



Universidad de Jaén

Centro de Estudios de Postgrado

**ANÁLISIS SOBRE LA ADECUACIÓN DE
INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CON
INVERSOR, MICRO INVERSOR Y
OPTIMIZADOR CON AFECTACIÓN DE
SOMBRA CERCANAS**

Alumno/a: Rincón Medellín, Anthony

Tutor/a: D. Alberto Soria Moya

Dpto: Técnico - CENSOLAR

Diciembre, 2023



Universidad de Jaén

ANÁLISIS SOBRE LA ADECUACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CON INVERSOR, MICRO INVERSOR Y OPTIMIZADOR CON AFECTACIÓN DE SOMBRAS CERCANAS

Autor

Anthony Rincón Medellín

Tutor

Dr. Alberto Soria Moya

Para la obtención del título de:

Máster Universitario en Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos

Universidad de Jaén

Centro de Estudios de Posgrado

Jaén – diciembre de 2023



Índice general

Objetivo	7
Alcance.....	8
Antecedentes	9
Introducción	9
Módulos Fotovoltaicos	9
Tipo de Módulos Fotovoltaicos.....	9
Policristalino (<i>Polycrystalline</i>)	9
Monocristalino (<i>Monocrystalline</i>).....	9
Película delgada (<i>Thin Film</i>)	10
Tecnologías de fabricación	11
PERC (Passivated Emitter and Rear Cell)	11
IBC (Integrated Back Contact).....	12
TOPCon (Tunnel Oxide Passive Contact).....	13
HJT (Heterojunction).....	14
Degradación	15
LID (Light Induced Degradation).....	15
PID (Potencial Induced Degradation).....	15
Distribución.....	16
Módulos Distribución Célula completa - Full Cell	16
Módulos Distribución Media Célula - Half Cell.....	19
Curva IV	21
Módulos Comerciales – Tendencia del Mercado.....	24
Tipos de sistemas fotovoltaicos	27
Sistemas Fotovoltaicos autónomos – SFA.....	27
Acumulación Eléctrica – SFA.....	28
Sin Acumulación Eléctrica -SFA.....	29
Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red -SFRC	29
Autoconsumo	30
Instantáneo.....	30
Asistido.....	30
Sin limitación	30
Inversores.....	31



Tipos de Inversores.....	31
Inversor central	31
Inversor tipo Cadena (<i>string</i>)	32
Inversor multi-cadena (<i>multi-string</i>)	32
Micro inversores.....	33
Optimizadores	33
Inversor Conectado a Red	34
Inversor Aislado de Red	35
Estado del arte del impacto de sombras en sistemas fotovoltaicos.....	36
Tipos de sombras	36
Sombreado parcial	36
Sombrado completo	36
Sombra aditiva	37
Auto sombreado	37
Modelos de sombras.....	37
Modelo general Rodrigo	37
PVsyst	45
PVLIB	49
Simulaciones	53
Módulos Fotovoltaicos	56
Módulo fotovoltaico 1	56
Módulo fotovoltaico 2	58
Inversor	59
Micro inversor.....	60
Optimizador	62
Construcción escenario 3D para sombreado.....	64
Tipos de sombras	67
Diseño de módulo (module layout).....	69
Resultados.....	75
Conclusiones.....	91
Trabajo futuro	92
Anexos	93
A.1 - Diagrama unifilar del SFRC con inversor Huawei y módulos del fabricante A.	93
A.2 – Diagrama unifilar del SFRC con inversor Huawei y módulos del fabricante B	94



A.3 – Diagrama unifilar del SFRC con micro inversor ENPHASE y módulos del fabricante A.....	95
A.4 – Diagrama unifilar del SFRC con micro inversor ENPHASE y módulos del fabricante B	96
B.1 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante A con inversor Huawei y orientación landscape	97
B.2 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante A con inversor Huawei y orientación portrait.....	97
B.3 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante A con micro inversor Enphase y orientación landscape	98
B.4 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante A con micro inversor Enphase y orientación portrait.....	98
B.5 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante A con optimizador e inversor Solar Edge en orientación landscape	99
B.6 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante A con optimizador e inversor Solar Edge en orientación portrait	99
B.7 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante B con inversor Huawei y orientación landscape	100
B.8 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante B con inversor Huawei y orientación portrait.....	100
B.9 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante B con micro inversor Enphase y orientación landscape	101
B.10 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante B con micro inversor Enphase y orientación portrait.....	101
B.11 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante B con optimizador e inversor Solar Edge en orientación landscape	102
B.12 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante B con optimizador e inversor Solar Edge en orientación portrait	102
C.1 - Indicador de bondad Yiel final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación landscape sin sombras	103
C.2 - Indicador de bondad Yiel final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación landscape sombras.....	104
C.3 - Indicador de bondad Yiel final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación landscape torres energia	105
C.4 - Indicador de bondad Yiel final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación landscape chimenea.....	106
C.5 - Indicador de bondad Yiel final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación landscape silo.....	107
C.6 - Indicador de bondad Yiel final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación landscape árboles 1	108
C.7 - Indicador de bondad Yiel final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación landscape árboles 2	109



C.8 - Indicador de bondad Yiel final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación landscape silo 2.....	110
D.1 - Indicador de bondad Yiel final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación portrait sin sombra	111
D.2 - Indicador de bondad Yiel final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación portrait con sombra.....	112
D.3 - Indicador de bondad Yiel final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación portrait torres energía.....	113
D.4 - Indicador de bondad Yiel final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación portrait chimenea	114
D.5 - Indicador de bondad Yiel final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación portrait silo.....	115
D.6 - Indicador de bondad Yiel final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación portrait árboles 1	116
D.7 - Indicador de bondad Yiel final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación portrait árboles 2	117
D.8 - Indicador de bondad Yiel final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación portrait silo 2	118
E.1 – Tabla resumen de indicadores – Módulo fabricante A / B con orientaciones lanscape y portrait con inversor Huawei.....	119
E.2 – Tabla resumen de indicadores – Módulo fabricante A / B con orientaciones lanscape y portrait con micro inversor Enphase.....	120
E.3 – Tabla resumen de indicadores – Módulo fabricante A / B con orientaciones lanscape y portrait con optimizador Solar edge.	121
E.4 – Tabla resumen– Porcentajes y diferencias entre orientación landscape / portrait según distribución de células en los módulos fotovoltaicos A /B configuración con inversor Huawei.....	122
E.5 – Tabla resumen– Porcentajes y diferencias entre orientación landscape / portrait según distribución de células en los módulos fotovoltaicos A /B configuración con micro inversor Enphase.	123
E.6 – Tabla resumen– Porcentajes y diferencias entre orientación landscape / portrait según distribución de células en los módulos fotovoltaicos A /B configuración con optimizador Solar Edge.....	124
E.7 – Tabla resumen – Porcentajes y diferencias entre configuraciones con módulos A / B con orientaciones.....	125
Bibliografía.....	126



Objetivo

El propósito de este trabajo es realizar un análisis en la generación de energía de tipo fotovoltaica cuando hay diferentes tipos de sombras sobre un generador fotovoltaico. A partir de los conceptos de diseño de un módulo fotovoltaico en su distribución y tecnología de construcción en sus células, teniendo como propósito una mejor referencia en la producción y desempeño de la energía fotovoltaica. Además de estar directamente ligada a la configuración con los diferentes componentes de transformación de la energía y como estos elementos contribuyen o no a mejorar los indicadores de producción de un sistema fotovoltaico. Con el objetivo de crear un escenario amplio en simulaciones con distintos tipos de configuraciones de sistemas fotovoltaicos propuestos, que estarán sometidos a diferentes tipos de sombras durante el día de la producción fotovoltaica. Posteriormente, lograr comprender el impacto energético en la producción de energía con las diferentes configuraciones propuestas y observar los cambios y/o variaciones entre las tecnologías de módulos, inversores, micro inversores y optimizadores ante la presencia de sombras sobre un generador fotovoltaico.



Alcance

A partir de una instalación fotovoltaica conectada a red, con módulos fotovoltaicos de célula completa y media célula, con inversor, micro inversor y optimizadores, se construye un escenario 3D para simulación en software. Abarcando la ejecución del análisis para obtener los datos de comportamiento anual de la instalación fotovoltaica con sus diferentes variantes. Cada ejecución arroja los datos del conjunto, correspondiente al comportamiento de la escena 3D sin interacción de sombras, con interacción total e individual, según una geometría propuesta en el software de simulación.

Continuamente, todos los datos de las simulaciones son filtrados con las variables de pérdidas para poder comparar el comportamiento de los módulos propuestos con sus diferentes configuraciones. Las comparaciones son realizadas por medio de gráficos que involucran la energía perdida frente a la generada por el sistema fotovoltaico, para así lograr determinar las diferencias entre los módulos fotovoltaicos (con su tecnología de célula y distribución) y que configuraciones favorecen el desempeño con menor cantidad de pérdidas de energía.

Finalmente se sistematiza la información en este documento a través de los anexos. Los cuales entregan información sobre los pasos llevados a cabo durante la fase de simulaciones y tratamiento de datos. Así mismo permitirá generar conclusiones sobre el comportamiento del sistema fotovoltaico en su conjunto.

Antecedentes

A continuación, se realiza una introducción sobre temáticas de la energía fotovoltaica, pero como eje principal los módulos fotovoltaicos a través de su construcción, material utilizado, tecnología de células fotovoltaicas, degradación, distribución según su construcción. Además de las topologías de los sistemas fotovoltaicos más comunes con sus respectivos componentes de instalación.

Introducción

Módulos Fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son empaquetados de conexiones de células fotovoltaicas individuales. Los tipos de módulos fotovoltaicos dependerán entonces de la composición del material del sustrato de la célula solar y el tipo de método de montaje que le sea aplicado. Actualmente, por el volumen de producción, encontraremos tres tipos de fabricación:

Tipo de Módulos Fotovoltaicos

Policristalino (*Polycrystalline*)

Producido a base de silicio policristalino [1,2]. El material policristalino (multi-Si) es un sólido formado de muchos cristales de diferentes tamaños y orientaciones. Normalmente las células de silicio policristalino son fabricadas a partir de lingotes de silicio fundido que pasan por un enfriamiento brusco para su solidificación. Ver imagen 1.



Imagen 1. Módulo fotovoltaico construido a base de silicio policristalino.

Monocristalino (*Monocrystalline*)

A diferencia del policristalino [1,2], el monocristalino se fabrica a partir de un lingote de silicio solar con una red cristalina continua e ininterrumpida dentro de toda su estructura.

En consecuencia, el monocristalino tendrá propiedades únicas como mecánicas, ópticas, eléctricas y será anisotrópico. Regularmente el monocristalino es fabricado para alto rendimiento por su eficiencia. Ver imagen 2.



Imagen 2. Módulo fotovoltaico construido a base de silicio monocristalino.

Película delgada (*Thin Film*)

La película delgada [1,2] (Silicio Amorfo a-Si) se fabrica depositando una o más capas sobre un sustrato (vidrio, plástico, metal). Una característica de la película delgada es la flexibilidad y menor peso en comparación a otros. Normalmente existen diseños que intercalan material de película delgada entre dos paneles de vidrio, causando que tengan mayor peso en comparación a uno de silicio cristalino.

Su uso habitual es en la construcción de sistemas fotovoltaicos integrados (*Building Integrate*) y como material fotovoltaico semitransparente para acristalamiento sobre ventanas. La película delgada es más económica, pero menos eficiente frente a la tecnología de silicio cristalino. Sin embargo, ofrece un impacto ecológico menor a partir de un análisis del ciclo de vida. Ver imagen 3.



Imagen 3. Módulo fotovoltaico de película delgada.

Tecnologías de fabricación

Los tipos de módulos descritos anteriormente muestran como son en su apariencia al momento de su manipulación, pero ¿Cuáles son las tecnologías detrás de las células solares? A continuación, será abordada la tecnología de fabricación para la comprensión [1,2] de los módulos, tipos y tecnología de célula, con sus ventajas y desventajas. Estas son:

PERC (*Passivated Emitter and Rear Cell*)

La célula PERC [3] está conformada por una primera capa anti reflectante, frecuentemente, de nitruro de silicio para aprovechar la luz frontal incidente. En la capa intermedia se encuentra el silicio cristalino tipo N [2] o P [2] para el proceso de producción de energía. Posteriormente está la capa dieléctrica pasiva que tiene la particularidad de evitar que luz infrarroja llegue a la capa de aluminio, lo que se busca es conducir los electrones recolectados para producir corriente entre la capa emisora y la capa base. Finalmente, la parte más profunda de la capa será la de aluminio. La imagen 4 es una representación de las capas que componen una célula PERC [4].

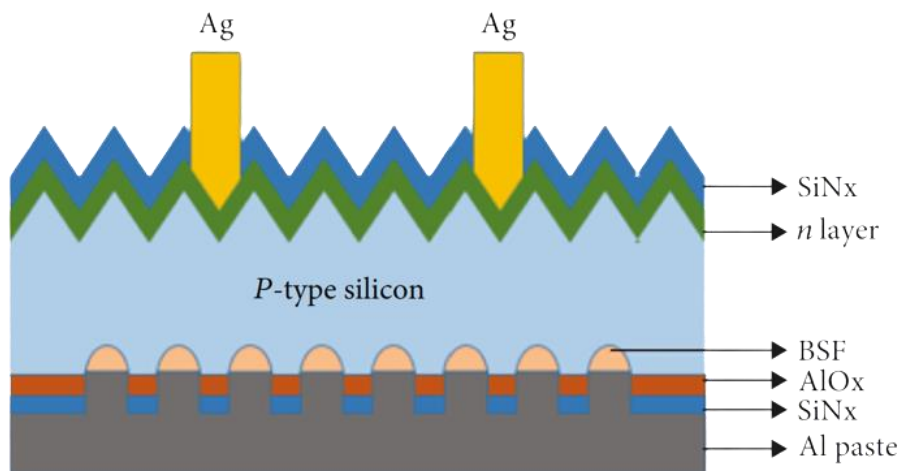


Imagen 4. Modelo de capas célula PERC.

Ventajas

Hay una mayor generación de energía respecto a células fotovoltaicas estándar (*a-Si*, *CdTe*, *CIGS* y *GaAs*) y evita recombinación de electrones. Traduciéndose en una menor temperatura de operación del módulo para mantener el rendimiento de producción de energía. Además, destacan que a baja luz (días nublados), tienen un mejor funcionamiento al generar una mayor tensión de salida frente a otro tipo de células convencionales. Son de fácil fabricación porque estos pueden ser producidos con los mismos equipos con los que se fabrican otro tipo de células, siendo adaptable para

células de silicio policristalino o monocristalino, ajustándose también a la producción de módulos tipo bifaciales [5,6,9,12].

Desventajas

El principal inconveniente es la degradación inducida por luz y la degradación inducida por potencia. Los fabricantes de este tipo de módulos han buscado disminuir la susceptibilidad a los dos efectos. Pero no dejan de ser susceptibles por el modo de fabricación [5,6,9,12].

IBC (*Integrated Back Contact*)

Este tipo de célula tiene la particularidad de tener la unión PN y el contacto metálico en la parte posterior de la célula solar [7]. Quiere decir que en la parte frontal no se apreciará la red metálica de conexionado. Típicamente, La célula IBC está construida por un recubrimiento de pasivación a base de nitruro de silicio (SiN_x) y oxido de silicio (SiO_2) con texturizado para brindar cualidades anti-reflexión. En el medio se encuentra la capa de silicio tipo P (*boro*) o N (*fósforo*) que se encarga de los fotones para la conversión de la energía eléctrica. Después se encuentra una capa anti reflectante y de pasivación de óxido de silicio. Finalmente, En la parte posterior están los contactos metálicos de célula IBC. La imagen 5 es una representación gráfica de la célula IBC por capas [8].

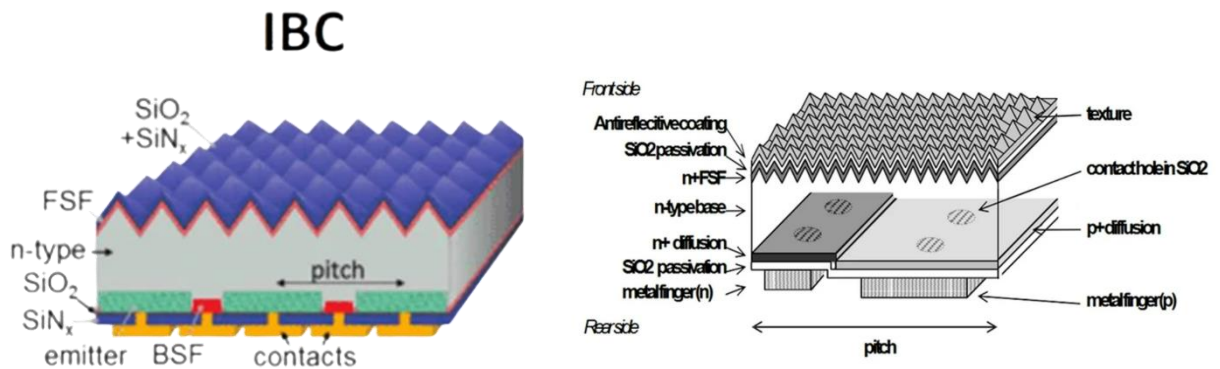


Imagen 5. Modelo de capas célula IBC.

Ventajas

Es una célula que promete mejores niveles de eficiencia en el entorno de aplicación comercial (no en procesos de investigación o validación, debido a las pruebas y simulaciones en condiciones ideales) causando un impacto positivo al disminuir el coste de instalación y maximizar la producción de energía. Requerirá menos módulos para

obtener una cantidad de energía determinada, ahorrando espacio para añadir módulos (eficiencia). En cuanto a tasa de degradación, ofrecen una degradación menor frente a otras tecnologías de fabricación y presenta un mejor funcionamiento en altas temperaturas de operación. Finalmente debido a la estructura de fabricación por la ubicación de los contactos metálicos (parte posterior) elimina las posibles sombras causadas por los contactos y reduce las posibilidades de LID y PID, mejorando el tiempo de vida útil [7,8,9].

Desventajas

Por su coste de instalación genera que sean analizadas otras opciones de módulos fotovoltaicos. La complejidad y adaptación de su fabricación es mayor en comparación con otras tecnologías disponibles en el mercado [7,8,9].

TOPCon (*Tunnel Oxide Passive Contact*)

La célula TOPCon tiene como objetivo principal evitar el contacto del metal, encargada de transportar la corriente, con la oblea de silicio creando una zona de pasivación [10]. La pasivación se logra con un sustrato de silicio tipo N y se adiciona una fina capa de nitruro de silicio (*Tunnel Oxide*). Ver imagen 6 [10,11].

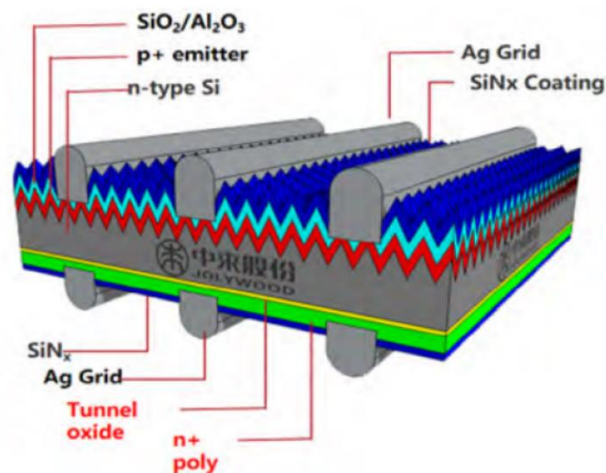


Imagen 6. Modelo de capas célula TOPCon.

La parte superior de la célula TOPCon está compuesta por una capa de óxido de aluminio sobre la superficie del material tipo P, más una fina capa delgada de dióxido de silicio. De esta forma se logra una célula con las capas de pasivación y que tienen como objetivo tener una mínima cantidad de recombinación.

Ventajas

La tecnología TOPCon es una mejora de las células PERT/PERC lo que permite adicionar fácilmente los pasos para la fabricación de esta célula, sin aumentar los costes para su producción. Los fabricantes ofrecen eficiencias superiores al 25% con un

coeficiente de temperatura menor del 0,3%, traduciéndose en mejora en el rendimiento en climas con temperaturas altas [11,12,13,14,15].

Desventajas

Uno de los principales inconvenientes está en el proceso de fabricación porque se busca el mejor proceso para la disposición de boro, con entornos diferentes en salas limpias y problemas con el emisor actual para ser aplicado en la parte frontal. La producción en masa aún no está lo suficientemente desarrollada causando que aún no se aborden los mecanismos de una mejor producción. Requieren demasiada plata (Ag) para los contactos en la célula [11,12,13,14,15].

HJT (*Heterojunction*)

La célula HJT está construida con tres elementos principales: silicio amorfo (*a-Si*), silicio cristalino (*c-Si*) y óxido de estaño indio (*ITO*) [15,16]. La primera capa de silicio amorfo es la encargada de capturar la luz solar incidente antes de pasar a la parte más cristalina y ayuda a capturar cualquier luz reflejada en las capas bajas de la célula HJT. La capa del medio fabricada a base de silicio cristalino tiene como función convertir la mayor cantidad de luz en energía eléctrica. La última capa se encarga de capturar los fotones de luz que han logrado pasar la dos primeras capas para reaprovecharlos y generar energía eléctrica.

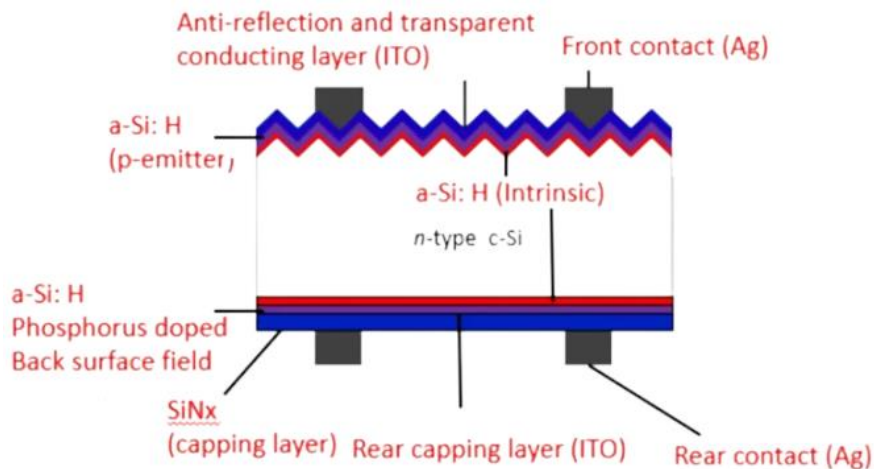


Imagen 7. Modelo de capas célula HJT.

El silicio amorfo presente busca mejorar el rendimiento de la producción de energía eléctrica, reduciendo la recombinación de electrones al comportarse como una capa de pasivación. Ver imagen 7 [17].

Ventajas

La tecnología ofrece alta eficiencia de conversión, los fabricantes ofrecen tasas del 26% en módulos monofaciales. Siendo entonces los más eficientes de la industria fotovoltaica. En cuanto a temperatura, presentan menor afectación haciéndolo ideales para aplicaciones en lugares de alta temperatura. Además, su proceso de fabricación



es más sencillo porque involucra hasta 8 pasos frente a 13 pasos para una fabricación tipo PERC, reduciendo la cantidad de equipamiento tecnológico para su producción [15,16,17,18].

Desventajas

Si bien tiene menos pasos en su proceso de fabricación, presenta un alto coste debido a los materiales con los que se fabrican las células y requiere de alto conocimiento con equipos especializados. Son módulos delgados y de estructura compleja, siendo susceptibles a los daños. Son sensibles a la humedad lo que puede generar reducción en su eficiencia o daño del panel (**PID**) [15,16,17,18].

Degradación

Al haber descrito anteriormente los tipos de módulos y las diferentes tecnologías de fabricación de células solares, que componen los diferentes módulos del mercado. Abordaremos las definiciones de LID y PID para comprender su significado y en qué afectan a los módulos solares durante su periodo de funcionamiento.

LID (*Light Induced Degradation*)

La degradación inducida por luz (**LID**) es una degradación del silicio al ser expuesto a la luz solar, causando una reducción en la eficiencia de la energía fotovoltaica conocida como degradación inducida por luz ultravioleta (**UVID**) [19,20].

El **LID** principalmente afecta al rendimiento real de los módulos ya instalados al compararlos con los datos técnicos proporcionados por el fabricante [19]. Durante los primeros meses de exposición a la radiación solar causa pérdidas de energía y eficiencia, alcanzando un promedio del 10% de pérdidas en comparación a la energía inicial esperada en el primer mes. Posteriormente ocurre un fenómeno de estabilización de la energía en donde el porcentaje de pérdidas disminuye en comparación a los primeros meses o años de funcionamiento del módulo fotovoltaico.

Cabe aclarar que el efecto **LID** afectará con mayor facilidad a una célula tipo P monocristalino porque durante su proceso de fabricación, no se elimina completamente el oxígeno causando una reacción con la capa de boro que cubre a este tipo de células. Sin embargo, una forma de reducirlo es utilizar células tipo N porque utiliza una capa de fósforo a cambio de boro. Su fabricación es totalmente a la inversa de una célula tipo P. Evitando al máximo la reacción por presencia de oxígeno residual durante el proceso de fabricación [20].

PID (*Potencial Induced Degradation*)

El efecto de degradación inducida por potencial (**PID**) afecta al rendimiento de los módulos fotovoltaicos en el tiempo [21]. Esto se debe a corrientes de fuga entre las células que conforman el módulo y sus demás componentes. Se presentan corrientes que fluyen entre el marco de aluminio, el vidrio frontal del módulo, el recubrimiento tedlar y la EVA (*Ethylene Vinyl Acetate*) que fluye hacia las células. Esto genera un estrés

externo sobre las células causando una reducción en su rendimiento [21,22]. Es importante tener en cuenta los factores que causan el efecto **PID** [21,22,23]. Estos son:

- Por condiciones del medio cálido con alta humedad.
- Temas eléctricos del sistema, entre mayor tensión en una cadena de módulos existirá una alta probabilidad de aparición del efecto **PID**.
- Calidad de fabricación del panel solar y por consiguiente de sus células solares.

Distribución

Ahora, partiendo de los conceptos de **PID** y **LID** se abordará el análisis de los módulos fotovoltaicos partiendo desde el punto de la distribución de las células fotovoltaicas en la superficie frontal del módulo. El análisis es el siguiente:

Módulos Distribución Célula completa - Full Cell

Los módulos de distribución de célula completa son aquellos construidos con una célula fotovoltaica, una seguida de la otra formando un conjunto de células en arreglo tipo serie (cadena o **substring**) [24]. Esta es la fabricación tradicional que han tenido los módulos fotovoltaicos desde un inicio y que durante el tiempo han presentado problemas de producción de energía ante sombras o defectos en la célula fotovoltaica del arreglo en serie. La disminución del voltaje total impacta el rendimiento del módulo, causando pérdida de potencia [24,25]. Pero ¿Qué tipo impacto tiene un módulo fotovoltaico de célula completa en sus células fotovoltaicas? Un primer análisis parte de la comprensión del conexionado en serie presentado en la imagen 8, la línea de color rojo muestra la secuencia de conexión serie. Ahora realizamos el marcado de una célula del arreglo serie, suponiendo que puede haber un sombreado o daño en la célula, como se muestra en la imagen 9. La célula encerrada de color rojo no produce energía, causando un bloqueo de la operación en su conjunto porque la corriente que fluye a través del módulo se afecta. Causando que todo el módulo no produzca energía como se evidencia en la imagen 10.

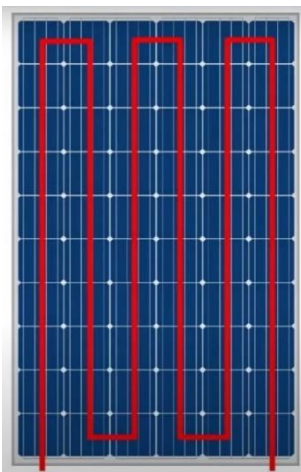


Imagen 8. Conexionado en serie sin afectaciones.

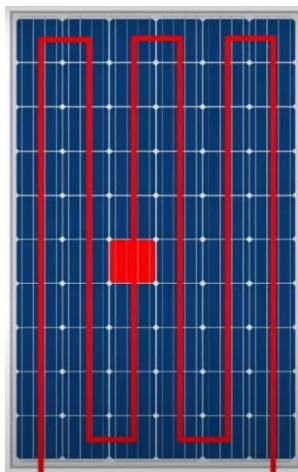


Imagen 9. Cubrimiento de célula a causa de fallo o sombreado.

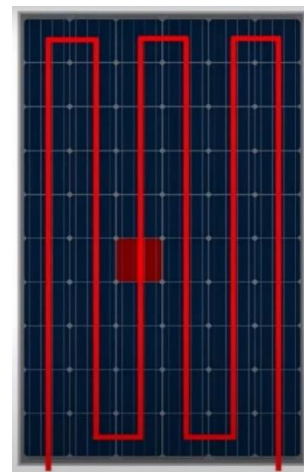


Imagen 10. Afectación del módulo de célula completa.

Al analizar el caso anterior, introducimos los diodos de baijás en tres puntos clave del conexionado en serie como se indica en la imagen 11.

Retomamos nuevamente el caso de la célula marcada en color rojo de la imagen 9. El diodo baijás de la mitad entra en conducción con el objetivo de dejar únicamente fuera de funcionamiento la mitad central del módulo como se aprecia en la imagen 12. De esta manera habilita dos tercios del módulo para que continúe produciendo energía. Continuamente, se plantea la afectación de un grupo de células a causa de un objeto que genere una sombra larga o afectación de las células en una parte de la cubierta como lo indica la imagen 13.

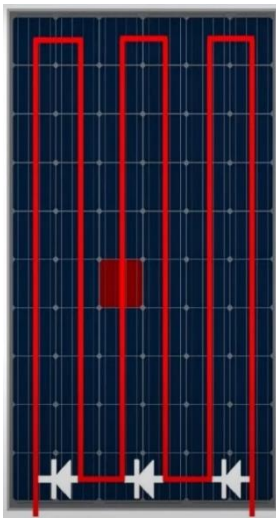


Imagen 11. Ubicación diodos baijás.

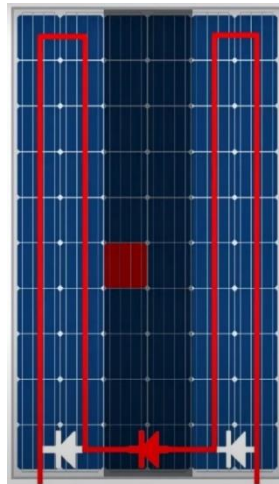


Imagen 12. Mitad central del módulo sin funcionamiento.

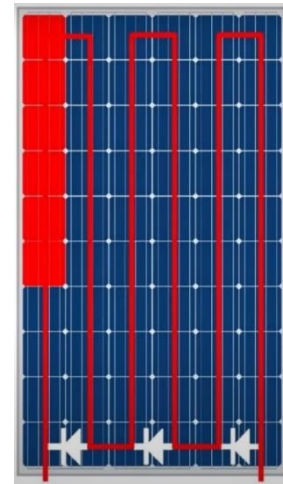


Imagen 13. Sombreado largo a causa de un objeto en

Este caso sería similar al anteriormente mencionado, pero el diodo que entra en funcionamiento es el primero de izquierda a derecha, perdiendo un tercio de la producción de energía respecto a los dos tercios que si continúa generando como se enseña en la imagen 14.

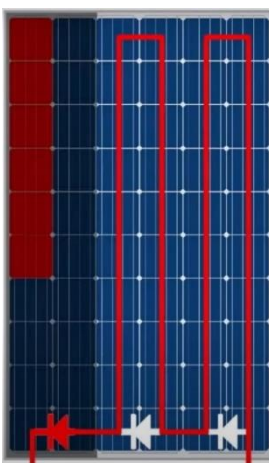


Imagen 14. Diodo baijás a causa de sombra larga vertical.

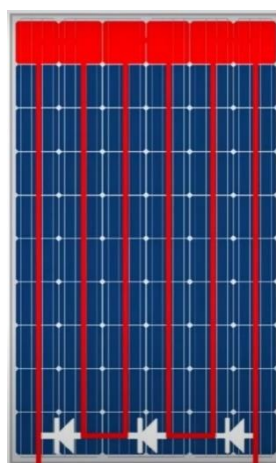


Imagen 15. Afectación de tipo



Imagen 16. Afectación de tipo



Otra situación que puede presentarse es cuando existe una sombra o mal funcionamiento en horizontal como se muestra en la imagen **15**. Esto causa que los tres diodos de baipás se activen, inhabilitando la producción de energía del módulo como se muestra en la imagen **16**.

Ventajas

Como todo módulo solar, si no hay presencia de sombras o fallos físicos en el módulo presentará la producción esperada desde los datos técnicos de diseño y fabricación del módulo.

Normalmente su construcción está compuesta por 36, 60, 72 o más células (dependiendo del fabricante) en serie para ocupar la mayor cantidad posible de espacio o área rectangular de diseño [[25,26](#)].

Desventajas

La principal desventaja será el impacto en la producción de energía a causa de sombras o fallas en alguna(s) célula(s) dentro del conexionado en serie.

Los módulos de célula completa son susceptibles al efecto Joule debido a la forma del conexionado en serie de la célula. Significando que la temperatura de operación del módulo es mayor en comparación con un módulo de célula partida.

A causa de una temperatura mayor de operación del módulo, se verá impactado el tiempo de vida útil del mismo [[25,26](#)].

Módulos Distribución Media Célula - Half Cell

Los módulos de media célula se construyen a partir de una célula completa partida exactamente a la mitad. De esta manera una mitad del módulo contara con una cantidad de células rectangulares y la otra mitad tiene la cantidad restante de manera proporcional [26,27]. Por ejemplo: Un módulo de célula completa de 60 células tendrá sus 60 equivalentes solo en una de las mitades del área de distribución del módulo. Las otras 60 estarán en la otra mitad restante, completando así un módulo de 120 células como se muestra en el ejemplo de la imagen 17. El conexionado es tipo serie tanto en la parte superior como en la inferior de forma independiente, en la mitad de la sección la conexión es en paralelo y entre los espacios se ubican los diodos baipás. Ver imagen 18. Pero ¿Qué ocurre ante casos de sombreado? Observe la imagen 19 que indica si una de estas células presenta un daño o afectación por un sombreado [26,27,28].

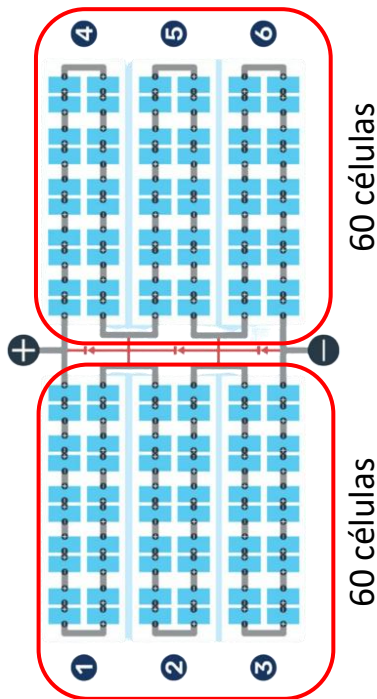


Imagen 17. Distribución células módulo media célula.

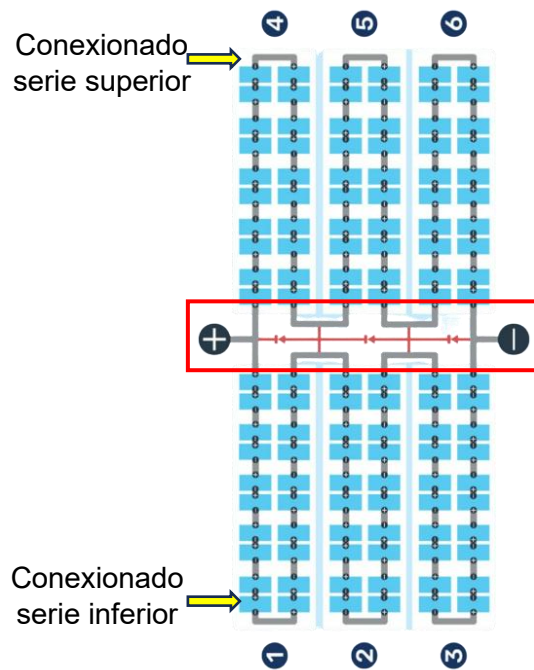


Imagen 18. Distribución del conexionado del módulo de media célula.

La imagen 20 indica que el primer diodo de baipás entra en operación. Detalle como el módulo de construcción media célula, está compuesto por 6 subcadenas (llamándose de ahora en adelante **substring**) en comparación con un solo string para el caso de célula completa. Continuando con el análisis, la producción de energía sigue ocurriendo en los strings 1, 2, 3, 5 y 6. Perdiendo un sexto de la energía total del módulo producida contra un tercio para el caso de célula completa. ¿Cuál es el peor caso de operación? El peor caso será la existencia de dos afectaciones de célula en horizontal o un sombreado. La imagen 21 y 22 ilustra el caso planteado.

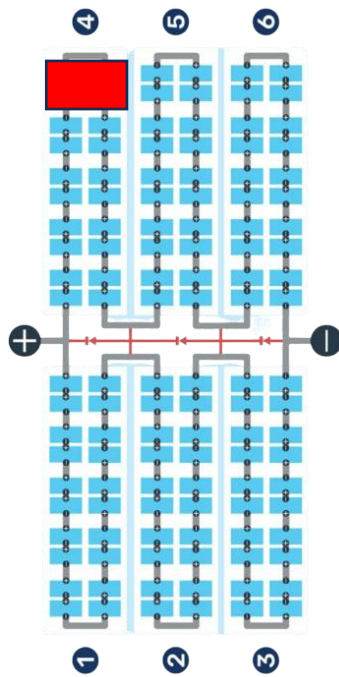


Imagen 19. Cubrimiento de célula a causa de fallo o sombreado.

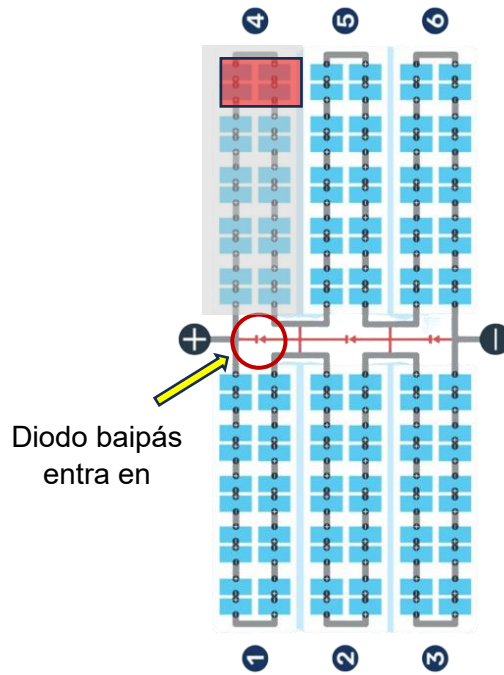


Imagen 20. Operación de diodo baiapás en el string 4.

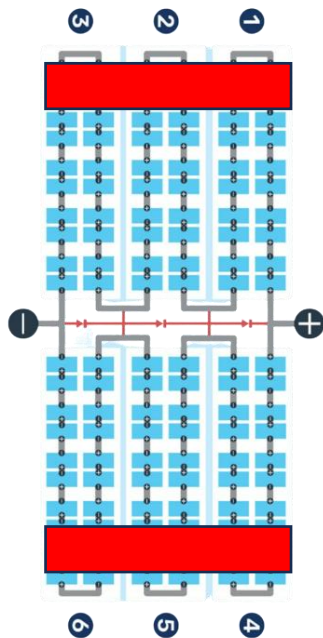


Imagen 21. Cubrimiento de célula horizontal a causa de fallo o sombreado.

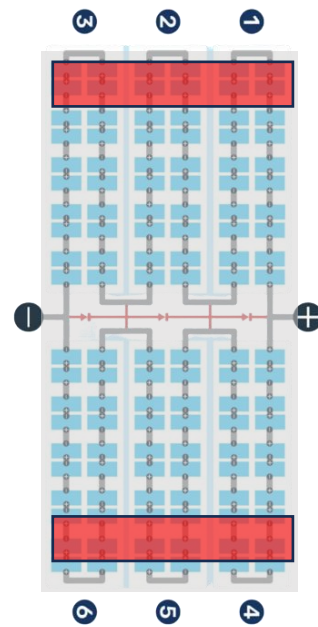


Imagen 22. Afectación total en la producción del módulo de media célula.



Ventajas

El diseño de célula partida permite una mejor adaptación a sombras o fallos en células. Evitando que la producción de energía se vea afectada [29,30].

Debido al diseño se reduce las pérdidas causadas por el efecto Joule significando menos cantidad de puntos calientes durante la operación del módulo.

Normalmente su construcción está compuesta por 60 células en serie de un lado y otras 60 células del otro lado. Para un total de 120 células distribuidas en toda el área de diseño de módulo.

Mayor vida útil del módulo debido a la baja temperatura de operación comparado con un módulo de célula completa

Desventajas

Una posible desventaja es que debido a una mayor cantidad de conexiones internas puede presentarse puntos calientes y originar pérdidas en la producción. Por esa razón es importante revisiones periódicas durante la fase de mantenimiento del módulo. Además, adquirir módulos de fabricantes líderes en fotovoltaica para garantizar la calidad del producto [29,30].

Curva IV

Después de revisar los módulos fotovoltaicos por su distribución y tratar los casos en los que una célula fotovoltaica sufre una afectación que causa un problema completo en su operación, se plantea la siguiente pregunta ¿Qué ocurre en los casos cuando una sombra no bloquea del todo una célula fotovoltaica? Para abordar la solución de la pregunta recurrimos a la curva IV en casos de sombras del 25%, 50% o valores que no afectan del todo al arreglo de células serie y que no activarían el diodo de bajapás. La curva IV es una curva que relaciona la tensión y la corriente que se genera en una célula fotovoltaica o en un módulo fotovoltaico con la superposición de un diodo de bajapás ubicado en paralelo. La ecuación que modela la curva IV con el diodo es la siguiente [31]:

$$I = I_L - I_o \left[e^{\left(\frac{qV}{nkT}\right)} - 1 \right]$$

La imagen 23 muestra una curva IV cuando no presenta algún tipo de afectación por sombreado. Observe como en el eje (Y) vertical de la corriente se encuentra en su punto máximo y en el eje (X) horizontal, también está en su valor máximo en tensión [32].

