el científico francés Alexander Edmund Becquerel en año 1839 mientras estudiaba el efecto de la luz sobre células electrolíticas.

Sin embargo, antes de continuar con la historia es preciso definir ¿Qué es el efecto fotovoltaico?

El efecto fotovoltaico es un fenómeno físico que inicia en el momento que un fotón impacta con un electrón de la última órbita de un átomo de silicio. Éste último electrón se llama electrón de valencia y recibe la energía con la que viajaba el fotón.

Si la energía que adquiere el electrón supera la fuerza de atracción del núcleo este sale de su órbita y queda libre del átomo y, por tanto, puede viajar a través del material como

se aprecia en la Figura 4. Cada electrón liberado deja atrás un agujero, hasta que lo ocupe un electrón que ha saltado de otro átomo. Estos movimientos de los electrones liberados o de los espacios que dejan atrás es lo que se llaman cargas eléctricas que da como resultado la generación de una tensión en la célula. Cabe destacar que para que exista una corriente eléctrica se debe conectar una carga externa al circuito como se muestra en la Figura 5.

Para que este proceso se produzca de manera constante y regular, es necesario que exista la presencia de un campo eléctrico, dicho campo se forma gracias a una unión p-n en la célula, es decir, una zona del material tiene exceso de electrones (carga negativa), mientras que la otra tiene carencia de estos (carga positiva).

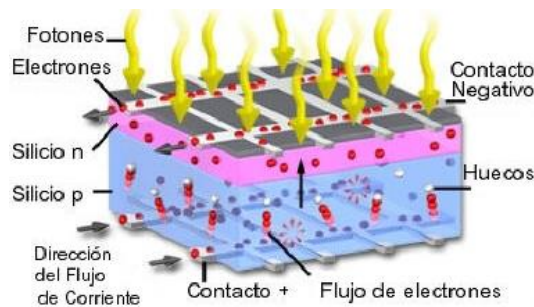


Figura 4. Efecto fotovoltaico en una célula solar. Fuente: www.ecoefecto.com

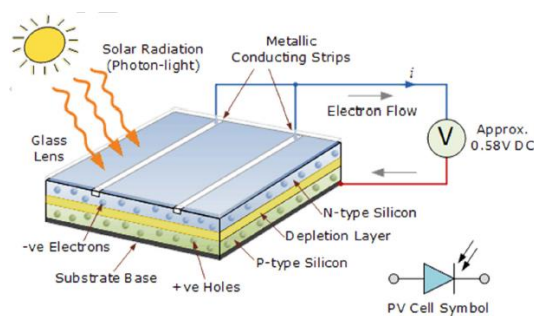


Figura 5. Circuito cerrado de una célula solar. Fuente: [1]

En la década de 1950, el desarrollo de la electrónica del silicio llevó al descubrimiento de una forma de fabricar uniones del tipo p-n en el silicio. La primera célula solar de silicio que se reportó fue en el año 1954 y tenía una eficiencia del 6%, seis veces mayor que el mejor intento anterior pero un alto costo de producción estimado de unos 200 dólares por vatio (\$/Wp) [9].

En este momento no se contemplaron para el uso de generación de energía eléctrica sino para programas espaciales y el uso de satélites. A partir de esta fecha no se ha

dejado de investigar y desarrollar nuevas tecnologías cada vez más eficientes y más baratas. La crisis energética de la década de 1970 estimuló su investigación y el desarrollo (I + D). Se investigan las células basadas en semiconductores III-V, aparecen las tecnologías de película delgada, las tecnologías híbridas y las células orgánicas [10].

4.2 Tecnologías Fotovoltaicas

Como se explicó anteriormente el principio de la energía fotovoltaica consiste en convertir los fotones de la luz directamente en energía eléctrica. Según los materiales de los que estén conformadas las células se clasifican por tecnologías. Las distintas células cuentan con características propias debido a los materiales que las conforman y en consecuencia cada una posee niveles diferentes de eficiencia en conversión de energía, más abajo se muestra un gráfico publicado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables o NREL, por sus siglas en inglés de “Nacional Renewable Energy Laboratory”, sobre los últimos desarrollos en la eficiencia de las células solares a lo largo del tiempo mientras que los desarrollos detallados se dan más adelante en esta investigación.

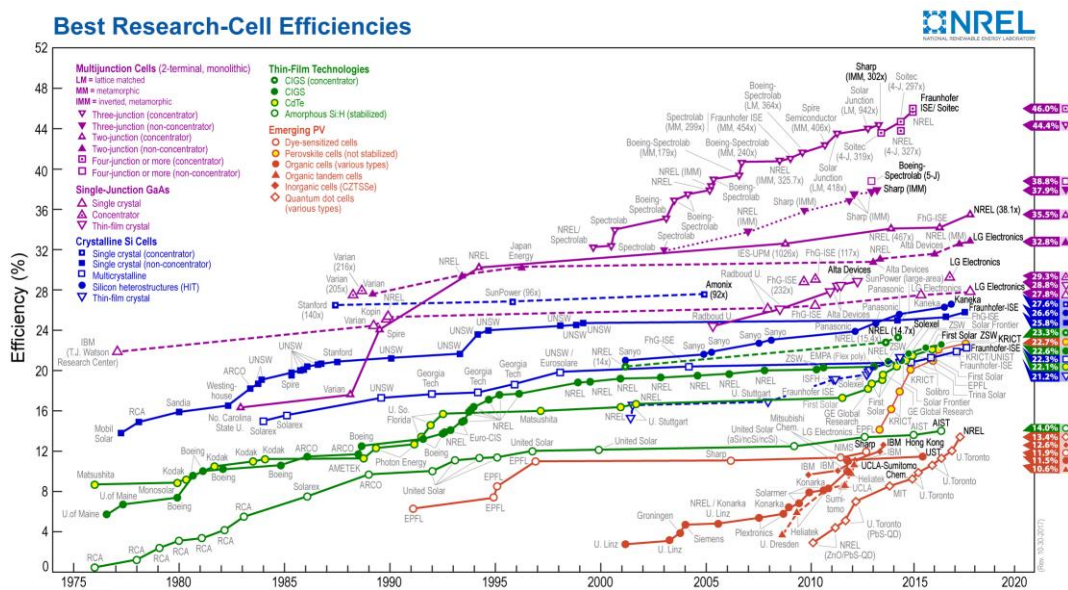


Gráfico 4. Evolución en la eficiencia en conversión de energía de las diferentes tecnologías fotovoltaicas desde 1975 hasta la actualidad. Fuente: NREL 2018

En la actualidad estas tecnologías se dividen en 3 grandes grupos o generaciones. La primera generación se basa en células hechas a partir de semiconductores con uniones p – n de silicio cristalino (c-Si) incluyendo silicio mono - cristalino (m-Si) y poli -cristalino

(p-Si). Estas cuentan con la mayor eficiencia y la fácil disponibilidad en comparación con las demás tecnologías, las hacen siempre dominantes en el mercado hasta ahora.

Debido al alto costo de las tecnologías de c-Si, los investigadores de todo el mundo desarrollaron nuevas tecnologías PV rentables. La segunda generación surge buscando reducir los costos de las células basadas en silicio cristalino y la conforman las células de película delgada, incluyendo silicio amorfo (a-Si), telurio de cadmio (CdTe). La tecnología fotovoltaica de capa delgada ha visto el potencial de competir con la tecnología de c-Si bien establecida, pero su baja eficiencia de conversión de energía sigue siendo un problema para esta tecnología.

Dentro de la tercera generación se encuentran las células de tecnologías emergentes con el fin de tener células de ultra alta eficiencia, incrementando la eficiencia de las células de la segunda generación y manteniendo los bajos costos de producción donde se pueden mencionar las células orgánicas e híbridas que son una combinación de tecnologías de película fina y la cristalina basadas en moléculas orgánicas, polímeros conjugados y las células III-V basadas en materiales de los grupos III y V de la tabla periódica, muchos de estos nuevos tipos de célula utilizan arquitecturas tipo tándem, donde se realiza una conexión en serie compacta entre varias células [11].

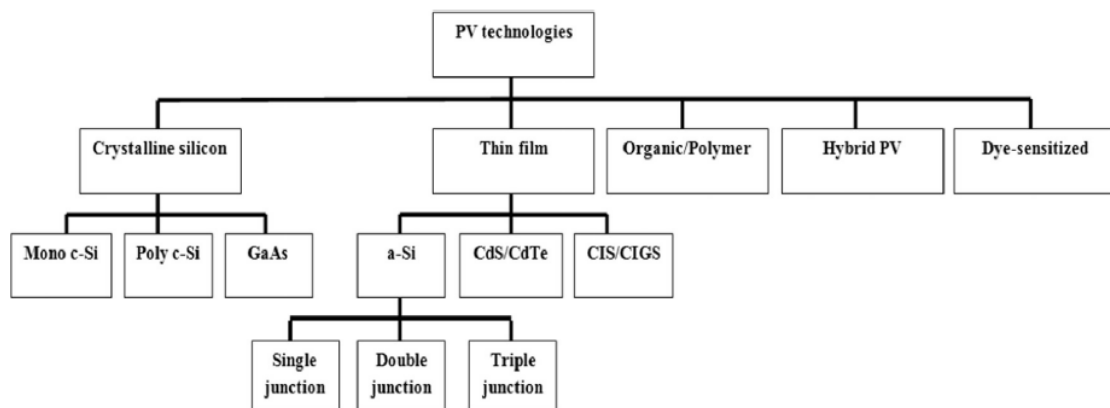


Figura 6. Diferentes tecnologías fotovoltaicas. Fuente: [12]

4.2.1 Tecnología de silicio cristalino (c-Si)

El silicio es el semiconductor más utilizado en la creación de células fotovoltaicas por sus altos niveles de eficiencia y su gran abundancia en el planeta tierra, actualmente el mercado de las fotovoltaicas está dominado por este tipo de tecnologías lo que impulsa la investigación y el desarrollo para la misma [13].



Figura 7. Imagen e información química del silicio. Fuente Propia

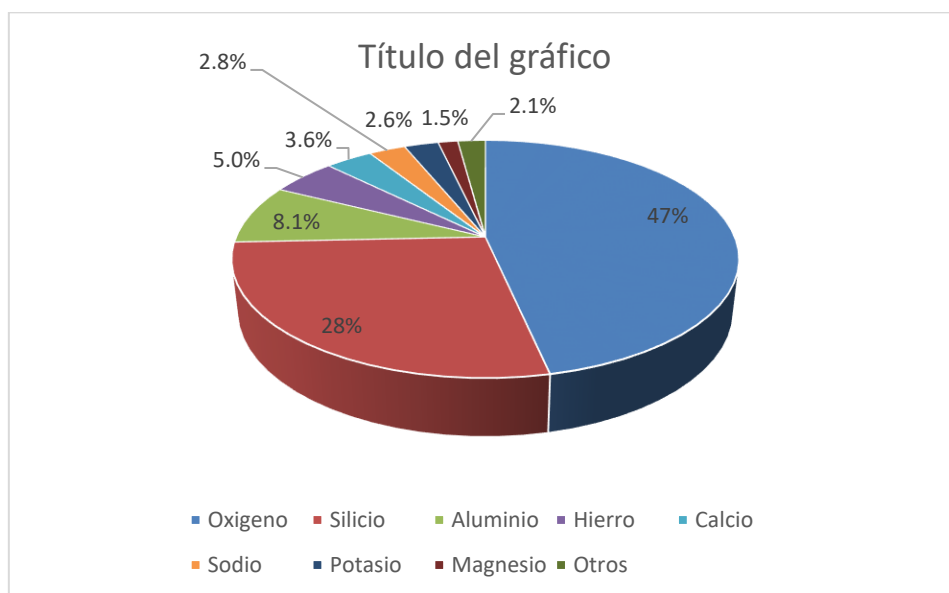


Gráfico 5. Porcentajes de abundancia del silicio y otros minerales de la tierra. Fuente: Wikipedia.

4.2.1.1 Células mono - cristalinas (m-Si)

Las células mono - cristalinas son las células que tienen más tiempo usándose ya que son las más antiguas y las más eficientes. El (m-Si) se crea a partir del proceso Czochralskiⁱ [14], el cual se encarga de hacer crecer el silicio en lingotes de forma cilíndrica. Las

ⁱMétodo Czochralski: Se utiliza silicio de alta pureza mezclado con dióxido de silicio para hacerlo aún más puro, la sustancia se va a calentar hasta su punto de fusión un dentro de crisol de cuarzo. En el crisol se introduce una varilla que gira lentamente y tiene en su extremo un pequeño mono cristal del mismo semiconductor que actúa como semilla. Al contacto con la superficie del semiconductor fundido, éste se agrega a la semilla, solidificándose con su red cristalina orientada de la misma forma que aquella, con lo que el mono cristal crece. La varilla se va elevando y, colgando de ella, se va formando un mono cristal cilíndrico.

células solares hechas de silicio mono - cristalino son reconocibles fácilmente por un color uniforme externo y apariencia uniforme. Se cortan cuatro lados de los lingotes cilíndricos para hacer obleas de silicio, que es lo que da a los paneles solares mono cristalinos su aspecto característico de forma pseudo cuadradas como se muestra en la Figura 8 [15]. Actualmente el nivel de eficiencia máximo alcanzado por una célula de silicio es de 26,7% [16]. A nivel comercial se tienen eficiencias de entre 15% hasta 20% [17].



Figura 8. Células solares de silicio monocristalino. Fuente: www.AliExpress.com

4.2.1.2 Células poli - cristalinas (p-Si)

Las células de silicio poli - cristalino son bastante utilizadas a nivel comercial ya que presentan buenos niveles de eficiencia, por debajo de las mono - cristalinas, pero resultan más baratas ya que su método de fabricación es menos costoso. Estas células se fabrican solidificando el bloque grande de silicio fundido para orientar los cristales en la dirección fija produciendo lingotes perfectamente cuadrados moldeados de poli-Si, luego se cortan en bloques y finalmente en obleas [18]. Este tipo de células presentan eficiencias de laboratorio de 22,3% [16]. Al nivel comercial estas células tienen eficiencia en el rango entre el 13% y el 16% [1].



Figura 9. Células solares de silicio policristalino. Fuente: www.AliExpress.com

4.2.1.3 Células de Arseniuro de galio (GaAs)

El semiconductor utilizado en las células solares GaAs está compuesto por una combinación de galio (Ga) y arsénico (As) y tiene una estructura similar a las células a base de silicio. Estas poseen mayor eficiencia y un menor peso en comparación con las células de silicio, sin embargo, los costos de producción son mucho más altos que los de las p-Si y las m-Si. Por lo tanto, tienen una alta resistencia al calor y son más adecuados para módulos fotovoltaicos de concentración alcanzando eficiencias de casi un 19% [16]

4.2.2 Tecnología de película delgada (TFSC)

Las células de película delgada entre las cuales se incluyen telurio de cadmio (CdTe), seleniuro de cobre (CIS) e indio de cobre seleniuro de galio (CIGS), se crean depositando capas delgadas de material (menos de 10 μm de espesor) sobre un sustrato, como vidrio, polímero o metal mediante un proceso de evaporación en vacío. Gracias a esto se utiliza solo el 1% de la materia prima que se utilizaría para la fabricación de células cristalinas. Una de sus principales ventajas es que se pueden integrar fácilmente en los componentes del edificio debido a sus estructuras flexibles y livianas. Sin embargo, la eficiencia de este tipo de células se ve comprometida por el uso de materiales más delgados, debido a pérdidas de captura de energía relativamente mayores en comparación con las células basadas en silicio cristalino [15].

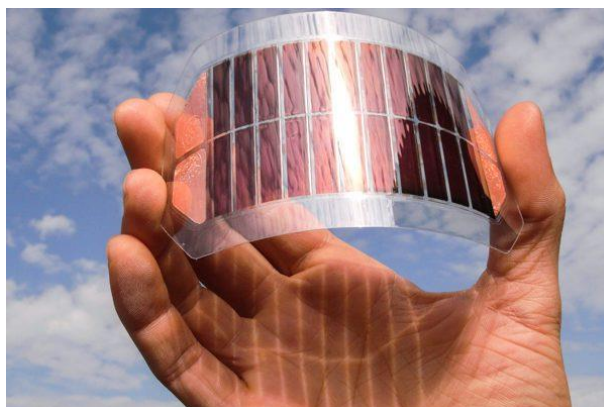


Figura 10. Célula solar de película delgada. Fuente: energiasolarfotovoltaica.org

4.2.2.1 Células de Silicio Amorfo (a-Si)

Esta tecnología es bastante popular y es la más desarrollada de todas las tecnologías de película delgada debido a su relativamente alta eficiencia. A diferencia de las células de silicio cristalino, los átomos del silicio amorfo tienen una estructura "desordenada", pero con 40 veces mayor tasa de absorción de la luz en comparación con la estructura de silicio monocristalino [12]. En la Figura 11 se puede apreciar fácilmente la diferencia visual entre las diferentes células de silicio.

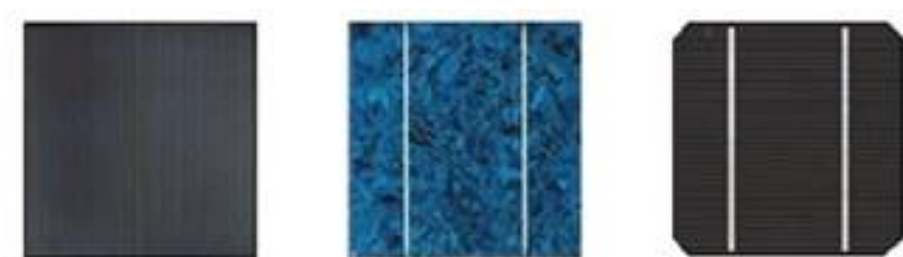


Figura 11. Comparación visual de célula de silicio amorfo con respecto a silicio poli y mono cristalino. Fuente: www.enersave.com.

A nivel de laboratorio, la eficiencia de una célula de a-Si de unión única puede alcanzar hasta 12% [16]. Sin embargo en condiciones normales estas células presentan eficiencias de entre 4% hasta 8% cuando son afectados por la luz solar [15] esta reducción se produce por una degradación inducida por la luz, denominada efecto Staebler Wronski (SW). El efecto de "foto-degradación" a menudo se minimiza mediante un proceso denominado "recocido térmico" de la célula a-Si por encima de 150 °C. Se informó una eficiencia del 9,47% al depositar un material de unión única de a-Si en un revestimiento anti reflectante (ARC) en un sustrato de vidrio de óxido de zinc (ZnO).



Figura 12. Instalación solar de a-Si sobre el techo de una residencia. Fuente: Wikipedia.

4.2.2.2 Células de Teluro de Cadmio (CdTe)

Estas células solares fotovoltaicas de capa fina están constituidas por dos compuestos, el cadmio (Cd) que es un subproducto de la extracción de zinc (Zn) y el telurio (Te) que es un subproducto del procesamiento del cobre (Cu), los cuales tienen un menor costo de producción que las células de silicio cristalino. La eficiencia máxima presentada por este tipo de células es de 22,1% (Green et al., 2018) y comercialmente, su eficiencia es de alrededor del 20% [19] gracias a su alto coeficiente de absorción y a su espacio de banda "ideal" de 1.45 eV. Esto se debe a un alto coeficiente de absorción directa del material. A diferencia de las demás tecnologías de película delgada, el CdTe es más fácil de depositar y más apta para la producción a gran escala de manera rentable. Podemos citar ejemplos de grandes plantas a base de esta tecnología como las plantas de Topaz Solar de 550MW en California, Estados Unidos Figura 13, que es la instalación más grande del mundo de esta tecnología y Parque Solar Waldpolenz de 52MW en Brandis, Alemania.



Figura 13. Planta fotovoltaica Topaz Solar de 550 MW de CdTe localizada en California, Estados Unidos. Fuente: TechXplore.com.

Estas propiedades hacen que CdTe sea reconocida como una prometedora tecnología de película delgada. Sin embargo, desafortunadamente el cadmio es un compuesto tóxico por lo que amenaza ambiental lo que es un problema importante para este tipo de tecnología junto al inconveniente de la disponibilidad del telurio que podría causar un aumento en el costo de fabricación cuando este elemento sea escaso [12].

4.2.2.3 Células de Seleniuro de Cobre – indio (CIS) y Seleniuro de Cobre – indio – galio (CIGS)

En los últimos años, las células CIS/CIGS están emergiendo como una de las células solares de película delgada más populares y de rápido desarrollo. Están compitiendo con otras células de películas delgadas debido a su alta eficiencia de conversión 22.9% reportado a nivel de laboratorio [16] y aproximadamente del 13% para módulos fotovoltaicos.

El mayor desafío para los módulos de CIGS ha sido la capacidad limitada de ampliar el proceso para un alto rendimiento, alto rendimiento y bajo costo. Se utilizan varios métodos de deposición: pulverización catódica, impresión con tinta y galvanoplastia cada uno con diferentes rendimientos y eficiencias [12]. Otro problema importante es la escasez de indio que puede obstaculizar el proceso de producción [1] sin embargo La comunidad de investigación PV está haciendo esfuerzos continuos en el desarrollo de tecnologías de película delgada rentables, desde una perspectiva comercial que podrá competir con los módulos de silicio convencionales [20].

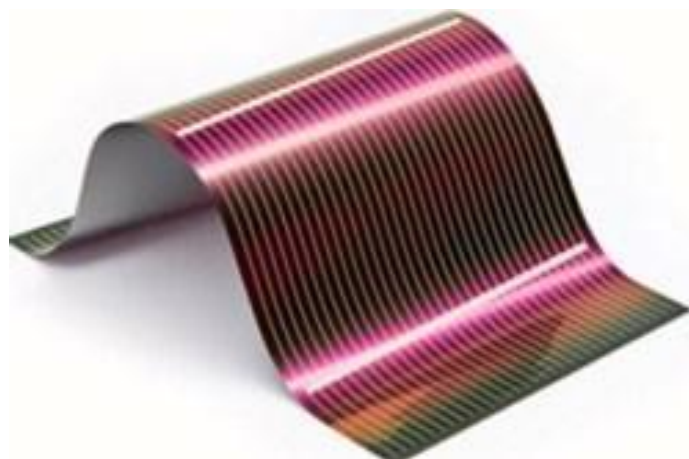


Figura 14. Célula solar de CIS/CIGS. Fuente: www.heliosfera.com

4.2.3 Tecnología de células solares híbridas

Las células solares híbridas son la combinación de materiales semiconductores inorgánicos y orgánicos. El mercado actual está constituido principalmente de células solares hechas a partir de materiales inorgánicos, principalmente de silicio, estas tienen una alta eficiencia de conversión, pero un alto costo de producción. Por otro lado, las células solares hechas a partir de materiales orgánicos tienen un bajo costo de producción y su funcionalidad pueden decidirse por síntesis química y diseño molecular. Por lo tanto, la célula solar híbrida combina la ventaja de estas dos tecnologías y emerge como una célula solar barata y altamente eficiente [21] Un ejemplo de esta tecnología es la hetero unión con capas finas intrincada o HIT por el acrónimo en inglés para "Heterojunction with Intrinsic Thin Layers", la cual consiste en una oblea de silicio mono cristalina fina rodeada por capas de silicio amorfo ultrafinas.

La compañía japonesa SANYO es uno de los mayores productores de células solares fotovoltaicas híbridas, fabrica módulos HIT con una eficiencia de conversión del 21%. A nivel comercial, para el mismo tamaño de módulo, la eficiencia de conversión de los módulos HIT es más alta que los módulos de silicio cristalino convencionales [1].

4.2.4 Tecnología de células solares sensibilizadas por colorante (DSSC)

En un escenario reciente, las células solares sensibilizadas por colorante o (DSSC) por sus siglas en inglés de "Dye - Sensitized Solar Cell technology", resultan ser bastante interesantes debido a ciertas cualidades que poseen tales como un menor costo de producción, proceso de fabricación simple, además de características estéticas especiales como posibilidad de utilizar diferentes colores y transparencia y por último también aborda los problemas ambientales que están asociados con otros materiales semiconductores.



Figura 15. Célula Solar DSSC transparente. Fuente: Borderstep Institute for Innovation and Sustainability.

Los principales componentes de una DSSC son el foto-ánodo sensibilizado por colorante, un contraelectrodo y un electrolito redox. Se utiliza una nanopartícula conocida como dióxido de titanio (TiO_2) para contener las moléculas de colorante.

El principio de funcionamiento de este tipo de células se muestra en la Figura 16 cuando la luz del sol cae sobre el DSSC, el fotón de la energía de la luz golpea la molécula de colorante y proporciona suficiente energía al electrón, de modo que escapa de las moléculas y luego se transfiere al TiO_2 y deja el agujero atrás en las moléculas de colorante. Un electrolito redox actúa como un mediador que llena el agujero con uno de sus propios electrones y el ciclo continúa. El electrón viaja a través del contraelectrodo hacia el circuito externo y proporciona la potencia eléctrica a los dispositivos.

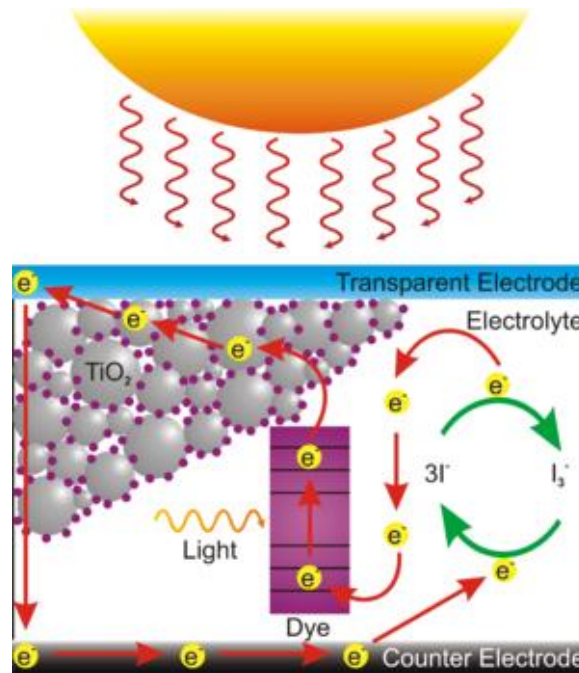


Figura 16. Esquema del funcionamiento de una DSSC. Fuente: Wikipedia

El problema principal que enfrenta esta tecnología es la baja eficiencia de conversión. Para mejorar la eficiencia, se están llevando a cabo estudios rigurosos. En un estudio reciente, la eficiencia de conversión que esta tecnología ha alcanzado es de superior a un 11%. Otro problema importante de la tecnología está relacionado con el electrolito que contiene solventes volátiles que, cuando están trabajando bajo la luz solar, se esparcen sobre el plástico deteriorando el sellado de las células solares [1].

4.2.5 Tecnología Orgánica polimérica (OPV)

Las células solares orgánicas están desarrollando nueva tecnología y están ganando popularidad como un material alternativo de células solares, pero aún se encuentran en estado de desarrollo.

Sus procesos de fabricación consisten en el uso de herramientas de impresión de última generación de manera continua. No requieren condiciones de alta temperatura o mantenerlas al vacío. Se desarrollan a partir de semiconductores de película delgada, típicamente de 100 nm de materiales orgánicos, como polímeros, pentaceno, polifenileno vinileno, ftalocianina de cobre y fullerenos de carbono, también conocidos como compuestos de moléculas pequeñas [13].

Por lo tanto, tienen tiempos de recuperación de energía cortos y un menor impacto sobre el medio ambiente durante su fabricación y su periodo de operación [22]. Son

atractivas para la construcción de energía fotovoltaica integrada debido a su flexibilidad mecánica y semi-transparencia, pero su baja eficiencia de alrededor de un 8% y la confiabilidad a largo plazo son barreras importantes para su implementación a gran escala [21].



Figura 17. Célula solar de polímero orgánico. Fuente: onoe-design.dk

El funcionamiento de la célula fotovoltaica orgánica se basa en el principio del par de electrones (donante / receptor) en el que la energía radiante excita al donante, y esto da como resultado la transferencia de electrones al receptor, creando así un orificio y el ciclo continúa; los foto-portadores (electrones / orificios) se transportan y recogen en sus respectivos conductores opuestos (electrodos) para ser utilizados, antes de que tenga lugar la recombinación.

Se realizó un experimento en para evaluar el rendimiento de 15 polímeros para la aplicación de módulos fotovoltaicos a embarcaciones a motor. La búsqueda se centra en las propiedades de los materiales poliméricos en términos de densidad, resistencia, espesor, estabilidad UV, temperatura, etc., y los resultados revelaron que algunos de los polímeros demuestran un alto potencial para competir con la tecnología fotovoltaica de silicio, en términos de costo y peso; estas tecnologías también tienen una tensión de circuito abierto comparativamente baja de 4 Voltios [12].

En cuanto a su eficiencia ya se han realizado muchas investigaciones para mejorarla haciendo uso de mezclas de nuevos materiales como son las uniones del polímero 3-hexiltiofeno (P3HT) y de la molécula orgánica de 1- 3 metoxicarbonil - propil-1-fenil- (6,6)

C61 (PCBM). Para este tipo de células la eficiencia de conversión es de más de un 11% [22].

5 Instalaciones Fotovoltaicas Integradas a las edificaciones (BIPV).

En los sistemas fotovoltaicos tradicionales los módulos fotovoltaicos se instalan y se fijan a los techos o a las fachadas de los edificios utilizando estructuras metálicas. En estos casos el sistema es un elemento estructural adicional con la única función de generar energía eléctrica. Por el contrario, en las instalaciones fotovoltaicas integradas a las edificaciones (BIPV), el sistema además de tener la función de producir electricidad también asume el papel de un elemento de construcción.

Existe otro termino que también se utiliza cuando se habla de sistemas fotovoltaicos que se integran en edificaciones y que puede confundirse con las BIPV son los sistemas fotovoltaicos aplicados a las edificaciones o BAPV por el acrónimo en ingles de “Building Applied Photovoltaics” y son instalaciones que se realizan una vez terminadas las obras.

El concepto claro de dos tipos de sistemas solares fotovoltaicos en edificios tales como, BAPV y BIPV fue proporcionado por [2]. Según ellos, si la integración se realiza instalando los módulos solares fotovoltaicos sobre las estructuras ya existentes, entonces el sistema se conoce como fotovoltaica aplicada a la construcción es BAPV mientras que si el panel solar fotovoltaico es parte del material o elemento de construcción se considera BIPV.



Figura 18. Un ejemplo de BIPV (izquierda) en el que los módulos fotovoltaicos se combinan y forman parte del techo y un ejemplo de BAPV (derecha) en el que los módulos fotovoltaicos están fijadas a la azotea del edificio.

Fuente: [2].

Como podemos ver en la Figura 19 las BIPV tienen una baja penetración en el mercado fotovoltaico en general, con menos de 8 GW instalados en el 2018 lo que representa aproximadamente el 1,56% del total de potencia fotovoltaica instalada en el mundo y se estima un crecimiento superior a los 10GW para el año 2020, lo que representa una fracción del mercado bastante pequeña.

Global BIPV Market Growth

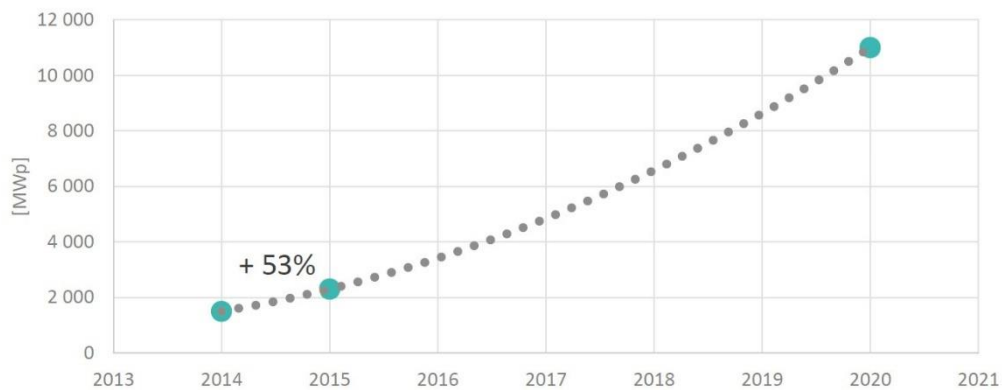


Figura 19. Estimación del crecimiento en MW instalados en IBPV. Fuente: CISD, Países Bajos. Presentado por Stanislas Merlet, Multiconsult.