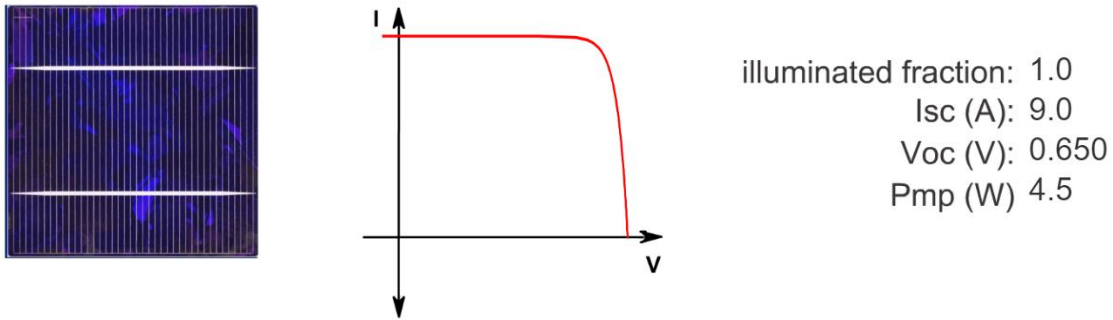


Imagen 23. Curva IV para una célula fotovoltaica sin sombras.

Ahora observe, en la imagen **24**, como disminuyen los valores de corriente (I_{SC}), voltaje (V_{OC}) y potencia (P_{mp}) al simular un sombreado parcial de la célula fotovoltaica [33].

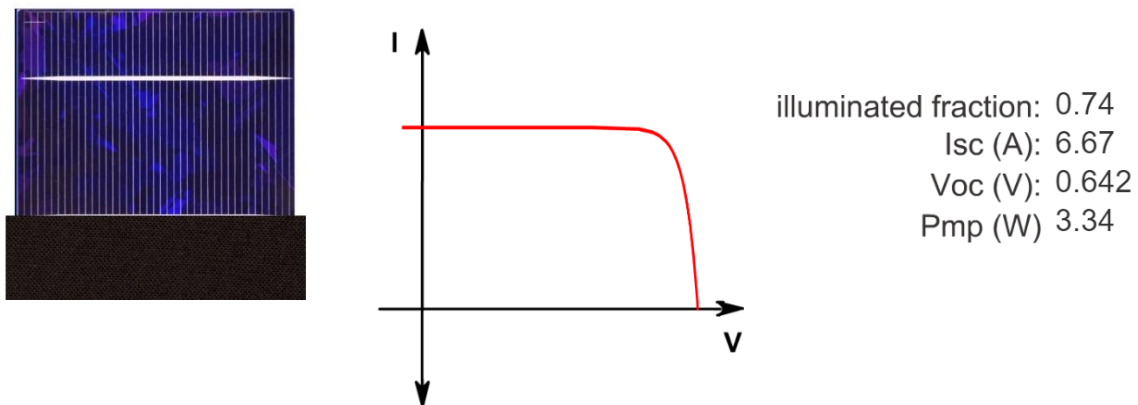


Imagen 24. Curva IV para una célula fotovoltaica con sombreado parcial.

Para el caso de un string de células fotovoltaicas ocurrirá que una sombra afecta directamente a la corriente del arreglo y no al voltaje. Por lo tanto, la corriente del string será la que produzca la menor corriente a causa del sombreado parcial, pero el voltaje se conserva. Observe la imagen **25** para un caso de **string** sin sombreado con su respectiva curva IV y la imagen **26** para el caso del sombreado parcial en el **string**. Pero ¿Físicamente que ocurre en la célula fotovoltaica si no se activa el diodo de baipás? Lo que ocurre es la aparición de puntos calientes y esto afecta directamente al desempeño de la potencia entregada por la célula fotovoltaica.

Ahora, ¿Cómo sería una curva IV cuando un diodo de baipás empieza a operar? Lo que sucede es que al entrar en conducción el diodo baipás, la curva resultante será el producto de las curvas IV de las células fotovoltaicas no afectadas por una sombra y la curva IV afectada por el sesgo inverso al aumentar el voltaje [32], causando que entre

en operación el diodo baipás. La imagen **27** corresponde a la comparativa entre una curva IV no afectada y otra cuando tiene en operación un diodo de baipás [33].

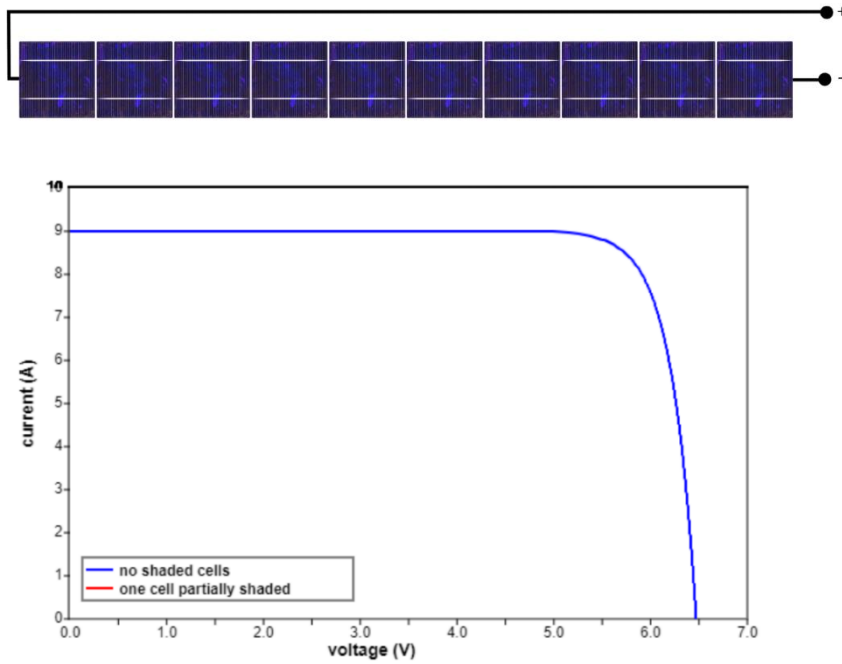


Imagen 25. Curva IV para un string sin sombreado representado por la curva de color azul.

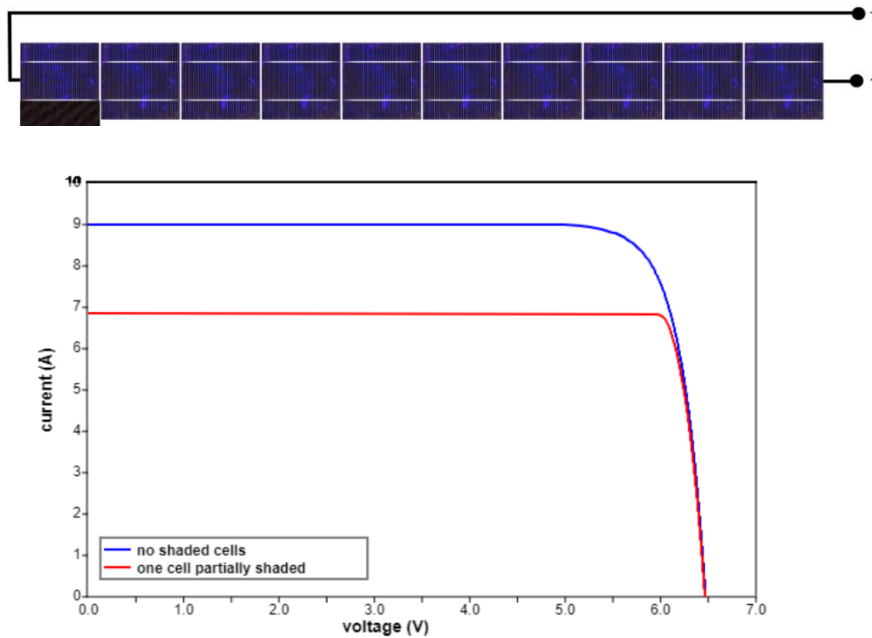


Imagen 26. La curva roja representa la curva IV del string con una célula parcialmente sombreada.

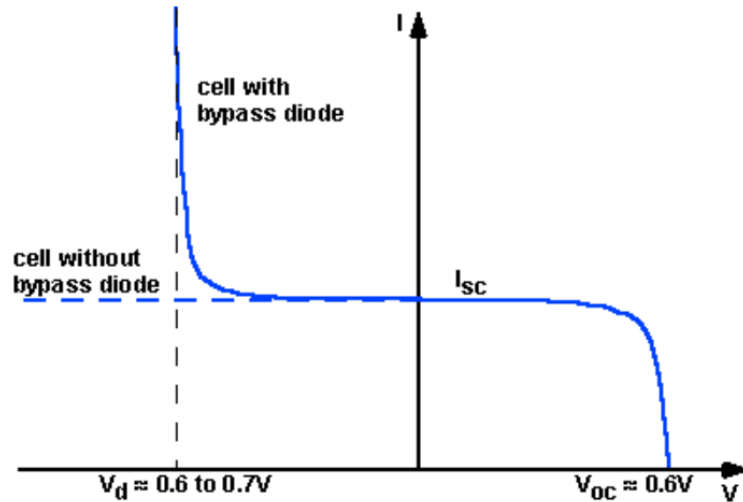


Imagen 27. Curvas IV comparativa cuando entra un diodo baipás en operación.

En la realidad un diodo de baipás no se encuentra asignado por cada célula que compone un módulo fotovoltaico. Existe uno por cada grupo de células fotovoltaicas o **string**, quiere decir que el resultado de la curva IV será el producto de las curvas IV de los **strings** no afectados y el string afectado por la sombra. Como se muestra en la imagen 28 [34,35].

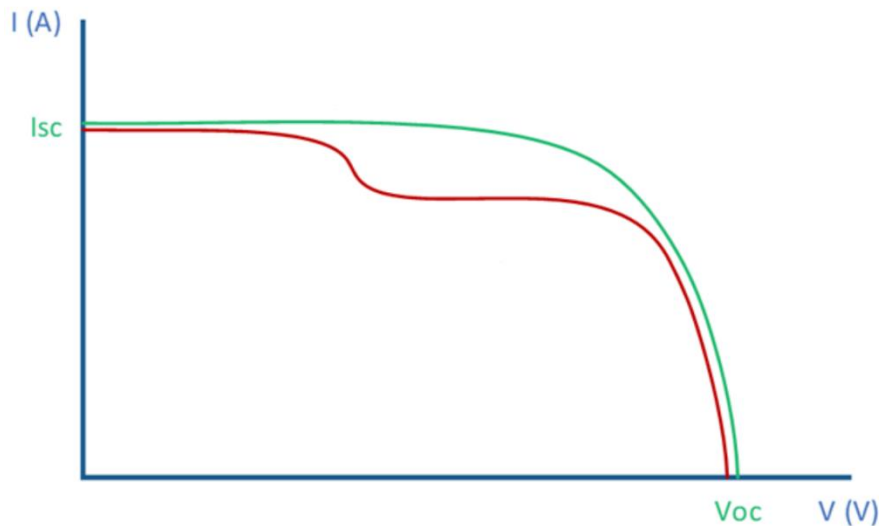


Imagen 28. Curvas IV comparativa cuando un diodo baipás está en conducción (línea de color rojo) como resultante de un string afectado respecto a otros.

Módulos Comerciales – Tendencia del Mercado

Al realizar una amplia búsqueda en internet sobre los fabricantes líderes en el mercado fotovoltaico, en especial en la fabricación de módulos con las tecnologías de fabricación

de células mencionadas anteriormente [36,37,38]. Fue construida la lista de la imagen 29 [39,40] a manera de orientación sobre la tendencia o apuesta de los fabricantes para mejorar las eficiencias en la producción de energía limpia.



Astroenergy	 ASTROENERGY A CHINT COMPANY	2006	Hangzhou, Zhejiang	China	- Producción de módulos fotovoltaicos basados en tecnología PERC. - Desarrollo centrales eléctricas.
Canadian Solar	 CanadianSolar	2001	Guelph	Canadá	- Capital chino con matriz de producción Canadá. - Producción de módulos, inversores, kits fotovoltaicos, almacenamiento de energía.
First Solar	 First Solar.	1999	Tempe, Arizona	USA	- Producción líder de módulos fotovoltaicos basados en tecnología Thin Film (CdTe)
Hanwha Qcells	 qcells	1999	Seúl	Corea del Sur	- Producción de módulos fotovoltaicos basados en tecnología PERC.
JA Solar	 JA SOLAR	2005	Pekín	China	- Producción de módulos fotovoltaicos basados en tecnología PERC - media celula.G10
Jinko Solar	 Jinko Solar Building Your Trust in Solar	2006	Shanghai	China	- Producción de módulos en tecnología PERC media célula. Desarrollo propio de tecnología Tiling Ribbon para la mejora de la recolección de la radiación solar. - Producción de módulos en tecnología IBC, HJT y TOPcon.
LONGi Green Energy Technology	 LONGi	2000	Xi'an, Shaanxu	China	- Producción de módulos en tecnología PERC media célula. - Producción de módulos en tecnología IBC, HJT y TOPcon.
Risen Solar Technology	 risen	1986	Ningbo	China	- Producción de módulos con tecnología HJT monocristalino, PERC y productos para el almacenamiento de energía.
Suntech Power	 SUNTECH	2001	Wuxi	China	- Producción de módulos en tecnología PERC media célula.
Trina Solar	 Trinasolar	1997	Changzhou	China	- Producción de módulos en tecnología PERC media célula. - Producción de módulos en tecnología TOPcon.
AIKO Solar	 AIKO	2009	Yiwu, Hangzhou	China	- Producción de módulos solares tipo ABC (All Back Contact) basado en investigaciones ya realizadas en tecnologías como TOPCON, IBC y HBC. Su mercado principal esta en tecnología PERC de media célula.

Imagen 29. Fabricantes de módulos fotovoltaicos con sus diferentes tecnologías de producción.



De los 11 fabricantes consultados bajo un criterio de máxima recurrencia en motores de búsqueda, proyectos realizados a lo largo de los años en la unión europea o fuera de ella. Cabe destacar como la tecnología de fabricación de células tipo PERC media célula tiene una amplia penetración en el mercado fotovoltaico [41,42,43,44]. Llama mucho la atención en sus catálogos, como la tecnología PERC ha ido evolucionando a construcciones con mayor cantidad de bus bar (llamados en muchos casos SMBB – *Super Multi Bus Bars*). Pero no precisamente construyéndose con mayor visibilidad sobre la cara frontal del módulo, han generado células de menor espesor, tamaño y optimización de la distribución sobre la cara frontal que tienen como objetivo realizar la mayor cantidad de pequeñas conexiones para maximizar la recolección de energía producida en la célula. Mejora en disminuir los puntos calientes, que impactan en una menor temperatura de operación del módulo en general. Creación de capas de pasivación para evitar una recombinación prematura de los electrones y los huecos dentro de la capa de silicio, evidente crecimiento en producción de células tipo N frente a tipo P (dopada con boro) ya que el tipo N permite mejorar el tiempo de vida útil del módulo pasando de 25 años a 30 años propuestos por los fabricantes (tipo N se dopa con fósforo). Además de disminuciones del efecto LID durante los primeros años de operación de los módulos.

Por otro lado, dentro de la disponibilidad de tecnologías de fabricación de los módulos llama la atención, como alternativas, tecnologías TOPCon, HJT e IBC. La primera de ellas, mencionada anteriormente, es la primera alternativa disponible frente a la tecnología PERC. Para los casos de HJT e IBC son apuestas en series de baja producción, pero que van penetrando el mercado poco a poco a causa de la exigencia en mayores eficiencias de producción energética correlacionada con una industrialización más económica en los pasos para construir la célula fotovoltaica [45,46].

Algo que es posible concluir, dentro de las tendencias en tecnologías de módulos, es la existencia de una hoja de ruta para el desarrollo de las células fotovoltaicas en sus diferentes tecnologías (manteniendo una construcción de módulo de media célula). Consultando la *International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRP)* a través de artículos en fotovoltaica, LONGi apuesta fuertemente con construcciones bifaciales llamadas HPDC (*High Performance and Hybrid Passivated Dual-Junction Cell*) basada en tecnología HJT, pero sin dejar de ofrecer módulos monofaciales fabricados en dicha tecnología, en PERC y TOPCon. Llama especial atención el caso de AIKO Solar porque han centrado sus esfuerzos en la fabricación de su tecnología ABC (*All Back Contact*) basada en el estudio de la tecnología TOPCon, IBC y HBC. Trina solar propone mejoras en PERC e introduce módulos con tecnología TOPCon prometiendo mejoras de eficiencia hasta de un **26,6%** para el año 2026 partiendo de una eficiencia actual del **23,8%** desarrollada en sus módulos PERC [39,45,46].

Al revisar la información ofrecida por NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) sobre el desempeño de las células año tras año en las diferentes tecnologías de fabricación de células fotovoltaicas [47]. Encontramos en la imagen 30 una evolución de la eficiencia en la producción de energía. Observe como en el año 2023 el silicio en tecnología de hetero estructura ofrece porcentajes de eficiencia del **26,8%**, que tienen correspondencia por la apuesta de los fabricantes (LONGi, Aiko, Jinko, entre otros) en elevar las eficiencias de producción de energía, líneas y marcación de color azul. Así mismo esto va muy de la mano en la fabricación para la penetración de células fotovoltaicas de mejor rendimiento. De la imagen 30 podemos concluir como el silicio compite contra otros tipos de tecnologías de fabricación de células, pero que

actualmente se encuentran en fase de mejorar aún más la tecnología para posteriormente poder ser introducida en el mercado.

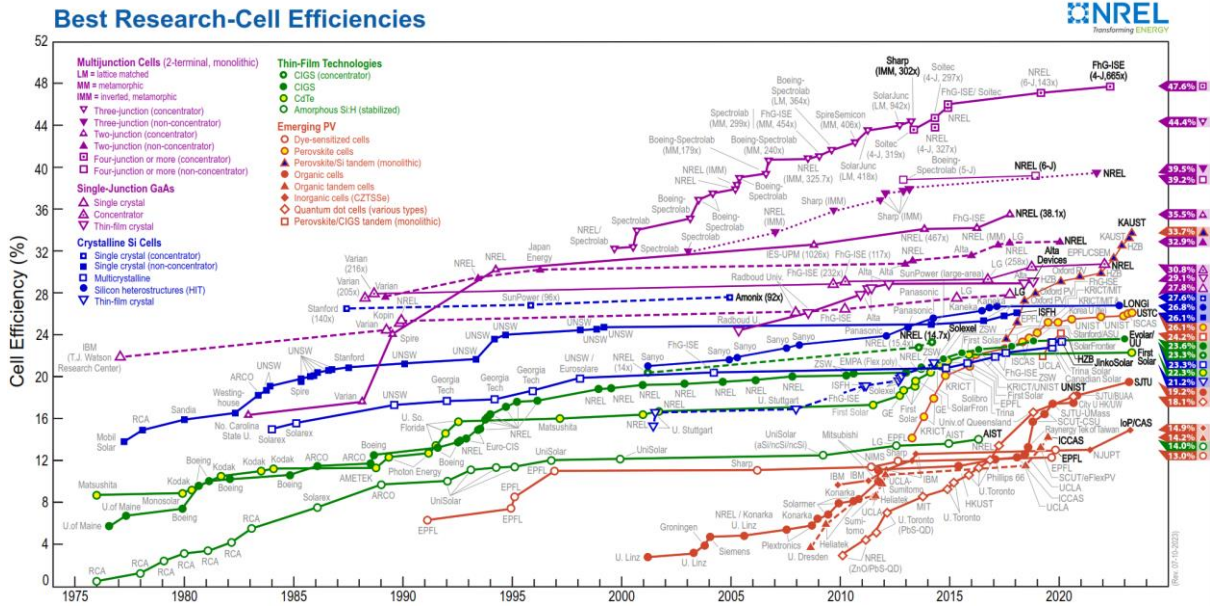


Imagen 30. Eficiencia de células fotovoltaicas durante el tiempo.

Ahora, según la investigación realizada sobre cada uno de los fabricantes de módulos fotovoltaicos, los fabricantes realizan una frecuente mención sobre la célula tipo N y tipo P. Pero ¿Cuáles son sus ventajas y desventajas? A continuación, la imagen 31 muestra un resumen de sobre los tipos N o P a la hora de fabricar una célula para construir un módulo fotovoltaico.

TIPO	EFICIENCIA	DEGRADACIÓN	OPERACIÓN	COSTO
N	Alta	No afectación por LID / PID	Mayor tolerancia a la temperatura. Traduciéndose en mejora en la vida útil del módulo.	Alto
P	Baja	Afectación por LID / PID	Menor tolerancia a la temperatura. Reducción de la vida útil del módulo.	Bajo

Imagen 31. Comparativa entre células tipo N y tipo P.

Tipos de sistemas fotovoltaicos

Al describir los módulos y como están constituidos desde su estructura básica, entendemos que la base del funcionamiento son las células solares. Los sistemas fotovoltaicos están constituidos por diversos componentes que definen si un sistema fotovoltaico es autónomo o conector a la red.

Sistemas Fotovoltaicos autónomos – SFA

Un sistema fotovoltaico autónomo puede ser sencillamente un sistema que alimenta de corriente continua una carga determinada (acoplamiento directo). Son sistemas a baja

potencia y su producción de energía es generada mientras exista radiación solar. Además, su implementación es en zonas remotas, de difícil acceso y en donde no llega la red de distribución de energía convencional. Ver imagen 32 [48].

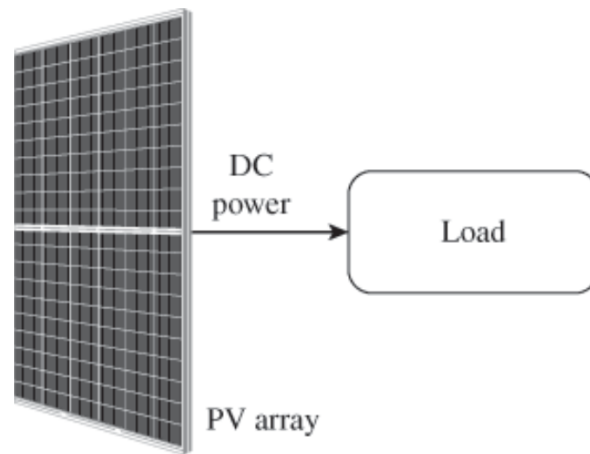


Imagen 32. Modelo básico de un sistema fotovoltaico autónomo.

Acumulación Eléctrica – SFA

Para satisfacer las necesidades de consumo de energía en la noche, los sistemas fotovoltaicos autónomos incorporan almacenamiento de energía (batería). Este almacenamiento también apoya el consumo de energía de las cargas en situaciones de días nublados, en donde la radiación solar no es la suficiente para poder generar energía para consumo inmediato. Este tipo de sistemas tiene la particularidad de cargas en corriente continua y corriente alterna. Ver imagen 33 [48].

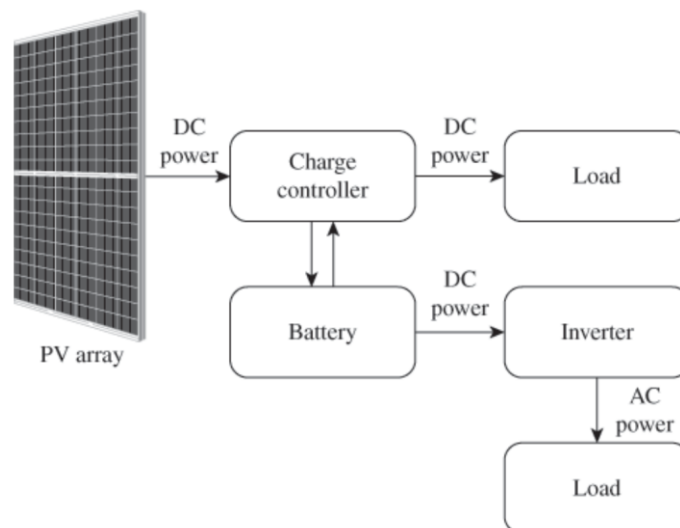


Imagen 33. Modelo básico de un sistema fotovoltaico autónomo- acumulación eléctrica.

Básicamente el controlador de carga recibe la corriente continua producida por el módulo fotovoltaico y la dirige a la carga de consumo en corriente continua. La energía excedente de la producción fotovoltaica es dirigida hacia la batería para su almacenamiento. El mismo controlador de carga dirige la energía almacenada en la batería hacia el inversor, transformando la corriente continua a corriente alterna y poder atender la demanda de las cargas que funcionan en corriente alterna. Cuando hay baja producción de energía por días nublados, el controlador de carga obtiene la energía almacenada en batería y la dirige hacia la carga de corriente continua.

Sin Acumulación Eléctrica -SFA

El sistema sin acumulación eléctrica tiene un funcionamiento similar a uno con acumulación. La diferencia radica en no tener el almacenamiento de energía (baterías). Generando que, ante días de muy baja producción de energía fotovoltaica por días nublados, no pueda suplirse la demanda del consumo en las cargas de corriente continua y alterna.

Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red -SFRC

Un sistema fotovoltaico conectado a red (ver imagen **34**) suministra energía en corriente alterna según voltaje, fase y frecuencia de la red de suministro convencional para garantizar la compatibilidad con las cargas que consumen la energía fotovoltaica producida. A continuación, un esquema básico del sistema que compone un fotovoltaico conectado a red [\[48\]](#).

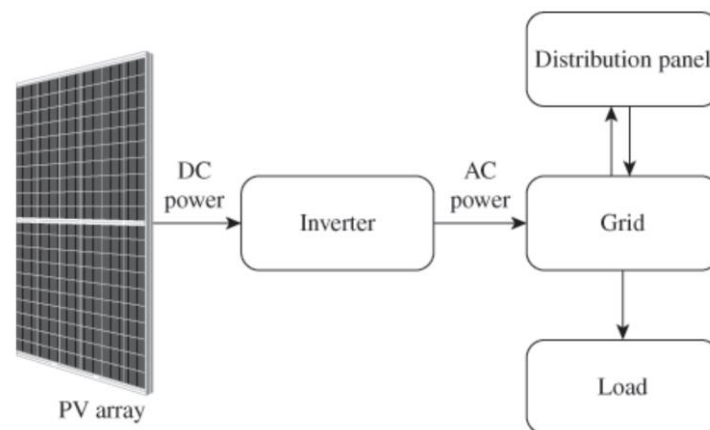


Imagen 34. Modelo básico de un sistema conectado a la red.

Esta configuración inyecta la energía fotovoltaica que se produce a la red y la carga solo hará uso de la energía alterna requerida. No tienen sistema de acumulación (baterías) y estos sistemas pueden ser pequeños (aplicaciones residenciales ≤ 100 kW), medianos (aplicaciones industriales ≤ 999 kW) o grandes (aplicaciones de producción de energía a gran escala ≥ 1.000 kW).



Autoconsumo

El autoconsumo eléctrico se define como la capacidad de cualquier persona o empresa para producir electricidad de tipo renovable para su propio consumo. A través de la instalación de módulos fotovoltaicos u otros sistemas de generación de energía renovable en su hogar o industria. Parte del consumo eléctrico es cubierto por la instalación para autoconsumo, traduciéndose en un ahorro en la facturación eléctrica, menor dependencia a cambios del precio de la electricidad y menos consumo de energía proveniente de fuentes fósiles. Contribuyendo a la reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera.

En el desarrollo de este documento, categorizamos el autoconsumo siguiendo lo expuesto en el Real Decreto 244/2019 [49]. Pero simplificando su entendimiento para el propósito del trabajo fin de máster, estos son:

Instantáneo

El autoconsumo instantáneo se define como la producción de energía que se consumirá inmediatamente producida y no hay almacenamiento para un consumo posterior. Esta modalidad implica que el sistema este conectado a la red de energía convencional, pero no ocurrirá un vertido de energía por excedente o sobrantes. El sistema deberá ser regulado para producir la energía que exactamente se consume en el lugar.

Por otro lado, ante una situación de mayor consumo frente a lo producido causada por baja luz solar durante el día, aumento de la carga de consumo diseñada, entre otros factores, el sistema tomará la energía de la red convencional para suplir los faltantes [49].

Asistido

El autoconsumo asistido viene de la generación de energía fotovoltaica para autoconsumo con el sistema conectado a red (en caso de poder realizarse). La parte asistida ocurre cuando existe en el sistema un grupo de baterías que van acumulando la energía que no se vierte hacia la red, un grupo electrógeno o cualquier fuente de respaldo para mantener el suministro de energía. De esta manera se cubren consumos cuando no hay producción en las horas de sol o baja luz solar, suple fallas del suministro eléctrico convencional por inestabilidad de la red o sencillamente no hay conexión posible [49].

Sin limitación

Un autoconsumo sin limitación tiene como prioridad el consumo que proviene del generador fotovoltaico. En caso de excedentes, la energía es utilizada para recargar las baterías. Si después del flujo descrito anteriormente continúan los excedentes la energía será inyectada a la red energética convencional. Si en los casos mencionados del proceso hay una falta de energía o déficit de producción a causa del elevado consumo, se toma energía de la red siempre y cuando la fuente de respaldo (baterías) no pueda seguir cubriendo la demanda de consumo, más no se cargan las baterías con energía proveniente de la red convencional [49].

Inversores

Un inversor fotovoltaico es un dispositivo que transforma corriente continua recibida por un conjunto de módulos fotovoltaicos (generador fotovoltaico) a corriente alterna. Además del proceso de conversión se encarga del acondicionamiento de la energía transformada a las exigencias de la red de distribución convencional, siguiendo las condiciones de consumo energético de las cargas a conectar. El acondicionamiento se lleva a cabo en frecuencia de la red, tipo de fase y tipo de voltaje de la red.

Una característica muy destacada de los inversores es el seguidor del punto máximo de potencia o *MPPT* [50]. Esta característica tiene como objetivo lograr que un módulo o un conjunto de ellos mantenga su operación en el máximo punto de potencia de la curva IV como se muestra en la imagen 35.

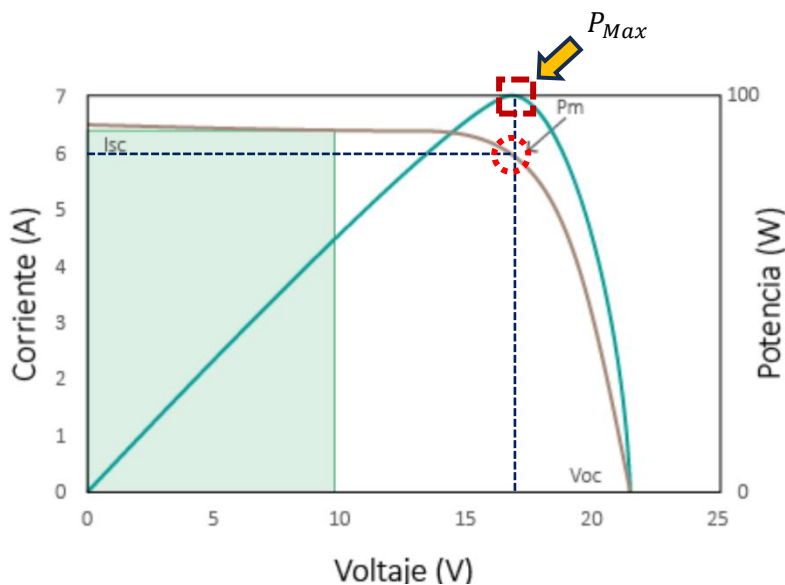


Imagen 35. Punto de máxima potencia de un módulo fotovoltaico a partir de la curva IV (color café) y potencia máxima a partir de la curva de color turquesa.

Tipos de Inversores

Dentro del mercado fotovoltaico pueden encontrarse diferentes tipos de inversores según las exigencias de diseño del generador fotovoltaico. Estos son:

Inversor central

Es un tipo de inversor diseñado para conectar todos los módulos fotovoltaicos a una sola unidad de dispositivo. Cuenta con múltiples entradas, puede o no incluir seguidor del punto máximo de potencia (*MPPT*) [51,52,53].



Ventajas

- Alto rendimiento y fiabilidad.
- Diseñados para aplicaciones orientadas a la generación de energía a gran escala (*centrales fotovoltaicas*).

Desventajas

- Donde un módulo fotovoltaico presente problemas todo el conjunto perderá eficiencia en la producción de energía.

Inversor tipo Cadena (*string*)

El inversor tipo cadena, los módulos fotovoltaicos se conectan en serie y se agrupan en ramas (*string*), cada string se conecta a un inversor. Tienen un amplio rango de potencia siendo adecuados para grandes instalaciones y aplicaciones orientadas al autoconsumo. Además de contar con seguidor del punto de máxima potencia [\[51,52,53\]](#).

Ventajas

- Es un inversor de bajo costo, de fácil mantenimiento porque se instalan en lugares de buena accesibilidad. Es una tecnología bastante probada en el mercado por su fiabilidad.

Desventajas

- La producción útil de energía solar estará sujeta al módulo solar que menos produce. Generando un efecto de embudo con que solo uno o más módulos estén sombreados o no estén funcionando adecuadamente por temas físicos.

Inversor multi cadena (*multi-string*)

El inversor multi cadena es similar en su operación al inversor de cadena. Su diferencia está en que el inversor multi cadena cuenta con múltiples entradas y con seguidor del punto de máxima potencia, todo en un solo inversor. Al contar con varias entradas y cada una con su seguidor del punto de máxima potencia, permite realizar diseños en donde se dispongan cubiertas a 2 aguas [\[51,52,53\]](#).

Dentro de los tipos de inversores encontramos un subtipo desde su fabricación. Esto son:



Micro inversores

Un micro inversor puede verse como un inversor distribuido a lo largo de una instalación fotovoltaica. Cada módulo fotovoltaico tendrá instalado un micro inversor encargándose de transformar la energía producida por el módulo a corriente alterna, la instalación del micro inversor se da en la misma cubierta. De esta manera se evita hacer una instalación de un inversor central que reúne la energía producida de un arreglo serie de módulos fotovoltaicos [51,52,53].

Ventajas

- Debido a la forma de instalación, serán más eficientes en comparación con un inversor tipo cadena. Este tipo de tecnología mantiene la producción de energía así uno o más módulos presenten algún tipo de fallo, lo que significa que elimina el efecto embudo que se forma con un inversor tipo cadena. Así mismo, como cada micro inversor puede monitorearse individualmente será más fácil detectar fallos en aquellos módulos fotovoltaicos que tengan problemas a causa de la baja producción. Existen diseños de módulos fotovoltaicos que incorporan el micro inversor desde su fabricación.

Desventajas

- El costo del micro inversor es superior a un inversor tipo cadena, su compra no es por unidad si no por cantidades agrupadas. Sin embargo, ha ido creciendo la demanda de este dispositivo, indicando que en cierto tiempo serán más asequibles. No serán fáciles de reparar o hacer un mantenimiento debido al lugar de instalación, dificultando su acceso.

Optimizadores

Un optimizador es una combinación tecnológica de inversor y micro inversor, haciendo uso de sus mejores prestaciones. Un optimizador no hará una conversión energética de corriente continua a corriente alterna, realmente realizan un acondicionamiento de la corriente continua al fijar un valor óptimo de voltaje. Posteriormente la energía en corriente continua es enviada al inversor fotovoltaico [51,52,53].

Ventajas

- Ayudan a mejorar la eficiencia de la instalación.
- Permite supervisar cada módulo fotovoltaico para reducir los efectos causados por las sombras o mal funcionamiento.
- Son asequibles en el mercado en comparación a un micro inversor y tendrá un menor costo de mantenimiento.
- Su uso se acopla para casos en los que se desea evitar altos costos de mantenimiento, pero maximizando la producción porque ayuda en cubiertas que tengas elementos

causantes de sombras (chimeneas, tubería de climatización, frentes pronunciados o sobresalientes)

Desventajas

- Una instalación con optimizadores será más costosa frente a una que solo tenga el inversor tipo cadena.

La imagen 36 muestra la topología de los inversores mencionados anteriormente. A excepción del optimizador porque es un dispositivo que generalmente viene integrado dentro del mismo diseño del módulo fotovoltaico [54].

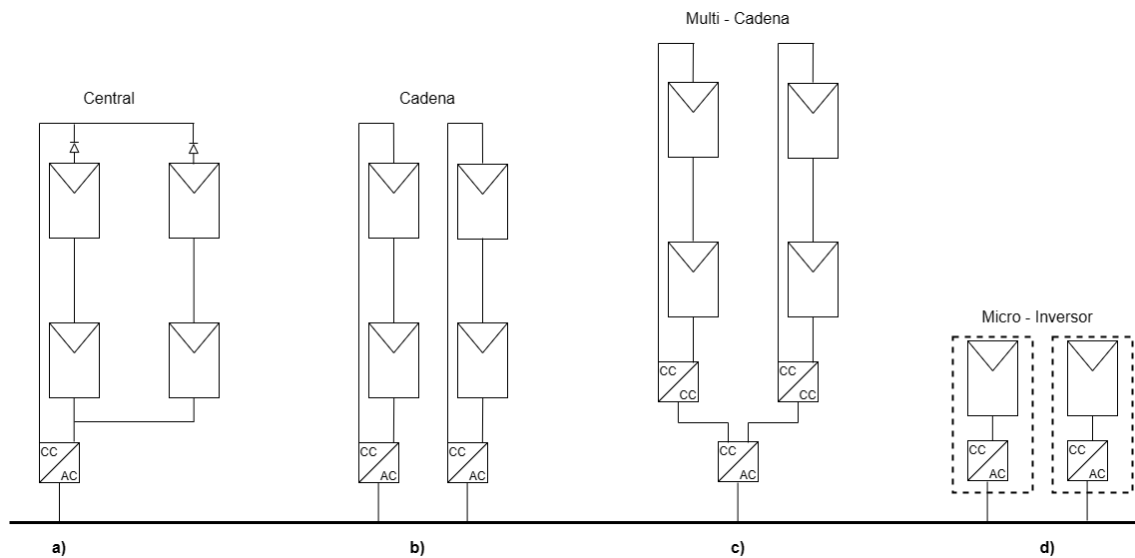


Imagen 36. Topología de inversor **a)** Inversor central. **b)** Inversor cadena. **c)** Inversor multi cadena. **d)** Micro inversor.

Inversor Conectado a Red

Este tipo de inversor exige una conexión a la red de distribución eléctrica convencional. Su conexión se realiza para poder inyectar la energía producida desde el generador, pasando por el inversor, o permitir un consumo de energía cuando el sistema fotovoltaico no produzca lo suficiente durante el día o en horas nocturnas. También es usual esta aplicación en sitios remotos donde hay disponibilidad de conexión a la red eléctrica convencional, pero esta presenta interrupciones y se desea mantener un suministro sin interrupciones. Adicionalmente el inversor conectado a red debe tener la protección anti isla para evitar vertido de energía en caso de un fallo de la red convencional que pueda causar daños y reconectar nuevamente el vertido cuando la red convencional este nuevamente disponible (*no quedar aislado*). La imagen 37 muestra una configuración de un sistema fotovoltaico conectado a red sin acumulación de energía [55].

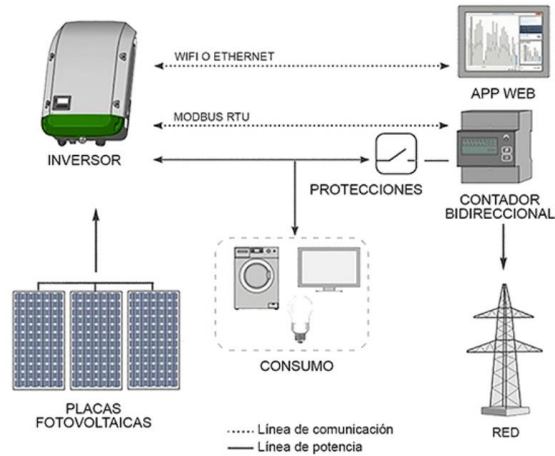


Imagen 37. Configuración de un sistema fotovoltaico conectado a red sin acumulación de energía.

Inversor Aislado de Red

Este inversor, como su nombre lo indica, no tendrá conexión a la red de energía convencional por razones de no disponibilidad en la zona de instalación. Su uso se da comúnmente para instalaciones de autoconsumo, consumiendo toda la energía producida en el sitio de la instalación. Sin embargo, la producción de energía estará sujeta a disponibilidad del recurso solar y para poder suplir las necesidades en la ausencia del recurso, el sistema puede acoplarse a diferentes fuentes de generación de energía y contemplar la posibilidad de la acumulación de energía. La imagen **38** muestra un tipo de configuración del sistema aislado de la red con generación de energía a parte de la fuente fotovoltaica y acumulación [55].

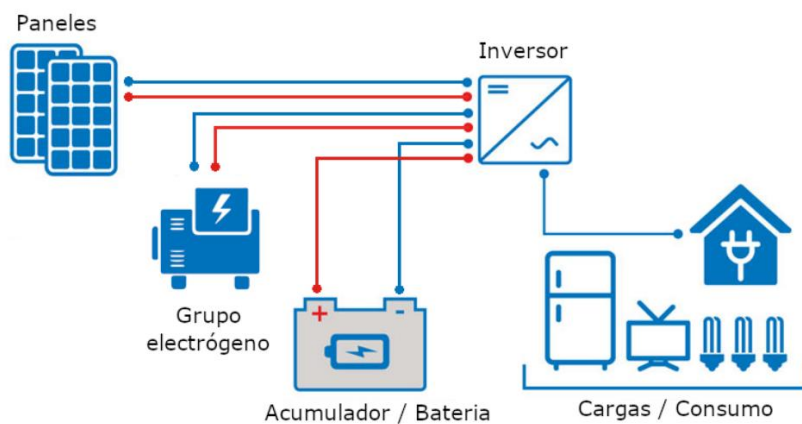


Imagen 38. Configuración de un sistema fotovoltaico aislado de red con cogeneración de energía no fotovoltaica y acumulación de energía.



Estado del arte - Impacto de sombras en sistemas fotovoltaicos

Una sombra en fotovoltaica es la proyección de una imagen oscura sobre la superficie frontal de un módulo fotovoltaico, causado por un cuerpo que intercepta la luz proveniente del sol. La sombra puede ser de tipo parcial, que no cubre en su totalidad la superficie o total en donde la superficie queda totalmente cubierta.

El impacto de una sombra estará marcado por la capacidad de entregar energía, dando como resultado una menor producción y pérdida de energía, limitaciones en la corriente final de salida ya que corriente de un string de células estará sujeta a la que menor corriente produce.

Tipos de sombras

Para abordar los tipos de sombras en este documento es necesario comprender que el modo de clasificación se ha realizado por la afectación que pueda tener sobre un módulo, un grupo de ellos o la progresión de la sombra durante el día. Sin embargo, también hay que entender el origen de la sombra, el qué lo produce y tipo de sombra producida sobre el módulo o módulos fotovoltaicos.

Al abordar el término de sombreado en fotovoltaica es imprescindible entender que va a presentar un tamaño determinado, cubrirá un área determinada, será progresiva durante el día o no. Lo anterior son aspectos que se observan a la hora de hacer un preanálisis del comportamiento del sombreado [\[55,56\]](#).

Sombreado parcial

Es un tipo de sombra que estará presente en un generador fotovoltaico durante un corto periodo, causada por el movimiento aparente del sol. Cabe resaltar que la parcialidad de la sombra está sujeta a que el área de cubrimiento no es del 100% sobre alguna parte del generador, por algo el término parcial. Comúnmente es causada por árboles, edificios, postes o el mismo movimiento de nubes. Este tipo de sombra es una consecuencia de condiciones de irradiación no uniforme sobre el generador. Causando múltiples picos en la curva IV traduciéndose en pérdidas de potencia a la salida [\[57,58,59,60\]](#).