Como ejemplo podemos citar el caso de Alemania que para el año 2004 el 70% de las instalaciones estaban instaladas en tierra, el 29% montadas sobre techos, y con BIPV en solo 1%. Sin embargo, la tecnología PV está madura y el equilibrio costo/rendimiento está mejorando constantemente [6].

Según la [23] a nivel mundial más del 40% del consumo de la energía y el 24% de las emisiones de CO₂ se deben solo a causa de los edificios, esto motiva a que la Investigación y el Desarrollo en los sistemas BIPV continúe progresando sumándole a todo esto la regulación del ambiente interior de las edificaciones y generación de electricidad. Además, debido a la capacidad del espacio en los edificios, los sistemas BIPV están ganando gran popularidad porque estos sistemas reducen la necesidad de tierra utilizada para las granjas solares fotovoltaicas fuera del sitio, además de que eliminan las pérdidas de transmisión y distribución de los grandes sistemas [21].

Actualmente se realizan investigaciones de los sistemas BIPV en función de su rendimiento, mientras que, en la mayoría de los casos, solo se realizaron estudios de simulación, los modelos de simulación existentes todavía están en el modo de desarrollo y se requiere una mayor validación para su aplicabilidad, sin embargo, también se han realizado casos de estudio en sistemas instalados por todo el mundo.

5.1 Casos de estudio

5.1.1 Florianópolis, Brasil

Algunos casos de estudio han demostrado el buen rendimiento que brindan los sistemas BIPV, por ejemplo [24] evaluaron el desempeño de las instalaciones BIPV en diferentes edificaciones en la ciudad de Florianópolis en Brasil, comparando el rendimiento de los módulos de silicio amorfo de película delgada (a-Si) instalados sobre el teatro universitario de la Universidad Federal de Santa Catarina en forma de BIPV y las tecnologías tradicionales de PV solar de silicio cristalino (c-Si) instaladas sobre casas unifamiliares de la ciudad en forma de BAPV, durante un año. Las cubiertas de techo unifamiliares típicos pueden acomodar fácilmente los kits PV propuestos, con un 87% de estos generadores produciendo al menos el 95% de la producción máxima de generación teórica de un sistema fotovoltaico orientado e inclinado idealmente.



Figura 20. Sistema fotovoltaico tradicional de techo de silicio cristalino en una casa familiar (izquierda) y Sistema fotovoltaico de techo de silicio amorfo de película delgada en el Teatro Universitario de la Universidad Federal de Santa Catarina (derecha), en Florianópolis, Brasil. Fuente: [24]

Se llevaron a cabo simulaciones de rendimiento para la modificación de los kits propuestos en los techos de las 496 viviendas unifamiliares aisladas de este suburbio.

Cuando se comparan con el consumo de energía anual individual promedio del hogar brasileño típico, los kits pueden generar una cantidad significativa (de 20% a 40%

dependiendo de la tecnología fotovoltaica seleccionada) de las necesidades eléctricas anuales de cada vivienda.

Además, se evaluó el potencial de integración fotovoltaica de todas las áreas de cubierta del techo de los edificios, y se estimó el potencial de generación de energía fotovoltaica para una configuración BIPV. El promedio ponderado dio como resultado el que se podía generar el 90.4% del potencial solar máximo para un área de superficie de casi 80,000 m² disponibles en estos techos residenciales existentes. Todas las casas serían en este caso edificios netos de energía positiva.

Dado que el suburbio residencial analizado representa solo el 23.5% del área total de terreno útil cubierta por la compañía distribuidora de electricidad de esta zona, se puede especular que la extensión de este análisis de integración BIPV a toda el área cubierta por dicha compañía resultaría en una contribución de generación de energía 4.25 veces mayor que los resultados de generación con los sistemas BAPV, en cuyo caso la compañía distribuidora se convertiría en un exportador de energía hacia la red.

5.1.2 Yongin Gyeonggi Do, Corea del Sur

Se realizó un estudio en Corea del Sur [25] comparando los efectos de la temperatura en ventanas dobles BIPV basadas en silicio amorfo y ventanas tradicionales de doble acristalamiento. Para realizar este estudio se fabricó un modelo de tamaño real (prototipo) mostrado en la Figura 21. Utilizando sensores en las ventanas se tomaron los datos de temperatura durante todo un año para ambos tipos de ventana con un ángulo de inclinación de 0°, 30° y 90° para cada par.



Figura 21. Modelo utilizado para hacer el estudio comparativo. Ventana tradicional (izquierda) y ventana BIPV (derecha) y disposición física de los sensores de temperatura. Fuente: [25]

Al concluir dicho estudio se demostró que la temperatura exterior de las ventanas que se encontraban en el plano vertical (0°) incrementaba significativamente en la temporada de invierno, mientras que, para las ventanas que se encontraban en los planos inclinado (30°) y horizontal (90°) su aumento de temperatura se dio en la temporada de verano.

En cuanto a la temperatura interior de las ventanas, la temperatura de las BIPV con bajo coeficiente de ganancia de calor fue 1°C menor que la de las ventanas transparentes durante el día en verano, haciendo el ambiente más fresco para esta temporada y 2°C más alto durante la noche en la temporada de invierno debido al efecto de aislamiento térmico, creando una sensación más cálida en el momento que es necesario. Por lo tanto, revela un resultado muy importante sobre la ventaja de los sistemas fotovoltaicos que se utilizan en los edificios y su papel en el mantenimiento del confort térmico.

Con estos ejemplos queda más que claro que además de solo proporcionar energía eléctrica, los sistemas BIPV pueden mejorar y satisfacer la imagen de la construcción hace una declaración sobre arquitectura innovadora, así como diseño de ingeniería y confort en las edificaciones.

El comportamiento térmico de las instalaciones IBPV puede ser útil para mejorar el rendimiento global del edificio desde el punto de vista energético. Una tendencia que está ganando mucha popularidad en Europa y tendrá gran importancia en el futuro son los “Net Zero Energy Building”, los cuales son edificaciones que producen al menos la misma cantidad de energía que consume [7].

5.2 Parámetros

5.2.1 Radiación solar

La radiación es la transferencia de energía por ondas electromagnéticas. La radiación se produce directamente desde el sol hacia fuera en todas las direcciones. Estas ondas no necesitan un medio material para propagarse, pueden atravesar el espacio interplanetario y llegar a la tierra, donde es absorbida parcialmente y convertida en diferentes formas de energía.

La radiación solar se distribuye en un amplio espectro de amplitud no uniforme con la forma típica de una campana mostrada en la Figura 22. El máximo de radiación se centra en la banda de radiación o luz visible con un pico a 500 nm que es la zona del espectro de donde se absorben los fotones utilizados para convertir la energía solar en electricidad.

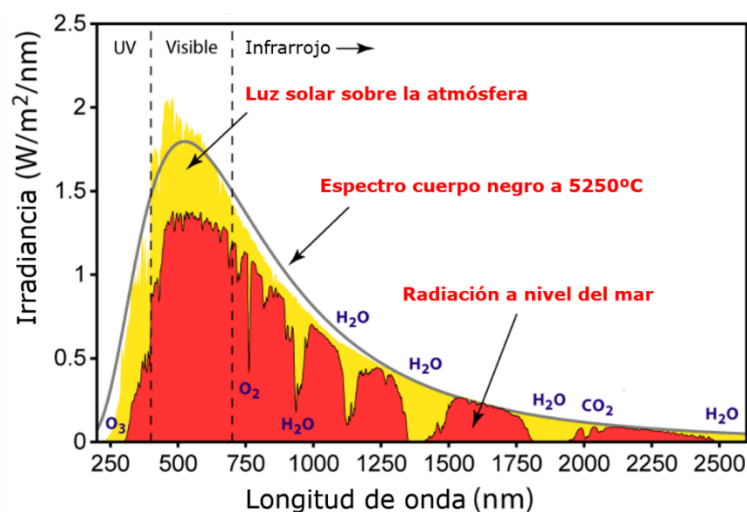


Figura 22. Espectro de la radiación solar en la atmósfera (amarilla) en la superficie de la tierra (roja). Fuente: www.phinet.cl

5.2.2 Irradiancia (G)

Es un término que se usa para determinar la cantidad de energía que se capta en un área determinada, es decir la cantidad de radiación solar que cae en una superficie terrestre medida en W/m² o en kW/m².

La irradiancia se compone de varias componentes: irradiancia horizontal global (“global horizontal irradiance” - GHI), irradiancia normal directa (“direct normal irradiance” - DNI) e irradiancia horizontal difusa (“diffuse horizontal irradiance” - DIF) definidas en la Tabla 1.

Medida	Descripción	Aplicación
GHI	Radiación solar total por unidad de superficie que es interceptada por una superficie plana y horizontal	Instalaciones de energía solar fotovoltaica
DNI	Radiación solar total de rayo directo por unidad de superficie que es interceptada por una superficie plana que apunta en todo momento en dirección al sol	Instalaciones de energía solar concentrada e instalaciones que rastrean la posición del sol
DIF	Radiación solar difusa por unidad de superficie que es interceptada por una superficie plana y horizontal, que no está sujeta a sombras y no llega en trayectoria directa desde el sol	Algunas instalaciones solar FV que se adaptan mejor a la radiación difusa (la DIF se incluye en el cálculo de la GHI)

Tabla 1. Mediciones clave de irradiancia y su aplicación al análisis de recursos solares. Fuente: [26].

5.2.3 Irradiación

Es la energía por unidad de superficie a lo largo de un tiempo. Es decir, la suma total de la irradiancia que se mide durante un periodo de tiempo determinado, su unidad de medida es kWh/m².

5.2.4 La temperatura del módulo (T)

Las temperaturas elevadas disminuyen el rendimiento de las celdas fotovoltaicas, principalmente en las basadas en silicio tanto mono como poli - cristalino, mientras que las tecnologías de película delgada por otro lado su rendimiento no depende tanto de la temperatura.

En las células de silicio, el potencial a circuito abierto disminuye en un 0,4% por cada grado de aumento de temperatura, es decir, de 2 a 3 mV por °C, mientras que en el GaAs la variación es de 2 a 4 mV por °C de aumento de temperatura. La corriente en cortocircuito apenas presenta un crecimiento perceptible con la temperatura, por lo que el efecto de la temperatura sobre la potencia es una disminución de un 0,4% por cada

°C de aumento. La eficiencia de conversión disminuye en 0,5% por °C de aumento en el Si y en un 0,3% °C⁻¹ para el GaAs [8].

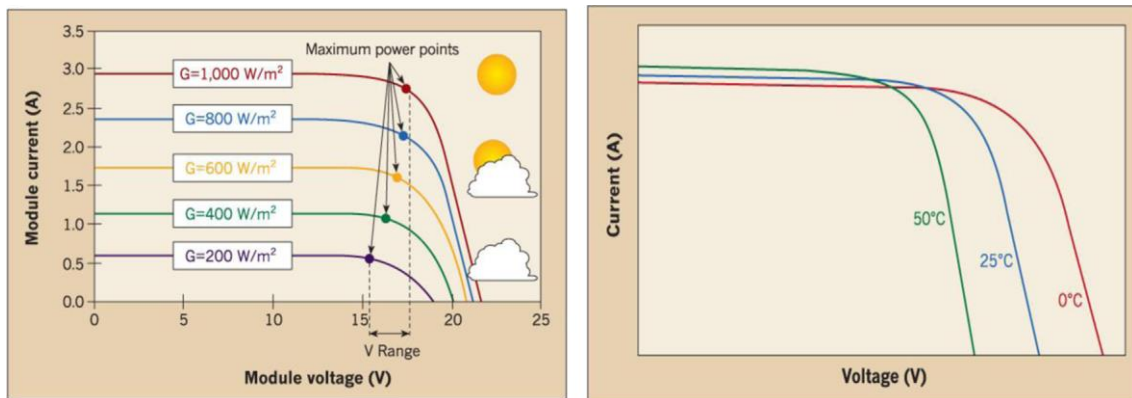


Figura 23. Efectos de la irradiancia (izquierda) y la temperatura (derecha) en las células solares. Fuente: [12]

5.2.5 Voltaje de circuito abierto (V_{oc})

Representa el voltaje de corriente directa máximo en una curva I - V, que es el punto de funcionamiento de un dispositivo fotovoltaico sin carga. Se alcanza en cuando los terminales están en circuito abierto, que corresponde a una resistencia idealmente infinita a corriente y potencia nula. No depende del área de la célula, sino que aumenta a medida que disminuye la temperatura de la célula.

5.2.6 Voltaje de máxima potencia (V_{mpp})

Es el voltaje de salida de una celda, módulo o matriz cuando se opera en el punto de máxima potencia, que corresponde a la corriente de máxima potencia (I_{mpp}), y tiene un valor típico que oscila entre 0,7 y 0,8 veces del V_{oc} .

5.2.7 Corriente de cortocircuito (I_{sc})

Es la corriente máxima en una curva I - V; se alcanza cuando los terminales están en cortocircuito, que corresponde a la resistencia idealmente nula a voltaje y potencia cero. Es proporcional a la radiación solar incidente sobre el dispositivo fotovoltaico. Sus valores se emplean para estimar el tamaño o la capacidad de transporte de corriente de los conductores del circuito fotovoltaico y los dispositivos de protección.

5.2.8 Corriente de máxima potencia (I_{mpp})

Es la corriente de una celda, módulo o matriz cuando se opera en el punto de máxima potencia, que corresponde a la tensión de máxima potencia (V_{mpp}). Tiene un valor típico de 0.9 veces la I_{sc} .

5.2.9 Punto de máxima potencia (P_{mpp})

Representa la salida de potencia máxima de una celda, módulo o matriz cuando se opera en el punto de eficiencia óptima, que corresponde a la corriente y al voltaje máximos I_{MPP} y V_{MPP} respectivamente. El punto de eficiencia óptima se conoce como punto de máxima potencia (MPP), que es el punto ubicado en la "rodilla" de la curva característica I – V como se muestra en la Figura 24 y se representa por la siguiente ecuación:

$$P_{mpp} = I_{mpp} * V_{mpp}$$

Ecuación 1. Fórmula de la Potencia en el punto de máxima potencia (P_{mpp}).

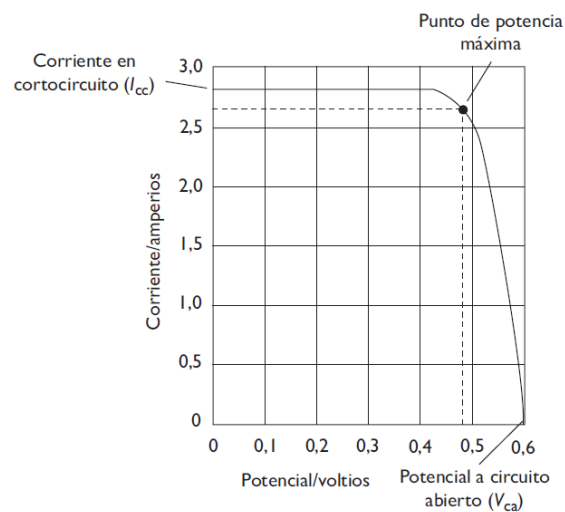


Figura 24. Curva característica corriente-voltaje (I-V), obtenida en condiciones estándar, de una célula fotovoltaica. Fuente: [8].

5.2.10 Factor de llenado (FF)

El factor de llenado es una medida de la cuadratura de la curva característica I - V y mide la calidad de la célula, este valor siempre es menor que uno. Permite comparar los valores de la potencia máxima nominal P_{mpp} en condiciones estándar (STC) y el producto de I_{sc} y V_{oc} que representa la potencia máxima teórica que podría alcanzar la célula. Sus valores oscilan entre 0,5 y 0,86 este último siendo el factor de llenado de una célula ideal, sin embargo, un buenos valores para una célula real suelen ser todos aquellos superiores a 0,7 [12].

El factor de llenado es una magnitud relacionada con la eficiencia de conversión de energía y disminuye con el aumento de la temperatura, por ejemplo, para el caso de una célula de silicio disminuye en aproximadamente un 0,04 % por cada °C [8]. El factor de llenado se representa por la siguiente ecuación:

$$FF = \frac{I_{mpp} * V_{mpp}}{I_{cc} * V_{ca}}$$

Ecuación 2. Formula del factor de llenado (FF).