Sombrado completo

El sombreado completo, al analizarse desde el punto de vista del área, cubrirá un alto porcentaje de la superficie del generador. Inclusive podemos catalogar un sombreado completo cuando hay un obstáculo natural, por ejemplo, una montaña que se interpone en la irradiación de la superficie del generador. Bien sea por ocultamiento al atardecer o porque durante un momento del día se interpone en la trayectoria de sol dificultando la captación de la luz solar. Generando grandes pérdidas de energía. Otro tipo de elementos que pueden causar un sombreado completo son edificaciones, chimeneas, antenas, tejados con terminaciones salientes, entre otros [\[57,58,59,60\]](#).



Sombra aditiva

Este tipo de sombra será analizada desde dos ámbitos. El primero cuando la sombra va creciendo sobre la superficie del generador, arranca en un módulo y se irá propagando. El impacto en la producción de energía fotovoltaica se evidencia cuando el sistema poco a poco (a medida que crece la sombra) entrega menor potencia de salida, su curva IV tendrá una disminución al impactar la corriente de salida del sistema. La segunda cuando no se propaga si no que va cambiando a medida del movimiento aparente del sol, se desplaza de forma dinámica sobre la superficie del generador, pero no va sumando área sombreada previamente [\[57,58,59,60\]](#).

Auto sombreado

El auto sombreado (conocido también como sombras mutuas) es muy común porque lo genera el montaje de la estructura de los módulos fotovoltaicos, a causa de las filas de los módulos dispuestos sobre una superficie. Si analizamos este tipo de sombra desde su origen, puede concluirse que el auto sombreado puede ser parcial durante un cierto periodo del día causada por una de las filas del generador. Aunque puede darse la condición de completa cuando las filas del generador estén mal optimizadas. Además, analizándose desde el área como sombra completa o parcial, lo causa un obstáculo más no una de las filas del generador. La solución a este tipo de sombreado está en la mejora de la inclinación y separación de las filas de módulos [\[57,58,59,60\]](#).

Modelos de sombras

Modelo general Rodrigo

Es un modelo [\[61\]](#) propuesto que busca reducir los cálculos por efectos del sombreado sin recurrir al cálculo y modelado completo de la curva IV ya que recurre a un modelo de ecuaciones lineales y no lineales para obtener su gráfico. Además de la complejidad que significa obtener los datos de un generador fotovoltaico de gran dimensionamiento. Para lograr lo anterior, propone una adecuada caracterización de las pérdidas de potencia junto con una buena estimación del rendimiento energético.

Las siguientes definiciones son importantes porque permite comprender como aborda el modelo desde la pérdida de potencia a causa del sombreado:

Variables de importancia:

Un generador está dividido en bloques. Un bloque este compuesto por un conjunto de células fotovoltaicas conectadas en serie protegidas por un diodo de paso. Las dimensiones del generador son definidas por los parámetros:

N_{Cell} número de célula fotovoltaica.

N_{Block} compuesto por un número de células fotovoltaicas en serie.

N_{STR} número de bloques en serie.

Generador compuesto por la cantidad de N_{STR} en paralelo.



Factor geométrico de sombra

Relación entre el área sombreada y el área total.

$$S_{SH} = A_{SH}/A$$

Por lo tanto, el factor geométrico de sombreado puede definirse para:

$S_{G,Cell}$ para la célula solar.

$S_{G,Block}$ para un bloque protegido por un diodo de paso.

$S_{G,String}$ para una cadena de bloques conectados en serie.

$S_{G,Gen}$ para un generador fotovoltaico.

Irradiancia global medida en el plano fotovoltaico sombreado

La irradiancia global se describe como la suma de los componentes directo (B), difuso circunsolar (D^{CIR}), difuso isotrópico (D^{ISO}) y el albedo (R). El factor geométrico de sombra solo afecta a los componentes (B) y (D^{CIR})

$$G_{SH} = (1 - S_G) \cdot (B + D^{CIR}) + (D^{ISO} + R)$$

Factor de intensidad del sombreado

Es la relación entre el factor de sombrado (S) y el factor geométrico del sombrado (S_G)

$$S_I = S/S_G$$

También puede expresar la relación de los componentes direccionales de la irradiancia global entre la irradiancia global total.

$$S_I = (B + D^{CIR})/G$$



Factor de pérdida de potencia por sombreado

Relación entre la pérdida de potencia debido al sombreado y la potencia teórica que puede producirse en ausencia de sombras.

$$L_{SH} = (P - P_{SH}) / P$$

donde;

P Potencia teórica en ausencia de sombras

P_{SH} Potencia producida bajo sombras.

Número de células fotovoltaicas sombreadas en un bloque

Para un bloque en particular será el número de células fotovoltaicas en el bloque con un factor geométrico de sombreado

$$S_{G,Cell} > 0$$

Número de células fotovoltaicas totalmente sombreadas en un bloque

Para un bloque en particular es el número de células fotovoltaicas en el bloque con un factor geométrico de sombreado.

$$S_{G,Cell} = 1$$

Se cumple: $0 \leq n_{T,ij} \leq n_{S,ij} \leq N_{Cell}$

Número de bloques sombreados en un string

Para un string en particular será el número de bloques en el string con un factor de pérdida de potencia por sombra.

$$L_{SH,Block} > 0$$

Tipos de sombras consideradas para el desarrollo del modelo

Sombra real

Sombra que tendrá un sombreado geométrico con factor igual a 1 para las primeras células fotovoltaicas $n_{T,ij}$. Por lo tanto, el factor de sombra para esas células fotovoltaicas es: $S_{ij,k} = S_I \cdot S_{G,ij,k} = S_I \cdot 1 = S_I$

Para las células fotovoltaicas en la posición $n_{T,ij} + 1$ tendrá factor de sombreado s_1, s_2, \dots, s_h y el resto de las células no estarán sombreadas.



Sombra de mayor concentración (MCS)

La concentración de sombra de un bloque se obtiene por la concentración de la sombra en la mínima área posible del número de células fotovoltaicas. El factor de forma será 1 para las primeras células fotovoltaicas, donde se toma la parte entera del producto $s_{Block,ij} \cdot N_{Cell}$. Posteriormente hay una célula sombreada con un factor de sombreado $s_{r,ij}$. Finalmente, el resto de las células fotovoltaicas estarán sin sombreado.

$$s_{Block,ij} = \frac{1}{N_{Cell}} \sum_{k=1}^{N_{Cell}} s_{ij,k} = \frac{Int(s_{Block,ij} N_{Cell}) \cdot 1 + s_{r,ij}}{N_{Cell}}$$

$$\rightarrow s_{r,ij} = s_{Block,ij} N_{Cell} - Int(s_{Block,ij} N_{Cell})$$

Sombra de mayor distribución (MDS)

La distribución de sombra de un bloque se obtiene por la distribución del área sombreada entre las células fotovoltaicas $n_{s,ij}$, en pro de un sombreado uniforme de cada célula fotovoltaica. El *MDS* tiene un factor de sombra $s_{d,ij}$ para la primera célula fotovoltaica $n_{s,ij}$. El resto de las células no estarán sombreadas.

$$s_{Block,ij} = \frac{1}{N_{Cell}} \sum_{k=1}^{N_{Cell}} s_{ij,k} = \frac{n_{s,ij} s_{d,ij}}{N_{Cell}}$$

$$s_{d,ij} = \frac{s_{Block,ij} N_{Cell}}{n_{s,ij}}$$

Sombra real aproximada

La aproximación de una sombra real está definida de la siguiente manera: Las primeras células fotovoltaicas $n_{T,ij}$ tienen un factor de sombreado s_I y las células fotovoltaicas en la posición $n_{T,ij} + 1$ a $n_{S,ij}$ tendrán un factor constante de sombreado $s_{a,ij}$. El resto de las células fotovoltaica no están sombradas.

$$s_{Block,ij} = \frac{1}{N_{Cell}} \sum_{k=1}^{N_{Cell}} s_{ij,k} = \frac{n_{T,ij} \cdot s_I + (n_{S,ij} - n_{T,ij}) \cdot s_{a,ij}}{N_{Cell}}$$

$$\rightarrow s_{a,ij} = \frac{s_{Block,ij} N_{Cell} - n_{T,ij} \cdot s_I}{n_{S,ij} - n_{T,ij}}$$

La imagen **39** resume de forma gráfica el tipo de sombras utilizadas en el modelo Rodrigo

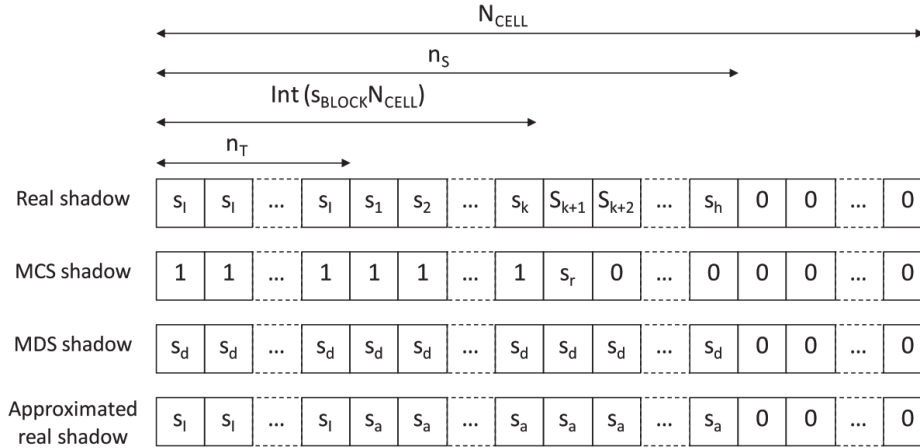


Imagen 39. Factor de sombreado de las células fotovoltaicas individuales en un bloque general para los casos sombra real, MCS, MDS y sombra real aproximada.

Modelo propuesto

1. Cálculo del factor de pérdida de potencia por sombras de los bloques aislados $L_{SH,Block,ij}$ (considerando que cada bloque está directamente conectado al inversor y que está aislado del resto de bloques)

Para esta parte del modelo solo se ha considerado los casos MCS y MDS. Para cada caso se obtienen los valores de de:

$$L_{SH(MCS)ij} \text{ y } L_{SH(MDS)ij}$$

Estos valores de factor de pérdida de potencia por sombras de los bloques mostrarían las pérdidas reales para $L_{SH,Block,ij}$, en donde se debe obtener un valor entre $L_{SH(MCS)ij}$ y $L_{SH(MDS)ij}$.

$$L_{SH(MDS)ij} \leq L_{SH,Block,ij} \leq L_{SH(MCS)ij}$$

Para obtener el valor de $L_{SH,Block,ij}$ se ha propuesto lo siguiente:

- Para el factor de pérdida de potencia por sombras de los bloques del caso MCS se modela así:

$$L_{SH(MCS)ij} = \min\{s_{Block,ij}N_{Cell}, 1\}$$

La expresión considera que el factor de pérdida de potencia por sombreado crece de forma lineal, esta toma el valor de 1 cuando cumple que:

$$s_{Block,ij} = 1/N_{Cell}$$

**** Una célula fotovoltaica completamente cancelada causa que no exista una potencia generada.**



- Para el factor de pérdida de potencia por sombras de los bloques del caso MDS se modela así:

$$L_{SH}(MDS)_{ij} = S_{Block,ij} N_{Cell} / n_{S,ij}$$

La expresión considera que el factor de pérdida de potencia por sombreado crece de forma lineal, esta toma el valor de 1 cuando cumple que:

$$S_{Block,ij} = n_{S,ij} / N_{Cell}$$

**** No existirá una potencia generada cuando $n_{S,ij}$ se encuentren completamente sombrada.**

Al determinar los valores de $L_{SH}(MCS)_{ij}$ y $L_{SH}(MDS)_{ij}$ debe calcular el factor de pérdida de potencia del bloque como se indica a continuación:

- Obtener el valor medio del factor de sombreado para el caso de una sombra con mayor distribución (MDS).

$$\mu_{ij} = \frac{1}{n_{S,ij}} \sum_{k=1}^{n_{S,ij}} s_{ij,k} = \frac{n_{S,ij} s_{d,ij}}{n_{S,ij}} = s_{d,ij} = \frac{S_{Block,ij} N_{Cell}}{n_{S,ij}}$$

- Obtener la desviación estándar de las sombras de mayor concentración (MCS) con respecto a $\mu_{ij}(\sigma_{MCS,ij})$.

$$\begin{aligned} \sigma_{MCS,ij} &= \sqrt{\frac{1}{n_{S,ij}} \sum_{k=1}^{n_{S,ij}} (s_{ij,k} - \mu_{ij})^2} \\ &= \sqrt{\frac{Int(S_{Block,ij} N_{Cell}) \cdot (1 - \mu_{ij})^2 + (s_{r,ij} - \mu_{ij})^2 + [n_{S,ij} - Int(S_{Block,ij} N_{Cell}) - 1] \cdot (0 - \mu_{ij})^2}{n_{S,ij}}} \end{aligned}$$

- Obtener la desviación estándar del factor de aproximación de sombreado real con respecto a $\mu_{ij}(\sigma_{ij})$.

$$\sigma_{ij} = \sqrt{\frac{1}{n_{S,ij}} \sum_{k=1}^{n_{S,ij}} (s_{ij,k} - \mu_{ij})^2} = \sqrt{\frac{n_{T,ij} \cdot (s_l - \mu_{ij})^2 + (n_{S,ij} - n_{T,ij}) \cdot (s_{a,ij} - \mu_{ij})^2}{n_{S,ij}}}$$

- Obtener el valor del factor de pérdida de potencia por sombreado del bloque.

$$L_{SH,Block,ij} = L_{SH}(MDS)_{ij} + \frac{\sigma_{ij}}{\sigma_{MCS,ij}} \cdot [L_{SH}(MCS)_{ij} - L_{SH}(MDS)_{ij}]$$

Debe tener en cuenta que la desviación estándar respecto a μ_{ij} significaría que tan lejos se considera la sombra con respecto al caso *MDS*. Una desviación estándar igual a cero (0) corresponderá directamente a un caso *MDS* en donde presentaremos el menor valor de pérdidas del bloque. Para la desviación estándar del factor de sombreado real puede obtenerse valores entre cero (0) y $\sigma_{MCS,ij}$, suponiendo que el factor de pérdida de potencia del bloque crece de forma lineal con el valor de la desviación estándar.

2. Cálculo del factor de pérdida de potencia por sombras de los strings aislados $L_{SH,String,j}$ (considerando que cada bloque está directamente conectado al inversor y que está aislado del resto de bloques)

Para un generador con un string j dado, cada bloque del string será reemplazado por dispositivo equivalente fotovoltaico, cuyo valor de factor de sombreado será igual al factor de pérdida de potencia por sombreado del bloque. Como ha sido obtenido en la parte (1) del procedimiento de este modelo propuesto por Rodrigo. Nuevamente se evalúan los casos *MCS* y *MDS*.

Para *MCS* se modela como:

$$L_{SH}(MCS)_j = \min \left\{ \frac{S_{String\ EQ,j}}{0,9}, 1 \right\}$$

Esto significa que el factor de pérdida de potencia crece de forma lineal con equivalencia del factor de sombreado del string, tomando el valor de 1 cuando $S_{String\ EQ,j} = 0,9$. Esta aproximación se justifica con la imagen 40, al comparar la función $L_{SH}(MCS) = f(S_{String\ EQ})$ que se obtiene del modelo detallado (*curva IV*) y de la función obtenida en el modelo propuesto (*modelo numérico*). Observe como a mayor número de bloques en el string mejor será la aproximación del modelo a la función detallada.

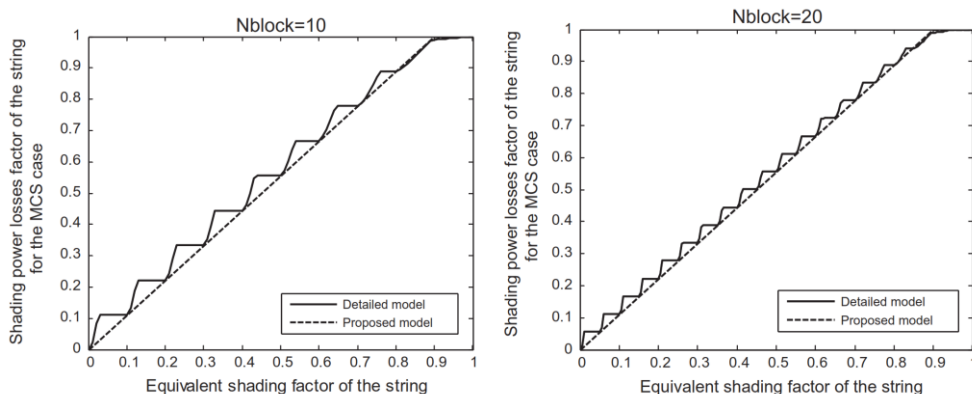


Imagen 40. Comparativa de la función del modelo detallado con el modelo propuesto.

Para un MCS el factor de pérdida de potencia de un string con 10 bloques (lado izquierdo) y uno de 20 bloques (lado derecho) con la función equivalente para el factor de sombreado.

Para *MDS* se modela como:

$$L_{SH}(MDS)_j = \min \left\{ \frac{1,1 \cdot S_{String EQ,j}}{0,1 + \frac{n_{S,j}}{N_{Block}}}, 1,1 \frac{n_{S,j}}{N_{Block}}, 1 \right\}$$

La imagen **41** permite comparar la función de modelado (*número de ecuación MDS*) para un string de 10 bloques y cuatro valores de $n_{S,j} = 3, n_{S,j} = 6, n_{S,j} = 8, n_{S,j} = 10$. Observe como el modelo se aproxima al modelo propuesto para cualquier valor de $S_{String EQ,y}$ y $n_{S,j}$.

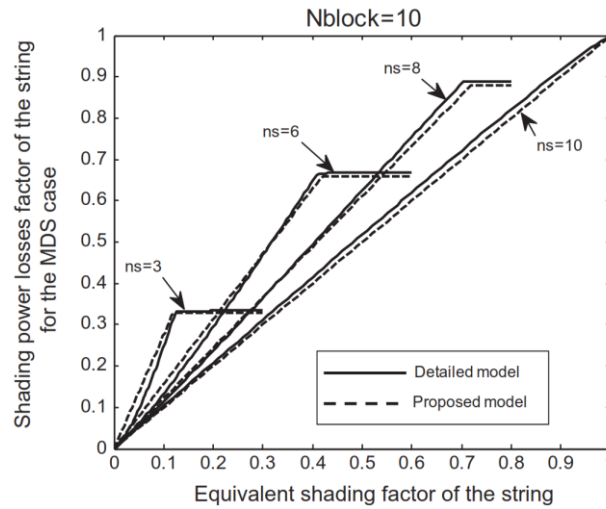


Imagen 41. Comparativa del modelo detallado y la función del modelo propuesto. Factor de pérdida de potencia por sombreado del string con 10 bloques en función del factor de sombreado equivalente $n_{S,j} = 3, n_{S,j} = 6, n_{S,j} = 8, n_{S,j} = 10$

El procedimiento para calcular el factor de pérdida de potencia por sombreado en el **string** $L_{SH,String,j}$ es el siguiente:

$$\mu_j = S_{d,j} = \frac{S_{String EQ,j} N_{block}}{n_{S,j}}$$

$$\sigma_{MCS,j} = \sqrt{\frac{Int(S_{String EQ,j} N_{Block}) \cdot (1 - \mu_j)^2 + (S_{r,j} - \mu_j)^2 + [n_{S,j} - Int(S_{String EQ,j} N_{Block}) - 1] \cdot (0 - \mu_j)^2}{n_{S,j}}}$$

$$\sigma_j = \sqrt{\frac{1}{n_{S,j}} \sum_{k=1}^{n_{S,j}} (S_{Block EQ,ij} - \mu_j)^2}$$

$$L_{SH,String,j} = L_{SH}(MDS)_j + \frac{\sigma_j}{\sigma_{MCS,j}} \cdot [L_{SH}(MCS)_j - L_{SH}(MDS)_j]$$



3. Cálculo del factor de pérdida de potencia por sombra del generador $L_{SH,Gen}$

Para esta parte del procedimiento del modelo propuesto por Rodrigo se cuenta con el cálculo del valor $L_{SH,String,j}$. Este valor servirá entonces para obtener una primera aproximación del factor de pérdida de potencia por sobra del generador, con la siguiente ecuación numérica.

$$L_{SH,Gen}^* = \frac{1}{N_{STR}} \sum_{j=1}^{N_{STR}} L_{SH,String,j}$$

Al ser una primera aproximación genera un escenario optimista en su estimación. La razón es que los bloques y los string operan en diferentes puntos al punto de máxima potencia (*maximum power point tracker - MPPT*) a causa del mismatch. Por ese motivo la ecuación no considera las pérdidas por mismatch. Para poder incluir el efecto de mismatch se propone obtener el valor final del factor de pérdidas de potencia del generador.

$$L_{SH,Gen} = [1 + \varepsilon(1 - L_{SH,Gen}^*)] \cdot L_{SH,Gen}^*$$

Épsilon es parámetro con valor $\varepsilon = 0.3$ que ha sido establecido durante el estudio del modelo de Rodrigo para minimizar la diferencia del método frente al detallado. El cual es una calibración producto de muchas simulaciones realizadas con un algoritmo que varía el valor de ε , calculando en cada iteración todo el conjunto del generador y las condiciones de sombreado. El algoritmo calcula la diferencia de la raíz media cuadrática (*RMS*) del factor de pérdida de potencia por sombreado entre el modelo propuesto y el detallado para cada valor de ε .

PVsyst

Es un software para el estudio, dimensionamiento y análisis de sistemas fotovoltaicos. Puede simular sistemas fotovoltaicos conectados a red, sistemas fotovoltaicos autónomos, sistemas fotovoltaicos para bombeo, entre otros. Su extensa base de datos meteorológica, de componentes para sistemas fotovoltaicos y herramientas de cálculo general de energía solar hace que ofrezca una amplia gama de posibilidades para desarrollar proyectos fotovoltaicos [62].

El software presenta el siguiente conjunto de pasos que el usuario ejecuta durante la construcción del proyecto:

- 1) Diseño preliminar
- 2) Diseño y simulación del proyecto
 - Sistema conectado a red
 - Sistema autónomo
 - Sistema de bombeo

- 3) Selección bases de datos
 - Meteorológicas
 - Componentes fotovoltaicos
- 4) Almacén de utilidades
 - Herramientas
 - Datos medidos

En cuanto a los modelos de sombras ofrecidos dentro de las utilidades del PVsyst, existen las siguientes formas de modelarlas. Estas son:

Sombras eléctricas

Este modelo se basa en la observación que genera la sombra sobre un sistema construido por filas de módulos fotovoltaicos. Incluso contempla el oscurecimiento de una única célula fotovoltaica para provocar importantes pérdidas a causa del mismatch, conduciendo a una pérdida de potencia en toda una cadena de módulos. El método es definir los arreglos (*mesas*) en el entorno 3D del PVsyst, donde serán definidas las particiones (*rectángulos*) significando el área impactada por una sombra. Puede definir la cantidad que requiera simular para evaluar un impacto [63,64,65]. Observe la imagen 42 donde se muestra este tipo de modelo ejecutado en el PVsyst. Las áreas de color amarillo pertenecen a los rectángulos impuestos por el usuario y el color gris corresponde al sombreado lineal [66].

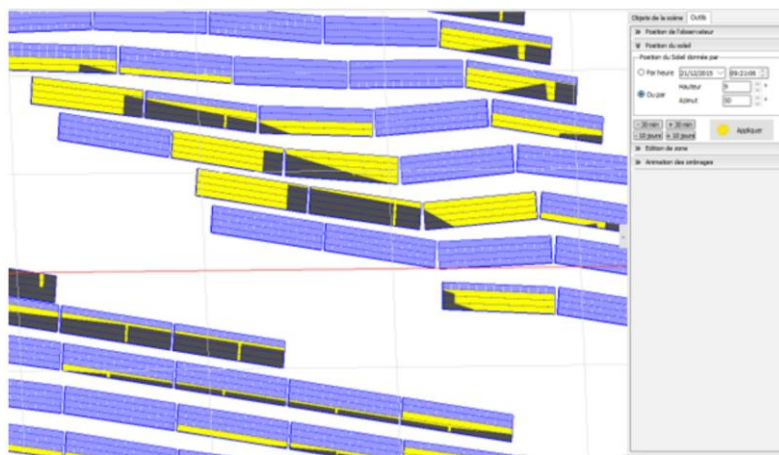


Imagen 42. Captura del modelo sombras eléctricas en PVsyst.

Pérdidas de protección eléctrica – Partición

El procedimiento debe realizarse sobre el entorno 3D, debe definirse la cantidad de módulos, generalmente define la cadena (**string**) completa de módulos. Pero también sirve para definir un grupo de células fotovoltaicas. Puede definirse los rectángulos según su altura y longitud del **string**. Un rectángulo usualmente tiene la altura de un módulo, ya sea a lo largo o a lo ancho, dependiendo de la orientación horizontal (**landscape**) o vertical (**portrait**). Observe la imagen 43 en donde debe definirse una partición del string, con su número de rectángulos deseados [66,67].

Basic parameters
Rect. size
Partition

Electrical shadings calculation

Defines the partition in strings of modules. You should define rectangles representing one string of modules (when possible)

Define partition ?

Number of rectangle-strings

Nb. rectangles in height (Y) 1 ^ v

Nb. rectangles in width (X) 2 ^ v

String sizes

Height of the rectangles 3.32 m

Length of the rectangles 7.59 m

i.e. about 15 modules per rectangle

Imagen 43. Definición de las particiones y rectángulos en el string.

Al configurar los parámetros de la imagen 43 verá en la escena 3D los puntos delineados sobre el string. Como se enseña en la imagen 44.

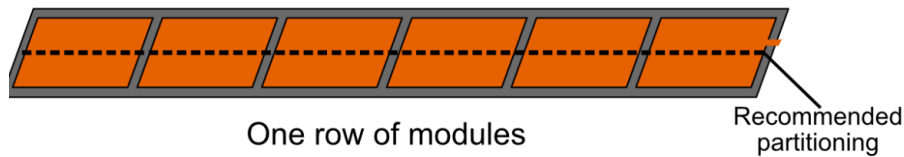


Imagen 44. Delineado de puntos que indican una partición configurada.

Este modelo para la simulación de pérdidas eléctricas tiene una consideración de casos planteada por PVsyst. El objetivo es poder ajustarse a la que convenga según el criterio del usuario. Estas son [67]:

Matrices regulares

El objetivo es reunir todos los módulos en un mismo **string** para que funcionen en las mismas condiciones.

Sistema con pequeños strings

Esta consideración se ajusta mucho cuando se disponen de **strings** pequeños, no más de 10 módulos en ancho, para terrenos tipo colina que busca seguir las condiciones del terreno.



Módulos media célula (HC)

Ideal para módulos de célula partida, la disposición de este tipo de módulos debe ser en configuración vertical. En este caso la línea de partición se traza por la mitad del módulo en posición vertical, respetando la distribución de este tipo de módulo fotovoltaico y que cumple el objetivo de minimizar pérdidas por sombreado.

Inversor de cadena (strings conectados a un solo MPPT – Sombreado uniforme)

Este tipo de consideración depende directamente que el inversor tenga toda la configuración de un **string** a un solo MPPT. En caso de que el inversor cuente con más de un MPPT igual deberá disponerse de todos los **strings** en una sola fila a una entrada MPPT porque debe el sombreado ser uniforme para el conjunto. Cabe destacar que los módulos en una orientación **landscape** sufrirán de menos sombreado cuando se tiene el caso de un inversor central. Es aconsejable usar el método de dos particiones por filas de módulo.

Optimizadores en strings

Se comporta igual que la consideración del inversor de cadena. Ya sea que se conecten varios **strings** en paralelo entre sí a un mismo MPPT o no.

Módulos con optimizador

Para este tipo de consideración debe aclararse que no es correcto definir cada **string** como si fuese un único módulo. Solo tiene una excepción, se da cuando es configurado un optimizador por cada módulo. Si un optimizador actúa sobre 2 módulos serie, deberá definir **strings** que representen los dos módulos.

Diseño de módulo (Module Layout)

Este último apartado dentro de las consideraciones del modelo del diseño en PVsyst tiene como objetivo calcular de forma detallada las pérdidas por sombreado. Es obligatorio describir correctamente la posición de cada módulo fotovoltaicos dentro del diseño 3D y la conexión entre módulo como **strings**, de acuerdo con el tipo de inversor que compone la definición del sistema [68].

Básicamente el desarrollo está soportado por el cálculo de la curva IV del sistema fotovoltaico. Suma la tensión de cada módulo del **string** y hará lo mismo con la corriente. Como se espera un sombreado parcial de cada módulo fotovoltaico, nos obliga a tener la posición exacta geométrica de cada uno de los módulos y al **string** que pertenece [68].

PVLIB

PVLIB es una librería desarrollada en código abierto que funciona en Python desde su versión 3.0. La herramienta tiene un respaldo por parte de la comunidad que trabaja en el área de la fotovoltaica, proporcionando un conjunto de funciones y clases para simular el rendimiento de sistemas fotovoltaicos [69]. Dentro de su librería tienen un apartado relacionado a los efectos sobre la producción del sistema fotovoltaico, en el apartado se relaciona el sombreado con las respectivas sentencias del código de programación para poder realizar la simulación. Estas son las sombras que simula:

- Sombreado formado por relación del ángulo de inclinación respecto al suelo.

Este tipo de sombra se forma a causa de una fila de módulos fotovoltaicos al proyectar la sombra del string sobre el suelo, formando un ángulo que relaciona el ángulo de inclinación (*tilt*) y la altura sobre la vertical del suelo. Después de la zona de sombreado se encuentra la siguiente fila de módulos como se muestra en la imagen 45. El sombreado en mención se relaciona con el sombreado mutuo (*self shading*), el cual fue comentado en el apartado **tipo de sombras** [70].

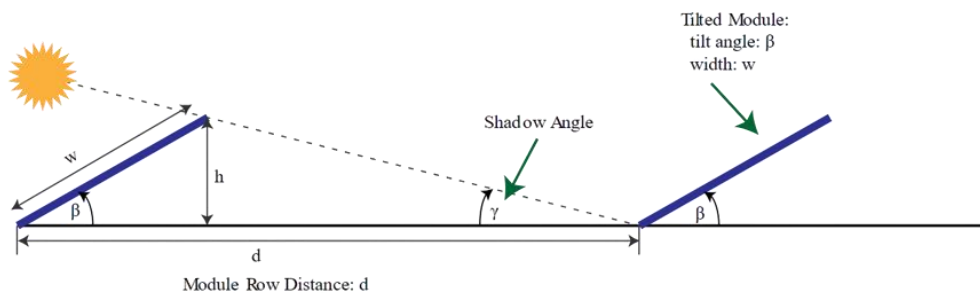


Imagen 45. Sombra por relación del ángulo de inclinación respecto al suelo.

La sentencia de código que permite obtener el ángulo es la siguiente:

```
pvllib.shading.ground_angle(surface_tilt, gcr, slant_height)
```

surface_tilt: dato de inclinación que se ingresa numéricamente expresando los grados, ya sea 0 (superficie mirando hacia arriba) o 90. (superficie mirando el horizonte)

gcr: Relación entre la longitud de inclinación de la fila y el espacio de la fila. Es un tipo de *dato flotante* y totalmente *adimensional*.

slant_height: Relación de distancia de la altura de inclinación de módulo en su punto máximo, dato *adimensional* entre 0 y 1.

****Nota:** debe ser declarada la librería *pvl*lib dentro de la sentencia principal del código para que pueda ejecutarse el proceso de la sentencia.

- Sombreado formado por ángulo de enmascaramiento.

Es la sombra formada por el ángulo de elevación por abajo causando un bloqueo de la irradiación difusa. La altura es un parámetro que determina el límite de la superficie del módulo para evaluar el ángulo de enmascaramiento cuanto más bajo sea el parámetro, el ángulo de enmascaramiento será mayor. Con el objetivo de obtener la cantidad de irradiación que bloquea un obstáculo [70]. La sentencia para obtener los valores es la siguiente:

```
pvlib.shading.masking_angle(surface_tilt, gcr, slant_height)
```

surface_tilt: dato de inclinación que se ingresa numéricamente expresando los grado, ya sea 0 (superficie mirando hacia arriba) o 90. (superficie mirando al horizonte)

gcr: Relación entre la longitud de inclinación de la fila y el espacio de la fila. Es un tipo de *dato flotante* y totalmente *adimensional*.

slant_height: Relación de distancia de la altura de inclinación de módulo en su punto máximo, dato *adimensional* entre 0 y 1.

****Nota:** debe ser declarada la librería *pvlib* dentro de la sentencia principal del código para que pueda ejecutarse el proceso de la sentencia.

- Sombreado formado por ángulo de enmascaramiento promedio sobre altura inclinada de una fila.

Es el sombreado formado por el ángulo de enmascaramiento promedio de la altura de una fila inclinada. El ángulo de enmascaramiento es el ángulo que se forma sobre la horizontal cuando el domo del cielo está bloqueado por una fila delantera [70]. Ver imagen 46 [57].

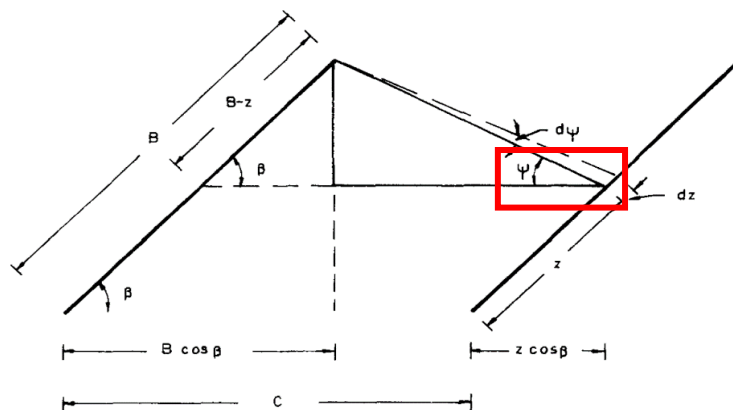


Imagen 46. Configuración de módulo para el ángulo promedio de enmascaramiento.



La sentencia que relaciona el PVLIB para su cálculo es la siguiente:

pvlib.shading.masking_angle_passias(surface_tilt, gcr)

surface_tilt: dato de inclinación que se ingresa numéricamente expresando los grado, ya sea 0 (superficie mirando hacia arriba) o 90. (superficie mirando al horizonte)

gcr: Relación entre la longitud de inclinación de la fila y el espacio de la fila. Es un tipo de *dato flotante* y totalmente *adimensional*.

****Nota:** *debe ser declarada la librería pvlib dentro de la sentencia principal del código para que pueda ejecutarse el proceso de la sentencia.*

- **Sombreado difuso del cielo de una fila a otra.**

Es la pérdida de irradiancia difusa causada por el sombreado difuso del domo del cielo de fila a fila en los módulos fotovoltaicos. Cuando el sol está en el punto más alto del cielo, una de las filas delantera estará parcialmente bloqueada por la fila que está delante de ella. Este fenómeno causa la reducción de la irradiancia difusa incidente en el módulo fotovoltaico. La cual dependerá directamente del ángulo de enmascaramiento [70]. La irradiancia difusa del cielo se asume isotrópica.

La sentencia que relaciona el PVLIB para su cálculo es la siguiente:

pvlib.shading.sky_diffuse_passias(masking_angle)

masking_angle: ángulo de elevación cuando se bloquea la irradiancia difusa. Valor ingresado en grados.

****Nota:** *debe ser declarada la librería pvlib dentro de la sentencia principal del código para que pueda ejecutarse el proceso de la sentencia.*

Después de conocer las definiciones de sombras que maneja la librería de programación PVLIB, abordaremos las definiciones de la librería para los casos de pérdidas. Estas son:

- **Cálculo de la pérdida de potencia en un módulo sombreado**

El cálculo se realiza a nivel de módulo fotovoltaico porque la disponibilidad de los parámetros causa una reducción significativa del procesamiento computacional. Pero las simulaciones para el cálculo de pérdidas de potencia no logran modelar efectos como el mismatch entre células fotovoltaicas o sombreados parciales. El método a nivel de PVLIB calcula la curva IV a nivel de célula y las combina para poder construir la curva del módulo fotovoltaico. Este



es el mejor enfoque para obtener la máxima potencia en diferentes condiciones de sombreado e irradiación [70].

1. Con los datos de célula fotovoltaica en condiciones estándar y condiciones de interés del estudio, irradiancia y temperatura. Debe definir un modelo único de diodo para la célula fotovoltaica en las condiciones de funcionamiento que establezca. En PVLIB está la sentencia del modelo De Soto.

pvlb.pvsystem.calcpams_desoto()

2. Tenga presente que PVLIB no resuelve la ecuación de forma analítica. A cambio utiliza los métodos necesarios para poder resolverla. El método de la sentencia en PVLIB es la de Bishop 88.

pvlb.singlediode.bishop88()

El método de Bishop 88 puede modelar el sesgo inverso. Todo dependerá de la naturaleza de la sombra porque puede ser necesario modelar primero la parte del sesgo inverso de la curva IV. De esta manera obtenemos conjunto de datos (I , V), que representas puntos, de la curva IV de la célula.

3. Al obtener los datos de la curva IV del punto anterior, podrá realizar la comparación entre una célula fotovoltaica completamente iluminada con una que se encuentre sombreada. Recuerde que las sombras no reducen la iluminación de una célula a cero solamente bloquean la porción o cantidad de irradiación, pero sigue existiendo el componente difuso. Por lo tanto, elija la cantidad de irradiancia que desea similar en W/m^2 .

4. Al completar los pasos 1, 2 y 3 con su conjunto de datos, puede construir la curva IV del módulo combinando los datos de curva IV obtenidos por cada célula fotovoltaica. La combinación se realiza agregando una a una la curva IV de la célula hasta formar un string. Debe tener en cuenta que cada substring está en serie con su respectivo diodo de derivación para la protección de voltajes de polarización inversa. Como se está realizando un modelo de simulación en PVLIB, los valores de la curva IV están discretizados causando que las corrientes de la curva IV no estén alineadas, esto ocurrirá a medida que vaya agregando los datos de la serie. Para resolver el problema, deberá proporcionar un conjunto común de datos de corriente para crear una interpolación.

Defina que solo hay tres casos, que son: célula fotovoltaica completamente iluminada, completamente sombreada y parcialmente sombreada, y que su comportamiento es idéntico. Esto ayuda a mejorar el procesamiento porque al simular los tres casos dará para modelar todo el conjunto como módulo.

5. El módulo está completamente modelado en la curva IV con toda la información procesada hasta el punto 4. El proceso de construcción del código está disponible en la base de datos de conocimiento de PVLIB.



Una vez realizado el proceso de documentación de los aspectos importantes sobre los módulos fotovoltaicos, la tecnología de fabricación de células fotovoltaicas, distribución a nivel de módulo fotovoltaico, la forma de construcción y operación de un sistema fotovoltaico, la definición de sombras para estudiar el comportamiento de los módulos y las diferentes formas de modelado de sombras. Se plantea la construcción de un sistema fotovoltaico en PVsyst siguiendo un diseño de módulo (**module layout**), bajo condiciones de no sombreado, sombreado por torres de transmisión de energía, sombreado por árboles, sombreado por estructuras de almacenamiento tipo silo y sombreado generado por objetos construidos sobre la cubierta [71,72,73]. Partiendo de módulos fotovoltaicos tipo media célula (**half cell**) y/o célula completa bajo el estudio de la tendencia actual de los fabricantes de módulos fotovoltaicos. El sistema está ubicado en una cubierta de una nave industrial bajo un modelo 3D proveído por PVsyst. La nave industrial edificada es a dos aguas y una capacidad total instalada, tipo industrial, de 500 kW totalmente conectada a red (**SFCR**) que busca como objetivo la comparación de resiliencia de los módulos fotovoltaicos ante los tipos de sombreados mencionados en este documento.

Simulaciones

Para poder abordar el tema del efecto de las sombras en la producción de energía fotovoltaica se escoge el programa PVsyst con el objetivo de realizar el proceso de simulación. En el apartado de modelo de sombras fue descrito que el programa maneja un diseño de módulo o modelo layout. El cual será comentado más adelante en su implementación, durante la configuración de la plantilla de simulación. Por el momento es importante definir la locación de la simulación, que para este caso fue escogida una localidad ubicada con la siguiente información:

- Comunidad autónoma: Castilla La Mancha.
- Localidad: Puerto Llano
- Latitud: 38°42'37.13"N (38.710315)
- Longitud: 4° 5'52.82"O (-4.098005)

A manera de georreferencia la imagen 47 muestra la ubicación del sitio proveída por el sistema de PVsyst, que se compara con el servicio de información satelital Google Earth Pro [75] y así poder visualizar el tipo de terreno donde se hará la instalación fotovoltaica planteada en la simulación, referenciada en la imagen 48. Observe como el suelo es plano, inclinación relativamente baja y despejado de sombras que puedan existir por objetos cercanos. Las únicas sombras existentes son lejanas e inherentes al terreno del emplazamiento.

La instalación es realizada sobre una cubierta con la inclinación optimizada. El dato optimizado del ángulo de inclinación se obtiene al simular el comportamiento en PVGIS 5.2, al igual que el ángulo azimut de la instalación fotovoltaica.

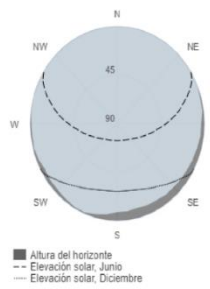
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 38.710,-4.098
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH2
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 500 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 34 (opt) °
 Ángulo de azimut: -1 (opt) °
 Producción anual FV: 767400.04 kWh
 Irradiación anual: 2062.23 kWh/m²
 Variación interanual: 27316.89 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -2.64 %
 Efectos espectrales: 0.54 %
 Temperatura y baja irradiancia: -11.59 %
 Pérdidas totales: -25.58 %

Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:

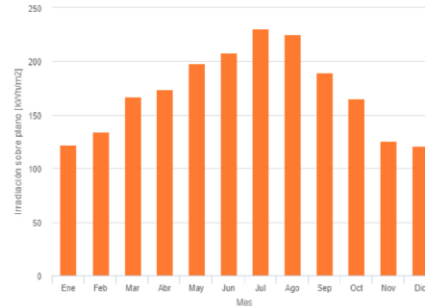


Imagen 49. Comportamiento y datos esperados de producción de energía en Puerto Llano. Obtenidos por PVGIS 5.2.

Ahora, trasladando a PVSyst la configuración previamente explorada en PVGIS 5.2 se ajustan los parámetros de orientación de acuerdo con la imagen 50. Observe en el recuadro marcado, el parámetro del campo, la correspondencia con PVGIS. Este parámetro busca el mejor rendimiento anual según los datos meteorológicos.