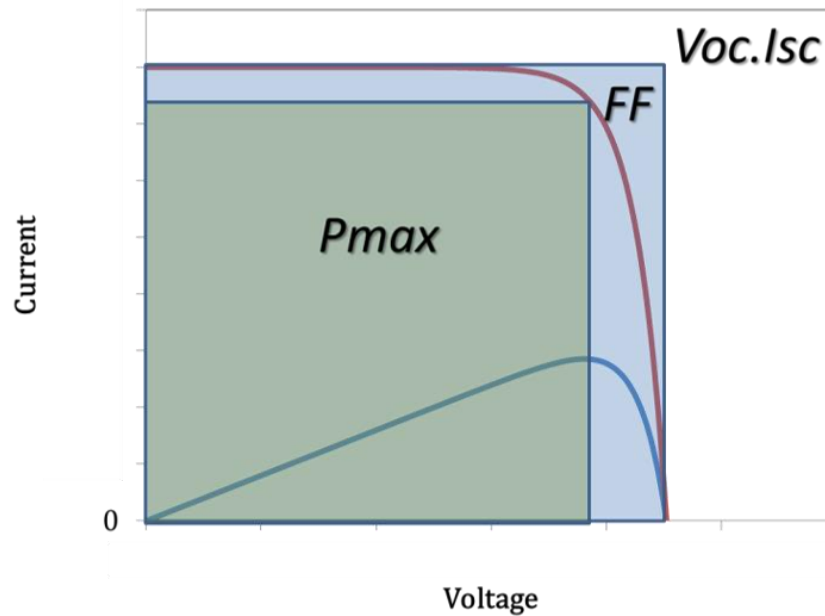


Figura 25. Representación gráfica del factor de llenado (FF). Fuente: <http://mehran005.blogspot.com>

5.2.11 Resistencia en serie (Rs)

Representa las contribuciones de los electrodos, el contacto entre el semiconductor y el metal, y la resistividad de los mismos materiales activos. Es preciso minimizarla para una eficiencia óptima de conversión de los dispositivos fotovoltaicos.

5.2.12 Resistencia en paralelo (Rp)

Resistencia necesaria para minimizar la corriente de fuga a través del mismo dispositivo. Es preciso maximizarla para una eficiencia sea óptima.

5.2.13 Eficiencia (η)

En las células fotovoltaicas se refiere a la eficiencia en la conversión de la energía de solar a energía eléctrica y se define como la relación entre la potencia eléctrica generada por la célula trabajando en su punto de máxima potencia P_{MPP} y la irradiancia (G) que cae sobre la superficie de la célula (A). Es decir, nos dice que tanta de la energía solar que recibe la célula es convertida realmente en electricidad.

Se mide en laboratorios en condiciones estándar (STC) las cuales especifican una temperatura de 25 °C y una irradiancia de 1000 W/m² con una masa de aire espectral

de 1,5 (AM 1,5) y en condiciones no estándar (NOCT) definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM (“Air Mass”) 1,5 una temperatura ambiente de 20 °C y la velocidad del viento de 1 m/s. La eficiencia se representa por la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{I_{mpp} * V_{mpp}}{G * A}$$

Ecuación 3. Formula de la eficiencia.

6 Metodología

6.1 Adquisición de datos

Para la obtención de datos se utilizó un analizador fotovoltaico o trazador de la marca Adler modelo PVPM 1000CX, el cual cuenta con un software llamado PVPMDisp en el cual se descargaban los datos medidos con el analizador. En adición a estos equipos y programas computacionales se obtuvieron datos obtenidos de la estación meteorológica instalada en el lugar de medición.



Figura 26. Trazador de curvas I – V marca Adler PVPM 1000CX. Fuente: [27]

En adición a los elementos ya mencionados se utilizó la herramienta PVGIS para la comparación de los datos obtenidos a partir de las mediciones realizadas.

El PVGIS o “Photovoltaic Geographical Information System” es una herramienta en línea gratuita desarrollada por la Comisión Europea que no requiere la instalación de ningún software para ser utilizada. Es ideal para estimar la producción de electricidad solar de

cualquier sistema fotovoltaico. Con esta aplicación se puede calcular la generación de electricidad mensual y anual de un sistema fotovoltaico con una inclinación y una orientación definidas de los módulos utilizando los valores de irradiación y temperatura en un punto determinado del planeta. Actualmente el área cubierta por el PVGIS es Europa, Asia y África [28].

Para la realización de las comparaciones de las diferentes tecnologías que se estudiaron a lo largo de este trabajo que fueron las ya mencionadas anteriormente:

- Silicio cristalino (c-Si)
- Silicio amorfo (a-Si)
- Teluro de cadmio (CdTe)
- Células orgánicas (OPV)

Desafortunadamente solo se pudieron obtener los parámetros eléctricos de las tres primeras, debido a que los parámetros de los módulos que conforman el PV Cube de células orgánicas no pudieron medirse con los equipos con los que contamos.

Esto se debe a estructura interna del módulo se compone de células (en el orden de 200 o 300) conectadas en serie. Esto provoca que el nivel de tensión sea muy elevado (alrededor de 800 o 1000 voltios) con una corriente muy pequeña (orden de los mA) por lo que los trazadores comunes quedan fuera de rango y por lo tanto no son funcionales para este tipo de tecnología.

Los datos que medimos utilizando el equipo fueron:

- Voltaje de circuito abierto (V_{oc})
- Voltaje de máxima potencia (V_{mpp})
- Corriente de cortocircuito (I_{sc})
- Corriente de máxima potencia (I_{mpp})
- Irradiancia solar (G)
- Temperatura de los módulos (T)

Los valores de temperatura de los módulos se obtuvieron utilizando sensores de temperatura adheridos a cada uno de los módulos. Para medir los niveles de irradiancia

que cae sobre dicha cara se utilizaba una célula solar del mismo trazador utilizada para tomar los valores de la irradiancia en el momento de la medición.

A partir de estos datos se se caracterizaran electricamente los PV Cubes.

6.2 Procesamiento de los datos

Para el análisis de los datos obtenidos se exportaron los datos de las mediciones con el trazador a través del PVPMdisp y luego se utilizaron los softwares Microsoft Excel, para la manipulación y edición de los datos y Matlab para el estudio más profundo y la realización de los distintos cálculos y los gráficos que se mostraran a continuación, necesarios para el desarrollo del estudio.

Primero se mostrarán el desempeño de cada tecnología de manera individual y luego se harán comparaciones de cada una de las tecnologías estudiadas. Los datos que se analizaron fueron los de las mediciones realizadas el día 01/06/2018 entre las 12:30 y la 13:30.

6.2.1 Silicio cristalino (c-Si)

A continuación, se presenta el comportamiento del PV Cube conformado por módulos SHS100 de silicio cristalino a diferentes niveles de irradiancia:

- Línea Roja: 856 W/m²
- Línea Azul: 434 W/m²
- Línea Amarilla: 313 W/m²
- Línea Verde: 152 W/m²

Cabe destacar que estos niveles de irradiancia se deben a la orientación de cada una de las caras de los PV Cubes, las líneas representan la cara superior, este, sur y oeste respectivamente.

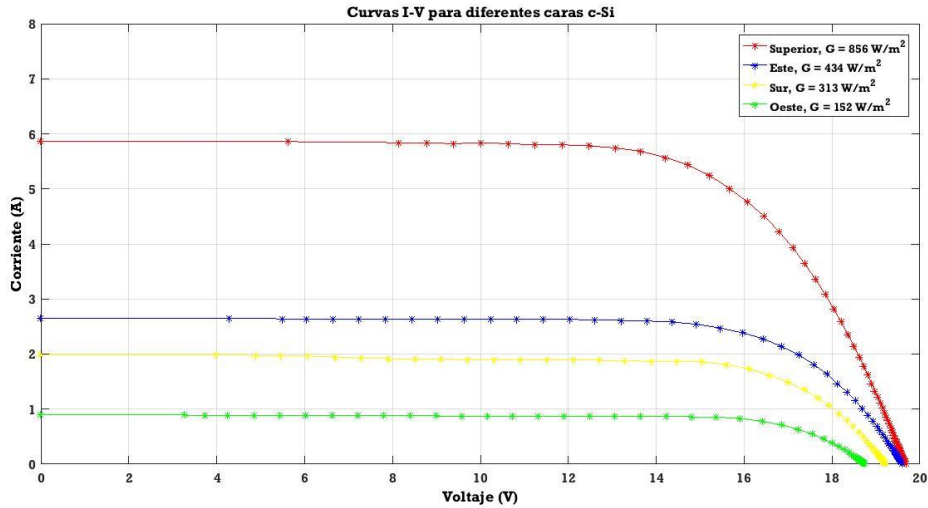


Gráfico 6. Curva I - V del PV Cube conformado por módulos de c-Si para diferentes niveles de irradiancia. Fuente: Propia

El comportamiento de la gráfica es tal y como se esperaba, a medida que el nivel de irradiancia disminuye los puntos de Isc y Voc varían provocando una variación en su Impp y Vmpp lo que varía directamente la eficiencia y el factor de llenado de cada una de las caras.

También se calcularon las Rs y Rp para cada una de las caras a través de un Script de Matlab utilizando el método gráfico, siendo el valor de Rs la inversa de la pendiente en el punto de Voc y Rp la inversa de la pendiente en el punto de Isc.

6.2.1.1 Efectos de la irradiancia sobre la potencia

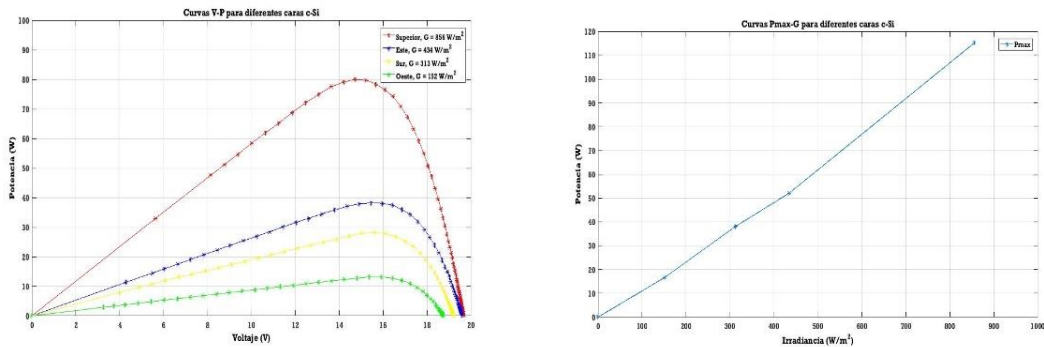


Gráfico 7. Efecto de la irradiancia sobre la potencia de los módulos fotovoltaicos de c-Si. Fuente: Propia.

Se puede ver claramente el efecto lineal que tiene la irradiancia (G) en la potencia de los módulos y como a medida que esta disminuye de igual manera lo hace la potencia en el punto de máxima potencia (Pmpp).

6.2.1.2 Efectos de la irradiancia sobre las corrientes

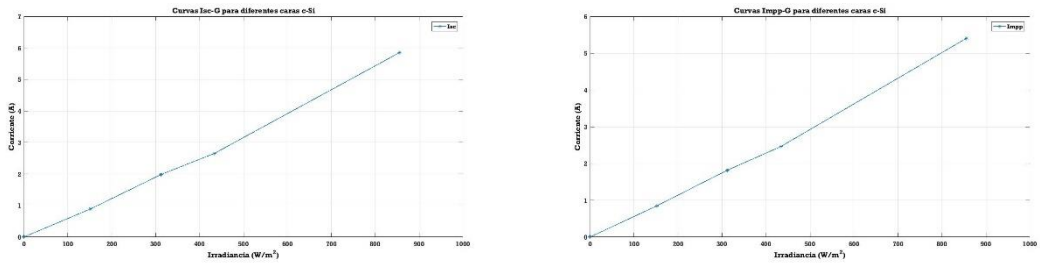


Gráfico 8. Comportamiento de la Isc e Imp en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de c-Si. Fuente: Propia

Se ve la tendencia lineal que existe entre el nivel de irradiancia (G) que reciben los módulos fotovoltaicos y las corrientes, tanto de cortocircuito (Isc) como la corriente de punto de máxima potencia (Imp).

Ajustamos una línea de tendencia lineal la cual nos dará la constante de proporcionalidad (x) entre la Isc y la Imp frente a la irradiancia cuya ecuación va a ser igual a $y = 0,0069x - 0,1304$ donde 0,0069 es la constante de proporcionalidad para la Isc y se demuestra la dependencia de la Isc con la G. Hicimos la misma operación con la Imp y la ecuación de tendencia fue $y = 0,0063x - 0,113$ como se muestra en el Gráfico 9.

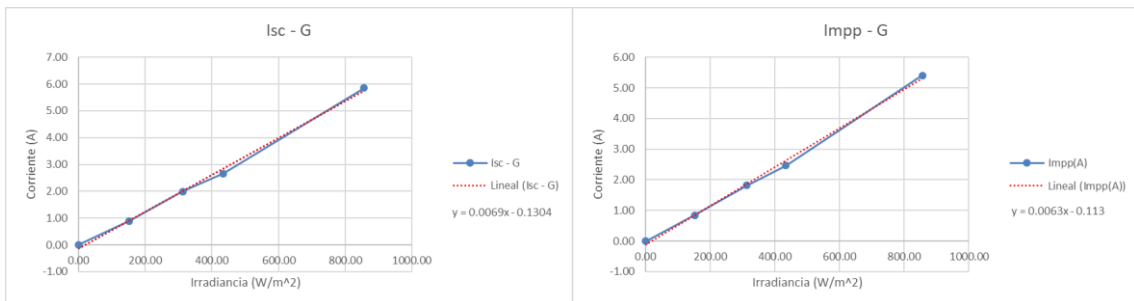


Gráfico 9. Tendencia lineal de la Isc y la Imp frente a la G en los módulos s-Ci. Fuente: Propia.

6.2.1.3 Efectos de la irradiancia sobre los voltajes

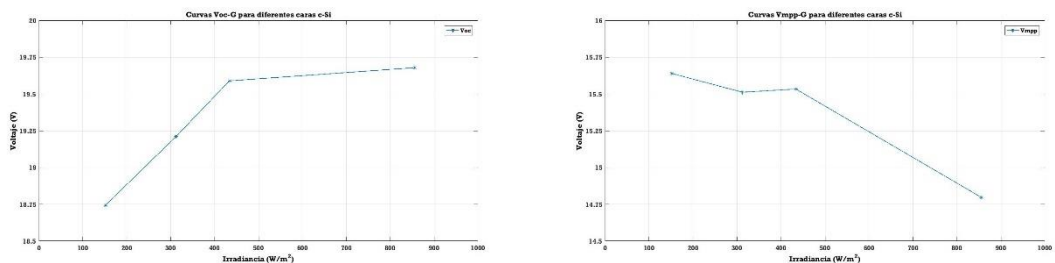


Gráfico 10. Comportamiento de la Voc y Vmpp en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de c-Si. Fuente: Propia

En el grafico anterior se puede apreciar la tendencia logarítmica que tiene el voltaje de cortocircuito (Voc) mientras que en el caso del voltaje en el punto de máxima potencia

(Vmpp) no muestra una tendencia clara ya que para calcular el Vmpp se crea una nube de puntos dentro de la cual se encuentran los puntos mostrados.

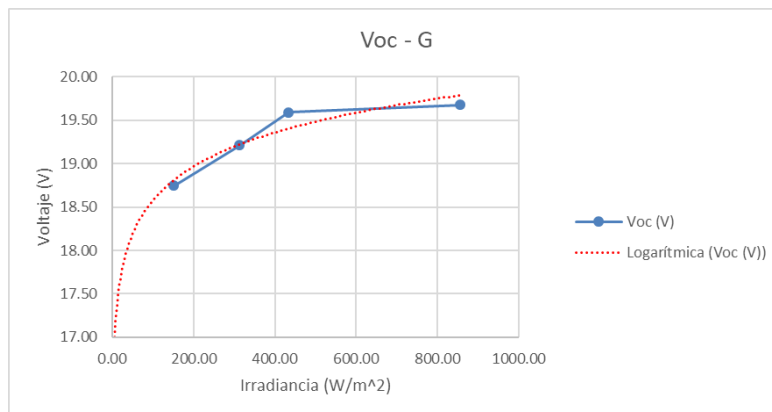


Gráfico 11. Tendencia logarítmica del Voc frente a la G en los módulos c-Si. Fuente: Propia.

6.2.1.4 Efectos de la irradiancia sobre las resistencias

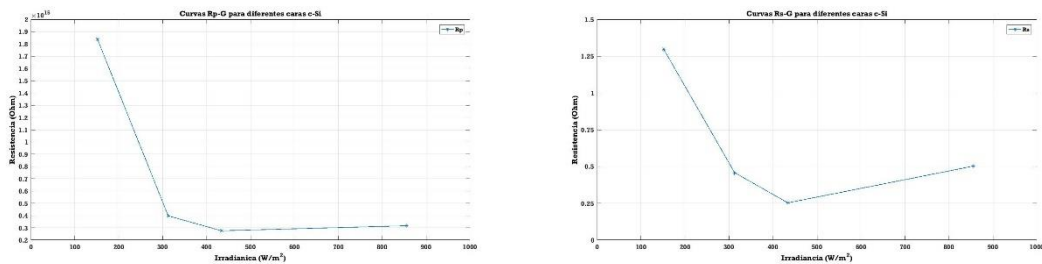


Gráfico 12. Comportamiento de la Rp y la Rs en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de c-Si. Fuente: Propia.

En el gráfico anterior se muestra el cómo se comportan la Resistencia paralelo (Rp) y la Resistencia serie (Rs) a medida que varía la irradiancia (G) sobre los módulos se puede apreciar que la Rp tiene valores elevados, en los rangos de los 10^{14} y 10^{15} ohmios (Ω) lo que es un valor excelente para mantener la forma ideal de la curva I-V de dicha tecnología mostrada en el Gráfico 6 mientras que el valor Rs varía entre 0.25 y 1.30Ω de los cuales una parte se le atribuye a la resistencia de los conductores utilizados en las mediciones.

6.2.1.5 Efectos de la irradiancia sobre el factor de llenado y la eficiencia

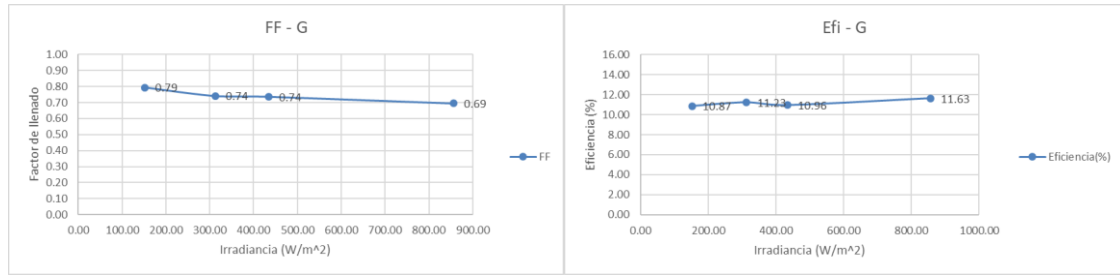


Gráfico 13. Comportamiento del FF y la Eficiencia en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de c-Si. Fuente: Propia.

En el gráfico anterior se puede apreciar que tanto el factor de llenado (FF) el cual muestra niveles por encima de 0,69 como la eficiencia en conversión de energía (η), con valores por encima del 11%, se mantienen prácticamente constante para los diferentes niveles de irradiancia (G) lo que indica la buena calidad en la conversión de potencia.

6.2.1.6 Efectos de la temperatura sobre los diferentes parámetros

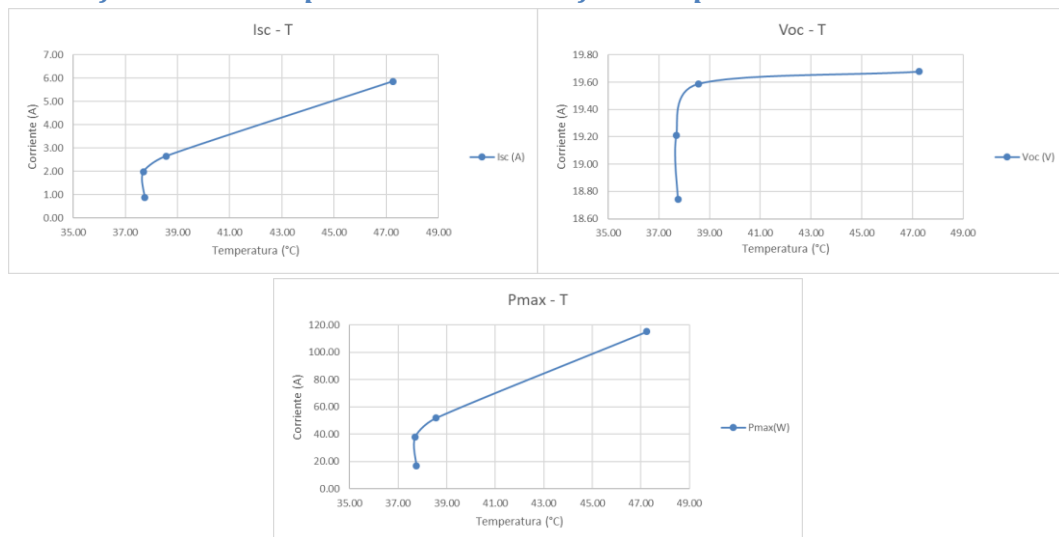


Gráfico 14. Comportamiento de la Isc, el Voc y la Pmax en función de la T en el PV Cube de c-Si.

En el gráfico anterior se muestra el comportamiento que tuvieron la Isc, el Voc y la Pmax frente a la Temperatura. No se hacen estudios más profundos de este gráfico ya que los modelos de comportamiento térmico no están previstos en el alcance de esta investigación y podría quedar para trabajos futuros.

6.2.2 Silicio amorfo (a-Si)

A continuación, se presenta el comportamiento del PV Cube conformado por módulos EPS 80S 24 de silicio amorfo a diferentes niveles de irradiancia:

- Línea Roja: 930 W/m²
- Línea Azul: 382 W/m²
- Línea Amarilla: 332 W/m²
- Línea Verde: 118 W/m²

Cabe destacar que estos niveles de irradiancia se deben a la orientación de cada una de las caras de los PV Cubes, las líneas representan la cara superior, este, sur y oeste respectivamente.

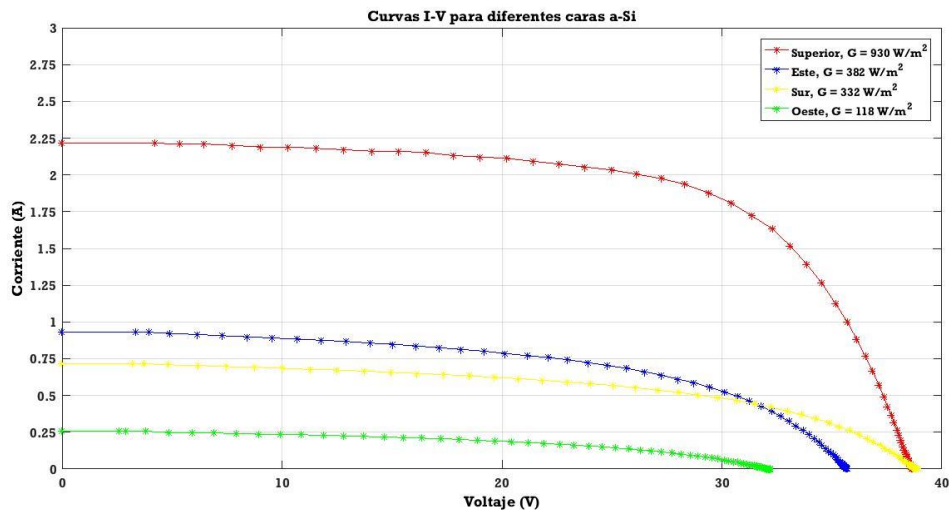


Gráfico 15. Curva I - V del PV Cube conformado por módulos de a-Si para diferentes niveles de irradiancia. Fuente: Propia.

Como se puede ver la línea amarilla la cual corresponde a la cara sur presenta una anomalía en su comportamiento ya que recibe menos irradiancia que la cara superior, sin embargo, posee un valor superior de Voc.

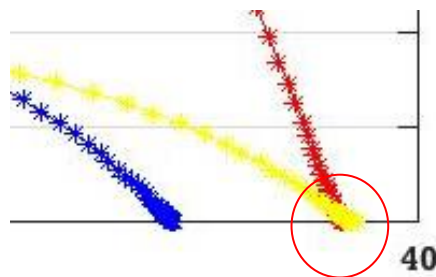


Figura 27. Cruce entre la curva I-V a menor G (332 W/m²) con una curva a G mayor (930 W/m²). Fuente: Propia.

Una posible explicación para este comportamiento se debe a la composición de la radiación directa y difusa que recibe cada cara, en las tecnologías amorfas el comportamiento frente a la estos componentes de la irradiancia es diferente con respecto a las tecnologías cristalinas. En esta investigación no se contempló el análisis detallado del balance entre la irradiancia directa y la difusa donde la proporción de una respecto a la otra cambia según la hora del día y la orientación de la cara, lo que genera el efecto del cruce que se muestra en la Figura 27.

6.2.2.1 Efectos de la irradiancia sobre la potencia

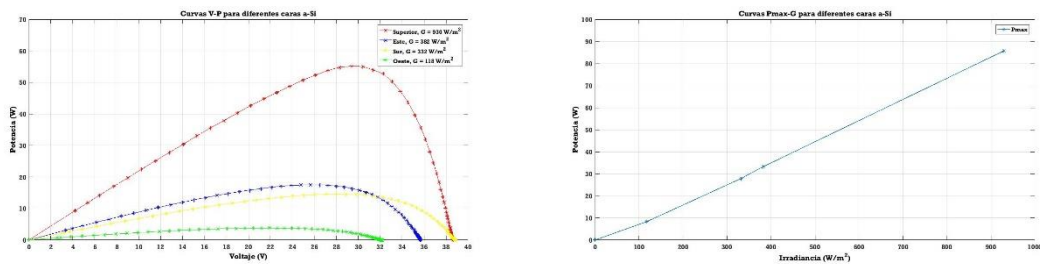


Gráfico 16. Efecto de la irradiancia sobre la potencia de los módulos fotovoltaicos de a-Si. Fuente: Propia.

Al igual que ocurre con los módulos de tecnología cristalina el efecto de la irradiancia (G) tiene sobre la potencia es lineal y a media que la G aumenta también lo hace la P_{mp}.

En el grafico se observa la tendencia lineal que posee la irradiancia sobre ambas corrientes de los módulos.

6.2.2.2 Efectos de la irradiancia sobre las corrientes

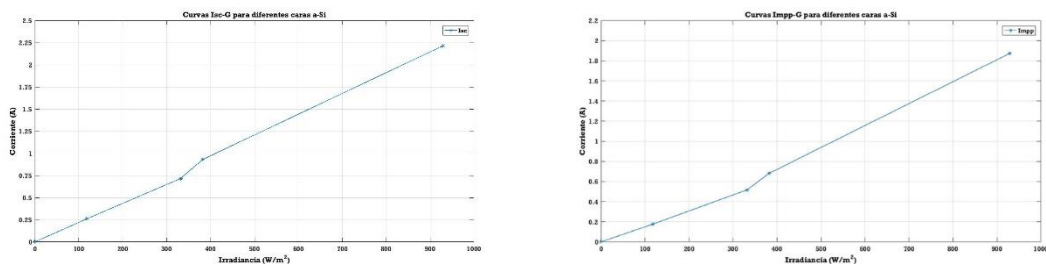


Gráfico 17. Comportamiento de la Isc e Imp en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de a-Si. Fuente: Propia.

Se ve la tendencia lineal que existe entre el nivel de irradiancia (G) que reciben los módulos fotovoltaicos y las corrientes, tanto de cortocircuito (Isc) como la corriente de punto de máxima potencia (Imp).

6.2.2.3 Efectos de la irradiancia sobre los voltajes

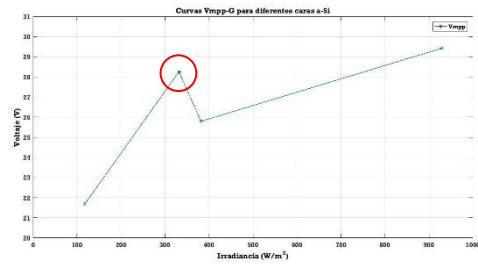
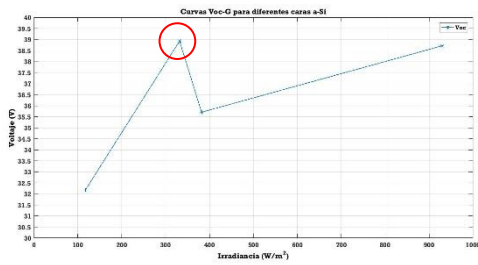


Gráfico 18. Comportamiento de la Voc y Vmpp en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de a-Si. Fuente: Propia.

En el gráfico se observa como el posible efecto de la irradiancia directa y difusa sobre la cara sur del PV Cube provoca que obtengamos un punto fuera de la tendencia logarítmica que se espera del Voc y el Vmpp frente a la G.

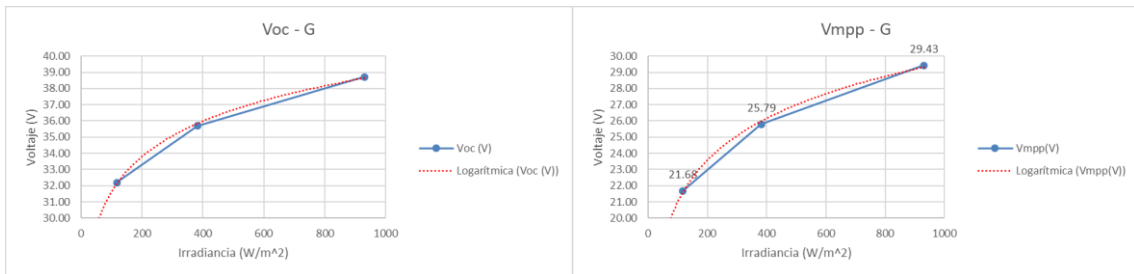


Gráfico 19. Tendencia logarítmica del Voc y Vmpp frente a la G en los módulos a-Si. Fuente: Propia.

Para un estudio más detallado del comportamiento de los voltajes se agrega una línea de tendencia eliminando el punto inusual y como se aprecia en el Gráfico 19 se observa que la tendencia que existe entre ambos voltajes y la irradiancia, un comentario que hay que resaltar es que a diferencia del c-Si el Vmpp tiene una tendencia logarítmica al igual que el Voc.

6.2.2.4 Efectos de la irradiancia sobre las resistencias

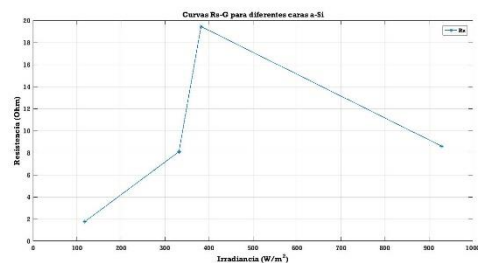
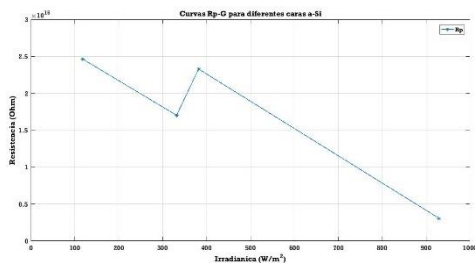


Gráfico 20. Comportamiento de la Rp y la Rs en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de a-Si. Fuente: Propia.

En el gráfico anterior se muestra el cómo se comportan la Resistencia paralelo (Rp) y la Resistencia serie (Rs) a medida que varía la irradiancia (G) sobre los módulos de silicio amorfo se puede apreciar que una buena Rp, en los rangos de los 10^{14} y $10^{15} \Omega$ y la Rs

que varía entre 1.76 y 19.45 Ω de los cuales una parte se le atribuye a la resistencia de los conductores utilizados en las mediciones.

6.2.2.5 Efectos de la irradiancia sobre el factor de llenado y la eficiencia

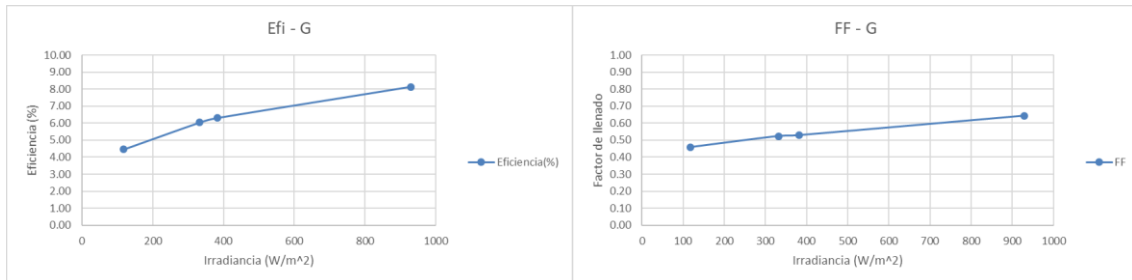


Gráfico 21. Comportamiento del FF y la Eficiencia en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de a-Si. Fuente: Propia.