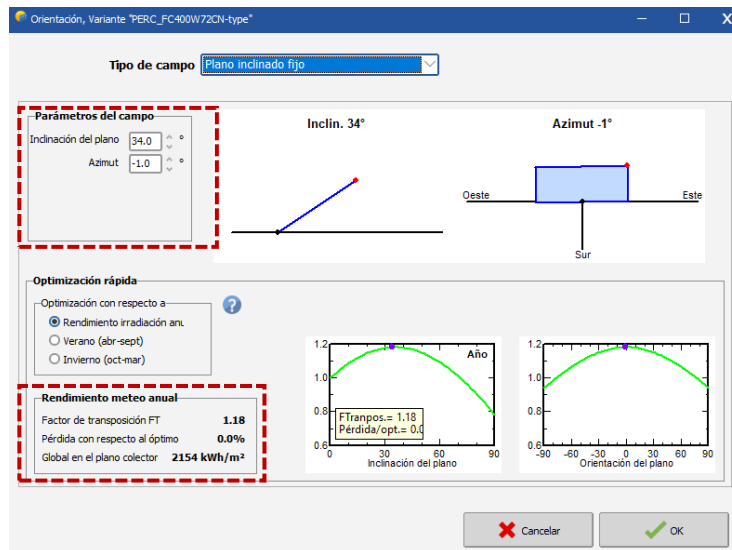


Imagen 50. Configuración parámetros de orientación en PVSyst.

Por otro lado, con la información del lugar se define el parámetro del horizonte con el objetivo de observar el comportamiento del sol durante un año con los datos meteorológicos extraídos de la base de datos de PVGIS 5.2. La línea roja de la imagen 51 hace referencia a las sombras lejanas que se producen en el enclave durante el año. Recuerde que estas sombras lejanas son inherentes al lugar de instalación del sistema fotovoltaico.

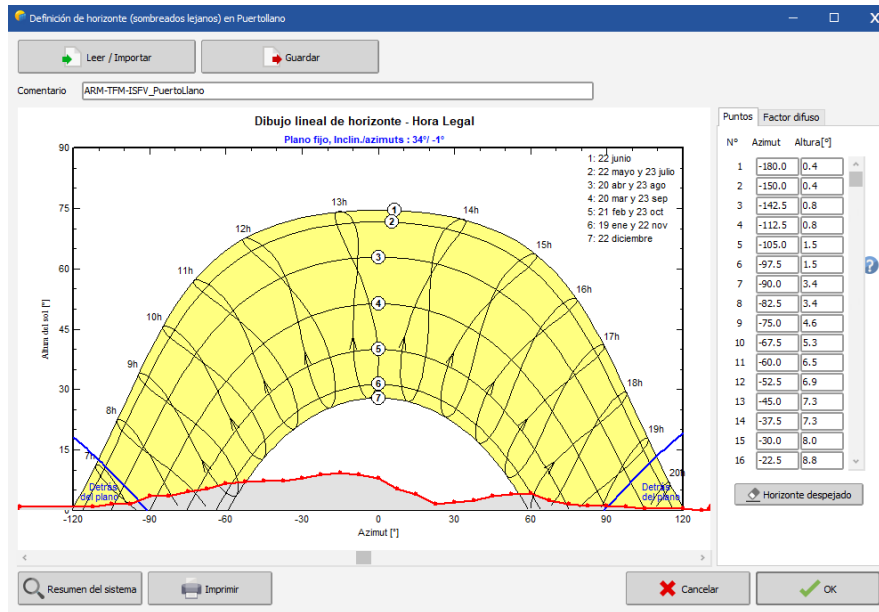


Imagen 51. Definición del horizonte en PVsyst según ubicación de la instalación fotovoltaica en Puerto Llano – Castilla La Mancha.

Continuando el proceso de configuración de la simulación en PVsyst se escogen los módulos fotovoltaicos que componen el sistema. El criterio está basado en una ranking o top de fabricantes reconocidos en la fabricación de módulos fotovoltaicos, mostrado en la imagen 29.

Módulos Fotovoltaicos

Para evitar comparativas entre los diferentes fabricantes de módulos fotovoltaicos ya que el desarrollo de este documento no es definir que marca de módulo es mejor que otra, según su tecnología y disposición de células fotovoltaicas en el módulo, nombraremos a un fabricante A y un fabricante B. En el programa PVsyst se configurará una disposición de módulos de forma horizontal (*landscape*) y en vertical (*portrait*) A continuación, se entrega la información de los módulos de los fabricantes A y B para la construcción del generador fotovoltaico a simular en PVsyst.

Módulo fotovoltaico 1

El módulo del fabricante A este fabricado con tecnología de células tipo PERC (*Passivated Emitter Rear Cell*), su construcción es de célula completa y ofrece su tecnología de multi busbars. El sustrato de silicio es tipo P, asegura una alta resistencia

a la degradación inducida en la potencia (**PID**) según información del fabricante. La imagen 52 resume los datos de las pruebas en condiciones estándar (**STC**) de las características eléctricas del módulo y de más datos de relevancia.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC										
Maximum Power (P _{max})	360W	365W	370W	375W	380W	385W	390W	395W	400W	
Open Circuit Voltage (V _{OC})	47.6V	47.8V	48.0V	48.2V	48.4V	48.6V	48.8V	49.0V	49.2V	
Short Circuit Current (I _{SC})	9.71A	9.78A	9.85A	9.92A	9.99A	10.06A	10.13A	10.20A	10.27A	
Voltage at Maximum Power (V _{mp})	39.0V	39.2V	39.4V	39.6V	39.8V	40.0V	40.2V	40.4V	40.6V	
Current at Maximum Power (I _{mp})	9.24A	9.32A	9.40A	9.47A	9.55A	9.63A	9.71A	9.78A	9.86A	
Module Efficiency (%)	18.26	18.52	18.77	19.03	19.28	19.53	19.79	20.04	20.29	
Operating Temperature	-40°C to +85°C									
Maximum System Voltage	1000V DC/1500V DC									
Fire Resistance Rating	Type 1 (in accordance with UL 1703)/Class C (IEC 61730)									
Maximum Series Fuse Rating	15A									
STC: Irradiance 1000W/m ² , Cell temperature 25°C, AM1.5; Tolerance of P _{max} : ±3%; Measurement Tolerance: ±3%										
ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT										
Maximum Power (P _{max})	268W	272W	276W	279W	283W	287W	291W	295W	299W	
Open Circuit Voltage (V _{OC})	44.1V	44.3V	44.5V	44.7V	44.9V	45.1V	45.3V	45.5V	45.7V	
Short Circuit Current (I _{SC})	7.87A	7.92A	7.98A	8.04A	8.09A	8.15A	8.21A	8.27A	8.33A	
Voltage at Maximum Power (V _{mp})	35.9V	36.1V	36.3V	36.5V	36.7V	36.9V	37.1V	37.3V	37.5V	
Current at Maximum Power (I _{mp})	7.47A	7.54A	7.61A	7.65A	7.72A	7.78A	7.85A	7.91A	7.98A	
NOCT: Irradiance 800W/m ² , Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s										
MECHANICAL CHARACTERISTICS		TEMPERATURE CHARACTERISTICS								
Cell type	Monocrystalline PERC 158.75x158.75mm	Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)								45°C±2°C
Number of cells	72 (6x12)	Temperature Coefficients of P _{max}								-0.37%/°C
Module dimensions	1979x996x40mm (77.91x39.21x1.57inches)	Temperature Coefficients of V _{OC}								-0.29%/°C
Weight	22kg (48.5lbs)	Temperature Coefficients of I _{SC}								0.052%/°C
Front cover	3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating	PACKAGING								
Frame	Anodized aluminum alloy	Standard packaging		27pcs/pallet						
Junction box	IP67, 3 diodes	Module quantity per 20' container		270pcs						
Cable	4mm ² (0.006inches ²), 1000mm (39.37inches)	Module quantity per 40' container		594pcs(GP)/649pcs(HQ)						
Connector	MC4 or MC4 compatible									

Imagen 52. Datos técnicos del módulo del fabricante A – Célula completa.

Para el conjunto de módulos o generador fotovoltaico total estará compuesto por 1400 módulos, divididos en 5 sub generadores fotovoltaicos. Cada sub generador estará constituido por 20 strings y cada string tiene un arreglo de 14 módulos serie. La potencia por módulo es de 400 W para un total de 560 kWp que compone todo el generador fotovoltaico con módulos del fabricante A. El resumen de la configuración se muestra en la imagen 53.

GFV Total Módulos	1400	Fabricante A		
Cantidad Sub Genradores	5	W		
Potencia x Módulo	400	kW		
Potencia Total GFV	560			
Sub Generador 1	Módulos Serie	14	Total Sub GFV1	280
	Strings	20		
Sub Generador 2	Módulos Serie	14	Total Sub GFV2	280
	Strings	20		
Sub Generador 3	Módulos Serie	14	Total Sub GFV3	280
	Strings	20		
Sub Generador 4	Módulos Serie	14	Total Sub GFV4	280
	Strings	20		
Sub Generador 5	Módulos Serie	14	Total Sub GFV5	280
	Strings	20		

Imagen 53. Resumen de la configuración del generador fotovoltaico A total.

Módulo fotovoltaico 2

El módulo del fabricante B es un módulo construido en distribución de media célula, con tecnología tipo PERC en sus células fotovoltaicas, el sustrato de silicio es tipo N. Ofrece tecnología super multi busbars de conexión entre sus células y alta durabilidad contra condiciones extremas del medio ambiente. La imagen 54 muestra las características técnicas del módulo del fabricante B.

SPECIFICATIONS												
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	410Wp	308Wp	415Wp	312Wp	420Wp	316Wp	425Wp	320Wp	430Wp	323Wp		
Maximum Power Voltage (Vmp)	31.13V	29.06V	31.32V	29.21V	31.51V	29.34V	31.70V	29.50V	31.88V	29.63V		
Maximum Power Current (Imp)	13.17A	10.61A	13.25A	10.68A	13.33A	10.76A	13.41A	10.83A	13.49A	10.91A		
Open-circuit Voltage (Voc)	37.73V	35.84V	37.92V	36.02V	38.11V	36.20V	38.30V	36.38V	38.49V	36.56V		
Short-circuit Current (Isc)	13.91A	11.23A	13.99A	11.29A	14.07A	11.36A	14.15A	11.42A	14.23A	11.49A		
Module Efficiency STC (%)	21.00%		21.25%		21.51%		21.76%		22.02%			
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C											
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)											
Maximum series fuse rating	25A											
Power tolerance	0~+3%											
Temperature coefficients of Pmax	-0.29%/°C											
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C											
Temperature coefficients of Isc	0.045%/°C											
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C											

*STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📄 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📄 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

Mechanical Characteristics	
Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	108 [6×18]
Dimensions	1722×1134×30mm [57.79×44.65×1.18 inch]
Weight	22 kg [48.50 lbs]
Front Glass	3.2mm Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

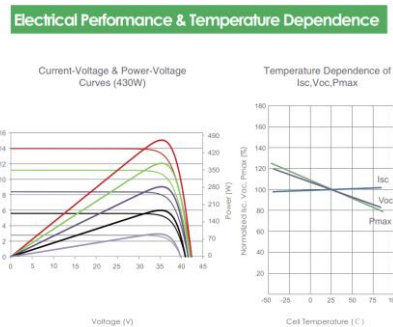


Imagen 54. Datos técnicos del módulo del fabricante B – Media célula.

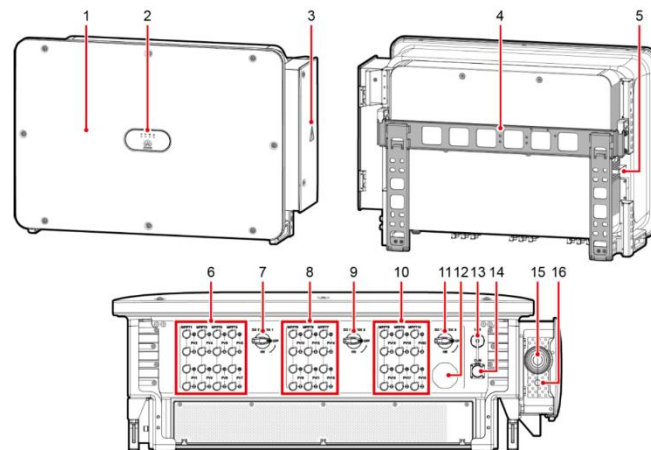
Para el conjunto de módulos o generador fotovoltaico total estará compuesto por 1400 módulos, divididos en 5 sub generadores fotovoltaicos. Cada sub generador estará constituido por 20 strings y cada string tiene un arreglo de 14 módulos serie. La potencia por módulo es de 410 W para un total de 574 kWp que compone todo el generador fotovoltaico con módulos del fabricante B. El resumen de la configuración se muestra en la imagen 55.

GFV Total Módulos	1400	Fabricante B		
Cantidad Sub Generadores	5			
Potencia x Módulo	410	W		
Potencia Total GFV	574	kW		
Sub Generador 1	Módulos Serie	14	Total Sub GFV1	280
	Strings	20		
Sub Generador 2	Módulos Serie	14	Total Sub GFV2	280
	Strings	20		
Sub Generador 3	Módulos Serie	14	Total Sub GFV3	280
	Strings	20		
Sub Generador 4	Módulos Serie	14	Total Sub GFV4	280
	Strings	20		
Sub Generador 5	Módulos Serie	14	Total Sub GFV5	280
	Strings	20		

Imagen 55. Resumen de la configuración del generador fotovoltaico B total.

Inversor

Como se mencionó anteriormente, la instalación es de tipo industrial a *500kW*. Sin embargo, no se contempla un solo inversor que concentre toda esta potencia de inversor, se plantea un inversor sin transformador (*TL-Transformer Less*) de *100 kW* de potencia cada uno. Por lo tanto, el sistema configurado en PVsyst está compuesto por 5 inversores, cada uno de estos inversores tendrá conectado un sub generador fotovoltaico construido en la explicación del aparato de *módulo fotovoltaico 1* y *módulo fotovoltaico 2*.



- | | |
|---|---|
| (1) Panel | (2) LED indicators |
| (3) Maintenance compartment door | (4) Mounting bracket |
| (5) External fan tray | (6) DC input terminal group 1 (PV1–PV8, controlled by DC SWITCH 1) |
| (7) DC switch 1 (DC SWITCH 1) | (8) DC input terminal group 2 (PV9–PV14, controlled by DC SWITCH 2) |
| (9) DC switch 2 (DC SWITCH 2) | (10) DC input terminal group 3 (PV15–PV20, controlled by DC SWITCH 3) |
| (11) DC switch 3 (DC SWITCH 3) | (12) Ventilation valve |
| (13) USB port (USB) | (14) Communications port (COM) |
| (15) Hole for the AC output power cable | (16) Hole for the tracking system power cable |

Imagen 56. Inversor Huawei SUN 2000 100KTL-M1 Dibujo técnico del inversor.

El inversor de 100 kW de potencia es de marca Huawei. La referencia del inversor es SUN 2000 KTL-M1-480VAC con 20 entradas, de las cuales 10 de ellas cuentan con seguidor del punto de máxima de potencia o *MPPT*. Quiere decir que tendremos 20 strings por subgenerador que equivalen a un string por cada entrada, como se explica en la imagen del anexo A.1 y anexo A.2. Para tener una idea gráfica del inversor a utilizar, la imagen 56 [74] muestra un dibujo técnico con cada una de las partes del inversor Huawei.

Micro inversor

El micro inversor seleccionado para el desarrollo de las simulaciones pertenece al fabricante ENPHASE. La referencia de este micro inversor es IQ8-MC [77] y fue escogida por ser la referencia más reciente debido a la adaptabilidad de módulos fotovoltaicos con vatios superiores a 300 W y mayor soporte de la corriente que ingresa al micro inversor proveniente del módulo fotovoltaico. Sin embargo, el fabricante no tiene a disposición todas las referencias de los módulos fotovoltaicos para que haga el emparejamiento correcto con el grupo de referencia de micro inversores compatibles. Lo mencionado anteriormente es importante porque al simular en PVsyst deberá tenerse claro si la referencia de módulo fotovoltaico es compatible con el micro inversor. Por lo tanto, la solución a este inconveniente se encuentra en la propia página web de ENPHASE. Ellos cuentan con una calculadora [78] de micro inversores que según los datos STC del módulo que el usuario desea utilizar en su proyecto fotovoltaico, recomendará una lista de equipamiento para desarrollar la simulación. Observe la imagen 57 correspondiente a los datos arrojados por la calculadora de ENPHASE al ingresar los datos STC de los módulos fotovoltaicos que se desean simular en PVsyst.

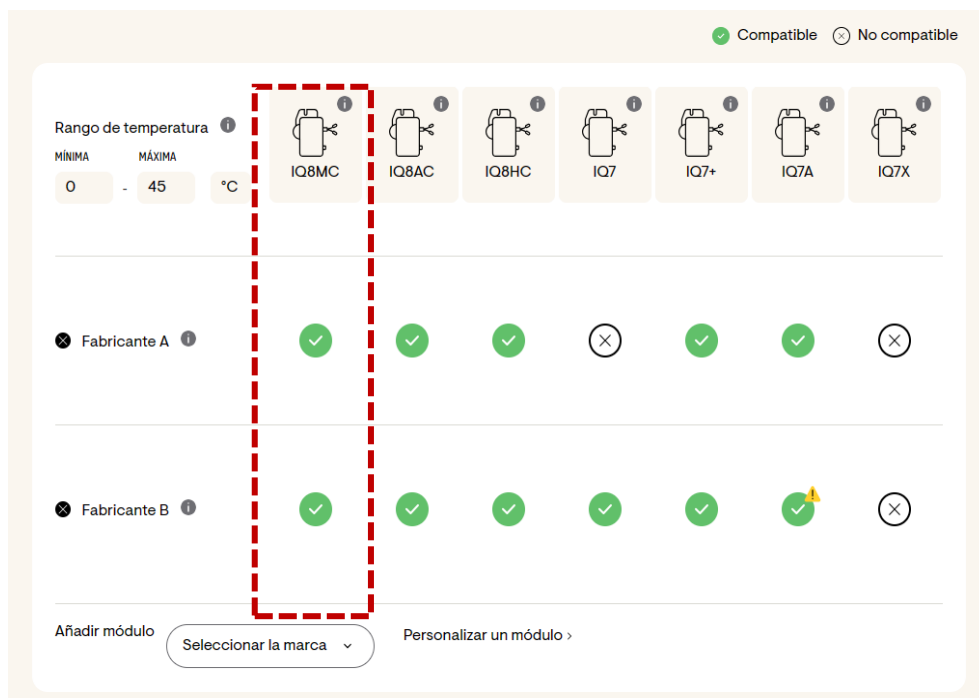


Imagen 57. Resultados de calculadora ENPHASE para módulos no relacionados por el fabricante – Validación de compatibilidad.

Después de usar la calculadora de la imagen 58, el inversor IQ8-MC es el que se muestra en la imagen 59.

Empezar el cálculo

Seleccionar la marca

Seleccionar el modelo

Rango de temperatura [?]

MÍNIMA MÁXIMA

-10 - 60 °C

Personalizar un módulo

Fabricante A

TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO (V_{oc})^{*} 49,2 V

TENSIÓN DE MÁXIMA POTENCIA (V_{mp})^{*} 40,6 V

CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (I_{sc})^{*} 10,27 A

CORRIENTE EN MÁXIMA POTENCIA (I_{mp})^{*} 9,86 A

COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE I_{sc}^{*} 0,052 %/°C

COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE V_{oc}^{*} -0,29 %/°C

Calcular

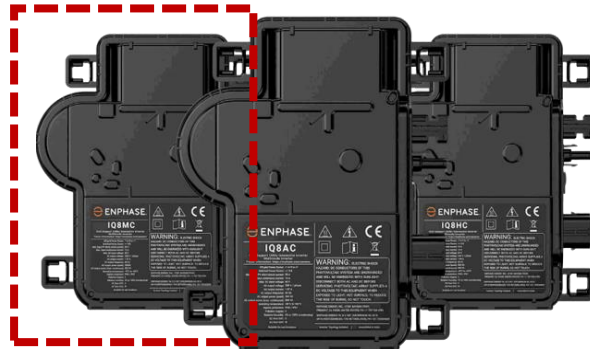


Imagen 59. micro inversor ENPHASE IQ8-MC para módulos de fabricante A

Imagen 58. Calculadora micro inversor ENPHASE para módulos de

Como resultado de la elección del micro inversor, por medio de la calculadora del fabricante, la imagen 60 muestra el resumen del sistema fotovoltaico con los módulos del fabricante A y fabricante B.

GFV Total Módulos	1560	Fabricante A	
Cantidad Sub Genradores	6		
Potencia x Módulo	400	W	
Potencia Total GFV	624	kW	
Potencia Micro Inversor	0,33	kW	
Potencia total ENPHASE	507	kW	
Sub Generador 1	Módulos Serie 13 Strings 20	Total Sub GFV1	260
Sub Generador 2	Módulos Serie 13 Strings 20	Total Sub GFV2	260
Sub Generador 3	Módulos Serie 13 Strings 20	Total Sub GFV3	260
Sub Generador 4	Módulos Serie 13 Strings 20	Total Sub GFV4	260
Sub Generador 5	Módulos Serie 13 Strings 20	Total Sub GFV5	260
Sub Generador 6	Módulos Serie 13 Strings 20	Total Sub GFV5	260

GFV Total Módulos	1560	Fabricante B	
Cantidad Sub Genradores	6		
Potencia x Módulo	410	W	
Potencia Total GFV	640	kW	
Potencia Micro Inversor	0,33	kW	
Potencia total ENPHASE	507	kW	
Sub Generador 1	Módulos Serie 13 Strings 20	Total Sub GFV1	260
Sub Generador 2	Módulos Serie 13 Strings 20	Total Sub GFV2	260
Sub Generador 3	Módulos Serie 13 Strings 20	Total Sub GFV3	260
Sub Generador 4	Módulos Serie 13 Strings 20	Total Sub GFV4	260
Sub Generador 5	Módulos Serie 13 Strings 20	Total Sub GFV5	260
Sub Generador 6	Módulos Serie 13 Strings 20	Total Sub GFV5	260

Imagen 60. Resumen de los sistemas ENPHASE simulados en PVsyst con módulos del fabricante A y fabricante B.

El diagrama unifilar para los casos del micro inversor IQ8-MC de ENPHASE son mostrados en el anexo A.3 y A.4 de este documento.

Optimizador

El optimizador definido para el proceso de simulación en PVsyst es del fabricante Solar Edge de referencia S1000 [79]. Este dispositivo soporta una potencia nominal de entrada máxima de *1000 Watts*, suficiente para soportar los módulos del fabricante A y fabricante B. La imagen 61 muestra el optimizador Solar Edge.



Imagen 61. Optimizador Solar Edge S1000

Pero para poder realizar una correcta simulación con optimizadores, se requiere que el dispositivo realice un emparejamiento adecuado con un inversor de la familia Solar Edge. El mismo programa PVsyst alerta al usuario mientras configura la variante de simulación, para este caso se ha escogido un inversor Solar Edge SE 30K [80,81] mostrado en la imagen 62.



Imagen 62. Inversor Solar Edge SE 30K compatible con optimizadores S100.

Como puede observar en la imagen **63** obtenida en PVsyst, el programa de simulación marca de color verde la compatibilidad de las partes con el objetivo de garantizar el correcto funcionamiento de los optimizadores con los inversores [81]. Si elige otro componente de otro fabricante, sucederá exactamente lo mismo. Los equipos desarrollados por Solar Edge tienen su propia plataforma para simular y realizar la configuración. Sin embargo, han puesto a disposición sus librerías para que PVsyst pueda simular diseños con sus equipos, siguiendo la misma disposición de compatibilidades que su propio programa de diseño. Detalle como el campo de módulo marca la opción de uso de optimizador, está seleccionado el dispositivo mencionado, y el inversor claramente es el de la referencia descrita. Ambos de resaltados de color verde. Adicionalmente el recuadro discontinuo de color azul marca la arquitectura del fabricante y como el recuadro discontinuo de color rojo, indica que este proceso no genera el diagrama unifilar del sistema.

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre: ARM-GFV1, Orden: 1, Inclinación: 34°, Azimut: -1°
 Orientación: Plano inclinado fijo

Ayuda de pre-dimensionamiento
 Sin dimensionamiento, Ingrese potencia planeada: 100.0 kWp
 ... o área disponible(módulos): 477 m²

Selección del módulo FV
 Disponible ahora: Filtro: Todos los módulos FV, Módulos necesarios aprox.: 244
 Usar optimizador: SolarEdge S1000 Worldwide 1000 W Desde 2023
 Dimensiona. voltaje: Vmpp (60°C): 27.7 V, Voc (-10°C): 41.0 V

Selección del inversor
 Todos los inversores: Voltaje de salida: 400 V Tri 50Hz
 SolarEdge: 30 kW Fixed 750 V TL 50/60 Hz SE30K-EU-APAC/AUS (400V) Hasta 2020
 Núm. de inv. en cuestión: 6, Voltaje de funcionamiento: 750 V, Potencia del inversor utilizada: 92.7 kWca
 Voltaje máximo de entrada: 1000 V [Arquitectura SolarEdge]

Diseño de conjunto para arquitectura SolarEdge
 Entrada optimizador: 22, Entrada inversor: 14 a 22
 Núm. optimizadores en serie: 22, 14 a 22
 => 1 cadena = 44 módulos, Pnom = 18497 Wp
 Porcentaje de la capacidad del inversor: 34 %
 Núm. cadenas en paralelo: 6, Planificado 6
 Proporción Pnom: 1.20, Pérdida sobrecarga: 0.5 %
 Núm. de módulos: 264, Área: 516 m²

Referencia para dimensionamiento
 Potencia máx.: 841 W / optimizador (seg. mejores condiciones cielo despejado)
 Irradia. plano: 1000 W/m²
 Máx. en datos, STC
 Potencia de funcionamiento máx.: 109 kW (en 1087 W/m² y 50°C)
 Potencia nom. conjunto (STC) 108 kWp

Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
ARM-GFV1	44	6
SolarEdge - SE30K-EU-APAC...	6	1
ARM-GFV2	44	6
SolarEdge - SE30K-EU-APAC...	6	1
ARM-GFV3	44	6
SolarEdge - SE30K-EU-APAC...	6	1
ARM-GFV4	44	6
SolarEdge - SE30K-EU-APAC...	6	1
ARM-GFV5	44	6
SolarEdge - SE30K-EU-APAC...	3	1
ARM-GFV6	44	3

Resumen sistema global

Núm. de módulos	1452
Área del módulo	2835 m²
Núm. de inversores	17
Potencia FV nominal	595 kWp
Potencia de CA nominal	510 kWCA
Proporción Pnom	1.167

Resumen del sistema, Diagrama unifilar, Cancelar, OK

Imagen 63. Configuración del sistema en PVsyst con optimizadores.

El sistema con módulos del fabricante A, usando optimizadores, queda compuesto por 6 sub generadores fotovoltaicos. Cada sub generador tiene una distribución de 22 módulo serie por 11 strings, equivalente a 242 módulos fotovoltaicos por sub generador. El total de inversores de la marca Solar Edge es igual a 17, completando una potencia total de 510 kW. Para el sistema con módulos del fabricante B, quedará exactamente igual. Lo único que cambia es la potencia de todo el generador fotovoltaico debido a que la potencia de cada módulo es de 410 W. La imagen **64** muestra el resumen del sistema global con optimizadores para cada fabricante de módulos fotovoltaicos.

GFV Total Módulos	1452	Fabricante A	
Cantidad Sub Genradores	6		
Potencia x Módulo	400	W	
Potencia Total GFV	581	kW	
Potencia Inversor	30	kW	
Total Inversores	17		
Potencia total Solar Edge	510	kW	
Sub Generador 1	Módulos Serie	22	Total Sub GFV1
	Strings	11	
Sub Generador 2	Módulos Serie	22	Total Sub GFV2
	Strings	11	
Sub Generador 3	Módulos Serie	22	Total Sub GFV3
	Strings	11	
Sub Generador 4	Módulos Serie	22	Total Sub GFV4
	Strings	11	
Sub Generador 5	Módulos Serie	22	Total Sub GFV5
	Strings	11	
Sub Generador 6	Módulos Serie	22	Total Sub GFV5
	Strings	11	

GFV Total Módulos	1452	Fabricante B	
Cantidad Sub Genradores	6		
Potencia x Módulo	410	W	
Potencia Total GFV	595	kW	
Potencia Inversor	30	kW	
Total Inversores	17		
Potencia total Solar Edge	510	kW	
Sub Generador 1	Módulos Serie	22	Total Sub GFV1
	Strings	11	
Sub Generador 2	Módulos Serie	22	Total Sub GFV2
	Strings	11	
Sub Generador 3	Módulos Serie	22	Total Sub GFV3
	Strings	11	
Sub Generador 4	Módulos Serie	22	Total Sub GFV4
	Strings	11	
Sub Generador 5	Módulos Serie	22	Total Sub GFV5
	Strings	11	
Sub Generador 6	Módulos Serie	22	Total Sub GFV5
	Strings	11	

Imagen 64. Resumen de los sistemas Solar Edge simulados en PVsyst con módulos del fabricante A y fabricante B.

Construcción escenario 3D para sombreado

Al haber definido en el apartado técnico de la simulación en PVsyst con los módulos fotovoltaicos del fabricante A y B, tipo de inversor, micro inversor utilizado y optimizador conjunto con su inversor, configuración final del sistema y los diagramas unifilares del anexo A.1 al A.4 (no hay anexo del diagrama unifilar de optimizadores con inversor, PVsyst no lo aporta), deberá construirse el escenario 3D para el sombreado. El cual contiene el método de diseño layout para poder calcular el impacto del sombreado en el sistema fotovoltaico propuesto en el apartado anterior.

Primero, es definida la nave industrial que alojará la instalación en la cubierta a dos aguas. En una de las cubiertas, aquella orientada al sur, tendrá entonces el total del generador fotovoltaico. La imagen 65 muestra el resultado de la construcción de la escena 3D base para poder tratar el diseño layout en profundidad.

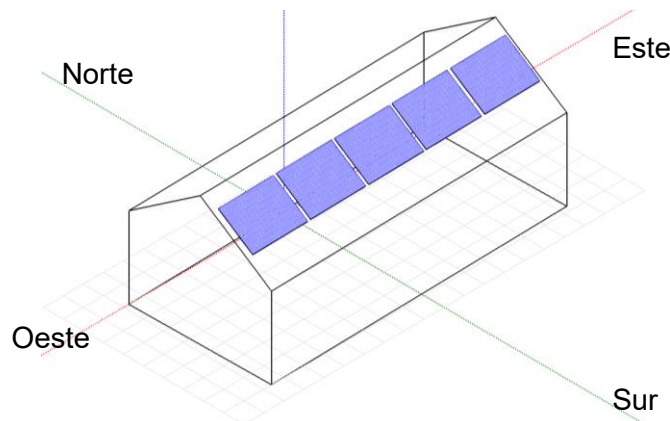


Imagen 65. Diseño 3D de la nave industrial en PVsyst.

El diseño de la nave industrial mostrada en la imagen **65** tiene los parámetros de ángulo de inclinación en el techo a dos aguas (34°) y azimut (-1°) correspondiente a lo pre calculado en PVGIS 5.2, en donde fue mencionado en apartados anteriores sobre el análisis preliminar llevado a cabo en este documento. Posterior a este paso, observe la imagen **66** donde ha sido definido cada sub generador fotovoltaico, respetando la etapa previa que define cuantos módulos van en serie para formar el **string** y cuantos **string** conforman todo el sub generador. Siguiendo las indicaciones de las imágenes 53, 55, 60 y 64 que muestran la distribución de los generadores para los casos de inversor Huawei, micro inversor Enphase y optimizador Solar Edge.

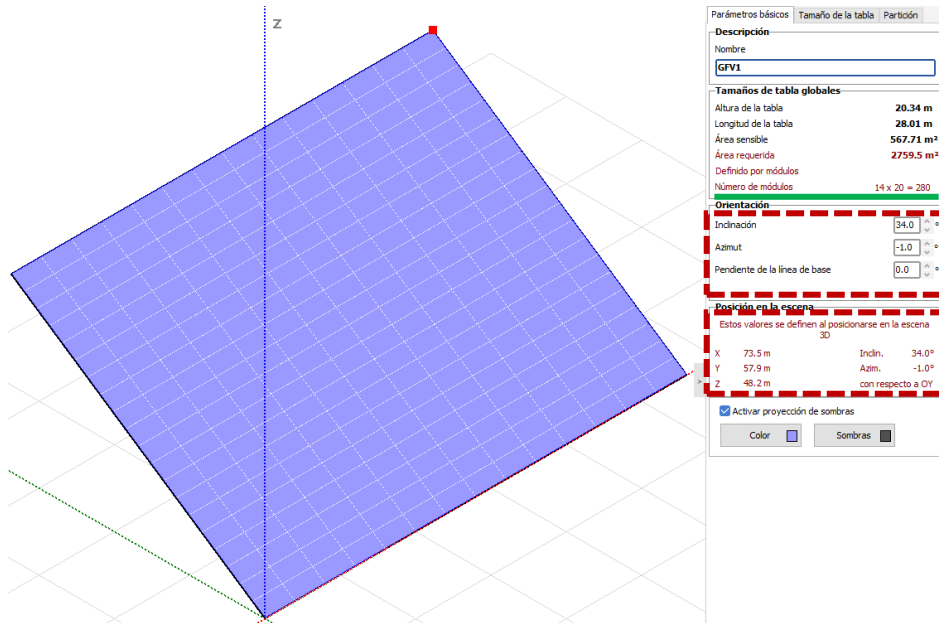


Imagen 66. Diseño de sub generadores fotovoltaicos en landscape.

Lo único diferente en la forma de la distribución del sub generador, se dará cuando sea cambiada la orientación entre **landscape** (módulo en disposición horizontal) y **portrait** (módulo en disposición vertical). Observe el recuadro que resalta cómo los módulos siguen la orientación de optimización conocida desde el PVGIS 5.2. Ahora detalle la imagen **67** y la imagen **68** que muestra cómo cambia el sub generador según su orientación o disposición en el techo de la nave industrial, la forma del sub generador fotovoltaico. Pero sigue conservando el resto de los parámetros anteriormente analizados. Recuerde que el tema de la orientación busca analizar el comportamiento de los módulos de distribución de célula completa y media célula con sus correspondientes diodos de bajapás. No tendrá el mismo efecto las sombras en la producción de energía si están distribuidos como **landscape** o **portrait**.

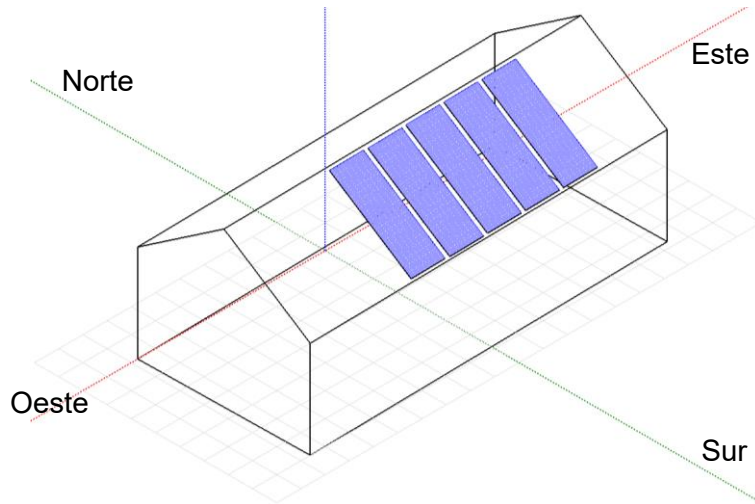


Imagen 67. Diseño de sub generadores fotovoltaicos en portrait.

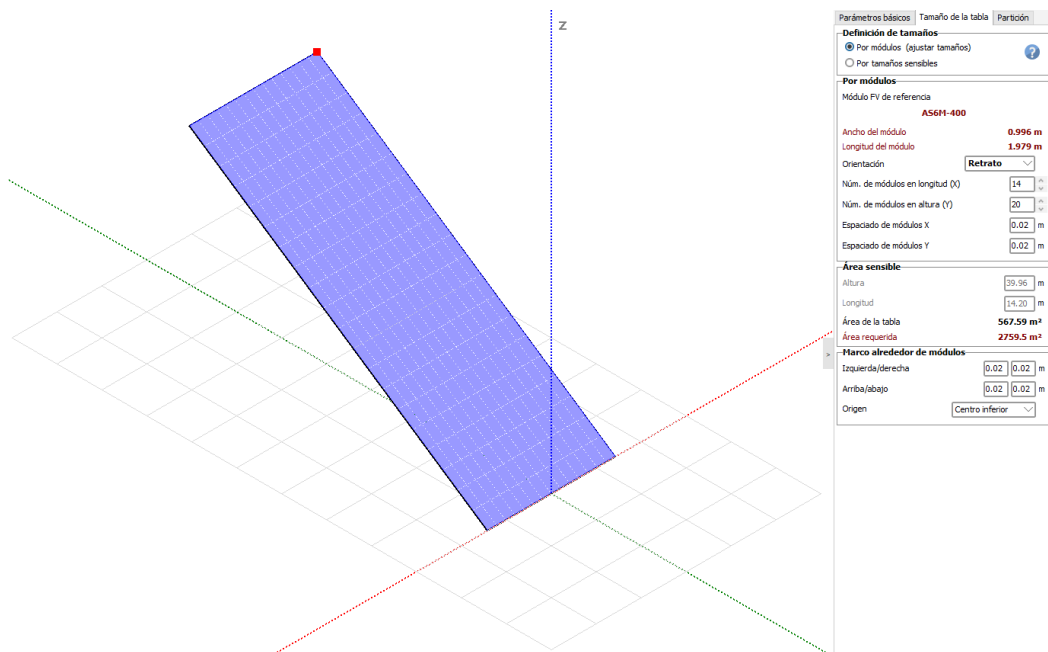


Imagen 68. Diseño de sub generadores fotovoltaicos en portrait.

Segundo, al definir la nave industrial en 3D y definir los sub generadores fotovoltaicos, debe ser generada una actualización de la **tabla de factores de sombreado**. Tercero, en la simulación **utilizar cálculo eléctrico detallado (según diseño de módulo)** para poder habilitar el diseño tipo **layout** para el análisis de los efectos del sombreado en un sistema fotovoltaico. Ver imagen 69.

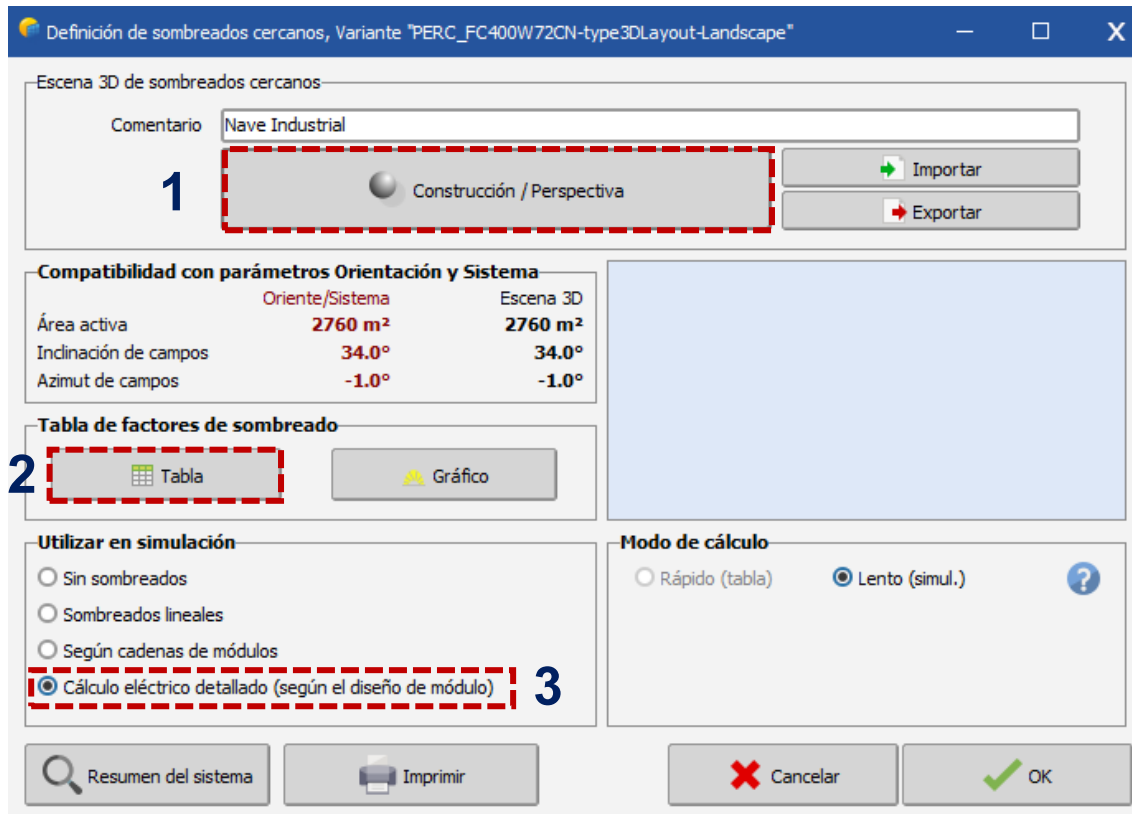


Imagen 69. Predefinición del tipo de sombras para el sistema fotovoltaico y pasos para adoptar el diseño *layout* en PVsyst para el cálculo detallado de pérdidas por sombreado.

Tipos de sombras

Al definir el entorno gráfico 3D de la nave industrial y del sistema fotovoltaico general (todos los sub generadores), se retoma el espacio de diseño 3D para construir los obstáculos que generarán sombreado en los módulos fotovoltaicos a causa del movimiento aparente del sol. Para este caso, se ha creado un tipo de sombra generada por torres de transmisión de energía, dos casos de árboles con diferente geometría y posición a medida que el sol avanza durante el día, un sombreado que crece progresivamente sobre los sub generadores y finalmente una sombra producida por una construcción propia en el techo de la nave industrial causada por una chimenea. De acuerdo con lo anterior, es construida una escena 3D que involucra todos los elementos que generarán las sombras mencionadas. Observe la imagen **70** para mayor orientación de lo descrito.