En el gráfico anterior se puede apreciar que para el silicio amorfo es notable el efecto que provoca la G sobre el FF y la η y en ambos casos a medida que la G aumenta ambos parámetros también lo hacen.

6.2.2.6 Efectos de la temperatura sobre los diferentes parámetros

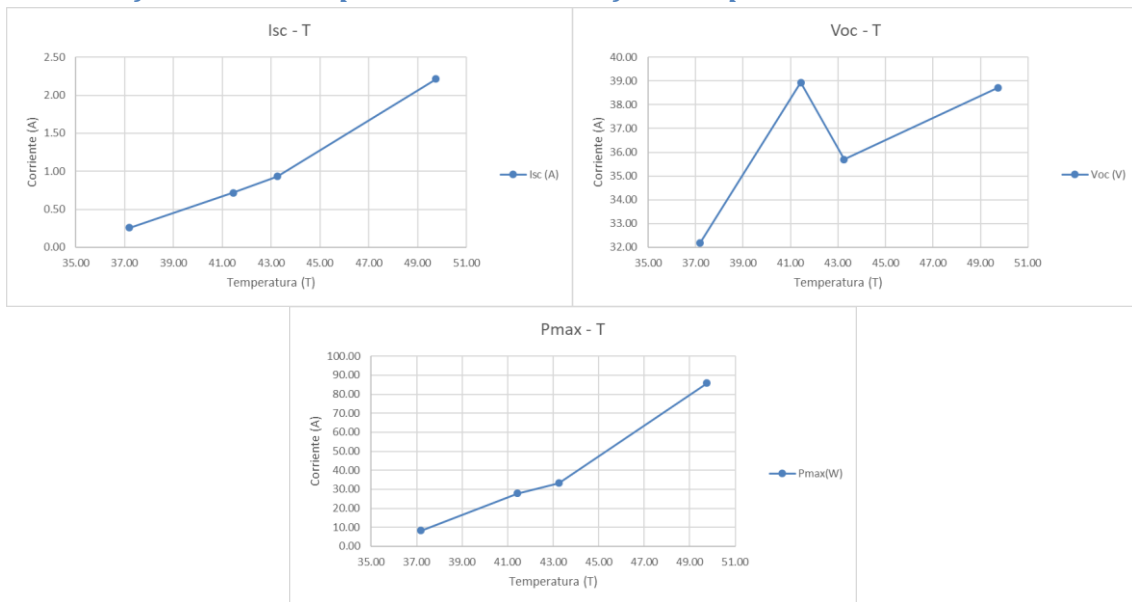


Gráfico 22. Comportamiento de la Isc, el Voc y la Pmax en función de la T en el PV Cube de a-Si.

En el gráfico anterior se muestra el comportamiento que tuvieron la Isc, el Voc y la Pmpp frente a la temperatura de los módulos a-Si.

6.2.3 Teluro de Cadmio (CdTe)

A continuación, se presenta el comportamiento del PV Cube conformado por módulos FS 397 PLUS de teluro de cadmio a diferentes niveles de irradiancia:

- Línea Roja: 919 W/m²
- Línea Azul: 304 W/m²
- Línea Amarilla: 265 W/m²
- Línea Verde: 151 W/m²

Cabe destacar que estos niveles de irradiancia se deben a la orientación de cada una de las caras de los PV Cubes, las líneas representan la cara superior, este, sur y oeste respectivamente.

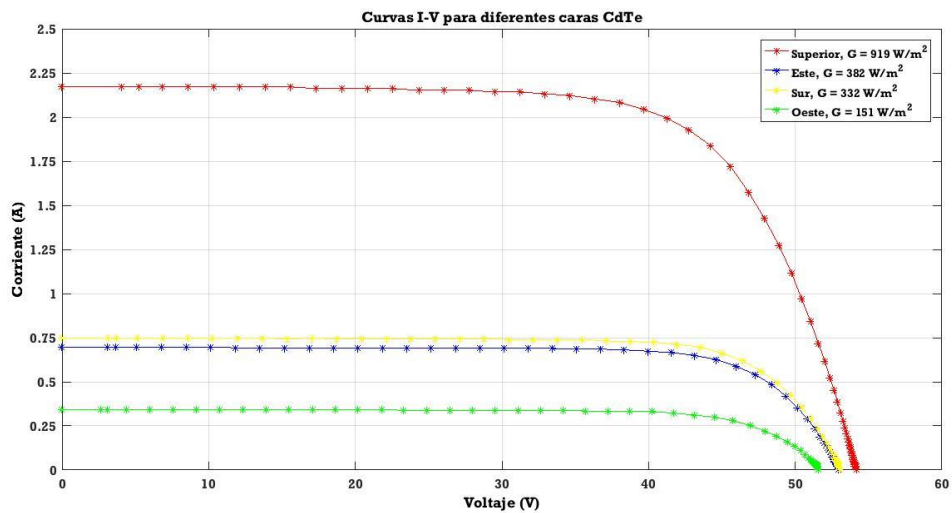


Gráfico 23. Curvas I - V del PV Cube conformado por módulos de a-Si para diferentes niveles de irradiancia. Fuente: Propia.

Se muestra el grafico de la curva I-V del PV Cube de CdTe donde se aprecia como a medida que la irradiancia aumenta también lo hacen el nivel de Isc y Voc también de igual manera. Sin embargo, en la Figura 28. Cruce entre la curva I-V a menor G (265 W/m²) con curva a G mayor (304 W/m²). Fuente: Propia.se aprecia como nuevamente la línea amarilla perteneciente a la cara Sur, a pesar de recibir menos G que la cara Este se superpone sobre la misma y presenta niveles de Isc y Voc superiores. Este efecto al igual

que para la tecnología de silicio amorfo podríamos atribuírsela a las componentes directa y difusa de la irradiancia que recibe dicha cara.

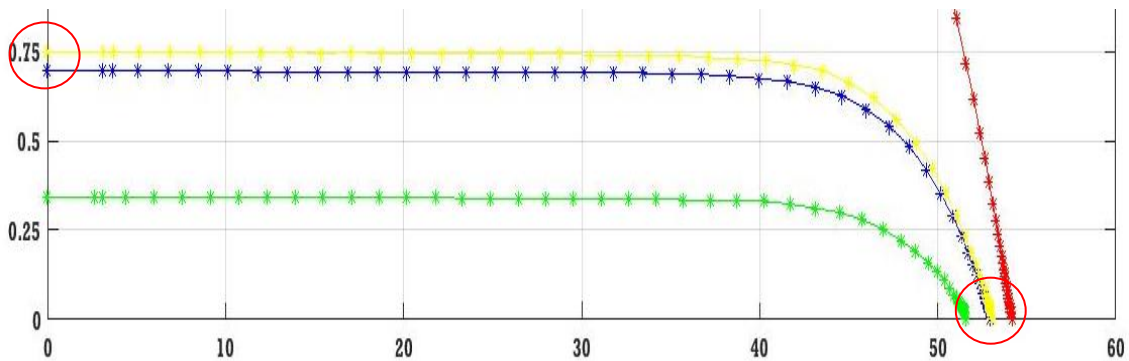


Figura 28. Cruce entre la curva I-V a menor G (265 W/m²) con curva a G mayor (304 W/m²). Fuente: Propia.

6.2.3.1 Efectos de la irradiancia sobre la potencia

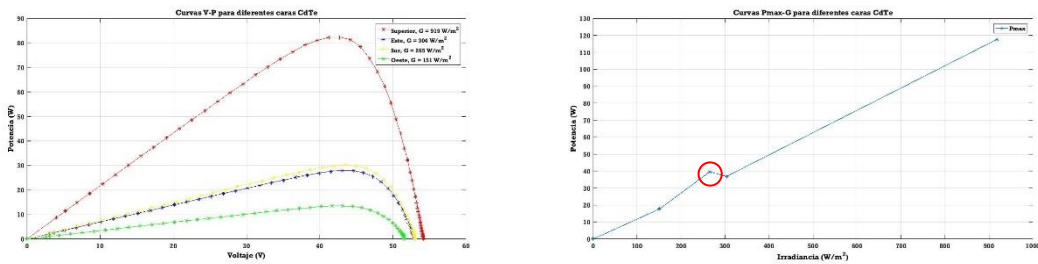


Gráfico 24. Efecto de la irradiancia sobre la potencia de los módulos fotovoltaicos de CdTe. Fuente: Propia.

Se puede ver claramente el efecto lineal que tiene la irradiancia (G) en la potencia de los módulos y como a medida que esta disminuye de igual manera lo hace la potencia en el punto de máxima potencia (Pmpp).

6.2.3.2 Efectos de la irradiancia sobre las corrientes

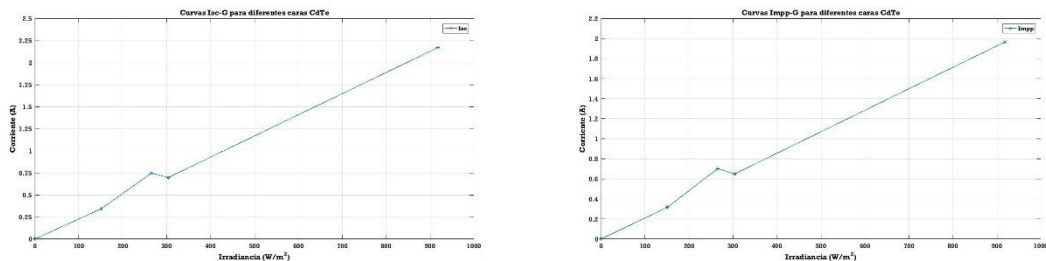


Gráfico 25. Comportamiento de la Isc e Impp en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de CdTe. Fuente: Propia

En el grafico se observa la tendencia lineal que posee la irradiancia sobre la I_{sc} y la I_{mpp} , modificada por el posible efecto de las componentes directa y difusa de esta sobre la cara Sur que representa el 3er punto de la recta.

6.2.3.3 Efectos de la irradiancia sobre los voltajes

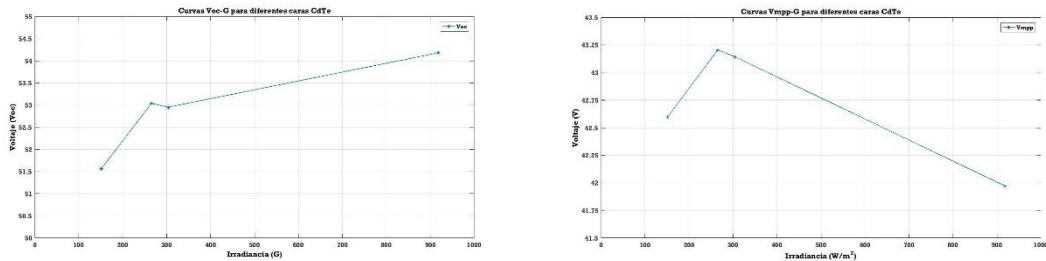


Gráfico 26. Comportamiento de la Voc y Vmpp en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de CdTe. Fuente: Propia.

En el grafico anterior se puede apreciar la tendencia logarítmica que tiene el voltaje de cortocircuito (Voc) mientras que en el caso del voltaje en el punto de máxima potencia (Vmpp) no muestra una tendencia clara. Con la experiencia del análisis de la tecnología de a-Si si agregáramos una línea de tendencia sacando el punto inusual de la gráfica del Voc respecto a la G se obtendría una relación logarítmica entre ambos parámetros.

6.2.3.4 Efectos de la irradiancia sobre las resistencias

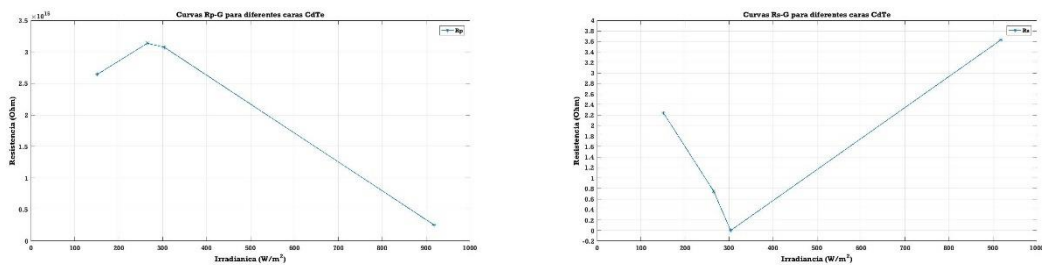


Gráfico 27. Comportamiento de la Rp y la Rs en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de CdTe. Fuente: Propia.

En el gráfico anterior se muestra el cómo se comportan la Rp y la Rs a medida que varía la G sobre los módulos de CdTe. Se puede ver como para una la Rs resultante para la G

= 304 W/m² es valor muy pequeño sin embargo está dentro de los rangos normales y se toma como valido.

6.2.3.5 Efectos de la irradiancia sobre el factor de llenado y la eficiencia

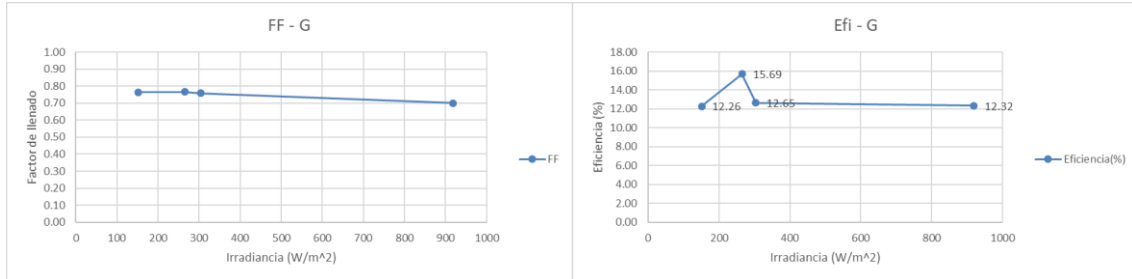


Gráfico 28. Comportamiento del FF y la Eficiencia en función de la G que reciben los módulos que conforman el PV Cube de CdTe. Fuente: Propia.

En el grafico anterior se puede apreciar que tanto el factor de llenado (FF) el cual muestran niveles por encima de 0.7, cabe destacar que el FF se mantiene prácticamente constante a medida que irradiancia incidente sobre los módulos incrementa.

En el caso la eficiencia se ve afectada por el salto que da el Vmpp, valor de 15% es un poco elevado con respecto a los demás valores y se aleja de la tendencia de la η a permanecer constante en alrededor de un 12%.

6.2.3.6 Efectos de la temperatura sobre los diferentes parámetros

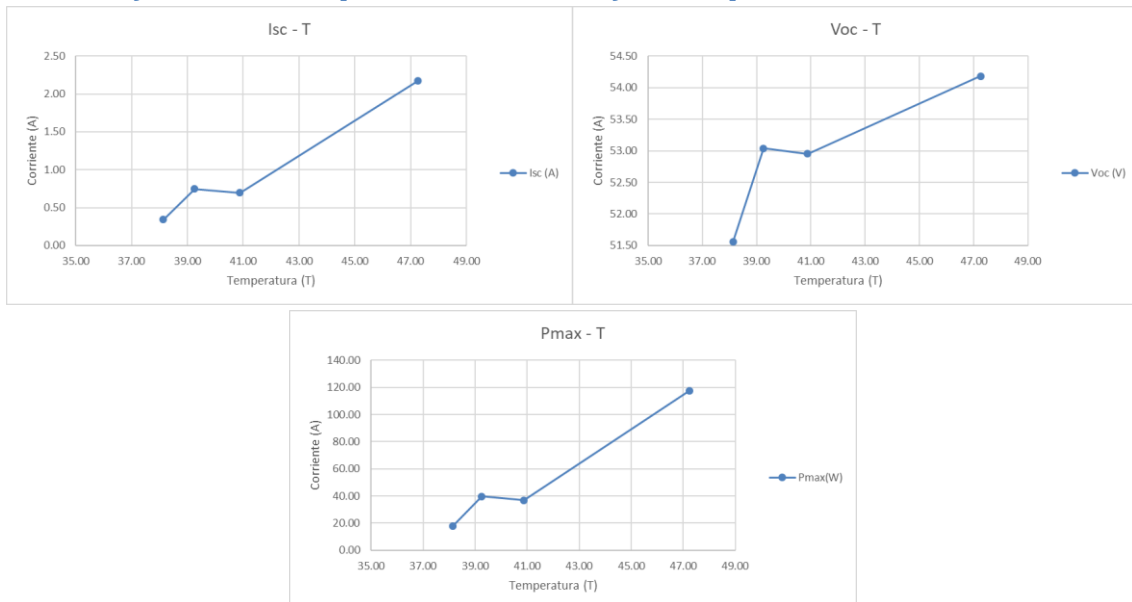


Gráfico 29. Comportamiento de la Isc, el Voc y la Pmax en función de la T en el PV Cube de CdTe. Fuente: Propia.