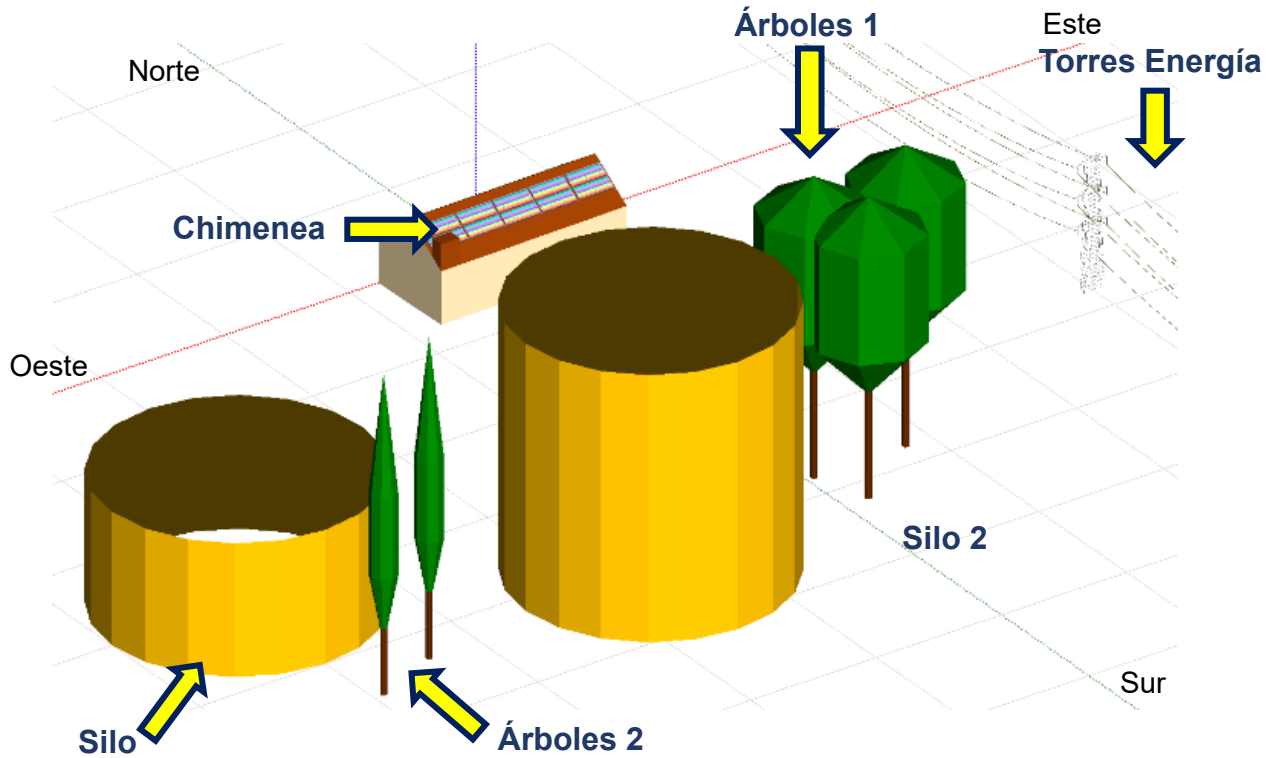


Imagen 70. Ubicaciones de los elementos 3D que generan sombreado.

Continuando con el proceso de diseño de los elementos 3D que generarán sombreado, al completar toda la escena 3D debe actualizarse la **tabla de factores de sombreado** para que sean ajustadas las nuevas condiciones del entorno de simulación. Debido a lo anterior y para comprender mejor cada una de las sombras generadas por los obstáculos 3D definidos, se han creado diferentes variantes de simulación en PVsyst. En donde se contempla uno a uno el tipo de sombreado generado, al igual que de forma general. Lo anterior nos lleva a construir la tabla del anexo B.1 para el caso con inversor Huawei con el fabricante A de módulos fotovoltaicos (célula completa, 52 células en tecnología PERC) en orientación **landscape**. Cabe anotar que cada escena 3D es ajustada en **tabla de factores de sombreado**. El anexo B.2 corresponde a la orientación **portrait**. El anexo B.3 con micro inversor Enphase IQ8-MC en **landscape** y el anexo B.4 para orientación **portrait**. Finalmente siguiendo la misma lógica está el anexo B.6 para optimizadores e inversores Solar Edge en **landscape** y el anexo B.6 para **portrait**.

Para el fabricante B tenemos del anexo B.7 a B.12 con las mismas características de configuración. Pero recuerde que a este fabricante B le corresponde un módulo de célula partida de 144 células en tecnología PERC. En total son 96 variantes generadas en PVsyst, este paso se ha realizado justo antes de definir el modelo **layout** para poder analizar el impacto eléctrico de las sombras en las diferentes curvas IV de los módulos fotovoltaicos.

Diseño de módulo (module layout)

El diseño de módulo en PVsyst [68] se aborda posterior a la creación de la escena 3D, recuerde que en ese apartado se definió la nave industrial, los distintos sub generadores y los obstáculos que producirán las sombras durante el movimiento aparente del sol. La razón es porque al definir los sub generadores, con su orientación (**landscape** o **portrait**), se define también la partición que tienen las células fotovoltaicas del modelo de módulo fotovoltaico del fabricante A o B.

En el menú del proyecto, creado para el desarrollo de este documento, se encuentra la opción tipo botón que indica **diseño de módulo**. Observe la imagen 71.

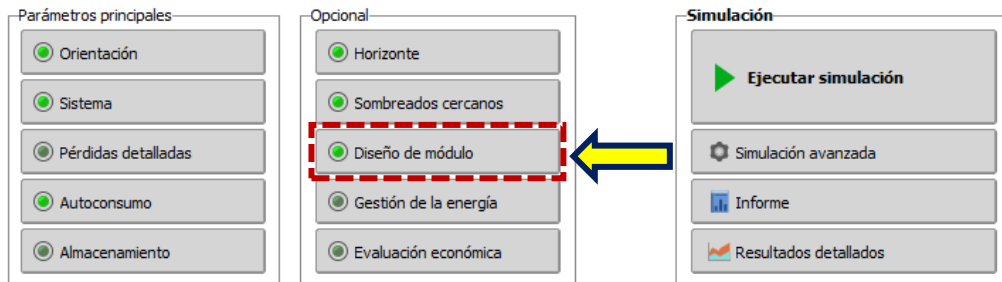


Imagen 71. Menú PVsyst para utilizar el algoritmo de diseño de módulo y calcular el impacto del sombreado sobre los módulos fotovoltaicos del fabricante A y B.

En esta opción se define el análisis del impacto que generarán las sombras en cada uno de los módulos. Quiere decir que será posible obtener las diferentes curvas IV que componen todo el generador fotovoltaico planteado. Para una mejor comprensión de la implementación de esta característica de simulación, detalle la imagen 72. Primero debe verificarse la orientación o disposición del módulo, debe coincidir con el modelo 3D del generador. Posterior a esta validación establezca el conjunto de módulos del sistema, esto dependerá directamente del tipo de distribución en el módulo si es de célula completa o media célula y observará una línea discontinua que marca la división interna del conjunto de células fotovoltaicas. Siguiendo lo mostrado en la imagen sobre forma de distribución de un módulo fotovoltaico de célula completa y de media célula. Es indispensable que realice una verificación sobre el total de módulos, todos los módulos definidos en el diseño del sistema en PVsyst, deben quedar posicionados en este apartado. De lo contrario la configuración no podrá llevarse a cabo, el programa siempre le alertará sobre el procedimiento faltante.

Por otro lado, los pasos anteriores permiten definir el entorno eléctrico del diseño de módulo. Significa que debe respetar la forma como se han construido los **strings** de todo el generador fotovoltaico, observe la imagen 73 donde se hace una distribución de colores uniformes en horizontal y variantes de forma vertical. Indicando el detalle del análisis que se realizará ante el impacto de las sombras planteadas en la simulación.

Sistema FV general

Módulo FV	Sistema	Núm. módulos en serie 14 to 14	Área total 2759.5 m²
An x Al 0.996 x 1.979 m ²		Número total de cadenas 100	Potencia total 560.0 kWp
		Número total de módulos 1400	Todos los módulos posicionados.
		Módulos asignados a cadenas 0	1400 módulos que quedan por atribuir

Sistema completo | Tablas seleccionadas

Espaciado de módulos en X en Y m

Modo de relleno: Desde la izquierda, Centrado, Desde la derecha, Desde arriba, Centrado, Desde la parte inferior, Retrato, Paisaje

Sistema FV general

Módulo FV	Sistema	Núm. módulos en serie 14 to 14	Área total 2759.5 m²
An x Al 0.996 x 1.979 m ²		Número total de cadenas 100	Potencia total 560.0 kWp
		Número total de módulos 1400	Todos los módulos posicionados.
		Módulos asignados a cadenas 0	1400 módulos que quedan por atribuir

Por favor atribuya cada módulo FV a una cadena eléctrica.

Puede atribuir cadenas manualmente a cada módulo o elegir el botón "Atribución automática".

Mecánico | **Eléctrico**

Disposición mecánica de módulos en las tablas (áreas de subcampo elementales) como se define en la escena 3D

Tabla seleccionada, correspondencia 3D

Nombre: **GFV1**
 Posición en DisMod: **Fila#1 Carb#1**
 Tamaño de la tabla: **27.966 m x 20.300 m**
 Tamaño del módulo: **1.979 m x 0.996 m** 551.9
 Total en esta tabla: **280 módulos**

Disposición del módulo

Sistema completo | Tablas seleccionadas

Espaciado de módulos en X en Y m

Modo de relleno: Desde la izquierda, Centrado, Desde la derecha, Desde arriba, Centrado, Desde la parte inferior, Retrato, Paisaje

Módulos:

Haga coincidir los tamaños de mesa con estos módulos:
 Redimensionar las tablas según los módulos FV definidos aquí

Sistema FV general

Módulo FV	Sistema	Núm. módulos en serie 14 to 14	Área total 2759.5 m²
An x Al 0.996 x 1.979 m ²		Número total de cadenas 100	Potencia total 560.0 kWp
		Número total de módulos 1400	Todos los módulos posicionados.
		Módulos asignados a cadenas 0	1400 módulos que quedan por atribuir

Por favor atribuya cada módulo FV a una cadena eléctrica.

Puede atribuir cadenas manualmente a cada módulo o elegir el botón "Atribución automática".

Resumen de sistema | Abrir escena 3D | Imprimir | Borrar def. | Cancelar | OK

Fabricante A

GFV1

Fabricante B

GFV1

Imagen 72. Aspectos importantes durante la implementación de la simulación con el método de diseño de módulo en PVsyst. Detalle los diferentes módulos de los fabricantes A y B en la línea discontinua.

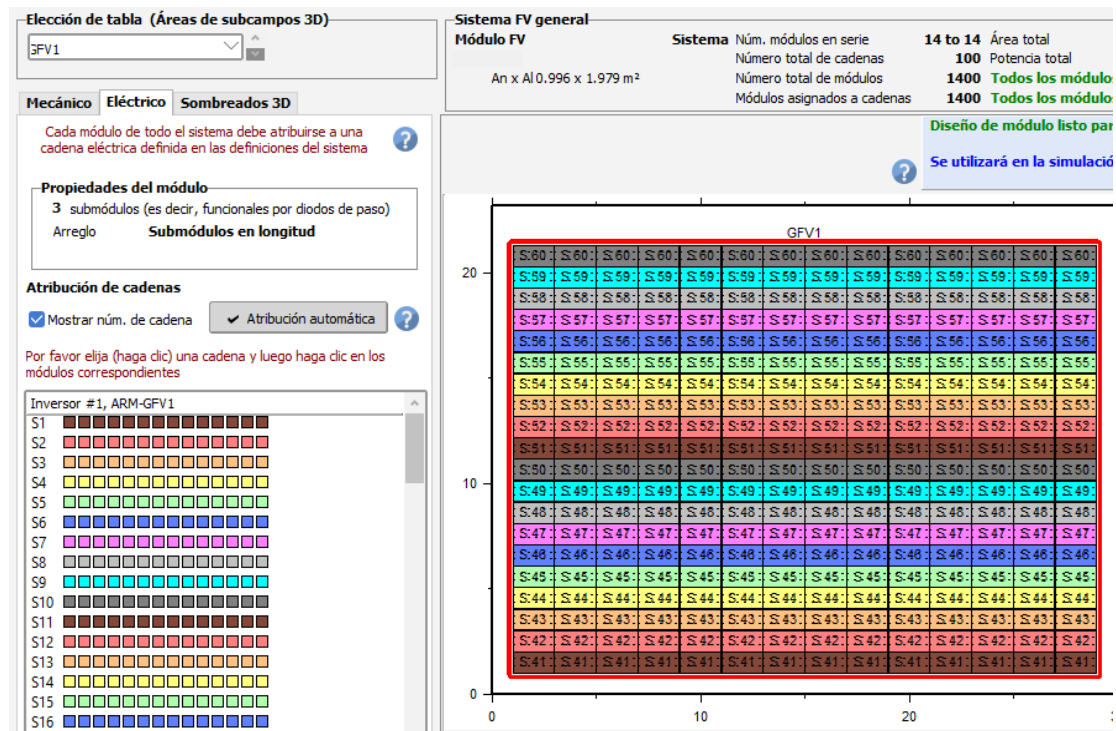


Imagen 73. Distribución eléctrica de un sub generador fotovoltaico para análisis detallado del impacto del sombreado en los módulos fotovoltaicos.

Una vez definidos todos los parámetros de diseño de módulo, puede simularse las sombras que afectan a todo el generador fotovoltaico. Para el objetivo de simulación de sombras debe utilizar la pestaña **sombreados 3D**. La imagen **74** muestra la simulación del sombreado y el impacto eléctrico que tiene sobre el diseño en la cubierta de la nave industrial. Como diseñador puede ubicar la fecha en la que desea realizar el proceso de simulación, recuerde que el programa simula el comportamiento del sistema fotovoltaico total durante ese día. A medida que avanza la simulación se va generando un gráfico que representa las pérdidas día por acción de las sombras. La imagen **75** muestra la relación entre la escena 3D construida y el proceso de simulación de sombras en el menú de diseño de módulo. La diferencia con la escena 3D se basa en que le entrega al diseñador una vista rápida y general del comportamiento del diseño durante el movimiento aparente del sol, le enseña donde se encuentra el sombreado que afecta al sistema total mientras avanza en la construcción de la escena. Inevitablemente deberá existir una correspondencia durante la implementación del modelo de diseño de módulo. Sin embargo, la ventaja de fondo en este método para el análisis de sombras ofrecido por PVsyst se encuentra en que entrega información de las curvas IV del sistema configurado según el movimiento aparente del sol. Puede observar cuando los diodos de baipás entran en funcionamiento por efecto del sombreado, ver la relación de potencia entregada por el sistema y el comportamiento de la corriente y el voltaje, todo por ajuste de un control deslizante durante las horas de irradiancia en el día especificado.

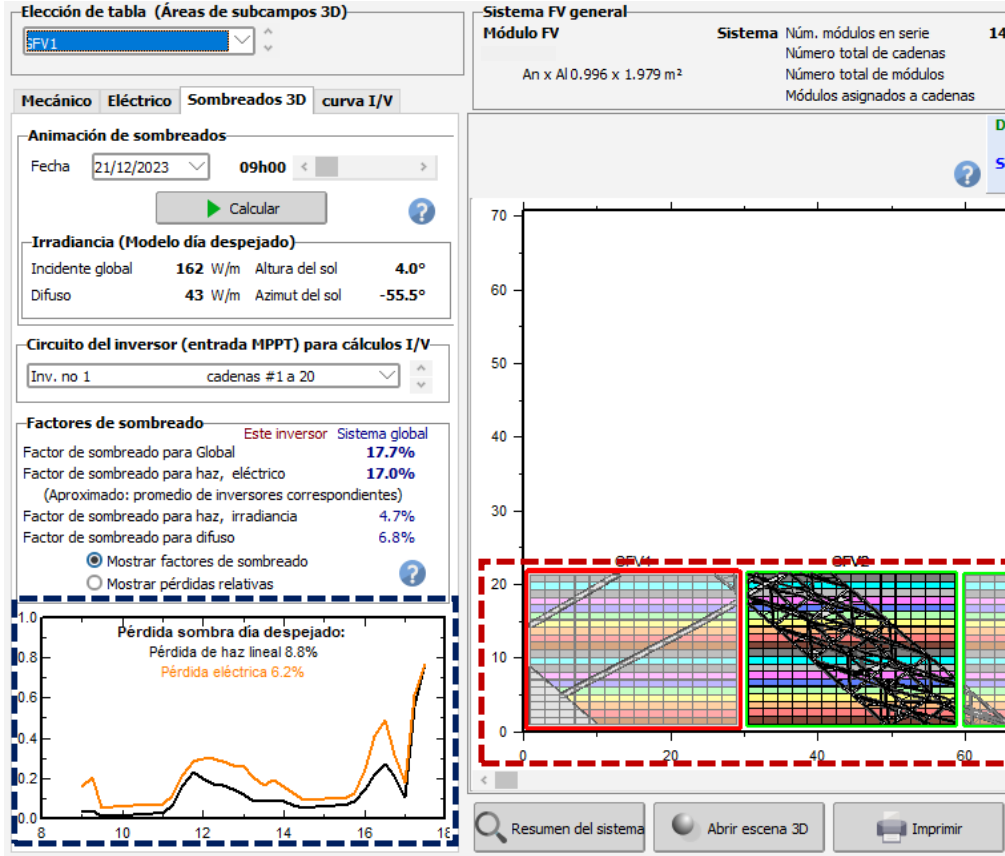


Imagen 74. Diseño de módulo – Área de sombreado 3D, simulación del comportamiento de las sombras posterior a la definición de las características mecánicas y eléctricas del generador fotovoltaico total.

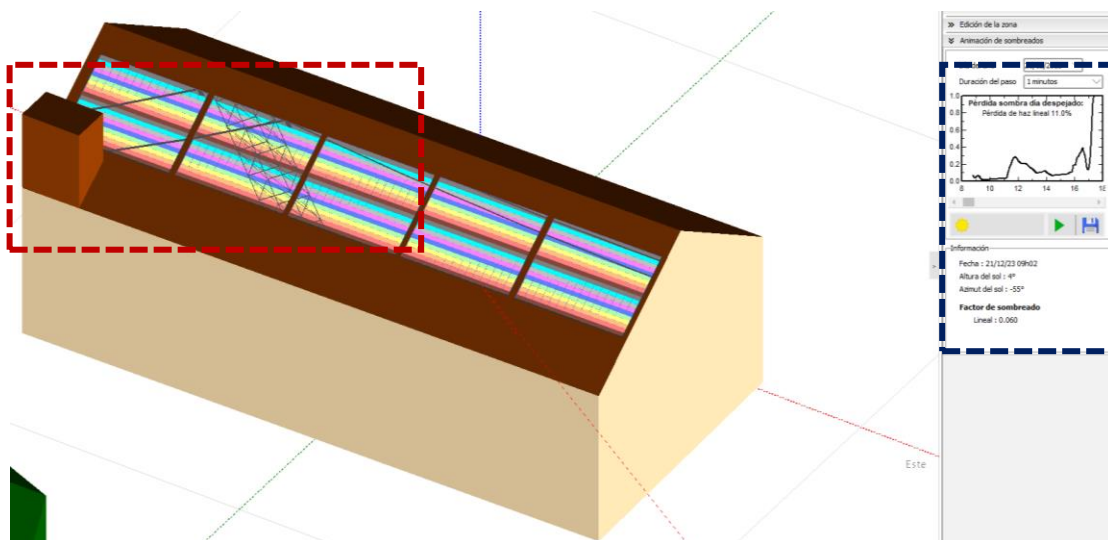


Imagen 75. Simulación del sombreado desde la construcción de la perspectiva 3D. Detalle la correspondencia con el proceso durante la implementación del diseño de módulo.

Observe los siguientes ejemplos de curva IV del sistema fotovoltaico completo con su configuración adecuada del método de diseño de módulo en el conjunto de imágenes de la 76 a 79 [72,73]. El método le entrega una amplia información en la cantidad de módulos afectados, no afectados y orientación de la afectación. Resultados por afectación hacia inversor y sistema global, entre otros datos relevantes durante el análisis.

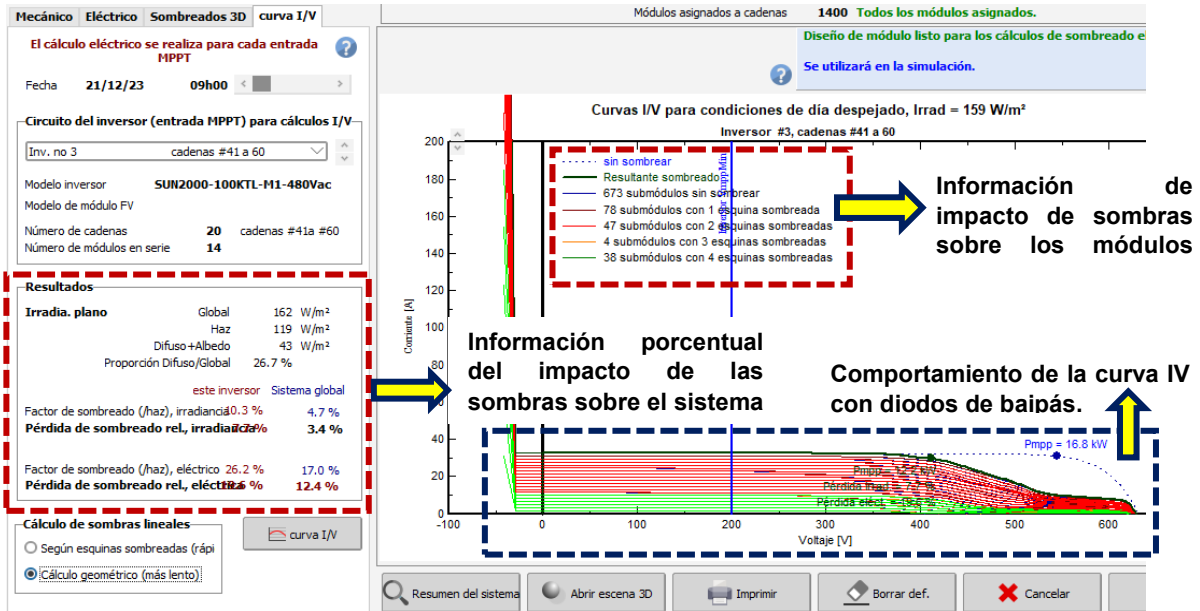


Imagen 76. Estado de curvas IV para caso de sombreado a las 9 horas.

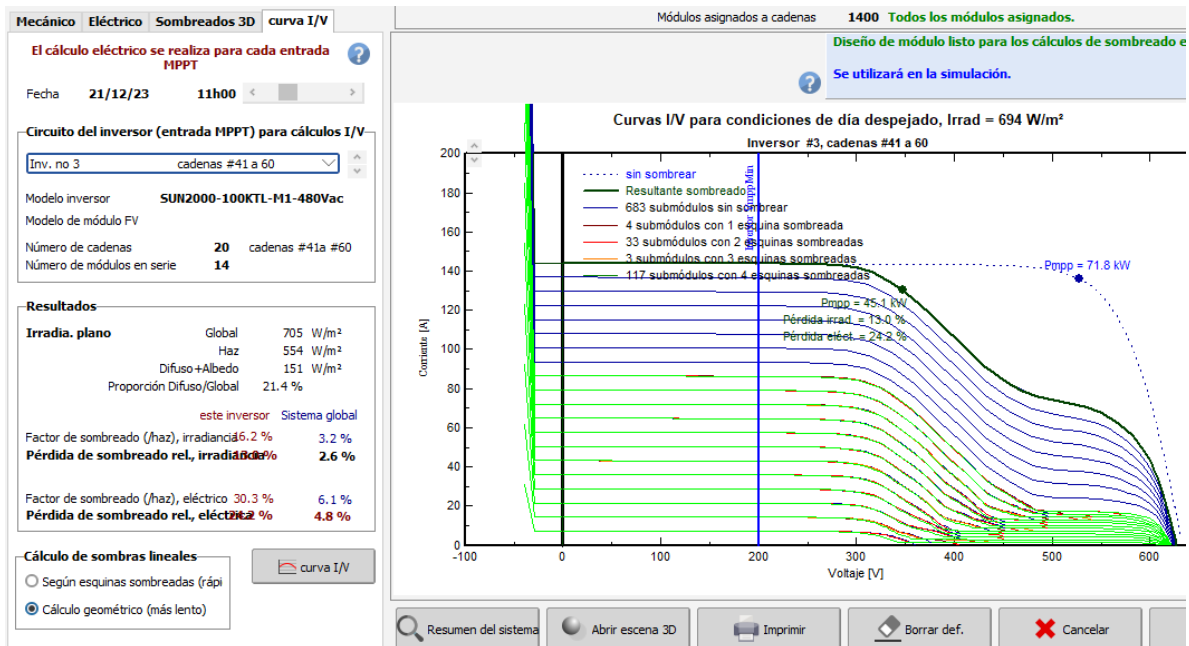


Imagen 77. Estado de curvas IV para caso de sombreado a las 11 horas – Dos horas después de evolución del sombreado.

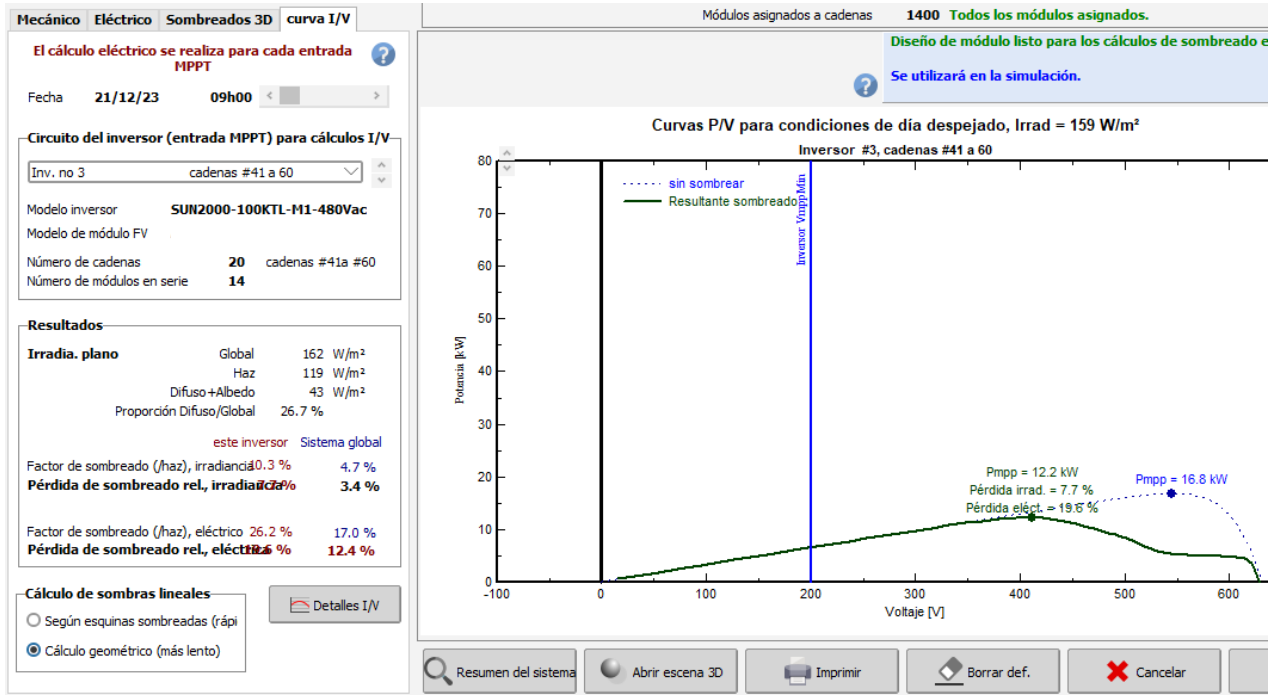


Imagen 78. Potencia del sistema a las 9 horas.

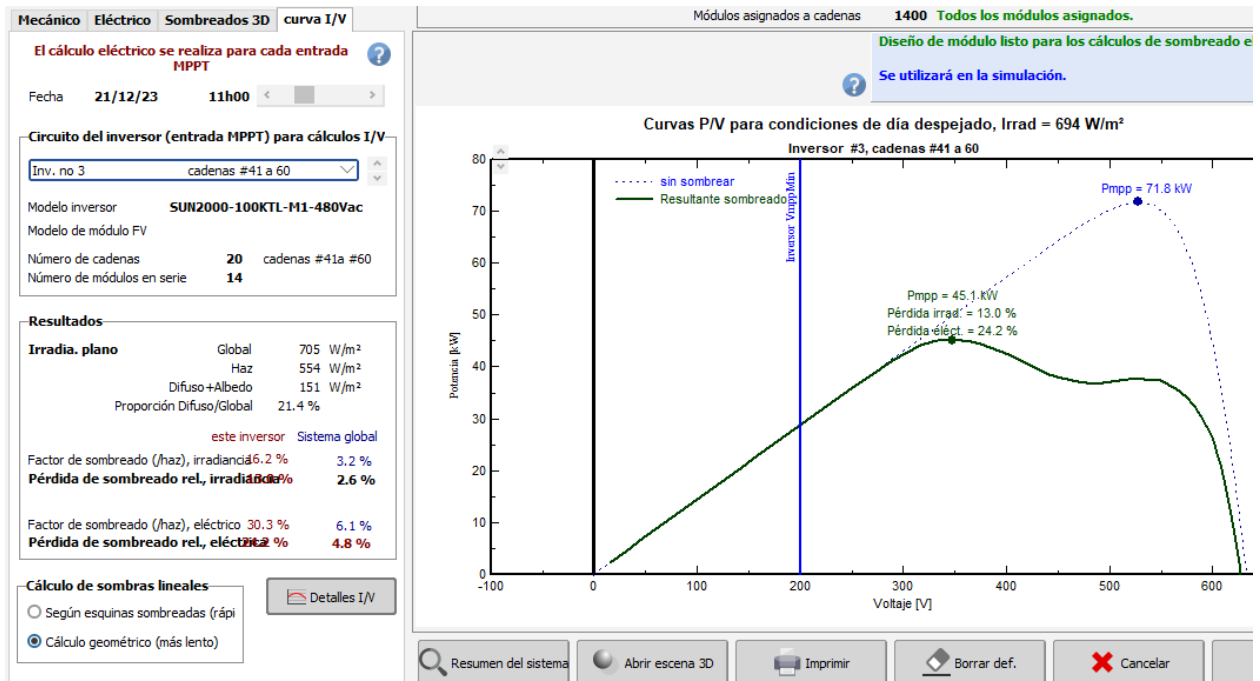


Imagen 79. Potencia del sistema a las 11 horas de evolución de las sombras.

Concluyendo el proceso de implementación del método de diseño de módulo en PVsyst fueron sometidas las 96 variantes creadas al proceso de configuración descrito anteriormente. Del procedimiento se obtienen los resultados del proceso de análisis de

sombras al impactar la producción de energía, con los módulos propuestos del fabricante A y fabricante B.

Resultados

Los resultados de las 96 variantes de simulación creadas en PVsyst y simuladas bajo el modelo de diseño de módulo tienen en cuenta las siguientes fechas importantes para el comportamiento de las sombras creadas en la escena 3D. Estas son:

- Solsticio de invierno – 21 de diciembre.
- Equinoccio de primavera – 22 de marzo.
- Solsticio de verano – 21 de junio.
- Equinoccio de otoño – 22 de septiembre.

Estas fechas son importantes porque marcan los diferentes cambios en la evolución de las sombras durante los 365 días que dura un año. Recuerde que el punto más bajo del sol se sitúa en el solsticio de invierno, este va teniendo una elevación máxima hasta el solsticio de verano. Decayendo nuevamente hacia el solsticio de invierno para repetir el ciclo nuevamente. La imagen **80** [82] muestra los cambios a medida que la tierra gira alrededor del sol y sobre su propio eje.



Imagen 80. Cambios de la tierra a medida que avanza un año – Impacto en cambio de las sombras.

El reflejo de los cambios de las sombras se manifiesta en la escena 3D creada en PVsyst, el siguiente conjunto de imágenes muestra los cambios de la sombra a medida que va cambiando la altura del sol. El primer caso corresponde a solsticio de invierno,

se tomarán dos escenas 3D de las 96 disponibles pertenecientes a la orientación de módulo en **landscape** y **portrait**. Las imágenes **81** a **84** pertenecen al solsticio de invierno con módulos de fabricante A y fabricante B en ambas orientaciones.

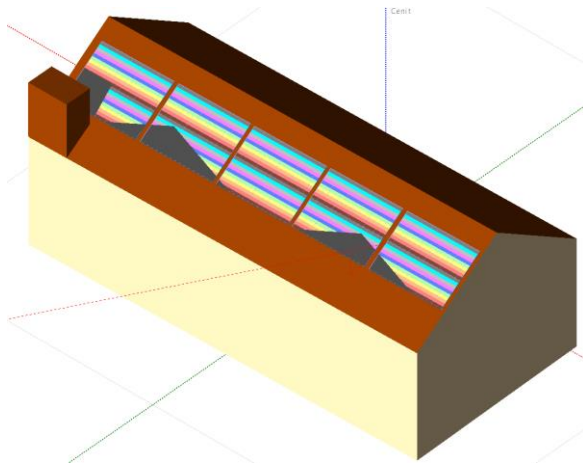


Imagen 81. Solsticio de invierno – hora de captura 12:45 horas del 21 de diciembre de 2023. Orientación **landscape** fabricante A.

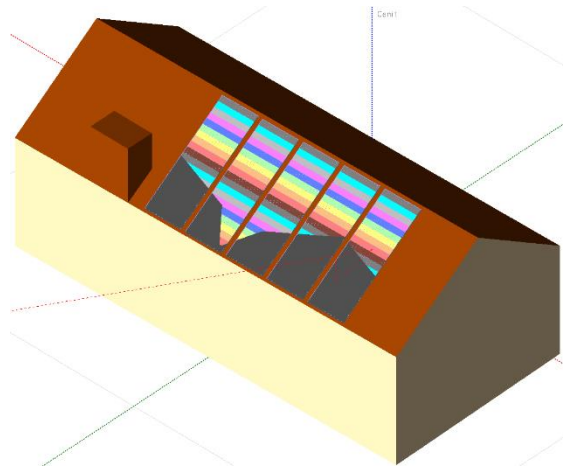


Imagen 82. Solsticio de invierno – hora de captura 12:45 horas del 21 de diciembre de 2023. Orientación **portrait** fabricante A.

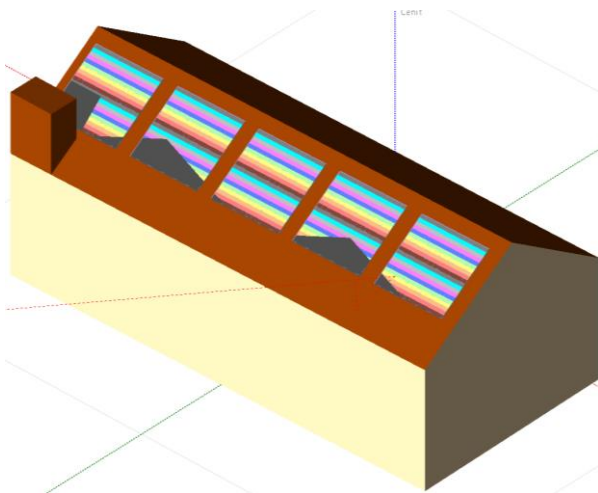


Imagen 83. Solsticio de invierno – hora de captura 12:45 horas del 21 de diciembre de 2023. Orientación **landscape** fabricante B.

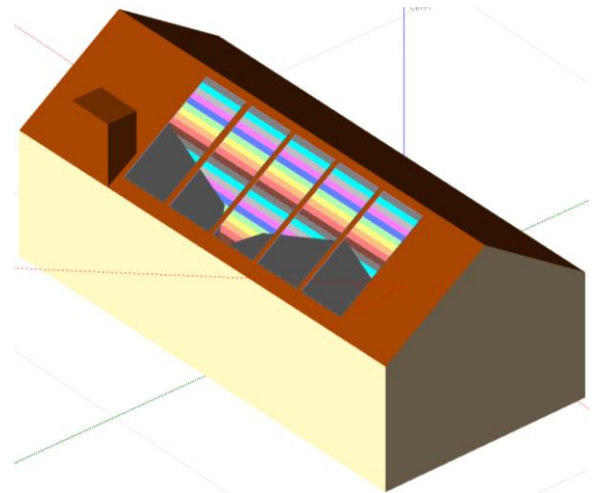


Imagen 84. Solsticio de invierno – hora de captura 12:45 horas del 21 de diciembre de 2023. Orientación **portrait** fabricante B.

Para el equinoccio de primavera las imágenes **85 a 88** muestra el primer cambio por la altura del sol en las sombras generadas.

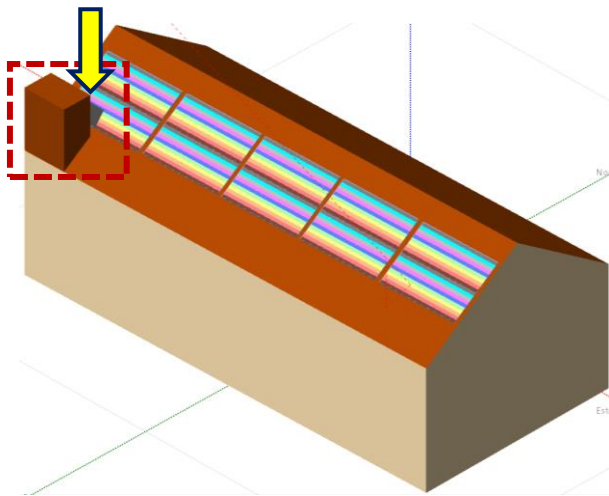


Imagen 85. Equinoccio de primavera – hora de captura 12:45 horas del 22 de marzo de 2024. Orientación **landscape** fabricante A.

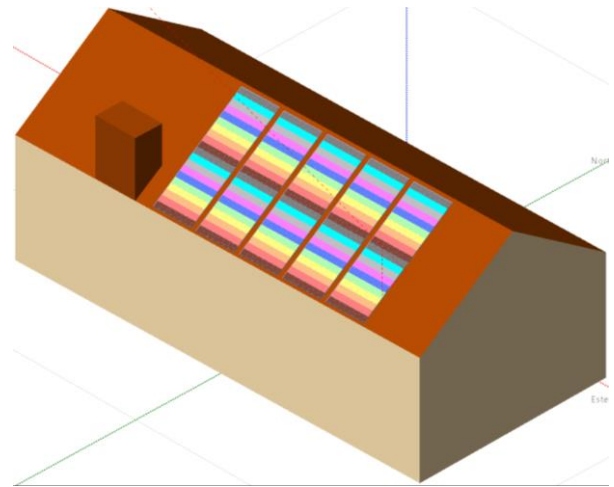


Imagen 86. Equinoccio de primavera – hora de captura 12:45 horas del 22 de marzo de 2024. Orientación **portrait** fabricante A.

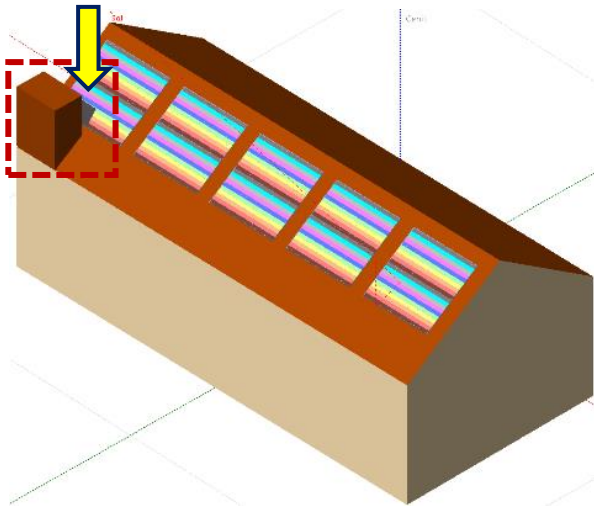


Imagen 87. Equinoccio de primavera – hora de captura 12:45 horas del 22 de marzo de 2024. Orientación **landscape** fabricante B.

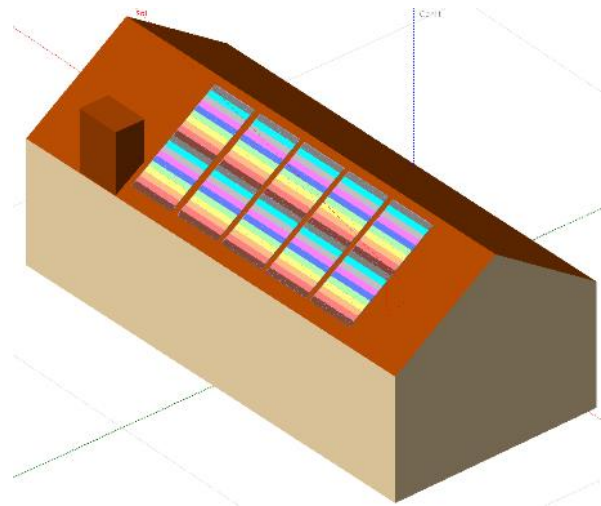


Imagen 88. Equinoccio de primavera – hora de captura 12:45 horas del 22 de marzo de 2024. Orientación **portrait** fabricante B.

Ahora el solsticio de verano las imágenes **89** a **92** muestra el segundo cambio por la altura del sol en las sombras generadas.

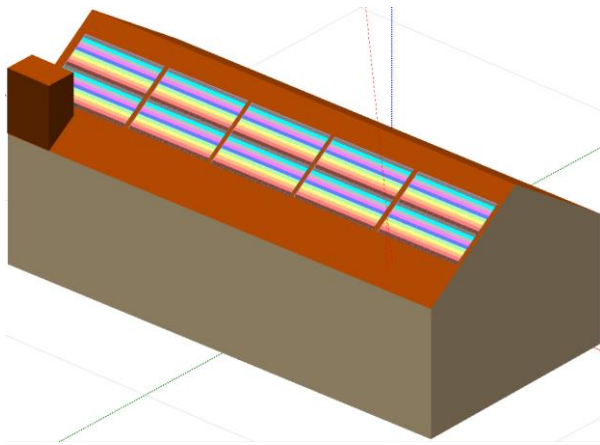


Imagen **89**. Solsticio de verano – hora de captura 12:45 horas del 21 de junio de 2024. Orientación **landscape** fabricante A.

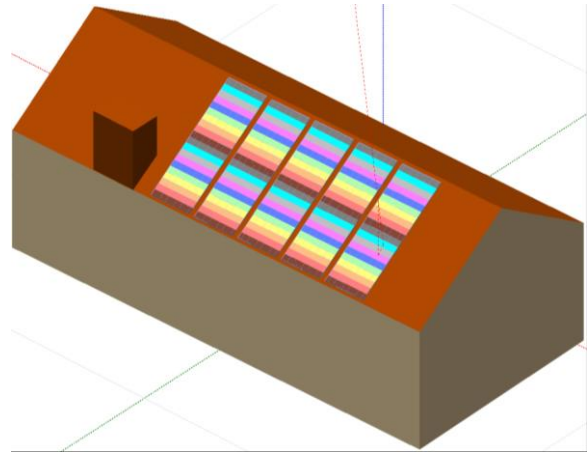


Imagen **90**. Solsticio de verano – hora de captura 12:45 horas del 21 de junio de 2024. Orientación **portrait** fabricante A.

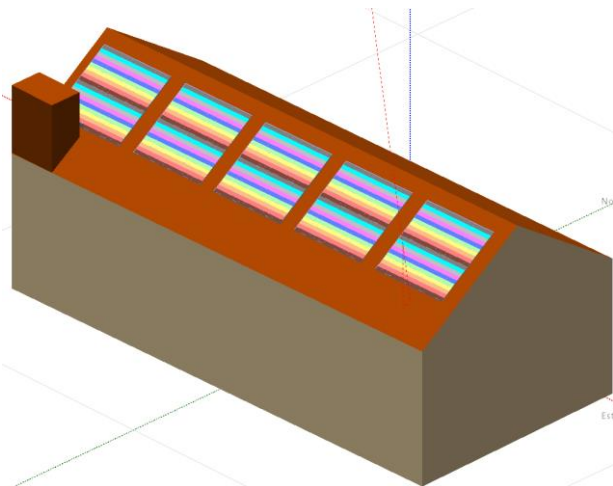


Imagen **91**. Solsticio de verano – hora de captura 12:45 horas del 21 de junio de 2024. Orientación **landscape** fabricante B.

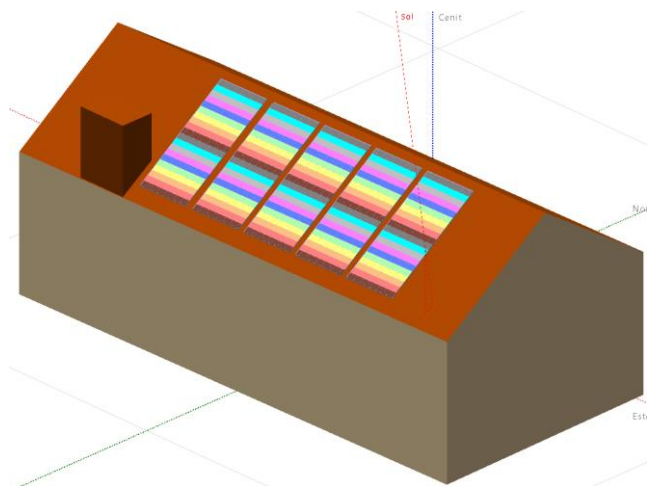


Imagen **92**. Solsticio de verano – hora de captura 12:45 horas del 21 de junio de 2024. Orientación **portrait** fabricante B.

Finalmente, el equinoccio de otoño las imágenes **93** a **96** muestra el tercer cambio por la altura del sol en las sombras generadas.

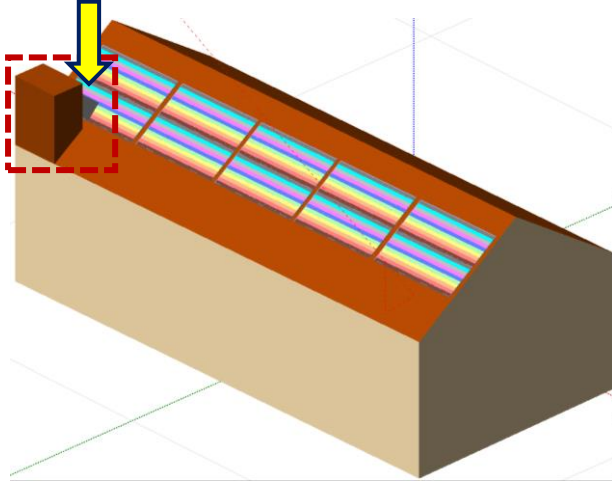


Imagen **93**. Equinoccio de otoño – hora de captura 12:45 horas del 22 de septiembre de 2024. Orientación **landscape** fabricante A.

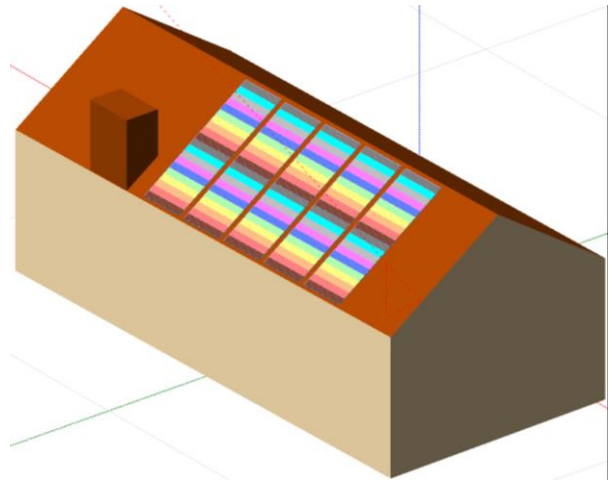


Imagen **94**. Equinoccio de otoño – hora de captura 12:45 horas del 22 de septiembre de 2024. Orientación **portrait** fabricante A.

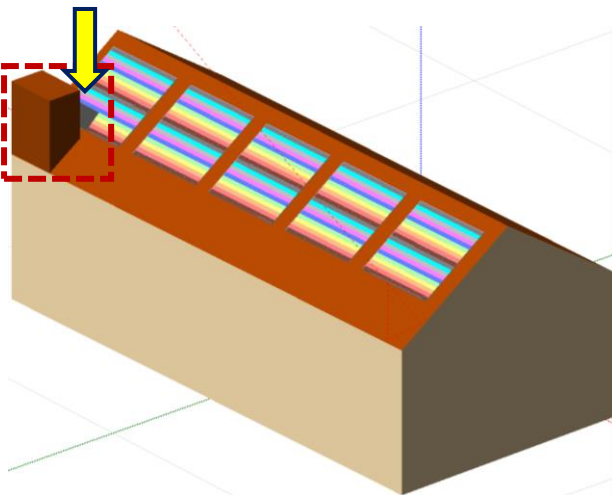


Imagen **95**. Equinoccio de otoño – hora de captura 12:45 horas del 22 de septiembre de 2024. Orientación **landscape** fabricante B.

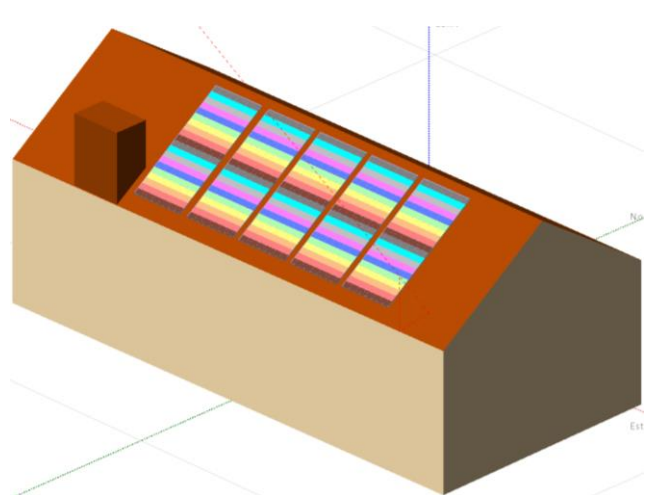


Imagen **96**. Equinoccio de otoño – hora de captura 12:45 horas del 22 de septiembre de 2024. Orientación **portrait** fabricante B.

Al visualizar en el entorno 3D las sombras producidas se procede a ejecutar las simulaciones para poder obtener los datos de las diferentes variantes creadas. Para todos los casos se analizará la afectación del sombreado en aspectos como impacto eléctrico, impacto en los indicadores de bondad de una instalación fotovoltaica como el Yield final y la producción de referencia PR (**performance ratio**). Cada conjunto de datos ha sido tratado como lo indica la información de las tablas de los anexos B.1 a B.12. Significa que están agrupados por fabricante A / B con las dos variantes de orientación (**landscape** y **portrait**) y su conjunto de escenarios sin sombras, con sombras, sombra por torres de energía, sombra por chimenea, sombra por silo, sombra por silo 2, sombra por árboles 1 y sombra por árboles 2, siendo igual para el caso del fabricante B.

Para el primer caso se obtienen los siguientes resultados en la imagen 97 a imagen 99 con las pérdidas por sombreado eléctrico anual (**impacto eléctrico**) en orientación **landscape**. Los resultados de pérdida eléctrica a causa de sombras tienen en cuenta los cambios que ocurren en las curvas IV y el punto óptimo de operación (**MPP**). Quiere decir que cada gráfica contempla la energía perdida al año con las configuraciones de módulos para el fabricante A y B, pero con las variaciones de inversor Huawei, micro inversor Enphase y optimizadores Solar Edge.

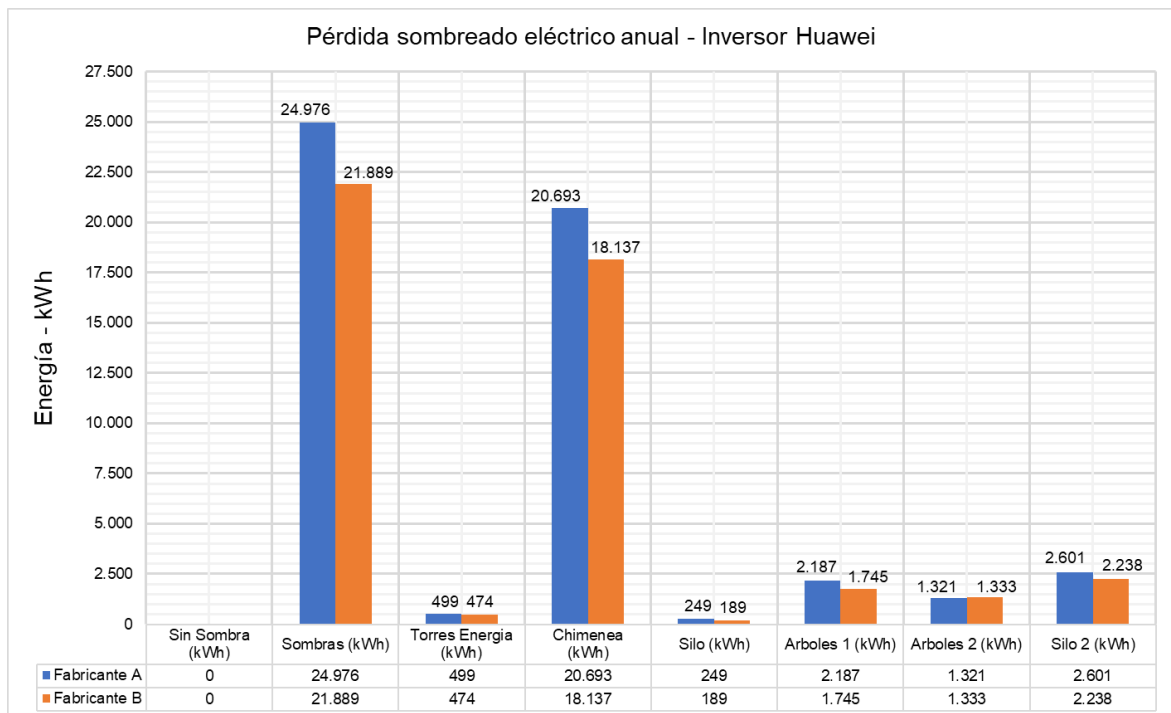


Imagen 97. Pérdidas por sombreado eléctrico para configuración fabricante A / B con inversor multi cadena Huawei – Orientación landscape.

De la imagen 97 podemos observar las diferentes pérdidas de energía a causa del sombreado eléctrico (**impacto eléctrico**) con módulos del fabricante A / B configurado con inversor Huawei. Observe como se evalúa las diferentes pérdidas por cada caso planteado en las escenas 3D y los valores de **kWh** de pérdidas anuales. Además, puede observarse el impacto individual que genera cada sombra propuesta, según su

geometría y comportamiento durante el día. La imagen **98** es el primer cambio en la configuración del sistema fotovoltaico total propuesto. El cambio está en la configuración del sistema de conversión de energía, este está diseñado con los micro inversores Enphase. Tenga presente que por cada módulo fotovoltaico del fabricante A / B existirá un micro inversor conectado a él.

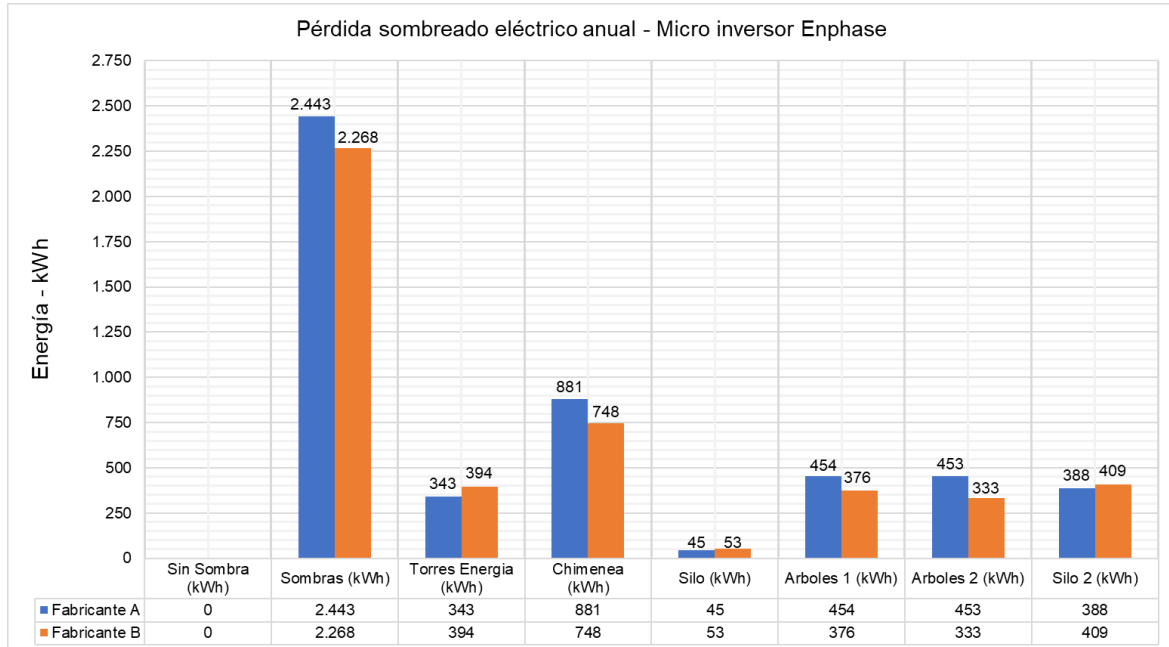


Imagen 98. Pérdidas por sombreado eléctrico para configuración fabricante A / B con micro inversor Enphase – Orientación landscape.

Ahora, la imagen **99** evalúa el comportamiento de los módulos A / B configurados con optimizadores Solar Edge. Recuerde que esta configuración exige que todo el equipamiento de transformación de energía DC / AC sea de la misma marca y referencias compatibles en inversor (*garantía exigida por fabricante*). Detalle como mantiene un comportamiento similar, al micro inversor, comparándolo con la configuración de inversor central multi cadena Huawei.

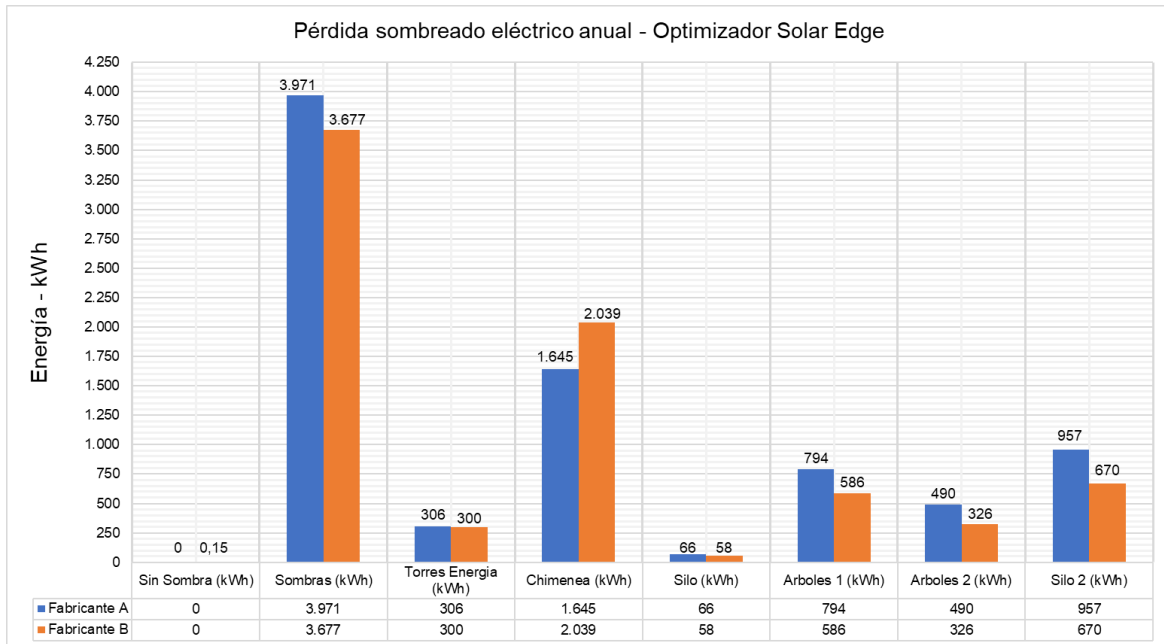


Imagen 99. Pérdidas por sombreado eléctrico para configuración fabricante A / B con optimizadores Solar Edge – Orientación landscape.

Del conjunto de imágenes anterior (imagen **97** a **99**) podemos destacar el comportamiento del módulo fotovoltaico del fabricante B (distribución de media célula). En estas escenas 3D interactúan todas las sombras creadas, puede concluirse que presenta una menor pérdida de energía anual por sombreado eléctrico. Este caso de escena 3D es fácilmente comparable con un caso de mala proyección de la instalación fotovoltaica sin tener en cuenta los posibles obstáculos, que generarían sombra, sobre el generador fotovoltaico total. Sin embargo, al analizar la escena por cada tipo de sombra diseñada en PVsyst el sombreado a causa de una chimenea genera mayor pérdida anual por sombreado eléctrico. La chimenea proyecta una sombra con una particularidad en su geometría y la evolución de esta impacta más al fabricante B configurado con optimizadores Solar Edge. Pero si revisa el caso de la configuración con micro inversor Enphase notará como este tipo de tecnología mejora el dato de pérdida anual. Tenga presente que en este primer bloque de simulación los módulos fotovoltaicos están en orientación **landscape**. Finalmente, los diferentes resultados con las variantes de configuración se pueden evidenciar como, de forma general, los micro inversores y optimizadores contribuyen a disminuir las pérdidas de energía (**kWh**) por sombreado eléctrico en comparación con un inversor multi cadena Huawei y como entre micro inversor Enphase y optimizadores Solar Edge, los micro inversores ofrecen un mejor desempeño.

Continuando con los resultados de simulación de las variantes nos enfocamos en el caso de la orientación **portrait** para ambos fabricantes de módulos fotovoltaicos. La imagen **100** a **102** muestra las gráficas con los resultados de pérdida de energía a causa del sombreado con inversor Huawei, micro inversor Enphase y optimizadores Solar Edge. La imagen **100** resume el comportamiento de la primera configuración de módulos A / B con inversor Huawei multi cadena. Nuevamente se ha tenido en cuenta los resultados de pérdida de energía en **kWh** para cada uno de los tipos de sombra configurados en el conjunto de variantes de las escenas 3D. Observe como se evidencia

una mejora en los datos de pérdida en una sombra de alto impacto como la chimenea, si se compara con el dato observado en la imagen 97.

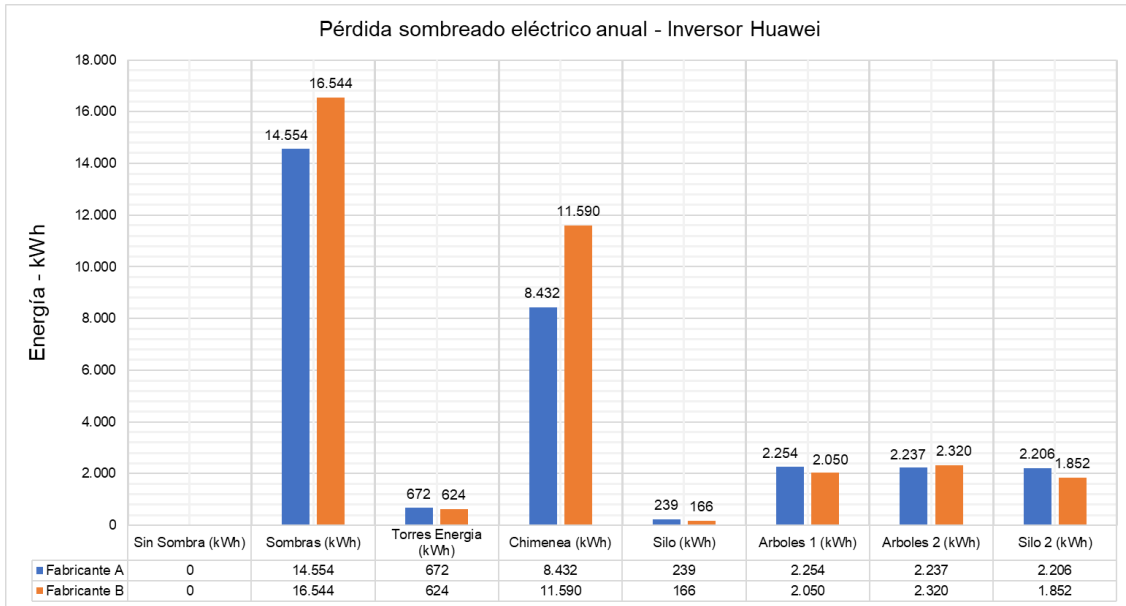


Imagen 100. Pérdidas por sombreado eléctrico para configuración fabricante A / B con inversor multi cadena Huawei – Orientación portrait.

La chimenea tiene un comportamiento particular al no moverse o desplazarse sobre los demás sub generadores fotovoltaicos que conforman el sistema fotovoltaico total. La sombra permanece cuasi estacionaria en un grupo o conjunto de sombreado de células, si existe un movimiento será únicamente sobre el espacio inicial de sombra a medida que el movimiento aparente del sol transcurre. Siguiendo con el conjunto de imágenes, la imagen 101 corresponde al primer cambio en configuración a micro inversor Enphase.

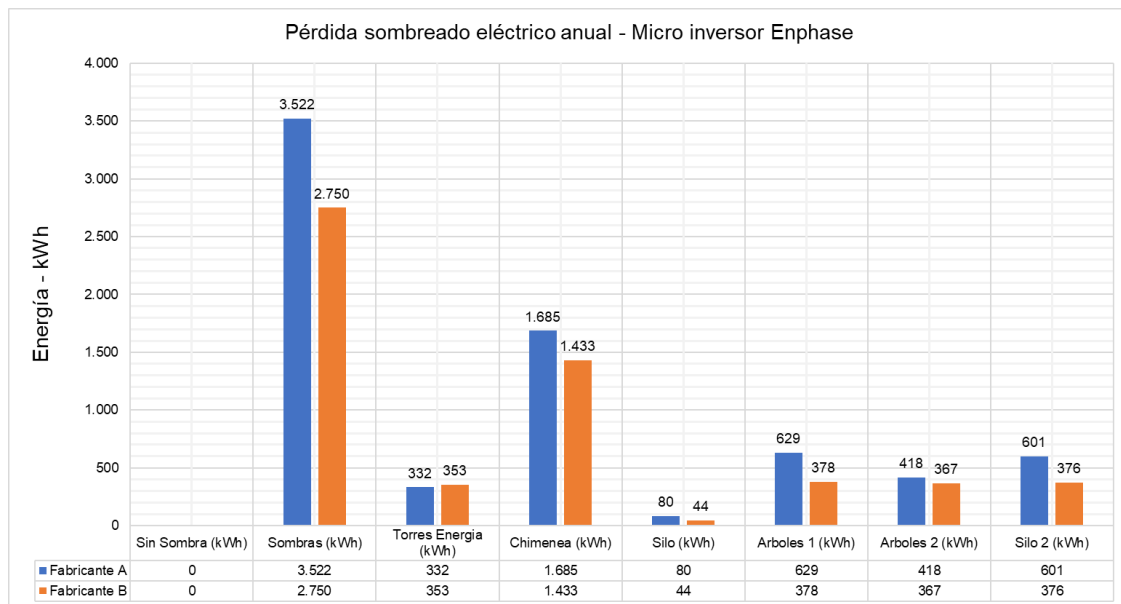


Imagen 101. Pérdidas por sombreado eléctrico para configuración fabricante A / B con micro inversor Enphase – Orientación portrait.

Nuevamente al usar este tipo de configuración con módulos A / B con micro inversor, mejoran los datos de pérdida de energía anual del sistema fotovoltaico total. Ahora, con los resultados de las variantes para la configuración con optimizadores Solar Edge de la imagen **102**, encontramos que hay similitud de comportamiento al mejorar los datos de pérdida frente a la configuración Huawei. Sin embargo, los micro inversores muestran un mejor comportamiento al enfrentar los datos obtenidos en la imagen **101** y **102**. En general los valores de perdidas (**sombras**) con las otras dos configuraciones mejoran significativamente con solo revisar los valores de pérdida en energía (**kWh**) por sombreado eléctrico con inversor Huawei para una orientación tipo **landscape** versus la orientación **portrait**.

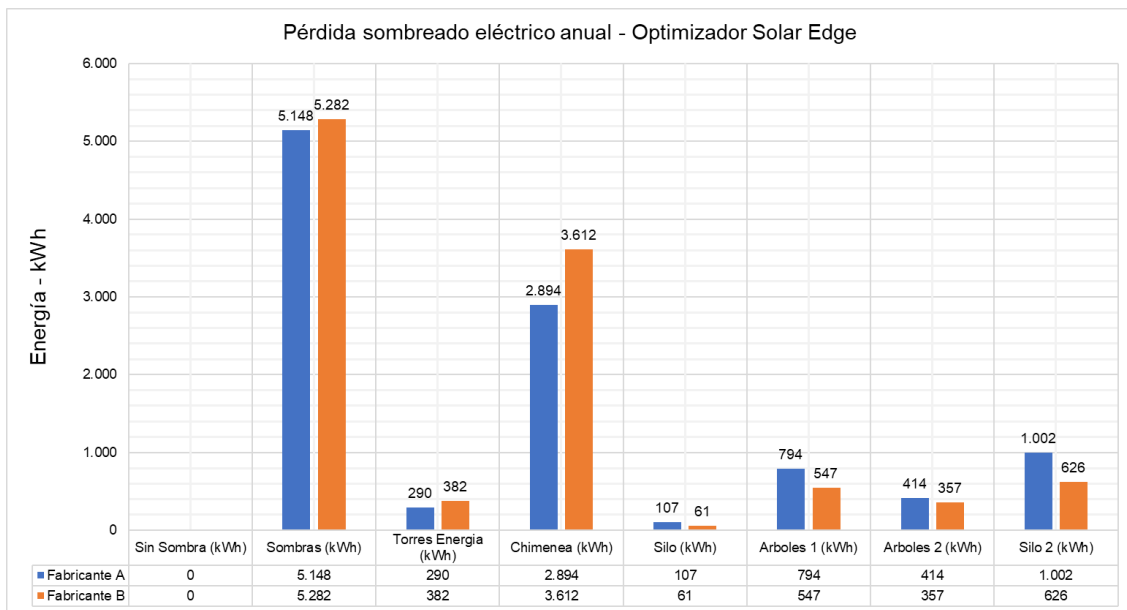


Imagen 102. Pérdidas por sombreado eléctrico para configuración fabricante A / B con optimizadores Solar Edge – Orientación portrait.

Por otro lado, revisamos los indicadores normalizados de bondad para la instalación fotovoltaica propuesta en este documento. Del conjunto de indicadores se hará énfasis en el rendimiento final como indicador de cuanta energía estará disponible a la salida del inversor en corriente alterna y la porción de rendimiento del sistema expresado en porcentaje (**performance ratio**). De esta manera se tiene una idea del estado del sistema fotovoltaico durante las afectaciones por sombras con los módulos propuestos del fabricante A y fabricante B. Para los casos con sistema de inversor Huawei, micro inversor Enphase y optimizadores Solar Edge el anexo C.1 al C.8 detalla los resultados para la orientación **landscape**. Ahora para el caso de la orientación en **portrait** se dispone del anexo D.1 al D.8. Al revisar los indicadores de los anexos mencionados anteriormente pude concluirse que el fabricante B (**landscape**) en configuración con inversor Huawei ofrece un rendimiento final de **4,63 kWh/kWp/día** frente a los **4,43 kWh/kWp/día** para los módulos del fabricante A, los valores dados son en condiciones de interacción de todas las sombras. Partiendo de un rendimiento de referencia del **5,82 kWh/kWp/día** obtenido en PVsyst. A nivel de **performance ratio** fue obtenido un valor cercano al **80%** en comparación al **86%** en condiciones sin sombreado, destacando una buena resiliencia en presencia de sombras y en el análisis de forma individual si comparamos los resultados con el módulo del fabricante A. Detalle cada uno de los



valores en la tabla de la imagen 103 (ampliación para mejor visualización anexo E.1), que contiene el resumen de los valores Yield Referencia, Performance Ratio, enfrentando los valores de pérdidas en kWh de perdidas en los módulos fotovoltaicos y sus porcentajes equivalentes para la energía en DC.

Table with 14 columns: Variante, YF (kWh/kWp/día), PR (%), Perdida Sombreado (kWh), %, Energía Total (kWh), %, Total (%), YF (kWh/kWp/día), PR (%), Perdida Sombreado (kWh), %, Energía Total (kWh), %, Total (%). Rows include Sin Sombras, Con Sombras, Torres Energía, Chimenea, Sitio, Árboles 1, Árboles 2, and Sitio 2.

Table with 14 columns: Variante, YF (kWh/kWp/día), PR (%), Perdida Sombreado (kWh), %, Energía Total (kWh), %, Total (%), YF (kWh/kWp/día), PR (%), Perdida Sombreado (kWh), %, Energía Total (kWh), %, Total (%). Rows include Sin Sombras, Con Sombras, Torres Energía, Chimenea, Sitio, Árboles 1, Árboles 2, and Sitio 2.

Imagen 103. Resumen de indicadores – Módulo fabricante A / B con orientaciones landscape y portrait, configuración con inversor Huawei multi cadena.

En cuanto a la otra configuración se destaca el buen desempeño con optimizadores Solar Edge con módulos del fabricante B. Sin embargo, los resultados de performance ratio decae un 3% respecto al porcentaje en condiciones sin sombras y en el escenario donde interactúan todas las sombras decae un 2%. Pero si revisamos los valores del fabricante A con optimizadores, encontramos que mantienen una relación cercana o pequeñas mejoras frente a la configuración con inversor Huawei, mostrando que puede ser una buena opción de configuración para mitigar el impacto de las sombras. En definitiva, donde no presenta mejoras en el rendimiento final y performance ratio para el fabricante B es en la configuración con micro inversores Enphase para el escenario sin sombras, con sombras y cada sombra por separado. Detallándose en los resultados de la tabla de la imagen 104 (ampliación para mejor visualización anexo E.2)

Table with 14 columns: Variante, YF (kWh/kWp/día), PR (%), Perdida Sombreado (kWh), %, Energía Total (kWh), %, Total (%), YF (kWh/kWp/día), PR (%), Perdida Sombreado (kWh), %, Energía Total (kWh), %, Total (%). Rows include Sin Sombras, Con Sombras, Torres Energía, Chimenea, Sitio, Árboles 1, Árboles 2, and Sitio 2.

Table with 14 columns: Variante, YF (kWh/kWp/día), PR (%), Perdida Sombreado (kWh), %, Energía Total (kWh), %, Total (%), YF (kWh/kWp/día), PR (%), Perdida Sombreado (kWh), %, Energía Total (kWh), %, Total (%). Rows include Sin Sombras, Con Sombras, Torres Energía, Chimenea, Sitio, Árboles 1, Árboles 2, and Sitio 2.

Imagen 104. Resumen de indicadores – Módulo fabricante A / B con orientaciones landscape y portrait, configuración con micro inversor Enphase.

Ahora, al observar los resultados obtenidos en orientación portrait encontramos que los cambios en rendimiento final y performance ratio hay un poco disminución en estos valores. La disminución de los valores en la configuración con micro inversores y módulo B fue investigada en PVsyst para poder entender qué puede estar causando la afección, se encontró que durante una época del año los módulos B generan un poco más de corriente de ingreso al micro inversor Enphase. Causando una limitación en la admisión de corriente a causa de las restricciones de diseño del producto. Este excedente observado en las variables de PVsyst se conoce como Inverter Loss due to the maximum input current, indicando que se ha superado el umbral límite [83] (threshold) por diseño. Pero ¿existió una mala elección del producto Enphase? La respuesta a la pregunta es no. Si revisa la documentación aportada durante la

investigación y desarrollo del documento, encontrará que se hizo uso de una calculadora Enphase (ver imagen 58) [78] según los datos especificados del módulo del fabricante B (ver imagen 54). Los valores están en los rangos de potencia y corriente exigidos en el producto micro inversor [77] Enphase. Por lo tanto, sin esta limitación el comportamiento de los módulos B con la configuración mencionada no presentaría la disminución de los valores de **rendimiento final** y **performance ratio**. Sin embargo, continúa mostrando ser una buena opción para mejorar los módulos del fabricante A de célula completa frente a las diferencias en las otras dos configuraciones.

Variante	ORIENTACION LANDSCAPE / PORTRAIT													
	Fab A - Landscape Optimizador					Fab A - Portrait Optimizador								
	Yf (kWh/kWp/día)	PR (%)	Perdida Sombreado (kWh)	%	Energía Total (kWh)	%	Total (%)	Yf (kWh/kWp/día)	PR (%)	Perdida Sombreado (kWh)	%	Energía Total (kWh)	%	Total (%)
Sin Sombras	4.71	81.00%	0	0.00%	1.194.223	100.00%	100.00%	4.71	81.00%	0	0.00%	1.194.223	100.00%	100.00%
Con Sombras	4.47	76.80%	3.971	0.35%	1.131.279	94.73%	94.38%	4.47	76.80%	5.148	0.35%	1.129.580	94.59%	94.24%
Torres Energía	4.71	80.50%	306	0.03%	1.193.951	99.98%	99.95%	4.71	80.50%	290	0.03%	1.193.965	99.98%	99.95%
Chimenea	4.66	80.00%	1.645	0.14%	1.179.305	98.75%	98.61%	4.66	79.70%	2.894	0.14%	1.172.746	98.20%	98.06%
Silo	4.70	80.30%	69	0.01%	1.191.572	99.78%	99.77%	4.70	80.30%	107	0.01%	1.191.640	99.78%	99.78%
Arboles 1	4.68	80.30%	794	0.07%	1.182.981	99.06%	98.99%	4.68	80.40%	794	0.07%	1.184.527	99.19%	99.12%
Arboles 2	4.70	80.70%	496	0.04%	1.190.952	99.73%	99.69%	4.70	80.70%	414	0.04%	1.191.003	99.73%	99.69%
Silo 2	4.69	78.80%	657	0.06%	1.161.415	97.25%	97.17%	4.69	78.50%	1.000	0.08%	1.163.260	97.41%	97.33%

Variante	ORIENTACION LANDSCAPE / PORTRAIT													
	Fab B - Landscape Optimizador					Fab B - Portrait Optimizador								
	Yf (kWh/kWp/día)	PR (%)	Perdida Sombreado (kWh)	%	Energía Total (kWh)	%	Total (%)	Yf (kWh/kWp/día)	PR (%)	Perdida Sombreado (kWh)	%	Energía Total (kWh)	%	Total (%)
Sin Sombras	4.81	82.60%	0	0.00%	1.221.306	100.00%	100.00%	4.81	82.60%	0	0.00%	1.221.335	100.00%	100.00%
Con Sombras	4.57	78.40%	3.677	0.32%	1.155.466	94.61%	94.29%	4.52	77.60%	5.282	0.32%	1.143.109	93.60%	93.28%
Torres Energía	4.81	82.50%	309	0.02%	1.221.021	99.98%	99.95%	4.81	82.50%	282	0.02%	1.221.091	99.98%	99.96%
Chimenea	4.75	81.50%	2.039	0.17%	1.203.776	98.56%	98.40%	4.72	81.00%	3.612	0.30%	1.195.597	97.85%	97.72%
Silo	4.80	82.40%	58	0.00%	1.218.401	99.76%	99.76%	4.75	82.40%	61	0.00%	1.217.864	99.72%	99.71%
Arboles 1	4.71	82.00%	586	0.05%	1.209.636	99.04%	99.00%	4.76	81.70%	547	0.05%	1.206.843	98.72%	98.68%
Arboles 2	4.75	82.30%	316	0.03%	1.211.513	99.69%	99.66%	4.75	82.30%	307	0.03%	1.216.301	99.68%	99.55%
Silo 2	4.69	80.50%	670	0.06%	1.189.159	97.37%	97.31%	4.69	80.60%	626	0.06%	1.190.366	97.46%	97.41%

Imagen 105. Resumen de indicadores – Módulo fabricante A / B con orientaciones landscape y portrait, configuración optimizador Solar Edge.

Finalmente, la imagen 105 (ampliación para mejor visualización anexo E.3) muestra el resumen de los diferentes indicadores trabajados para la configuración con optimizadores Solar Edge. Para el caso de la afectación por todas las sombras (**con sombras**) muestra buen comportamiento de los datos frente al caso de configuración con inversor multi cadena Huawei.

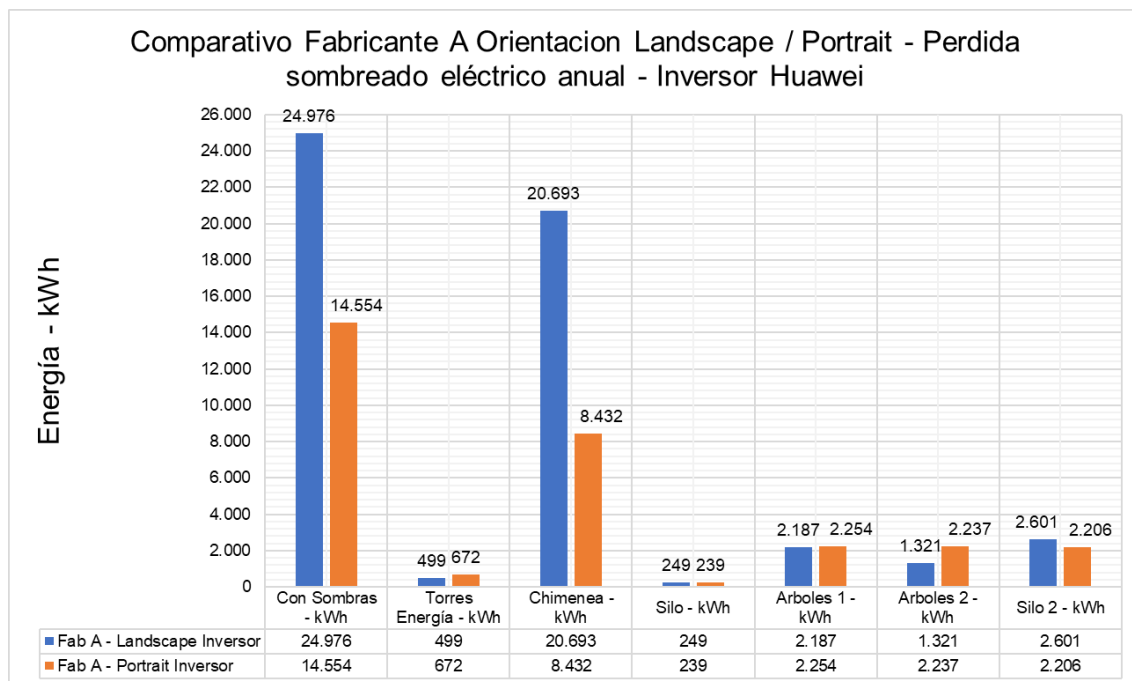


Imagen 106. Valores de pérdidas de energía por sombreado eléctrico para fabricante A en diferentes orientaciones con inversor Huawei.

Tomando los datos de la imagen 106 e imagen 107 que corresponde a los datos de perdida para el fabricante B. Puede construirse una tabla que agrupe los valores que

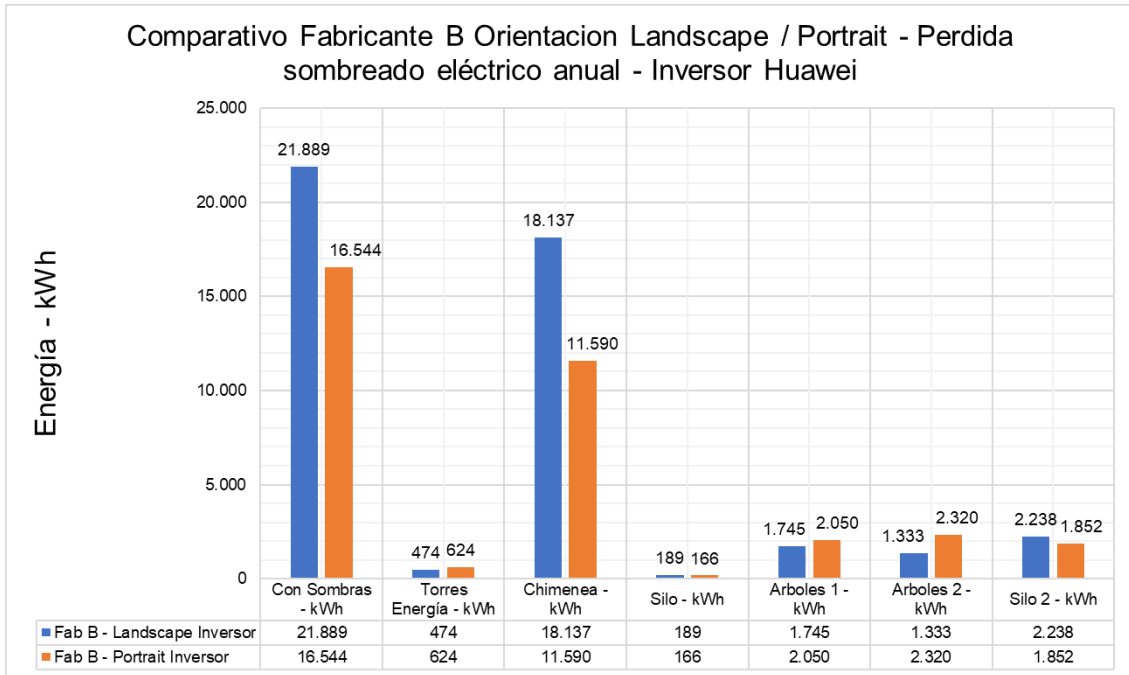


Imagen 107. Valores de pérdidas de energía por sombreado eléctrico para fabricante B en diferentes orientaciones con inversor Huawei.

permitan conocer los porcentajes equivalentes a la diferencia entre la energía en **kWh** perdida por impacto eléctrico y la energía en **kWh** de la fotovoltaica total porque entrega los valores de ganancia de uno de los fabricantes de módulos propuestos para la orientación y según la configuración de la variante que se ha dispuesto en las simulaciones en PVsyst. Quiere decir que se compara el fabricante consigo mismo. Observe la tabla de la imagen 108 (ampliación de los datos en el anexo E.4).