En el grafico anterior se muestra el comportamiento que tuvieron la Isc, el Voc y la Pmpp frente a la temperatura de los módulos CdTe.

6.2.4 Comparación de las diferentes tecnologías

6.2.4.1 Efectos de la irradiancia sobre los PV Cubes

A continuación, se presentarán de manera simultánea los efectos de la irradiancia sobre los PV Cubes:

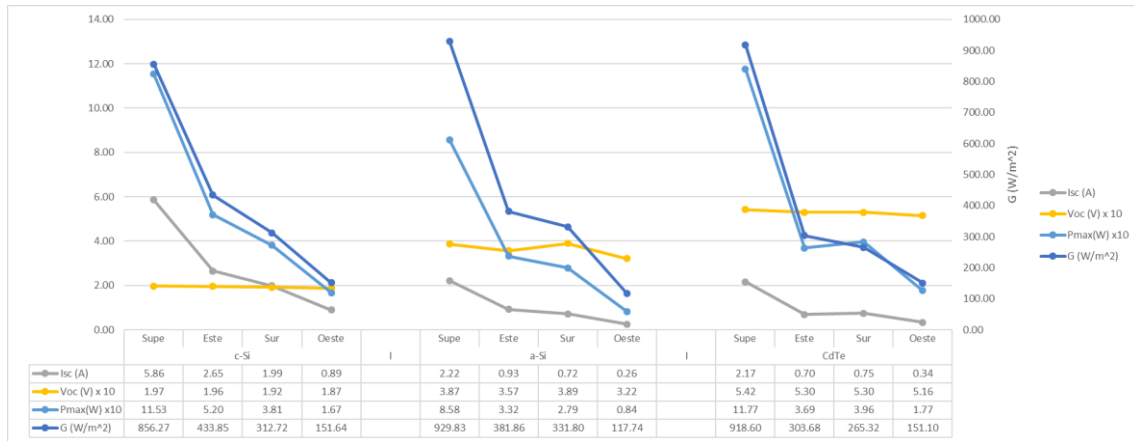


Figura 29. Efecto de la irradiancia sobre la Isc, Voc y Pmax en los distintos PV Cubes. Fuente: Propia.

De esta manera es mucho más fácil apreciar los efectos que tiene la irradiancia sobre los parámetros de Voc, Isc y la Pmax de cada una de las caras del PV Cube, se puede apreciar el fuerte efecto de la irradiancia en las tecnologías amorfas principalmente en la de CdTe, se ve como los cambios son más drásticos en la corriente y la potencia a medida que varía el nivel de irradiancia.

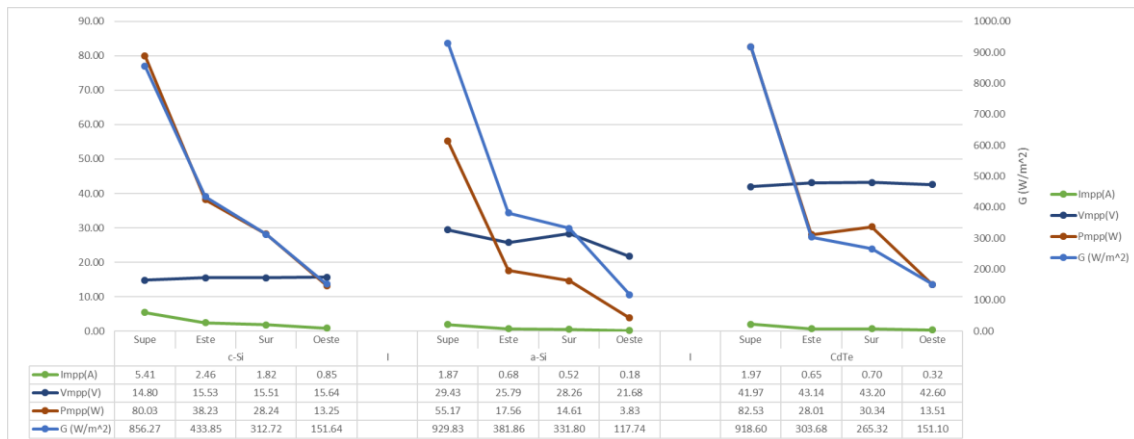


Figura 30. Efecto de la irradiancia sobre la Imp, Vmp y Pmp en los distintos PV Cubes. Fuente: Propia.

Se observa nuevamente que la irradiancia afecta de una manera más abrupta sobre los módulos de película delgada sobre el voltaje en el caso del silicio amorfo mientras que en el teluro de cadmio se mantiene constante a los diferentes niveles de irradiancia, pero en ambos case modifica la corriente y por consecuente modifica la potencia.



Figura 31. Efecto de la irradiancia sobre la eficiencia y el factor de llenado en los distintos PV Cubes. Fuente: Propia.

En el gráfico anterior se muestra que a pesar del cambio en la irradiancia que reciben todas las tecnologías sus respectivas eficiencias se mantienen prácticamente constante, variando muy poco tu valor a lo largo que la irradiancia disminuye en el caso de los módulos de c-Si y de CdTe sin embargo en el módulo de a-Si la eficiencia disminuye a medida que lo hace la irradiancia desde un nivel de 8% hasta un 4%.

6.2.4.2 Efectos de la temperatura sobre los PV Cubes

A continuación, se presentarán de manera paralela los efectos de la irradiancia sobre los PV Cubes:



Figura 32. Efecto de la temperatura sobre la Isc, Voc y Pmax en los distintos PV Cubes. Fuente: Propia.

En la gráfica anterior se muestra que la variación de la temperatura no tiene efecto sobre el voltaje ya que este se mantiene constante sin embargo a medida que la temperatura decrece si tiene efecto directamente proporcional.



Figura 33. Efecto de la temperatura sobre la I_{mp} , V_{mp} y P_{mp} en los distintos PV Cubes. Fuente: Propia.

A medida que la temperatura disminuye tiene un efecto directamente proporcional para la I_{mp} , este comportamiento se da para las tres tecnologías, mientras que para lo que es el V_{mp} en la tecnología de c-Si se mantiene constante, para el a-Si oscila a medida que varía la temperatura y para el módulo de CdTe el voltaje incrementa a medida que la temperatura disminuye.

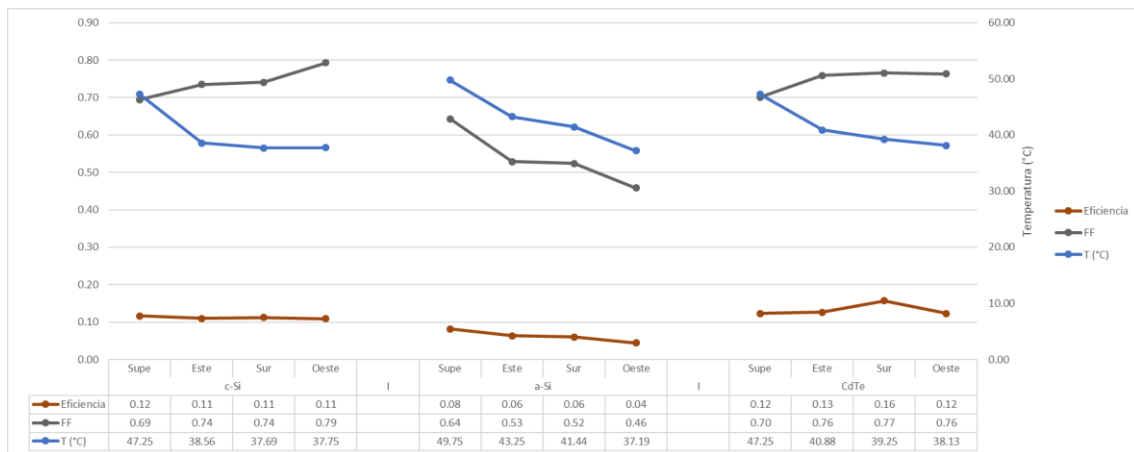


Figura 34. Efecto de la temperatura sobre la eficiencia y el factor de llenado en los distintos PV Cubes. Fuente: Propia.

El efecto de la temperatura sobre las eficiencias de todas las tecnologías se manifestó de manera diferente, en los módulos cristalinos el valor de la eficiencia se mantuvo constante para los diferentes valores de temperatura, mientras que para el silicio amorfo a medida que la temperatura disminuía así mismo lo hacía su eficiencia mientras que en los módulos de telurio de cadmio la tendencia era de permanecer constante con valores de entre 12 y 13% sin embargo se presenta un valor inusual en la cara sur, como ya se explicó anteriormente una muy posible causa para este comportamiento inusual se debe al desbalance entre irradiación directa y difusa que recibe dicha cara.

El factor de llenado en los módulos de a-Si es más sensible ya que se ve más afectado por el valor de su R_s esto provoca que su factor de llenado se deteriore si hay más irradiancia y más temperatura.

6.3 Resumen

A continuación, se muestra una tabla en forma resumen donde se muestran todos los parámetros medidos y calculados a lo largo de la investigación que fueron expuestos en la sección anterior.

Silicio Cristalino (c-Si)												
Cara	G (W/m ²)	T (°C)	Isc (A)	Voc (V)	Pmax(W)	Impp(A)	Vmpp(V)	Pmpp(W)	Eficiencia(%)	FF	Rp (Ω)	Rs (Ω)
Superior	856	47	5.86	19.68	115.28	5.41	14.80	80.03	11.63	0.69	3.16E+14	0.50
Este	434	39	2.65	19.59	51.99	2.46	15.53	38.23	10.96	0.74	2.76E+14	0.25
Sur	313	38	1.99	19.21	38.14	1.82	15.51	28.24	11.23	0.74	3.97E+14	0.46
Oeste	152	38	0.89	18.74	16.70	0.85	15.64	13.25	10.87	0.79	1.84E+15	1.30

Silicio Amorfo (a-Si)												
Cara	G (W/m ²)	T (°C)	Isc (A)	Voc (V)	Pmax(W)	Impp(A)	Vmpp(V)	Pmpp(W)	Eficiencia(%)	FF	Rp (Ω)	Rs (Ω)
Superior	930	50	2.22	38.71	85.77	1.87	29.43	55.17	8.14	0.64	3.05E+14	8.58
Este	382	43	0.93	35.70	33.21	0.68	25.79	17.56	6.31	0.53	2.33E+15	19.45
Sur	332	41	0.72	38.93	27.88	0.52	28.26	14.61	6.04	0.52	1.70E+15	8.10
Oeste	118	37	0.26	32.19	8.36	0.18	21.68	3.83	4.47	0.46	2.46E+15	1.76

Teluro de Cadmio (CdTe)												
Cara	G (W/m ²)	T (°C)	Isc (A)	Voc (V)	Pmax(W)	Impp(A)	Vmpp(V)	Pmpp(W)	Eficiencia(%)	FF	Rp (Ω)	Rs (Ω)
Superior	919	47	2.17	54.18	117.67	1.97	41.97	82.53	12.32	0.70	2.53E+14	3.63
Este	304	41	0.70	52.95	36.89	0.65	43.14	28.01	12.65	0.76	3.07E+15	0.01
Sur	265	39	0.75	53.04	39.63	0.70	43.20	30.34	15.69	0.77	3.14E+15	0.75
Oeste	151	38	0.34	51.56	17.69	0.32	42.60	13.51	12.26	0.76	2.64E+15	2.24

Tabla 2. Tabla resumen de los parámetros calculados a lo largo de la investigación. Fuente: Propia.

7 Conclusiones

- Se han estudiado distintas tecnologías fotovoltaicas en un sistema integrado (PV Cube) donde se evalúan módulos de distintas tecnologías a distintas orientaciones.
- Se ha hecho una caracterización térmica y eléctrica de estos módulos.
- Uno de los inconvenientes que se presentaron fue la caracterización de los módulos de tecnología orgánica.
- Esto se debe a los rangos de unidades que debían de manejarse para caracterizar dicha tecnología, para el caso de la tensión, el nivel era de entre los 800 y 1200 voltios (en este caso, la tensión no fue un problema ya que el trazador alcanzaba estos niveles de voltaje) y para el caso de la corriente teníamos corrientes muy bajas, en el orden de los mA.
- Estos rangos de unidades tan distantes suponen un reto para un trazador convencional ya que no tiene los rangos ni la sensibilidad necesaria para hacer mediciones útiles para ser analizadas.
- Es necesario es utilizar aparatos de medición que una electrónica diseñada a la medida para este tipo de módulos. Por ejemplo, el valor más elevado que se obtuvo mientras se intentaba medir con el trazado disponible fue de 40 mA.
- La proporción entre irradiancia entre directa y difusa afectan de manera distinta cada una de las caras de los PV Cube y el efecto sobre cada tecnología es también desigual.
- En los módulos de tecnología amorfa de lámina delgada a-Si y CdTe se ven más afectados por el equilibrio de irradiancia directa y difusa que los de tecnología cristalina.
- El voltaje en el caso del silicio amorfo se presentó una variación en el voltaje a medida que variaba la irradiancia mientras que en el telurio de cadmio se mantuvo constante, pero en ambos casos modificaba la corriente y por consecuente variaba la potencia.
- Para la tecnología de silicio cristalino la eficiencia medida fue entre el 11% y el 12%. Los efectos de irradiancia y temperatura no afectaban la eficiencia de estos módulos. En el caso del silicio amorfo la eficiencia obtenida variaba entre el 4% y el 8% por lo que muestran los efectos de la irradiancia y la temperatura. Para

la tecnología de telurio de cadmio la eficiencia medida fue del 12% y se mantuvo constante frente a los efectos de irradiancia y temperatura, sacando el dato inusual del 15% mostrado en la cara sur.

- El factor de llenado se mantiene constante que están entre valores de 0,69 y 0,79 para el silicio cristalino aumentando a medida que lo hace la irradiancia y la temperatura. En los módulos del silicio amorfo los valores oscilaban entre 0,47 y 0,76 El factor de llenado en los módulos es más sensible ya que se ve más afectado por el valor de su R_s . En el caso de la tecnología de telurio de cadmio presento factores de llenado muy buenos entre 0.7 y 0.76.
- La R_s es un parámetro muy crítico y muy sensible que estropea el desempeño las tecnologías fotovoltaicas. Queda demostrado que la tecnología de silicio amorfo que fue la que presento valores más elevados en su R_s de entre 1.76 Ω hasta 19.45 Ω fue la que presento factores de llenado inferiores.
- En cuanto a los análisis relacionados con el efecto de la temperatura los modelos de comportamiento térmico son más complicados y no están previstos en el alcance de la investigación, podría quedar para trabajos futuros.
- En esta investigación se comprende mejor el comportamiento térmico y su contribución a la eficiencia térmica para las edificaciones de las tecnologías fotovoltaicas en general. Por tanto, es conveniente seguir desarrollando y fomentando el uso de las BIPV.

7.1 Trabajos futuros

- Obtener y trabajar con más rangos de irradiancia.
- Analizar el efecto de la proporción de irradiancia difusa y directa.

8 Bibliografía

- [1] M. Kumar y A. Kumar, «Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78, pp. 554-587, oct. 2017.
- [2] C. Peng, Y. Huang, y Z. Wu, «Building-integrated photovoltaics (BIPV) in architectural design in China», *Energy and Buildings*, vol. 43, n.º 12, pp. 3592-3598, dic. 2011.