ORIENTACION LANDSCAPE / PORTRAIT						
Variante	Fab A - Landscape Inversor	Fab A - Portrait Inversor	Ganancia	Fab B - Landscape Inversor	Fab B - Portrait Inversor	Ganancia
Sin Sombras	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
Con Sombras	2,3003%	1,3376%	0,9627%	1,9673%	1,4899%	0,4774%
Torres Energía	0,0433%	0,0584%	-0,0150%	0,0403%	0,0530%	-0,0127%
Chimenea	1,8410%	0,7407%	1,1003%	1,5771%	1,0001%	0,5770%
Silo	0,0217%	0,0208%	0,0008%	0,0161%	0,0142%	0,0019%
Arboles 1	0,1914%	0,1981%	-0,0068%	0,1493%	0,1760%	-0,0268%
Arboles 2	0,1150%	0,1950%	-0,0800%	0,1135%	0,1978%	-0,0843%
Silo 2	0,2317%	0,1968%	0,0349%	0,1947%	0,1614%	0,0333%

Imagen 108. Tabla resumen– Porcentajes y diferencias entre orientación landscape / portrait según distribución de células en los módulos fotovoltaicos A / B configuración con inversor Huawei.

Manteniendo la secuencia del análisis se dispone de los gráficos de la imagen 109 a 110 para fabricante A y fabricante B, pero con la configuración de micro inversor Enphase.

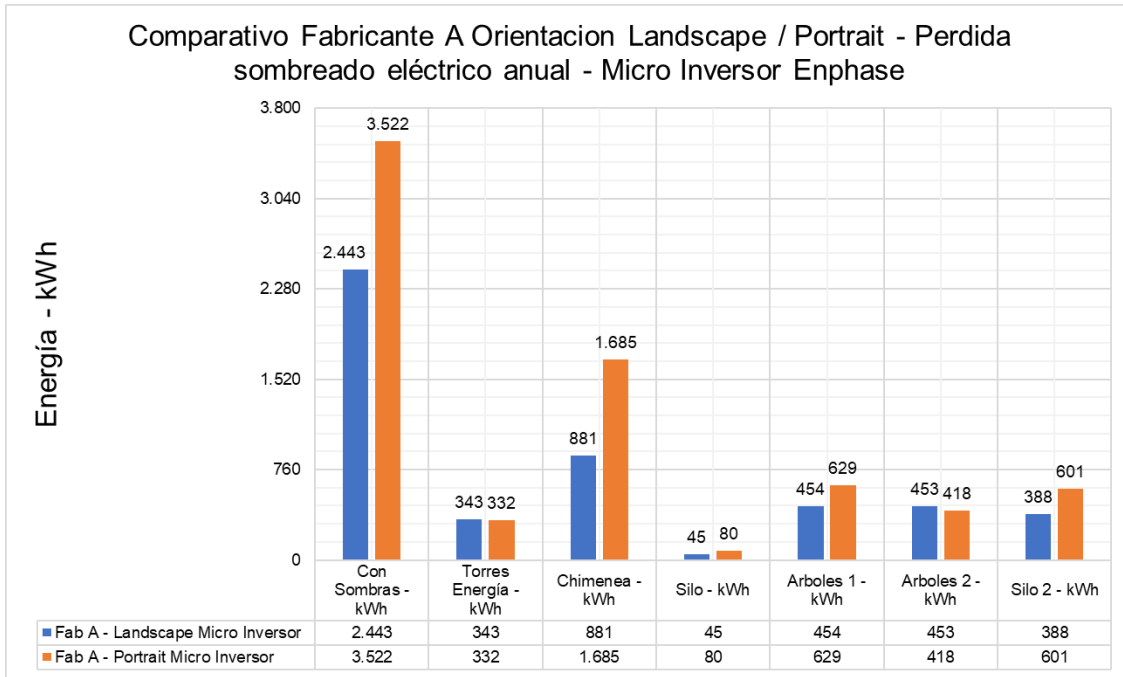


Imagen 109. Valores de pérdidas de energía por sombreado eléctrico para fabricante A en diferentes orientaciones con micro inversor Enphase.

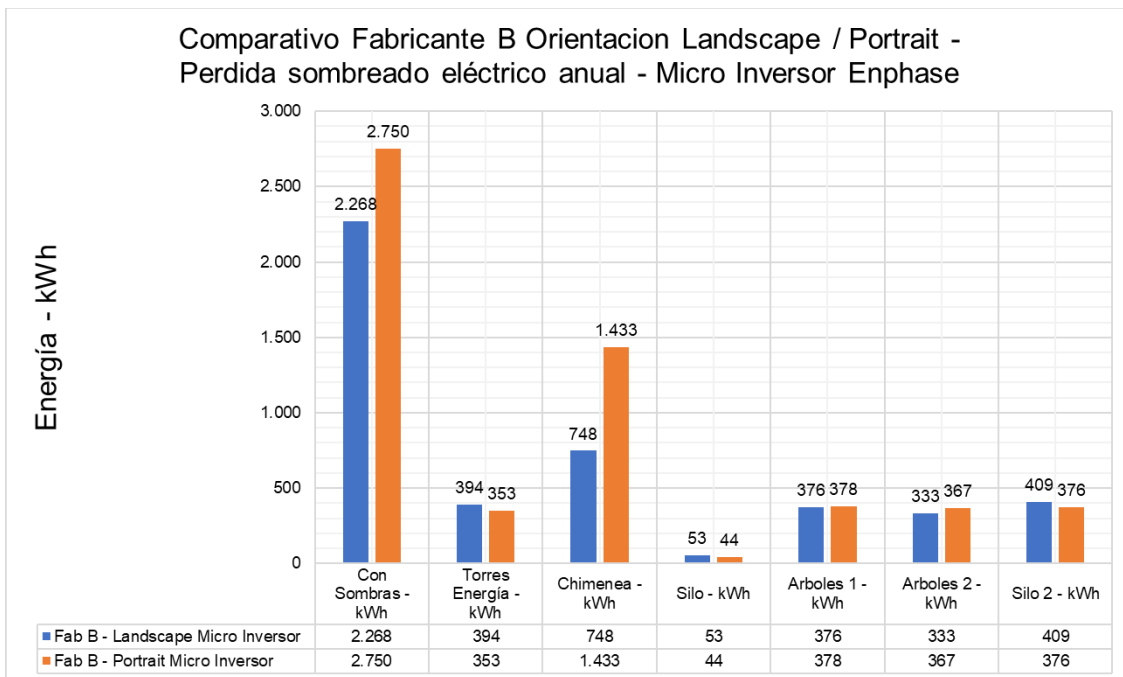


Imagen 110. Valores de pérdidas de energía por sombreado eléctrico para fabricante B en diferentes orientaciones con micro inversor Enphase.

Con las imágenes **109** y **110** se construye la respectiva tabla de la imagen **111** (ampliación de los datos en el anexo [E.5](#)) que enfrenta a cada fabricante consigo mismo en orientación y configuración en los sistemas de conversión DC /AC.

ORIENTACION LANDSCAPE / PORTRAIT						
Variante	Fab A - Landscape Micro Inversor	Fab A - Portrait Micro Inversor	Ganancia	Fab B - Landscape Micro Inversor	Fab B - Portrait Micro Inversor	Ganancia
Sin Sombras	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
Con Sombras	0,2002%	0,2902%	-0,0900%	0,1813%	0,2220%	-0,0406%
Torres Energía	0,0267%	0,0259%	0,0009%	0,0300%	0,0269%	0,0031%
Chimenea	0,0691%	0,1327%	-0,0636%	0,0574%	0,1108%	-0,0534%
Silo	0,0035%	0,0063%	-0,0028%	0,0041%	0,0034%	0,0007%
Arboles 1	0,0357%	0,0496%	-0,0139%	0,0290%	0,0292%	-0,0002%
Arboles 2	0,0354%	0,0327%	0,0027%	0,0255%	0,0281%	-0,0026%
Silo 2	0,0311%	0,0482%	-0,0170%	0,0319%	0,0294%	0,0026%

Imagen 111. Tabla resumen– Porcentajes y diferencias entre orientación landscape / portrait según distribución de células en los módulos fotovoltaicos A / B configuración con micro inversor Enphase.

Para el último caso de módulos de fabricante A / B configurados con optimizadores Solar Edge son presentados los gráficos de la imagen 112 e imagen 113.

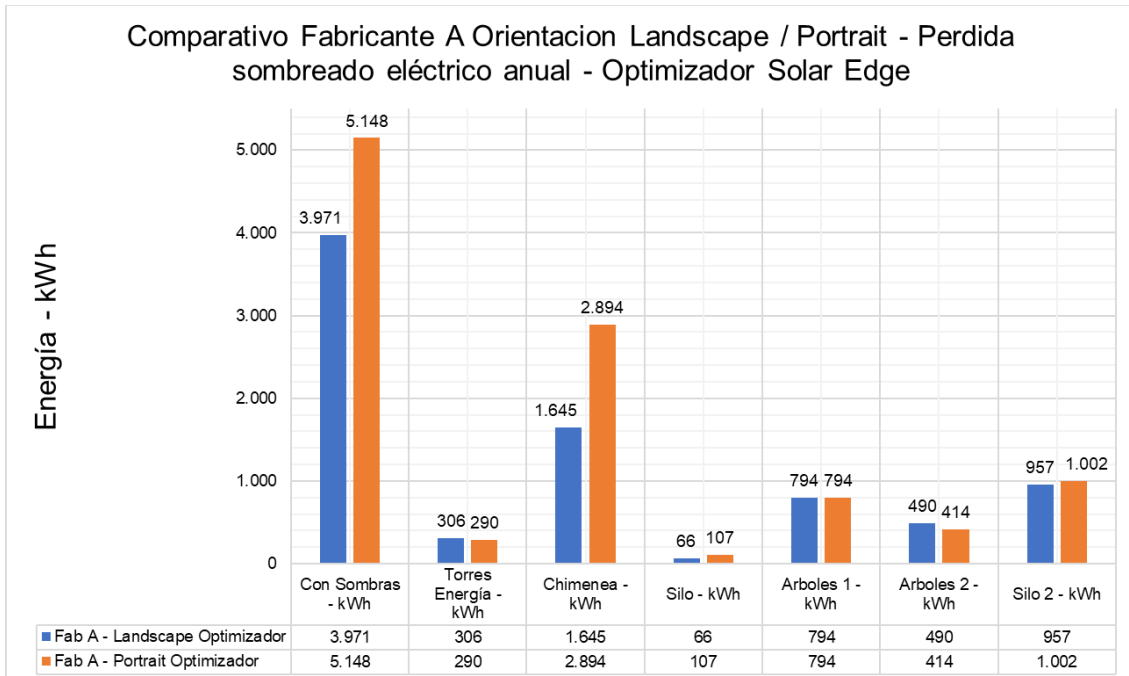


Imagen 112. Valores de pérdidas de energía por sombreado eléctrico para fabricante A en diferentes orientaciones con optimizador Solar Edge.

Recopilando la información de las imágenes 112 y 113 se construye la tabla de la imagen 114 con sus respectivos porcentajes de equivalencia para la energía perdida a causa del impacto eléctrico de las sombras propuestas en este documento y la energía que entrega el sistema fotovoltaico total, de acuerdo con los datos obtenidos por el diagrama de pescado que entrega el informe de la simulación en PVsyst. De las tablas de las imágenes 108, 111 y 114 (ampliación de los datos en el anexo E.6) observa la columna de datos de “Ganancia”. Esta columna tiene valores positivos y negativos, el significado de esto es que para un caso positivo favorecerá una orientación respecto a la otra con la configuración propuesta en la simulación. Quiere decir que, para valores negativos, no significa que el sistema tenga una ganancia de energía a cambio de pérdida.

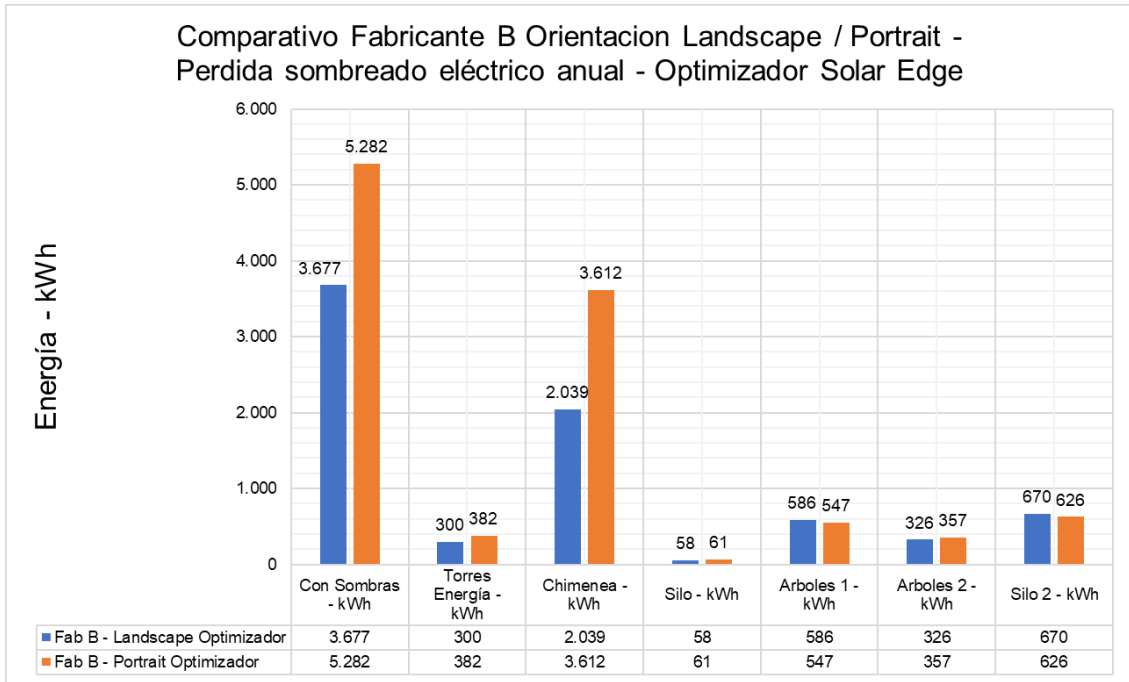


Imagen 113. Valores de pérdidas de energía por sombreado eléctrico para fabricante B en diferentes orientaciones con optimizador Solar Edge.

ORIENTACION LANDSCAPE / PORTRAIT						
Variante	Fab A - Landscape Optimizador	Fab A - Portrait Optimizador	Ganancia	Fab B - Landscape Optimizador	Fab B - Portrait Optimizador	Ganancia
Sin Sombras	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
Con Sombras	0,3510%	0,4557%	-0,1047%	0,3182%	0,4621%	-0,1438%
Torres Energía	0,0256%	0,0243%	0,0013%	0,0246%	0,0313%	-0,0067%
Chimenea	0,1394%	0,2468%	-0,1073%	0,1694%	0,3021%	-0,1328%
Silo	0,0056%	0,0090%	-0,0035%	0,0047%	0,0050%	-0,0003%
Arboles 1	0,0671%	0,0670%	0,0001%	0,0484%	0,0453%	0,0031%
Arboles 2	0,0411%	0,0347%	0,0064%	0,0267%	0,0294%	-0,0026%
Silo 2	0,0824%	0,0862%	-0,0037%	0,0564%	0,0526%	0,0038%

Imagen 114. Tabla resumen – Porcentajes y diferencias entre orientación landscape / portrait según distribución de células en los módulos fotovoltaicos A / B configuración con optimizador Solar Edge.

La imagen 115 (ampliación de los datos en el anexo E.7) corresponde a los porcentajes de ganancias al comparar fabricante A, en sus diferentes orientaciones, con las diferentes configuraciones desarrolladas en las variantes de simulación en PVsyst. El mismo paso fue realizado para el fabricante B.

Orientacion	FABRICANTE A - FULL CELL						FABRICANTE B - HALF CELL					
	Landscape	Portrait	Landscape	Portrait	Landscape	Portrait	Landscape	Portrait	Landscape	Portrait	Landscape	Portrait
Configuracion	Inversor vs Micro Inversor	Micro Inversor vs Optimizador	Inversor vs Optimizador	Inversor vs Optimizador	Inversor vs Micro Inversor	Micro Inversor vs Optimizador	Inversor vs Optimizador	Inversor vs Micro Inversor	Micro Inversor vs Optimizador	Inversor vs Optimizador	Inversor vs Optimizador	Inversor vs Optimizador
Sin Sombras	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
Con Sombras	2,100%	1,047%	-0,151%	-0,166%	1,949%	0,882%	1,786%	1,268%	-0,137%	-0,240%	1,649%	1,028%
Torres Energía	0,017%	0,032%	0,001%	0,002%	0,018%	0,034%	0,010%	0,026%	0,005%	-0,004%	0,016%	0,022%
Chimenea	1,772%	0,608%	-0,070%	-0,114%	1,702%	0,494%	1,520%	0,889%	-0,112%	-0,191%	1,408%	0,698%
Silo	0,018%	0,015%	-0,002%	-0,003%	0,016%	0,012%	0,012%	0,011%	-0,001%	-0,002%	0,011%	0,009%
Arboles 1	0,156%	0,149%	-0,031%	-0,017%	0,124%	0,131%	0,120%	0,147%	-0,019%	-0,016%	0,101%	0,131%
Arboles 2	0,080%	0,162%	-0,006%	-0,002%	0,074%	0,160%	0,088%	0,170%	-0,001%	-0,001%	0,087%	0,168%
Silo 2	0,201%	0,149%	-0,051%	-0,038%	0,149%	0,111%	0,163%	0,132%	-0,024%	-0,023%	0,138%	0,109%

Imagen 115. Tabla resumen – Porcentajes y diferencias entre configuraciones con módulos A / B con orientaciones.



Conclusiones

- Es necesario que existía un sistema eficiente de MPPT para que pueda responder correctamente al impacto causado por el sombreado del sistema fotovoltaico propuesto.
- Las configuraciones con micro inversores y optimizadores mejoran las pérdidas anuales por sombreado eléctrico respecto a la configuración de inversor central multi cadena. Basándose en la observación de los resultados de las tablas de las imágenes **103** a **105** en la cantidad de energía **kWh** perdida a causa del impacto eléctrico y las equivalencias de los porcentajes de esa energía total de los módulos fotovoltaicos.
- Partiendo del análisis de la simulación en la escena en la que interactúan todas las sombras (con sombras) y revisando los datos de la tabla de la imagen **108**, construida a partir del gráfico de la imagen **106**, se concluye que entre la configuración con inversor Huawei y fabricante A con orientaciones **landscape** y la configuración **portrait**, existe una ganancia a favor de la orientación **portrait** al presentar esta un menor porcentaje de pérdida por impacto eléctrico.
- Partiendo del análisis de la simulación en la escena en la que interactúan todas las sombras (con sombras) y revisando los datos de la tabla de la imagen 108, construida a partir del gráfico de la imagen **107**, se concluye que entre la configuración con inversor Huawei y fabricante B con orientaciones **landscape** y la configuración **portrait**, existe una ganancia a favor de la orientación **portrait** al presentar esta un menor porcentaje de pérdida por impacto eléctrico.
- Revisando un caso tan puntual como la sombra generada por la chimenea, en los datos de la tabla de la imagen **108**, configurado con inversor Huawei entrega mejor ganancia en el módulo del fabricante B de media célula del 0.52% en orientación **portrait**.
- El módulo del fabricante B de media célula tiene un mejor comportamiento de ganancia equivalente al 0.49% al enfrentarse con el módulo del fabricante A de célula completa para el caso de interacción de todas las sombras (con sombras) según datos de la tabla de la imagen **108** configurado con inversor Huawei.
- El módulo propuesto del fabricante A presenta ganancias a favor de la orientación **landscape** frente a la **portrait** en configuración de inversor Huawei para sombras como torres energía, árboles 1 y árboles 2.
- Para una configuración con optimizadores Solar Edge, revisando los datos de porcentajes de perdidas por impacto eléctrico de la tabla de la imagen **114**, para los casos de sombras críticas como todas las sombras (con sombras) y chimenea. La orientación **landscape** del fabricante A ofrece una mejor ganancia en comparación con la orientación **portrait**. Del mismo modo ocurre lo mismo para el fabricante B, presentando un mejor desempeño para la orientación **landscape**.



- De las 3 configuraciones desarrolladas en las variantes de simulación y al observar el comportamiento general en las imágenes **108**, **111** y **114** en porcentajes de pérdidas por impacto eléctrico. El módulo propuesto del fabricante B tipo **half cell** presenta un mejor comportamiento frente al fabricante A en ganancias a causa del impacto eléctrico de las sombras planteadas en la simulación.
- La configuración con micro inversor Enphase y módulos del fabricante B son una excelente alternativa de configuración para los casos propuestos de impacto eléctrico por sombras en el sistema fotovoltaico planteado. Como resultado de observar los comportamientos de las imágenes **97** a **102** e imágenes **106** a **114** y en especial la imagen **115** de la tabla comparativa entre inversor Huawei, micro inversor Enphase y optimizadores Solar Edge.
- El optimizador utilizado en las diferentes variantes de simulación mostró ser poco relevante para mejorar una instalación fotovoltaica ante el impacto por sombras, debido a los bajos valores de los indicadores de bondad como el **performance ratio** (anexos C.1 a D.8) comparando los resultados con el inversor multi cadena y micro inversor.

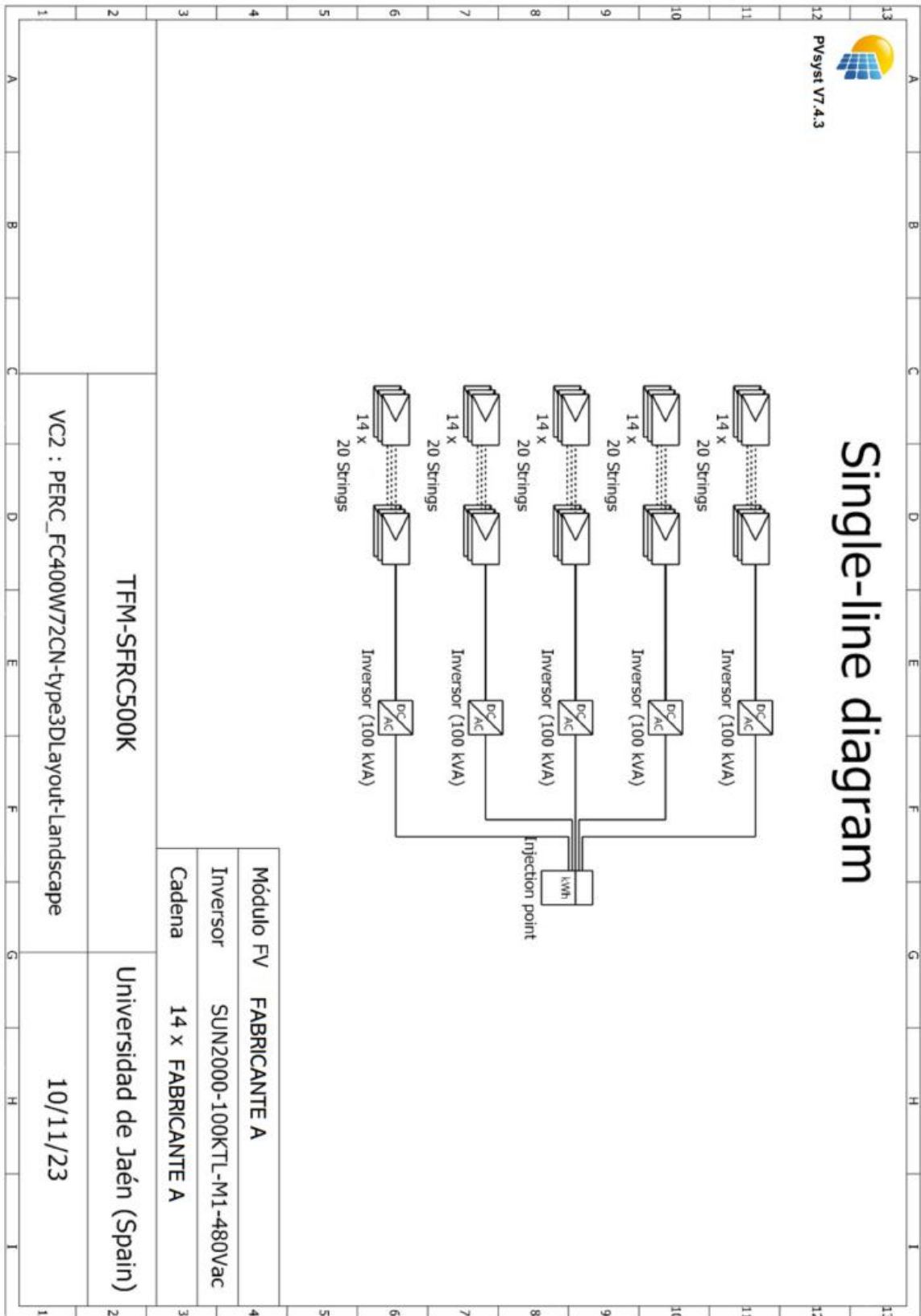
Trabajo futuro

De los resultados obtenidos anteriormente y junto a las conclusiones aportadas, se reafirma que los resultados tienen coherencia con el desempeño esperado por parte de los módulos **half cell** perteneciente al fabricante B, respecto a los módulos **full cell** del fabricante A. En donde la tendencia de una configuración propuesta con micro inversores es la que ofrece una buena solución de resiliencia ante el impacto eléctrico a causa de sombreado. Sin embargo, queda la necesidad de llevar a cabo pruebas que superen las limitaciones que genera el entorno simulado propuesto en este documento. Además de pruebas en otras localizaciones con el fin de obtener información con diferentes configuraciones del generador fotovoltaico, con inclinaciones diferentes y exposición a diferentes niveles de irradiancia.

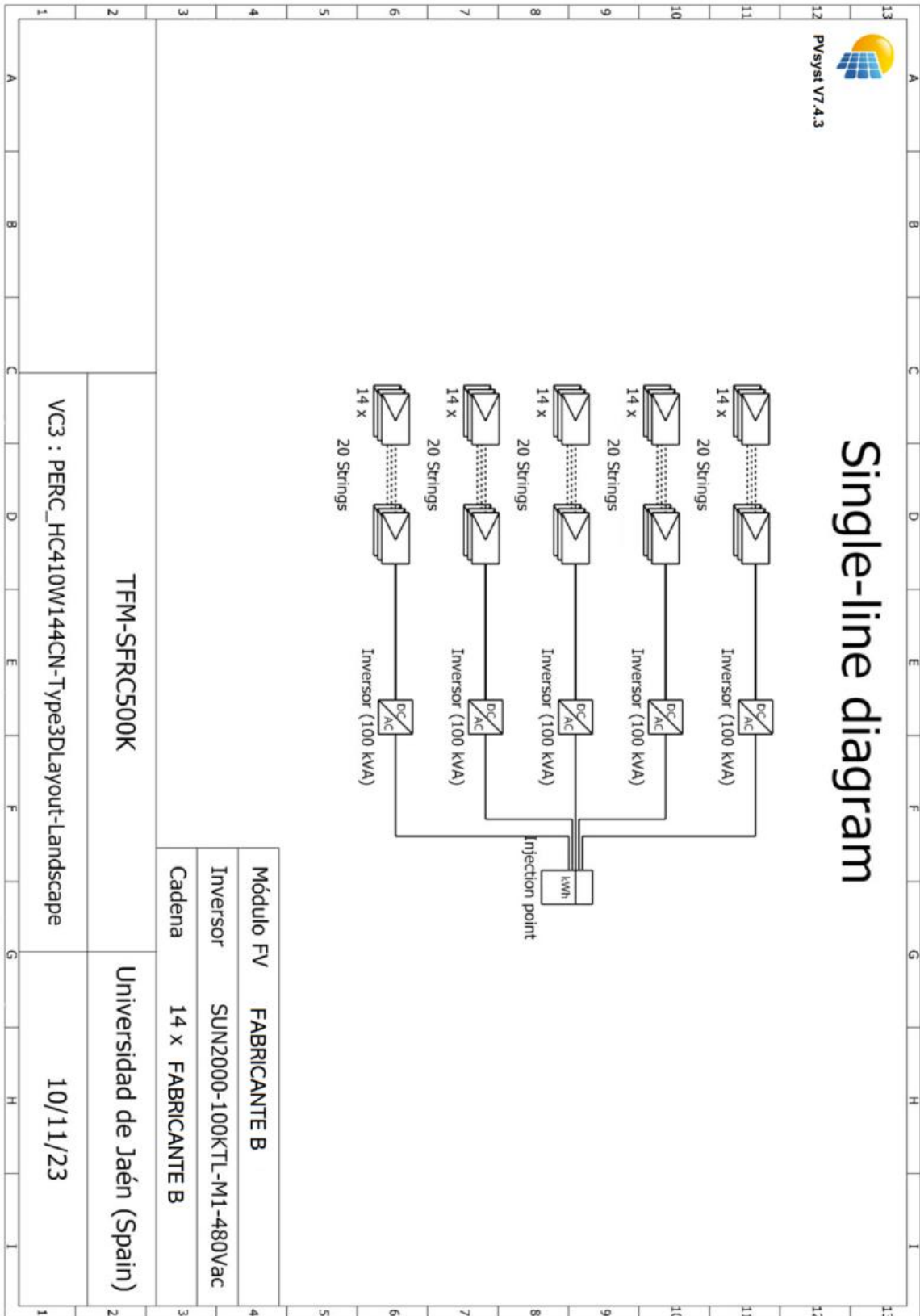
Por otro lado, si se mantiene una base del proceso y análisis en entornos simulados. Será conveniente poder desarrollar secuencias de comandos (**scripts**) en PVLIB como fuente de código abierto en fotovoltaica, para comparar cada uno de los resultados obtenidos en PVsyst. Adicionalmente crear un experimento que tenga como objetivo replicar lo desarrollado en este documento y finalmente crear la posibilidad de una inteligencia artificial que este compuesta por una red neuronal que tenga como objetivo el estudio de las sombras en su geometría durante el impacto que generan sobre los módulos fotovoltaicos.

Anexos

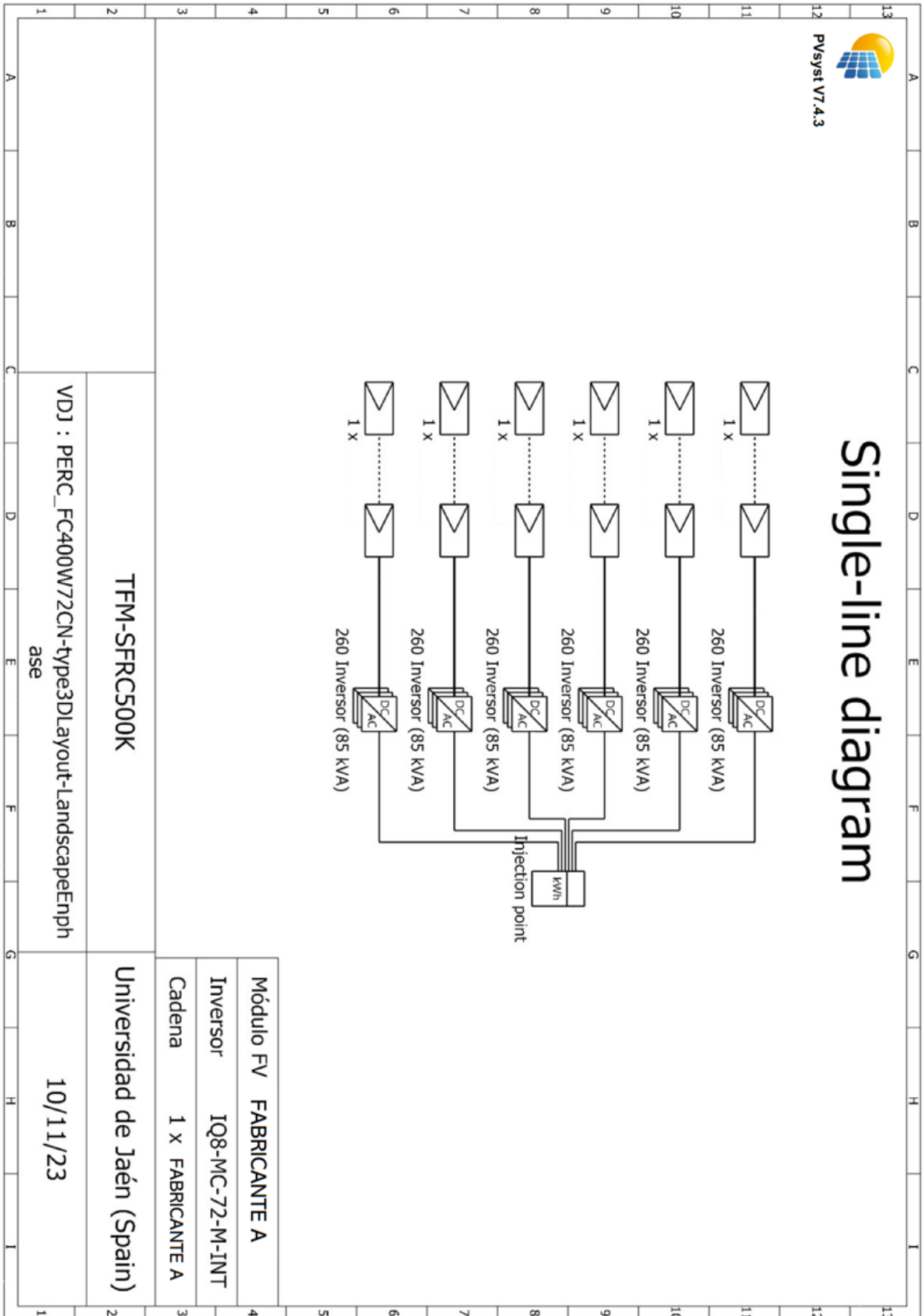
A.1 - Diagrama unifilar del SFRC con inversor Huawei y módulos del fabricante A.



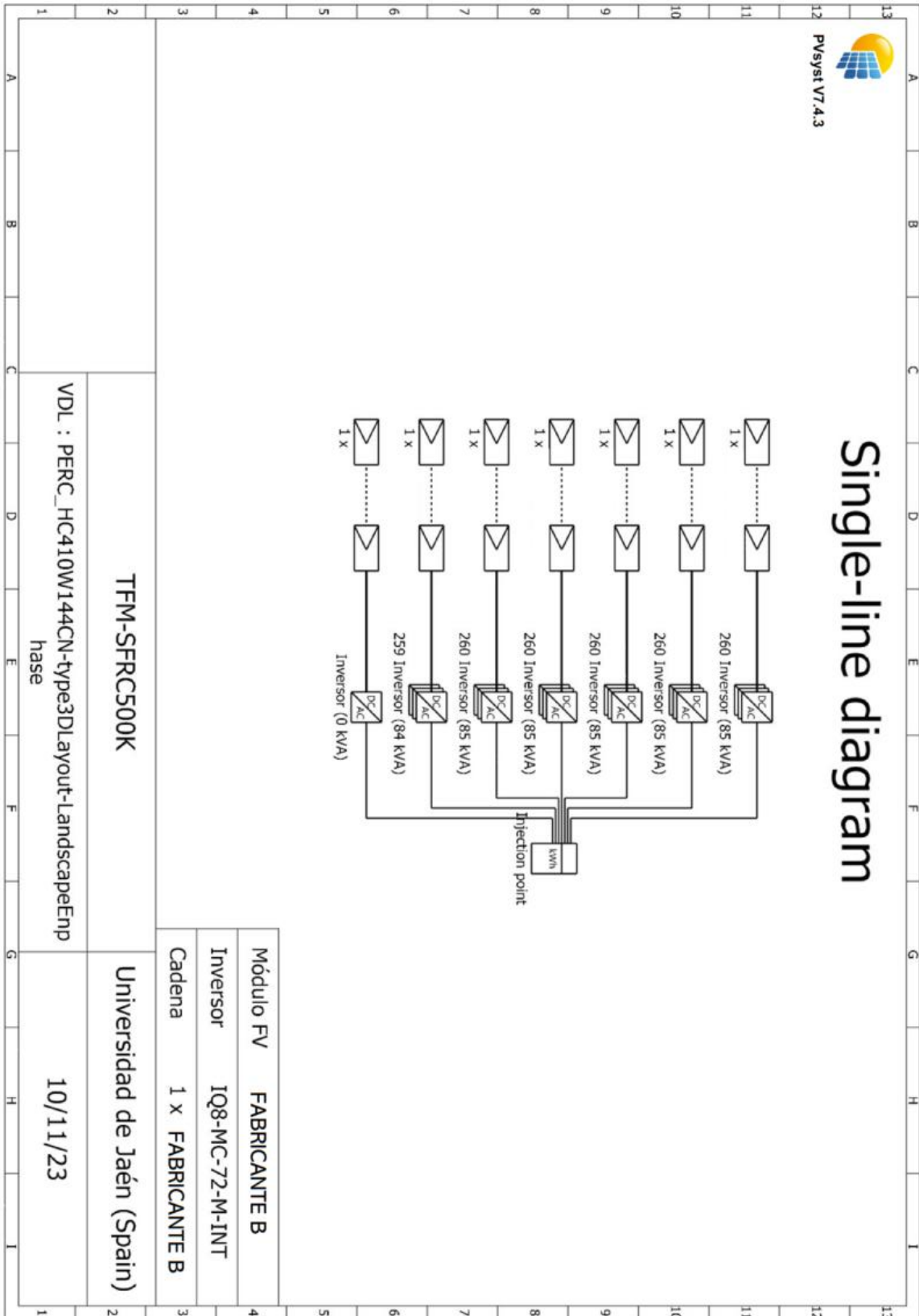
A.2 – Diagrama unifilar del SFRC con inversor Huawei y módulos del fabricante B



A.3 – Diagrama unifilar del SFRC con micro inversor ENPHASE y módulos del fabricante A



A.4 – Diagrama unifilar del SFRC con micro inversor ENPHASE y módulos del fabricante B



B.1 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante A con inversor Huawei y orientación landscape

ITEM	ARCHIVO PRINCIPAL	MODULO FV	VARIANTE	DISTRIBUCION	CELULA	POTENCIA MODULO	CANTIDAD CELULAS	TIPO CELULA	MODELO SOMBRAS	POSICION MODULO	TIPO INVERSOR	TIPO ESCENA 3D	COMENTARIOS
1	TFM-SFRC-500K	Fabricante A	VC2	FC - Full Cell	PERC	400 W	72	P	type3DLayout	Landscape	HUAWEI SUN2000 100KTL-M1 480 Vac X 5	-	3D Nave Industrial - No objetos de sombreado.
2			VC7									ObjectShades	3D con todos los elementos que generan sombra.
3			VC8									TorresEnergia	3D solo tiene modelo de torres de energia.
4			VC9									Chimney	3D solo tiene modelo de chimenea en techo.
5			VCA									Silo	3D solo tiene el modelo de silo.
6			VCB									Trees1	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
7			VCC									Trees2	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
8			VEF									Silo 2	3D solo tiene modelo de silo.

B.2 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante A con inversor Huawei y orientación portrait

ITEM	ARCHIVO PRINCIPAL	MODULO FV	VARIANTE	DISTRIBUCION	CELULA	POTENCIA MODULO	CANTIDAD CELULAS	TIPO CELULA	MODELO SOMBRAS	POSICION MODULO	TIPO INVERSOR	TIPO ESCENA 3D	COMENTARIOS
1	TFM-SFRC-500K	Fabricante A	VC4	FC - Full Cell	PERC	400 W	72	P	type3DLayout	Portrait	HUAWEI SUN2000 100KTL-M1 480 Vac X 5	-	3D Nave Industrial - No objetos de sombreado.
2			VC1									ObjectShades	3D con todos los elementos que generan sombra.
3			VCJ									TorresEnergia	3D solo tiene modelo de torres de energia.
4			VCK									Chimney	3D solo tiene modelo de chimenea en techo.
5			VCL									Silo	3D solo tiene el modelo de silo.
6			VCN									Trees1	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
7			VCO									Trees2	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
8			VEG									Silo 2	3D solo tiene modelo de silo.

B.3 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante A con micro inversor Enphase y orientación landscape

ITEM	ARCHIVO PRINCIPAL	MODULO FV	VARIANTE	DISTRIBUCION	CELULA	POTENCIA MODULO	CANTIDAD CELULAS	TIPO CELULA	MODELO SOMBRAS	POSICION MODULO	TIPO INVERSOR	TIPO ESCENA 3D	COMENTARIOS
1	TFM-SFRC-500K	Fabricante A	VDJ	FC - Full Cell	PERC	400 W	72	P	type3DLayout	Landscape	Enphase IQ8-MC-72-M-INT 0,33kW X 1560	-	3D Nave Industrial - No objetos de sombreado.
2			VCV									ObjectShades	3D con todos los elementos que generan sombra.
3			VCW									TorresEnergia	3D solo tiene modelo de torres de energia.
4			VCX									Chimney	3D solo tiene modelo de chimenea en techo.
5			VCY									Silo	3D solo tiene el modelo de silo.
6			VCZ									Trees1	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
7			VD0									Trees2	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
8			VEH									Silo 2	3D solo tiene modelo de silo.

B.4 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante A con micro inversor Enphase y orientación portrait

ITEM	ARCHIVO PRINCIPAL	MODULO FV	VARIANTE	DISTRIBUCION	CELULA	POTENCIA MODULO	CANTIDAD CELULAS	TIPO CELULA	MODELO SOMBRAS	POSICION MODULO	TIPO INVERSOR	TIPO ESCENA 3D	COMENTARIOS
1	TFM-SFRC-500K	Fabricante A	VDK	FC - Full Cell	PERC	400 W	72	P	type3DLayout	Portrait	Enphase IQ8-MC-72-M-INT 0,33kW X 1560	-	3D Nave Industrial - No objetos de sombreado.
2			VD7									ObjectShades	3D con todos los elementos que generan sombra.
3			VD8									TorresEnergia	3D solo tiene modelo de torres de energia.
4			VD9									Chimney	3D solo tiene modelo de chimenea en techo.
5			VDA									Silo	3D solo tiene el modelo de silo.
6			VDB									Trees1	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
7			VDC									Trees2	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
8			VEI									Silo 2	3D solo tiene modelo de silo.

B.5 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante A con optimizador e inversor Solar Edge en orientación landscape

ITEM	ARCHIVO PRINCIPAL	MODULO FV	VARIANTE	DISTRIBUCION	CELULA	POTENCIA MODULO	CANTIDAD CELULAS	TIPO CELULA	MODELO SOMBRAS	POSICION MODULO	TIPO INVERSOR	TIPO ESCENA 3D	COMENTARIOS
1	TFM-SFRC-500K	Fabricante A	VDO	FC - Full Cell	PERC	400 W	72	P	type3DLayout	Landscape	Optimizador Solar Edge S1000 + Inversor Solar Edge TL SE30K-EU-APAC/AUS (400 V) - 30 kW 750 V	-	3D Nave Industrial - No objetos de sombreado.
2			VDN									ObjectShades	3D con todos los elementos que generan sombra.
3			VDP									TorresEnergia	3D solo tiene modelo de torres de energia.
4			VDQ									Chimney	3D solo tiene modelo de chimenea en techo.
5			VDR									Silo	3D solo tiene el modelo de silo.
6			VDS									Trees1	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
7			VDT									Trees2	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
8			VEJ									Silo 2	3D solo tiene modelo de silo.