- [3] B. Petter Jelle, C. Breivik, y H. Drolsum Røkenes, «Building integrated photovoltaic products: A state-of-the-art review and future research opportunities», *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 100, pp. 69-96, may 2012.
- [4] IRENA, *Renewable capacity statistics 2018*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2018.
- [5] IRENA, *Renewable power generation costs in 2017*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2018.
- [6] S. Roberts y N. Guariento, *Building integrated photovoltaics / a handbook*. Basel: Birkhäuser, 2009.
- [7] C. Toledo y A. Urbina, «Thermal properties of photovoltaic modules: the double function of BIPV systems», presentado en 34th EU PVSEC 2017, Amsterdam, 2017.
- [8] J. González Velasco, *Energías renovables*. Barcelona: Editorial Reverté, 2009.
- [9] J. Nelson, *The physics of solar cells*. London : River Edge, NJ: Imperial College Press ; Distributed by World Scientific Pub. Co, 2003.
- [10] T. M. Razykov, C. S. Ferekides, D. Morel, E. Stefanakos, H. S. Ullal, y H. M. Upadhyaya, «Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects», *Solar Energy*, vol. 85, n.º 8, pp. 1580-1608, ago. 2011.
- [11] N. Amin, S. Ahmad Shahahmadi, P. Chelvanathan, K. S. Rahman, M. Istiaque Hossain, y M. D. Akhtaruzzaman, «Solar Photovoltaic Technologies: From Inception Toward the Most Reliable Energy Resource», en *Encyclopedia of Sustainable Technologies*, Elsevier, 2017, pp. 11-26.
- [12] D. O. Akinyele, R. K. Rayudu, y N. K. C. Nair, «Global progress in photovoltaic technologies and the scenario of development of solar panel plant and module performance estimation – Application in Nigeria», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 48, pp. 112-139, ago. 2015.
- [13] L. El Chaar, L. A. Lamont, y N. El Zein, «Review of photovoltaic technologies», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n.º 5, pp. 2165-2175, jun. 2011.
- [14] «Czochralski process», *Wikipedia*. 18-may-2018.
- [15] V. V. Tyagi, N. A. A. Rahim, N. A. Rahim, y J. A. /L. Selvaraj, «Progress in solar PV technology: Research and achievement», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 20, pp. 443-461, abr. 2013.
- [16] M. A. Green, Y. Hishikawa, E. D. Dunlop, D. H. Levi, J. Hohl-Ebinger, y A. W. Y. Ho-Baillie, «Solar cell efficiency tables (version 51)», *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 26, n.º 1, pp. 3-12, ene. 2018.
- [17] S. R. Park, D. A. Pandey, V. Tyagi, y S. Tyagi, «Energy and exergy analysis of typical renewable energy systems», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 105–123, feb. 2014.
- [18] D. L. Staebler y C. R. Wronski, «Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si», *Appl. Phys. Lett.*, vol. 31, n.º 4, pp. 292-294, ago. 1977.
- [19] M. Gloeckler, I. Sankin, y Z. Zhao, «CdTe Solar Cells at the Threshold to 20% Efficiency», *undefined*, 2013. [En línea]. Disponible en: /paper/CdTe-Solar-Cells-at-the-Threshold-to-20%25-Efficiency-Gloeckler-Sankin/1994bb1dbbd02d38cfce23bc96505201589e774d. [Accedido: 03-sep-2018].

- [20] M. Powalla y D. Bonnet, «Thin-Film Solar Cells Based on the Polycrystalline Compound Semiconductors CIS and CdTe», *Advances in OptoElectronics*, vol. 2007, pp. 1-6, 2007.
- [21] A. K. Pandey, V. V. Tyagi, J. A. Selvaraj, N. A. Rahim, y S. K. Tyagi, «Recent advances in solar photovoltaic systems for emerging trends and advanced applications», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, pp. 859-884, ene. 2016.
- [22] M. C. Scharber y N. S. Sariciftci, «Efficiency of bulk-heterojunction organic solar cells», *Progress in Polymer Science*, vol. 38, n.º 12, pp. 1929-1940, dic. 2013.
- [23] International Energy Agency, *Promoting Energy Efficiency Investments: Case Studies in the Residential Sector*. OECD, 2008.
- [24] Í. P. dos Santos y R. Rüter, «The potential of building-integrated (BIPV) and building-applied photovoltaics (BAPV) in single-family, urban residences at low latitudes in Brazil», *Energy and Buildings*, vol. 50, pp. 290-297, jul. 2012.
- [25] J.-H. Yoon, S.-R. Shim, Y. S. An, y K. H. Lee, «An experimental study on the annual surface temperature characteristics of amorphous silicon BIPV window», *Energy and Buildings*, vol. 62, pp. 166-175, jul. 2013.
- [26] Worldwatch Institute, «Aprovechamiento de los Recursos de Energía Sostenible de la República Dominicana», Washington, D.C, jul. 2015.
- [27] Photovoltaik Engineering, «Peak Power Measuring Device and Curve Tracer for Photovoltaic Modules». .
- [28] «JRC's Directorate C, Energy, Transport and Climate - PVGIS - European Commission». [En línea]. Disponible en: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. [Accedido: 26-sep-2018].

9 Anexos

9.1 Ficha técnica de los módulos utilizados

Silicio cristalino



SHS100W-120W P
Polycrystalline



- High conversion efficiency
High module efficiency to guarantee power output.
- Self-cleaning glass
Coating glass for self-cleaning, reduce surface dust.
- Outstanding low irradiation performance
Excellent module efficiency even in the weak light conditions, such as morning or cloudy.
- Excellent loading capability
2400Pa wind loads, 5400Pa snow loads.

- 0 to +5W positive tolerance
Detailed information in Electrical Specifications.
- 48-hour response service
- Lower performance capacity than 0.5 year
Detailed information in Electrical Specifications.
- 25-year performance warranty
- 10-year warranty on materials and workmanship

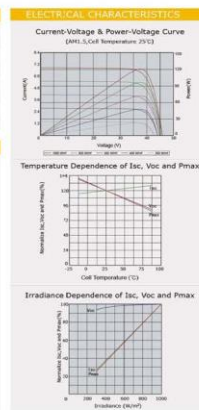
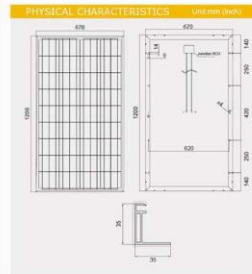
01 | SHINE SOLAR

ALL SPECIFIED PARAMETERS ARE AT STC 25°C AMBIENT, 1000W/M² IRRADIANCE AND AM 1.5

Module Type	SHS100-3P	SHS105-3P	SHS110-3P	SHS115-3P	SHS120-3P
Max Power	100W	105W	110W	115W	120W
Power Tolerance	-0~+5	+0~+5	+0~+5	+0~+5	+0~+5
Max-Power Voltage (Vmp)	18.1	18.2	18.3	18.4	18.03
Max-Power Current (Imp)	5.56	5.82	6.11	6.28	6.75
Open Circuit Voltage (Voc)	22.2	22.3	22.4	22.5	22.6
Short Circuit Current (Isc)	5.93	6.21	6.52	6.81	7.10
Cell Efficiency (%)	14.5	15.4	15.2	16.9	17.6
Module Efficiency (%)	12.5	13.2	13.7	14.3	15
Max-System Voltage (VDC)	600				
Max-Series Fuse Rating (A)	15				
Pmax Temperature Coefficient (%/°C)	-0.47				
Voc Temperature Coefficient (%/°C)	-2.34				
Isc Temperature Coefficient (%/°C)	0.045				
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C				
Operating Temperature	-40~+85°C				

MECHANICAL SPECIFICATIONS

External Dimensions	1200*670*35 mm
Weight	8.2 Kg
Solar Cell	Polycrystalline 156*125mm (36pcs)
Front glass	3.2mm tempered glass, low iron
Frame	Anodized Electrochromic aluminum alloy
Junction Box	IP65/67 rated
Output Cable	4.0mm ² symmetrical lengths 900mm
Connector	MC4 Compatible



SHINE SOLAR | 02



Módulo Solar Fotovoltaico Silicio Amorfo 80w /24v



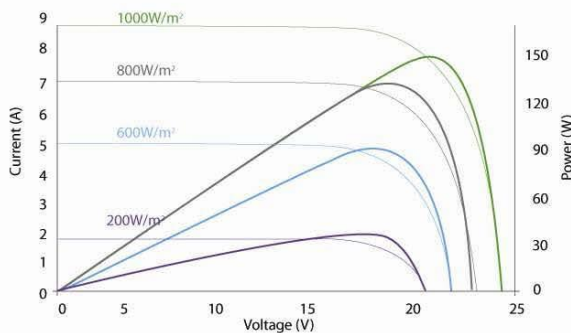
EPS Solar diseña y fabrica la más alta calidad en energía solar para distribuirla a nivel mundial. La más avanzada tecnología nos permite producir diferentes tipo de paneles solares que a su vez proporcionan la máxima eficiencia a las instalaciones.



EPS Solar designs and manufactures the highest quality solar energy for distribution worldwide. The latest technology allows us to produce different types of solar panels that in turn provide maximum efficiency at the Facilities.

EPS 80S 24

Tamaño / Size (MM): 1205 X 605 X 35
 VMPP (V): 34,33
 IMPP (A): 2,33
 VOC (V): 43,83
 ISC (A): 2,51 A
 Max System Voltage: 1000V
 Peso/Weigh (Kg): 12



Los módulos EPS Solar tienen una productividad muy alta con una tolerancia siempre positiva superando los Swips. La rigidez y material anticorrosión de nuestros marcos fabricados en aluminio anodizado es compatible con todos los sistemas de montaje disponibles.



EPS Solar modules have a high productivity with a tolerance exceeding SWIPS always positive. The rigidity and anticorrosion material of our frames made of anodized aluminum supports all available mounting systems.





First Solar Series 3 Black Plus™ PV Module

ADVANCED THIN FILM SOLAR TECHNOLOGY



INDUSTRY BENCHMARK SOLAR MODULES

As a global leader in PV energy, First Solar's advanced thin film solar modules have set the industry benchmark with over 8 gigawatts (GW) installed worldwide and a proven performance advantage over conventional crystalline silicon solar modules. Generating up to 8% more energy than competing modules with the same power rating, First Solar's Series 3 Black Plus™ PV Modules deliver superior performance and reliability to our customers.



PROVEN ENERGY YIELD ADVANTAGE

- Up to 8% more energy than conventional crystalline silicon solar modules with the same power
- Superior temperature coefficient (-0.29%/°C) resulting in greater energy yield in typical field operating temperatures
- Superior spectral response resulting in a proven energy yield advantage in humid environments



ADVANCED PERFORMANCE & RELIABILITY

- Improved long-term power-output and extended reliability test performance warranted for 25 years
- Independently tested to pass accelerated life and stress tests beyond industry standards
- Highly predictable energy in all climates and applications
- Independently certified for reliable performance in high temperature, high humidity, extreme desert and coastal environments

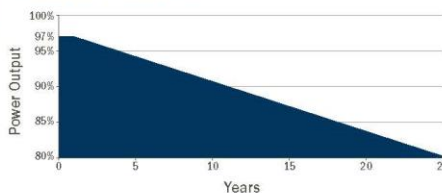


CERTIFICATIONS & TESTS

- Thresher Test, Long-Term Sequential Test, and PID-Free
- IEC 61646, IEC 61730, CE, Safety Class II @1000 V
- IEC 61701 Salt Mist Corrosion, IEC 60068-2-68 Dust and Sand Resistance
- ISO 9001:2008 and ISO 14001:2004
- UL 1703 and ULC 1703 Listed Class B Fire Rating (Class A Spread of Flame)
- CSI Eligible (CA-USA), FSEC (FL-USA), MCS (UK), CEC Listed (Australia)



MODULE WARRANTY⁴



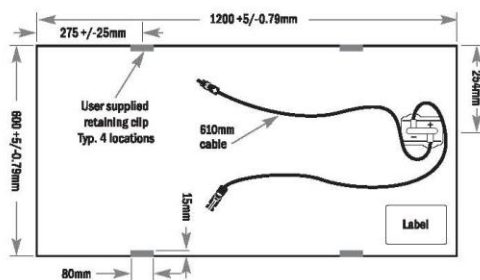
- 25-Year Linear Performance Warranty⁵
- 10-Year Limited Product Warranty

FIRST SOLAR SERIES 3 BLACK PLUS™ PV MODULE

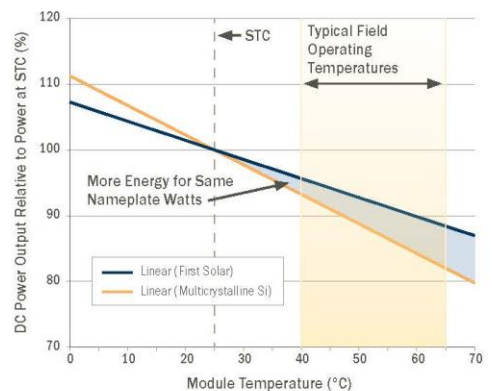
MECHANICAL DESCRIPTION	
Length	1200mm
Width	600mm
Weight	12kg
Thickness	6.8mm
Area	0.72m ²
Leadwire	2.5mm ² or 4.0mm ² , 610mm
Connectors	MC4 ⁶
Bypass Diode	None
Cell Type	CdS/CdTe semiconductor, 146 active cells
Frame Material	None
Cover Type	3.2mm heat strengthened front glass laminated to 3.2mm tempered back glass
Encapsulation	Series 3 Black Laminate material with edge seal

MODULE NUMBERS AND RATINGS AT STC ^{1,2}						
NOMINAL VALUES		FS-300-PLUS	FS-302-PLUS	FS-305-PLUS	FS-307-PLUS	FS-3100-PLUS
Nominal Power (± 5%)	P _{MPP} (W)	90.0	92.5	95.0	97.5	100.0
Voltage at P _{MAX}	V _{MPP} (V)	44.4	45.2	45.8	46.3	46.8
Current at P _{MAX}	I _{MPP} (A)	2.03	2.05	2.08	2.11	2.14
Open Circuit Voltage	V _{OC} (V)	56.9	57.7	58.0	58.6	58.8
Short Circuit Current	I _{SC} (A)	2.27	2.28	2.29	2.29	2.33
Maximum System Voltage	V _{SYS} (V)	1000				
Limiting Reverse Current	I _R (A)	4.0				
Maximum Series Fuse	I _{CF} (A)	4.0				
MODULE NUMBERS AND RATINGS AT 800W/m ² , NOCT 45°C, AM 1.5 ³						
Nominal Power (± 5%)	P _{MPP} (W)	67.8	69.7	71.6	73.5	75.4
Voltage at P _{MAX}	V _{MPP} (V)	41.4	42.2	42.7	43.2	43.7
Current at P _{MAX}	I _{MPP} (A)	1.64	1.65	1.68	1.70	1.73
Open Circuit Voltage	V _{OC} (V)	53.7	54.5	54.8	55.3	55.5
Short Circuit Current	I _{SC} (A)	1.83	1.84	1.85	1.85	1.88
TEMPERATURE CHARACTERISTICS						
Temperature Coefficient of P _{MPP}	T _R (P _{MPP})	-0.29%/°C				
Temperature Coefficient of V _{OC}	T _R (V _{OC})	-0.28%/°C				
Temperature Coefficient of I _{SC}	T _R (I _{SC})	+0.04%/°C				

MECHANICAL DRAWING



SUPERIOR TEMPERATURE COEFFICIENT



END-OF-LIFE RECYCLING

- Recycling services available through First Solar's industry-leading recycling program or customer-selected third party.

Disclaimer

The information included in this Module Datasheet is subject to change without notice and is provided for informational purposes only. No contractual rights are established or should be inferred because of user's reliance on the information contained in this Module Datasheet. Please refer to the appropriate Module User Guide and Module Product Specification document for more detailed technical information regarding module performance, installation and use.

The First Solar logo, First Solar™, and all products denoted with ® are registered trademarks, and those denoted with a ™ are trademarks of First Solar, Inc.

- Standard Test Conditions (STC) 1000W/m², AM 1.5, 25°C
- All ratings ±10%, unless specified otherwise. Specifications are subject to change.
- Nominal Operating Cell Temperature: Module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C air temperature, 1m/s wind speed.
- Limited power output and product warranties subject to warranty terms and conditions.
- Ensures 97% rated power in first year, -0.7%/year through year 25.
- Multi-Contact MC4 (PV-KS14/PV-KBT4)

firstsolar.com | info@firstsolar.com