B.6 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante A con optimizador e inversor Solar Edge en orientación portrait

ITEM	ARCHIVO PRINCIPAL	MODULO FV	VARIANTE	DISTRIBUCION	CELULA	POTENCIA MODULO	CANTIDAD CELULAS	TIPO CELULA	MODELO SOMBRAS	POSICION MODULO	TIPO INVERSOR	TIPO ESCENA 3D	COMENTARIOS
1	TFM-SFRC-500K	Fabricante A	VDV	FC - Full Cell	PERC	400 W	72	P	type3DLayout	Portrait	Optimizador Solar Edge S1000 + Inversor Solar Edge TL SE30K-EU-APAC/AUS (400 V) - 30 kW 750 V	-	3D Nave Industrial - No objetos de sombreado.
2			VDU									ObjectShades	3D con todos los elementos que generan sombra.
3			VDW									TorresEnergia	3D solo tiene modelo de torres de energia.
4			VDX									Chimney	3D solo tiene modelo de chimenea en techo.
5			VDY									Silo	3D solo tiene el modelo de silo.
6			VDZ									Trees1	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
7			VE0									Trees2	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
8			VEK									Silo 2	3D solo tiene modelo de silo.



B.7 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante B con inversor Huawei y orientación landscape

ITEM	ARCHIVO PRINCIPAL	MODULO FV	VARIANTE	DISTRIBUCION	CELULA	POTENCIA MODULO	CANTIDAD CELULAS	TIPO CELULA	MODELO SOMBRAS	POSICION MODULO	TIPO INVERSOR	TIPO ESCENA 3D	COMENTARIOS
1	TFM-SFRC-500K	Fabricante B	VC3	HC - Half Cell	PERC	410 W	144	N	type3DLayout	Landscape	HUAWEI SUN2000 100KTL-M1 480 Vac X 5	-	3D Nave Industrial - No objetos de sombreado.
2			VCD									ObjectShades	3D con todos los elementos que generan sombra.
3			VCE									TorresEnergia	3D solo tiene modelo de torres de energía.
4			VCF									Chimney	3D solo tiene modelo de chimenea en techo.
5			VCG									Silo	3D solo tiene el modelo de silo.
6			VCH									Trees1	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
7			VCM									Trees2	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
8			VEL									Silo 2	3D solo tiene modelo de silo.

B.8 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante B con inversor Huawei y orientación portrait

ITEM	ARCHIVO PRINCIPAL	MODULO FV	VARIANTE	DISTRIBUCION	CELULA	POTENCIA MODULO	CANTIDAD CELULAS	TIPO CELULA	MODELO SOMBRAS	POSICION MODULO	TIPO INVERSOR	TIPO ESCENA 3D	COMENTARIOS
1	TFM-SFRC-500K	Fabricante B	VC5	HC - Half Cell	PERC	410 W	144	N	type3DLayout	Portrait	HUAWEI SUN2000 100KTL-M1 480 Vac X 5	-	3D Nave Industrial - No objetos de sombreado.
2			VCP									ObjectShades	3D con todos los elementos que generan sombra.
3			VCQ									TorresEnergia	3D solo tiene modelo de torres de energía.
4			VCR									Chimney	3D solo tiene modelo de chimenea en techo.
5			VCS									Silo	3D solo tiene el modelo de silo.
6			VCT									Trees1	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
7			VCU									Trees2	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
8			VEM									Silo 2	3D solo tiene modelo de silo.



B.9 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante B con micro inversor Enphase y orientación landscape

ITEM	ARCHIVO PRINCIPAL	MODULO FV	VARIANTE	DISTRIBUCION	CELULA	POTENCIA MODULO	CANTIDAD CELULAS	TIPO CELULA	MODELO SOMBRAS	POSICION MODULO	TIPO INVERSOR	TIPO ESCENA 3D	COMENTARIOS
1	TFM-SFRC-500K	Fabricante B	VDL	HC - Half Cell	PERC	410 W	144	N	type3DLayout	Landscape	Enphase IQ8-MC-72-M-INT 0,33kW X 1560	-	3D Nave Industrial - No objetos de sombreado.
2			VD1									ObjectShades	3D con todos los elementos que generan sombra.
3			VD2									TorresEnergia	3D solo tiene modelo de torres de energía.
4			VD3									Chimeny	3D solo tiene modelo de chimenea en techo.
5			VD4									Silo	3D solo tiene el modelo de silo.
6			VD5									Trees1	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
7			VD6									Trees2	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
8			VEN									Silo 2	3D solo tiene modelo de silo.

B.10 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante B con micro inversor Enphase y orientación portrait

ITEM	ARCHIVO PRINCIPAL	MODULO FV	VARIANTE	DISTRIBUCION	CELULA	POTENCIA MODULO	CANTIDAD CELULAS	TIPO CELULA	MODELO SOMBRAS	POSICION MODULO	TIPO INVERSOR	TIPO ESCENA 3D	COMENTARIOS
1	TFM-SFRC-500K	Fabricante B	VDM	HC - Half Cell	PERC	410 W	144	N	type3DLayout	Portrait	Enphase IQ8-MC-72-M-INT 0,33kW X 1560	-	3D Nave Industrial - No objetos de sombreado.
2			VDD									ObjectShades	3D con todos los elementos que generan sombra.
3			VDE									TorresEnergia	3D solo tiene modelo de torres de energía.
4			VDF									Chimeny	3D solo tiene modelo de chimenea en techo.
5			VDG									Silo	3D solo tiene el modelo de silo.
6			VDH									Trees1	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
7			VDI									Trees2	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
8			VEO									Silo 2	3D solo tiene modelo de silo.

B.11 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante B con optimizador e inversor Solar Edge en orientación landscape

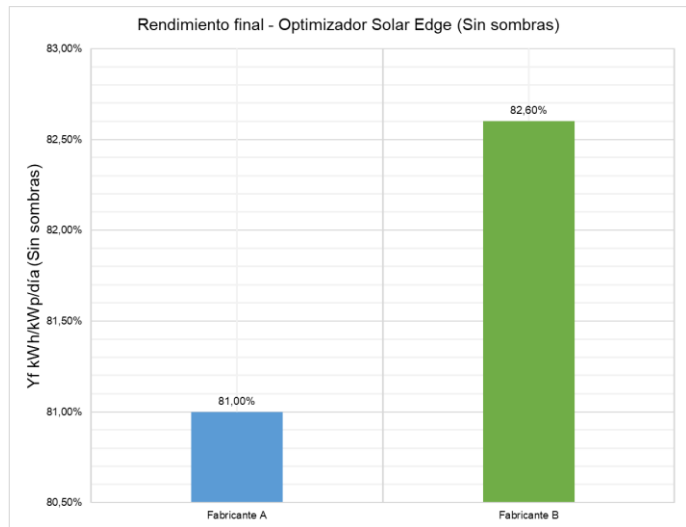
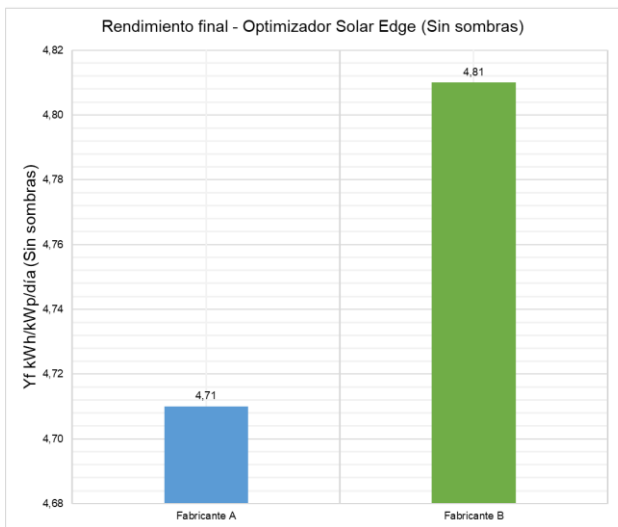
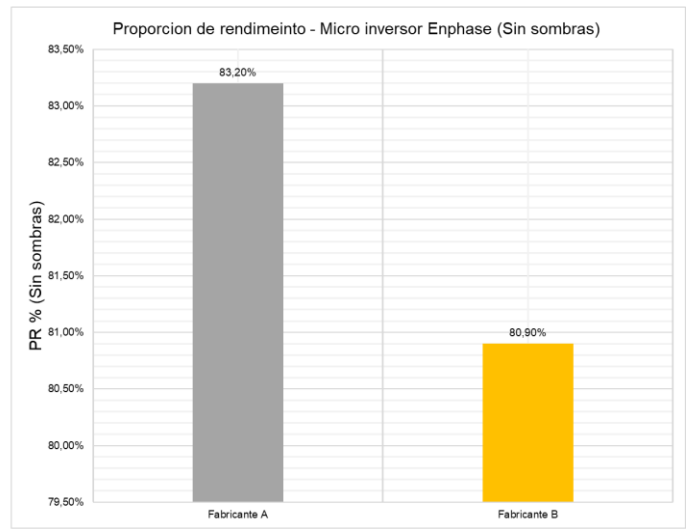
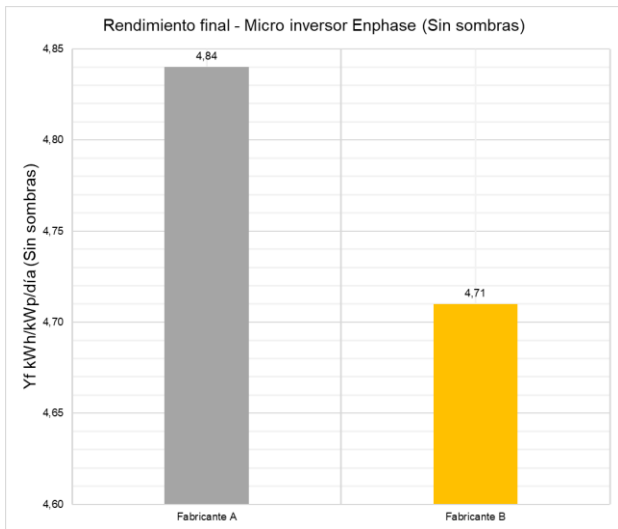
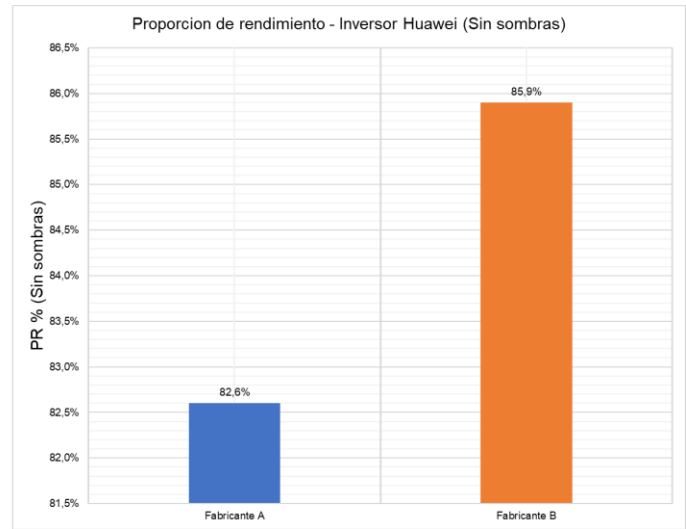
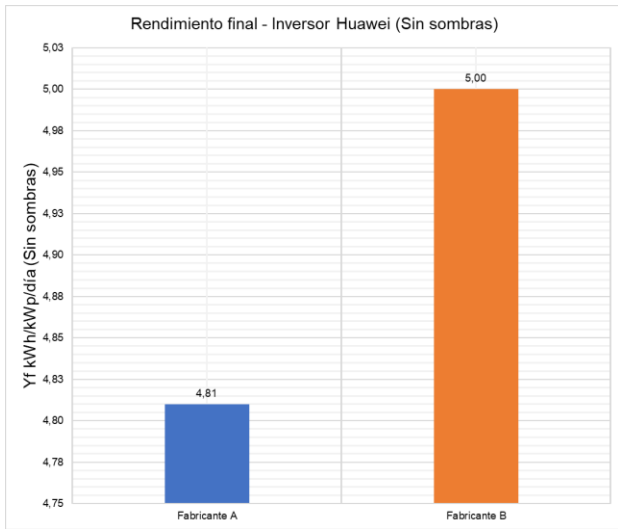
ITEM	ARCHIVO PRINCIPAL	MODULO FV	VARIANTE	DISTRIBUCION	CELULA	POTENCIA MODULO	CANTIDAD CELULAS	TIPO CELULA	MODELO SOMBRAS	POSICION MODULO	TIPO INVERSOR	TIPO ESCENA 3D	COMENTARIOS
1	TFM-SFRC-500K	Fabricante B	VE2	HC - Half Cell	PERC	410 W	144	N	type3DLayout	Landscape	Optimizador Solar Edge S1000 + Inversor Solar Edge TL SE30K-EU-APAC/AUS (400 V) - 30 kW 750 V	-	3D Nave Industrial - No objetos de sombreado.
2			VE1									ObjectShades	3D con todos los elementos que generan sombra.
3			VE3									TorresEnergia	3D solo tiene modelo de torres de energía.
4			VE4									Chimeny	3D solo tiene modelo de chimenea en techo.
5			VE5									Silo	3D solo tiene el modelo de silo.
6			VE6									Trees1	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
7			VE7									Trees2	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
8			VEP									Silo 2	3D solo tiene modelo de silo.

B.12 – Tabla de variantes de simulación PVsyst fabricante B con optimizador e inversor Solar Edge en orientación portrait

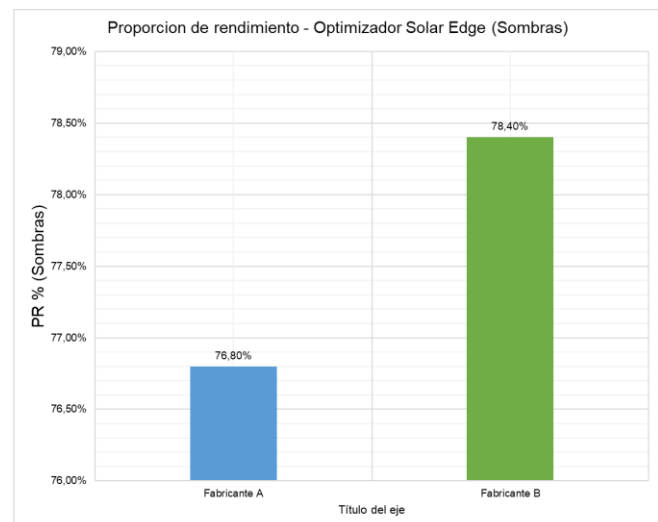
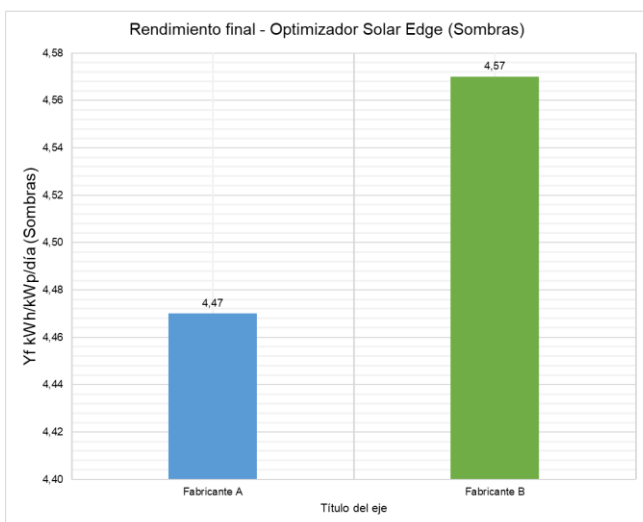
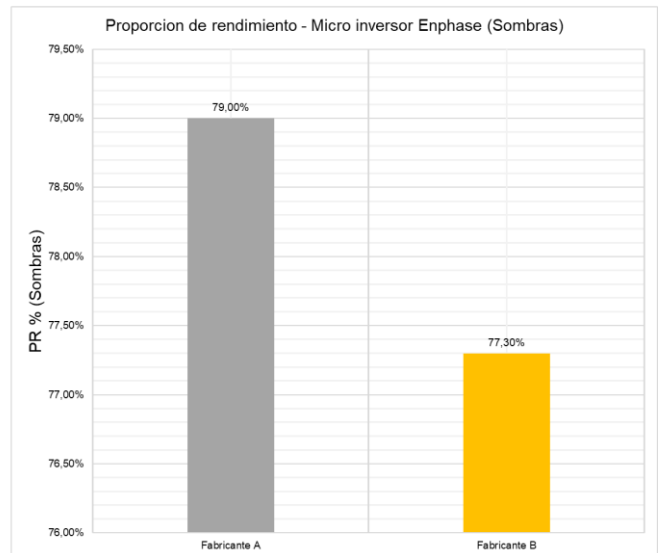
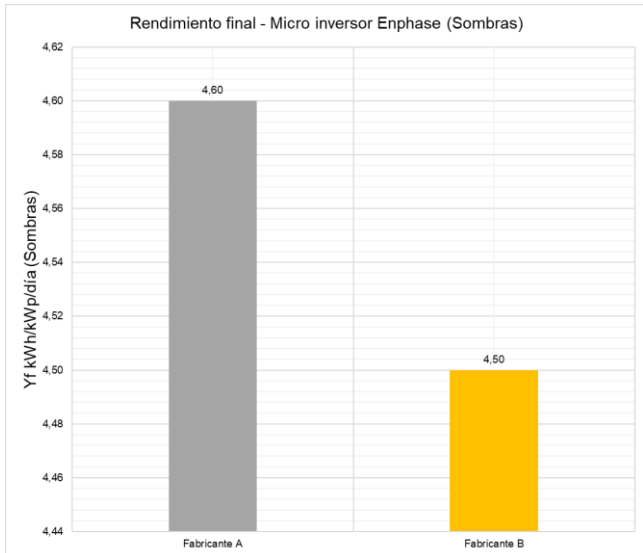
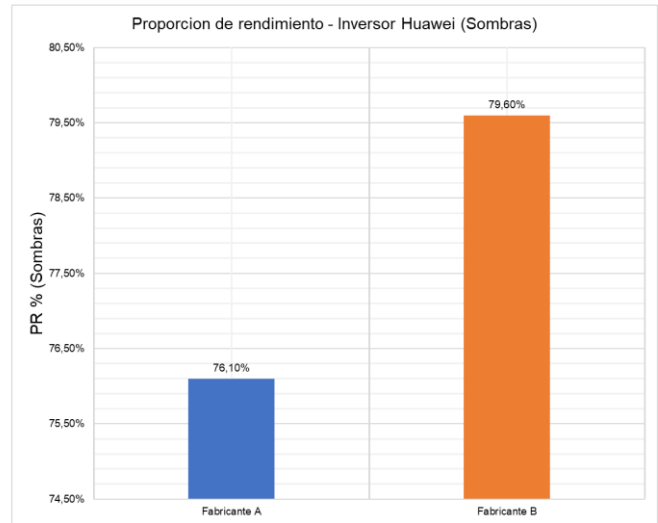
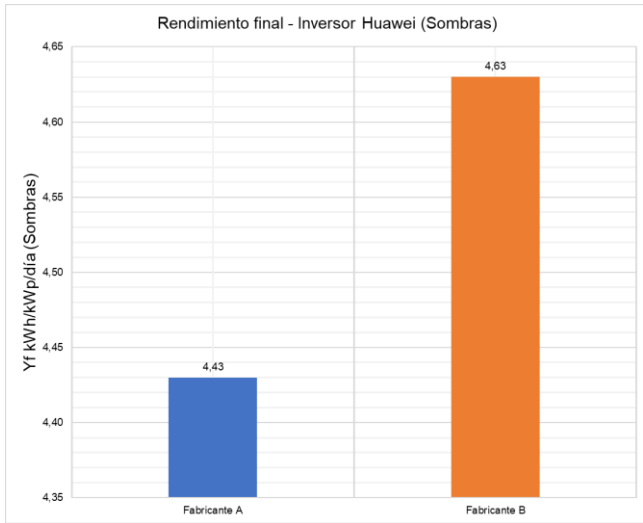
ITEM	ARCHIVO PRINCIPAL	MODULO FV	VARIANTE	DISTRIBUCION	CELULA	POTENCIA MODULO	CANTIDAD CELULAS	TIPO CELULA	MODELO SOMBRAS	POSICION MODULO	TIPO INVERSOR	TIPO ESCENA 3D	COMENTARIOS
1	TFM-SFRC-500K	Fabricante B	VE9	HC - Half Cell	PERC	410 W	144	N	type3DLayout	Portrait	Optimizador Solar Edge S1000 + Inversor Solar Edge TL SE30K-EU-APAC/AUS (400 V) - 30 kW 750 V	-	3D Nave Industrial - No objetos de sombreado.
2			VE8									ObjectShades	3D con todos los elementos que generan sombra.
3			VEA									TorresEnergia	3D solo tiene modelo de torres de energía.
4			VEB									Chimeny	3D solo tiene modelo de chimenea en techo.
5			VEC									Silo	3D solo tiene el modelo de silo.
6			VED									Trees1	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
7			VEE									Trees2	3D solo tiene modelo de un forma de árboles.
8			VEQ									Silo 2	3D solo tiene modelo de silo.



C.1 - Indicador de bondad Yield final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación landscape sin sombras

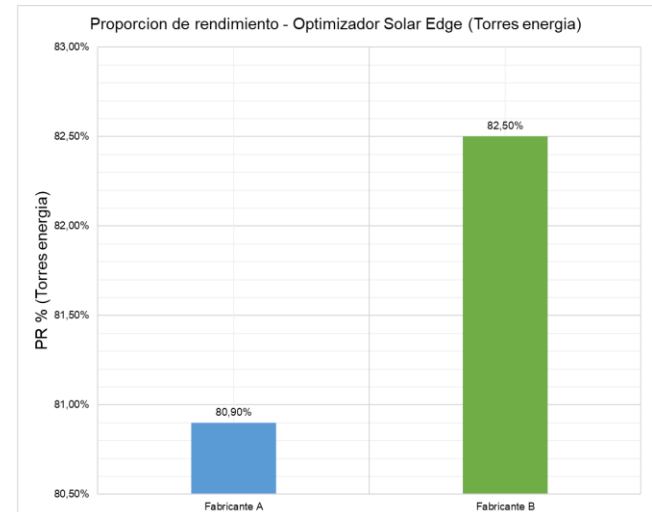
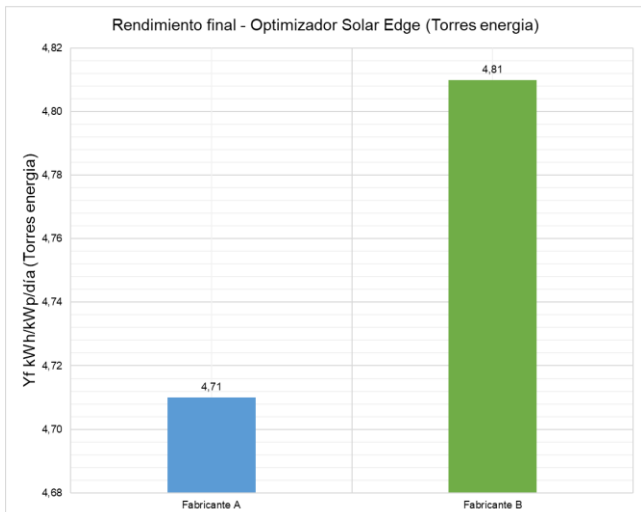
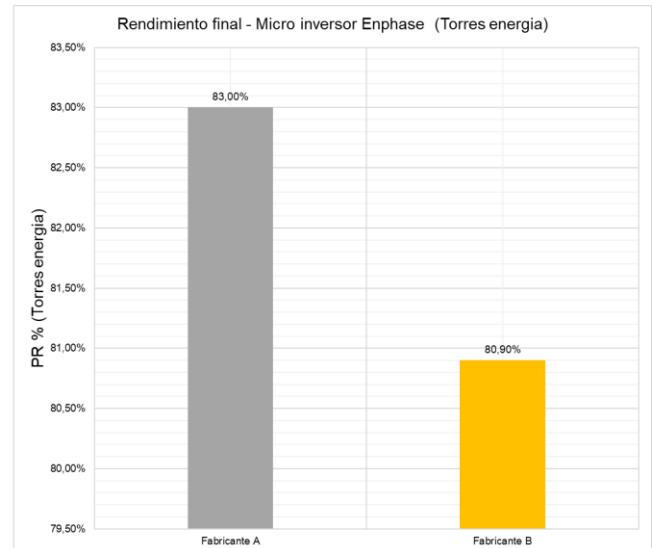
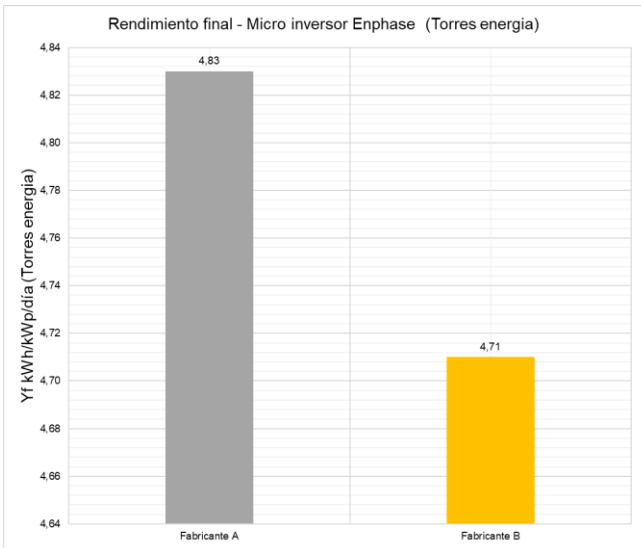
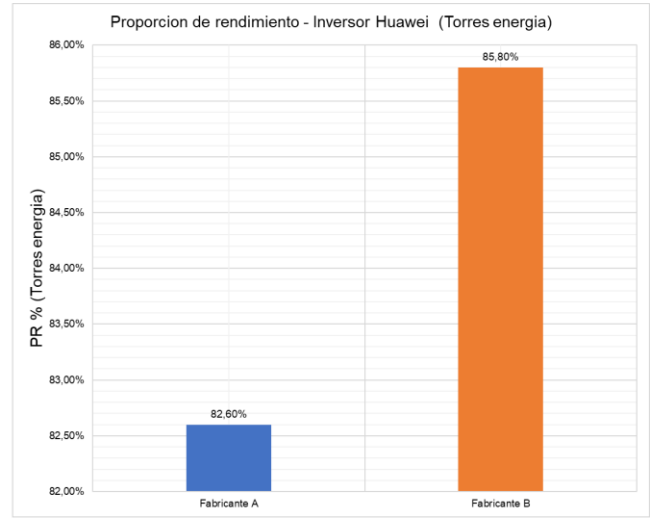
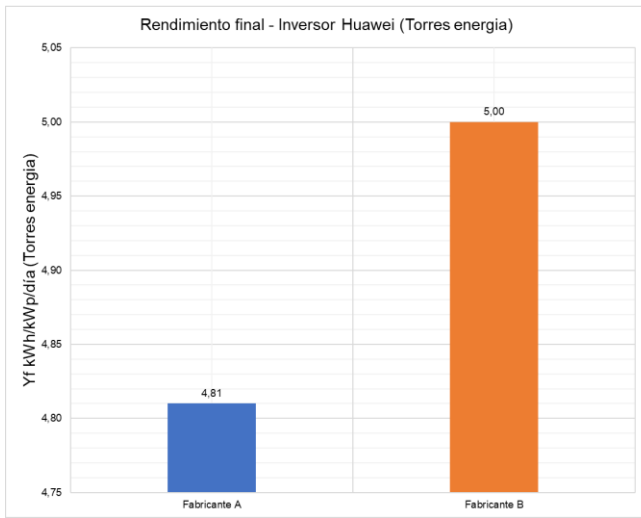


C.2 - Indicador de bondad Yield final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación landscape sombras

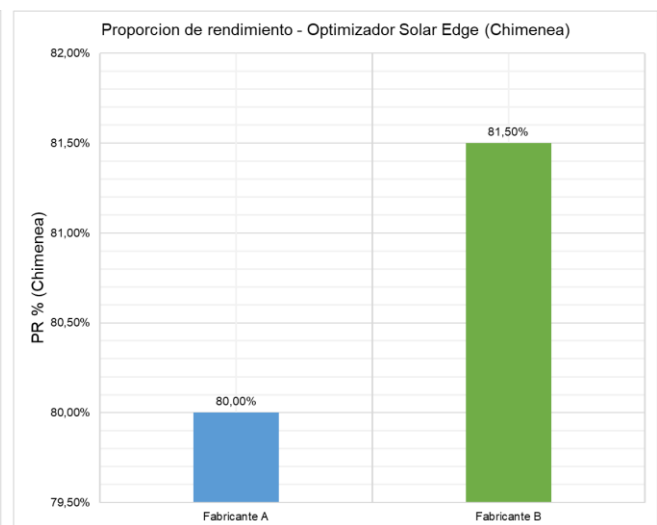
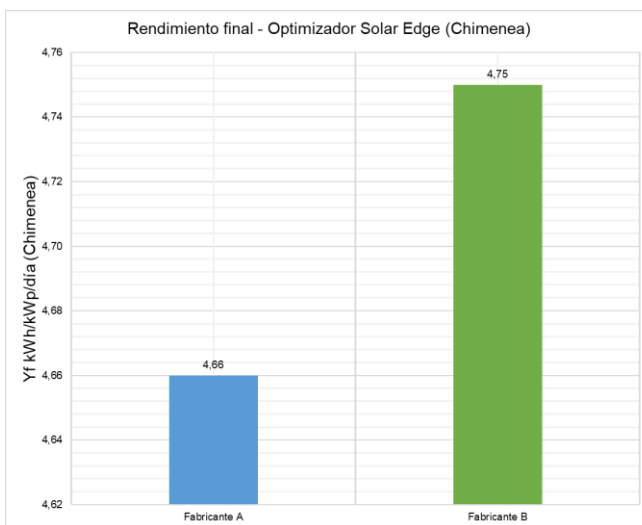
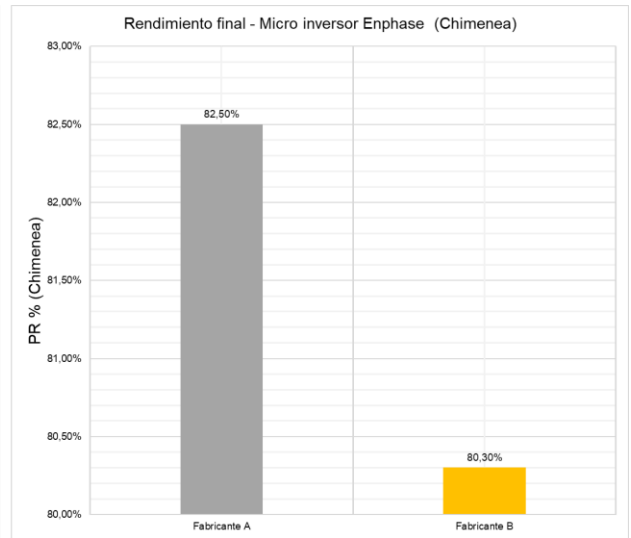
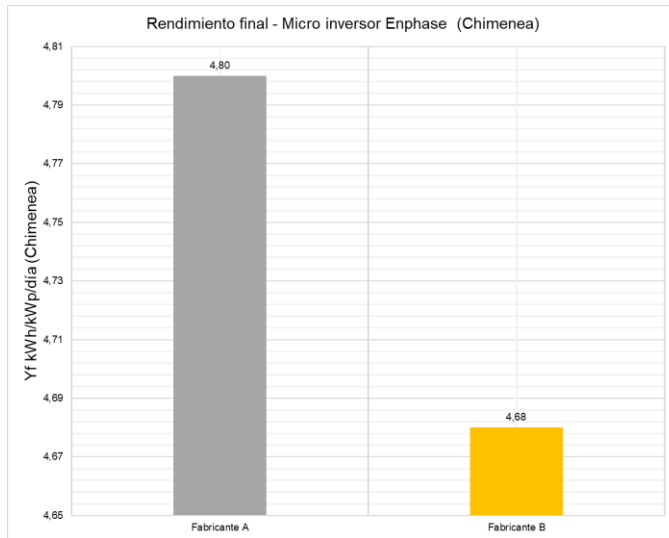
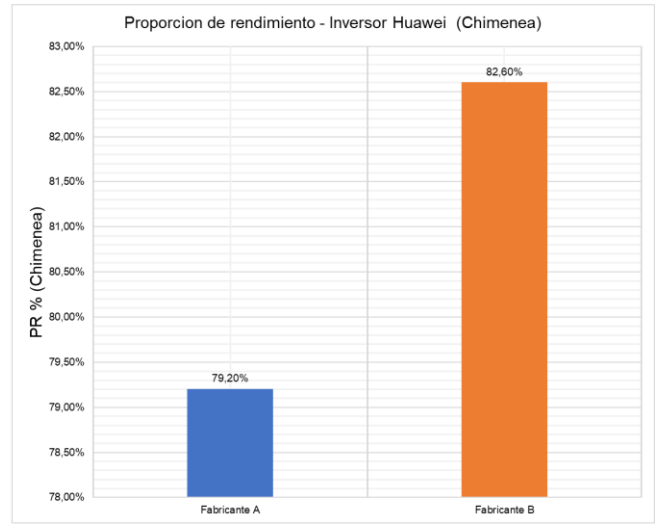
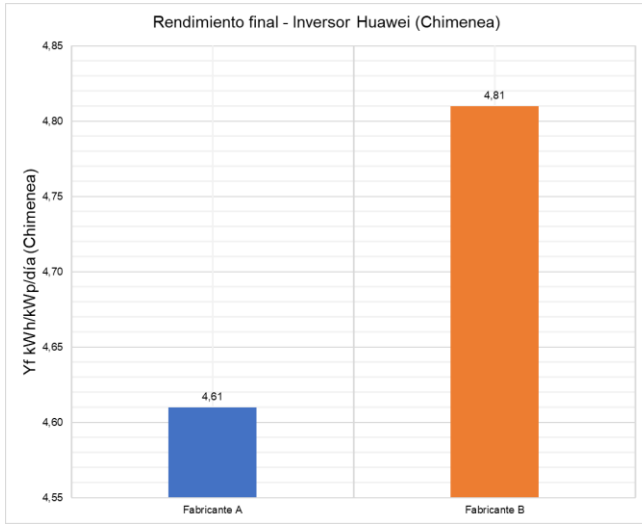




C.3 - Indicador de bondad Yield final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación landscape torres energía

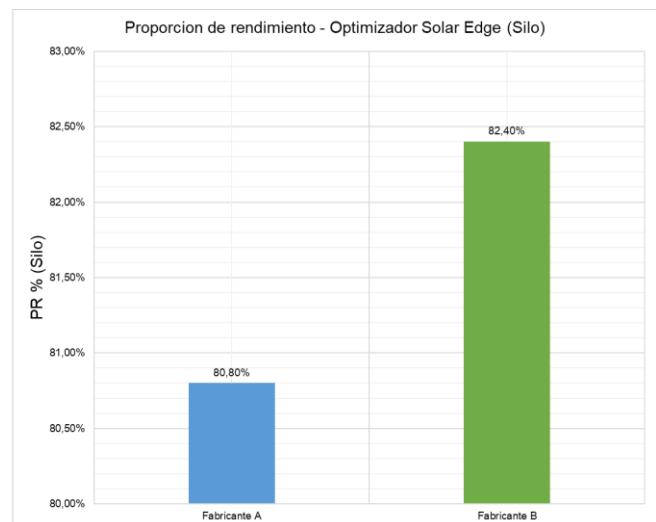
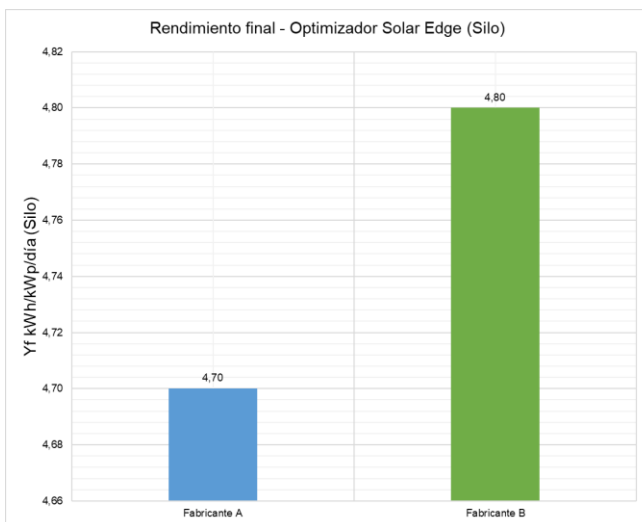
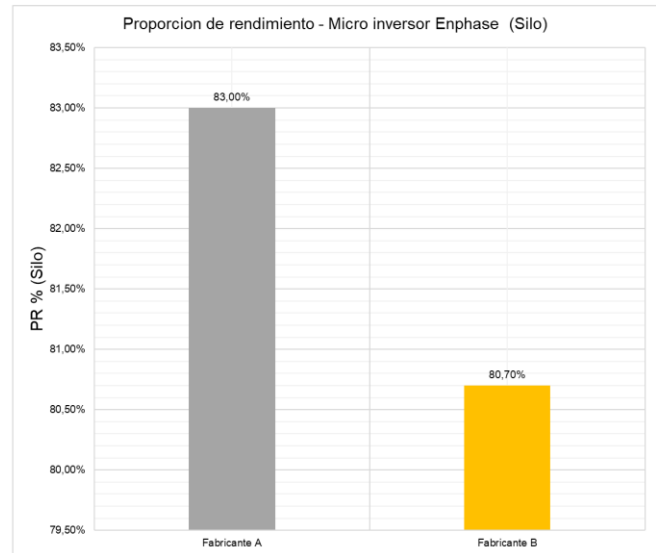
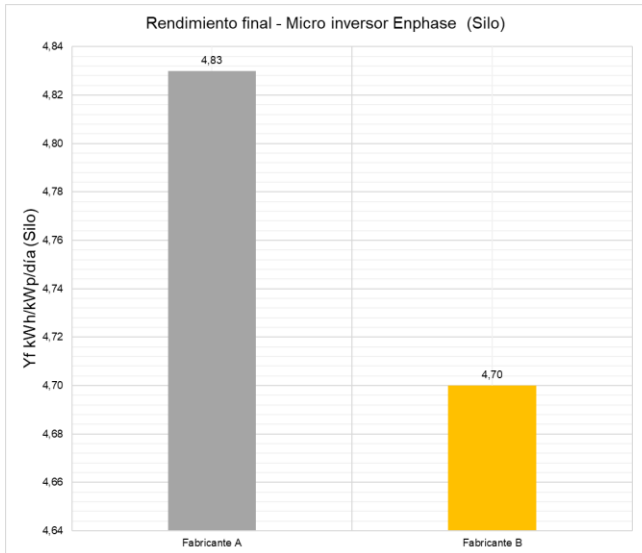
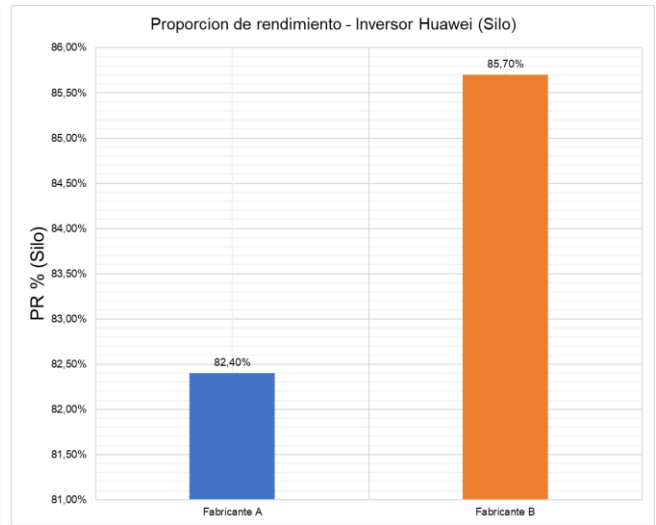
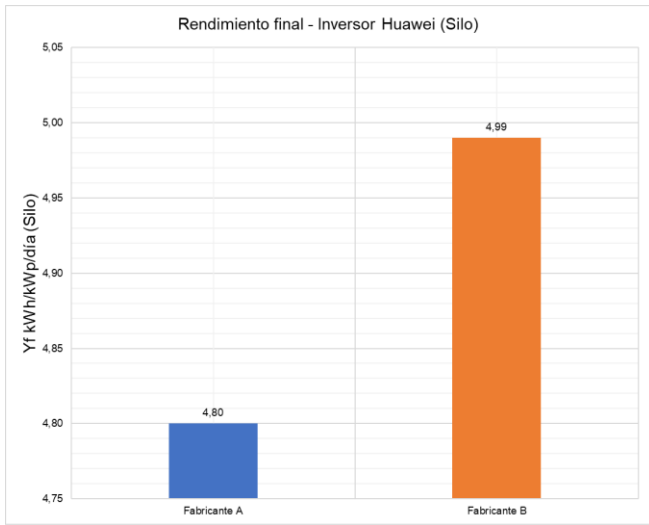


C.4 - Indicador de bondad Yield final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación landscape chimenea



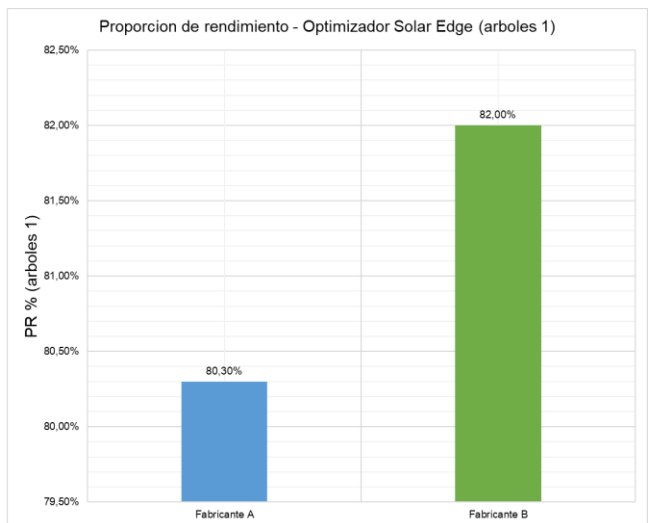
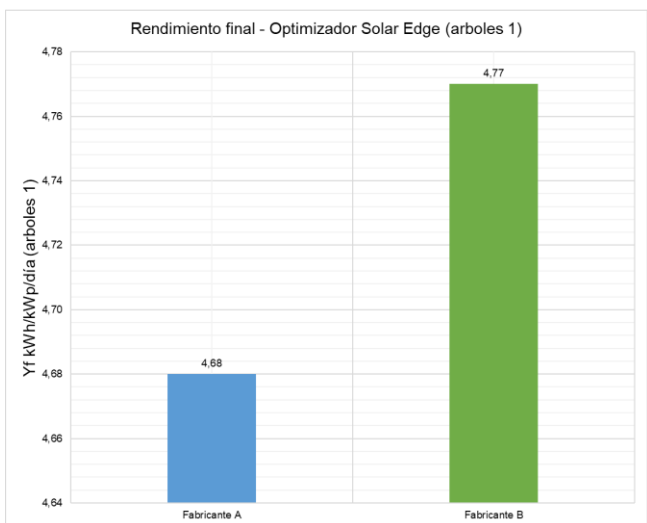
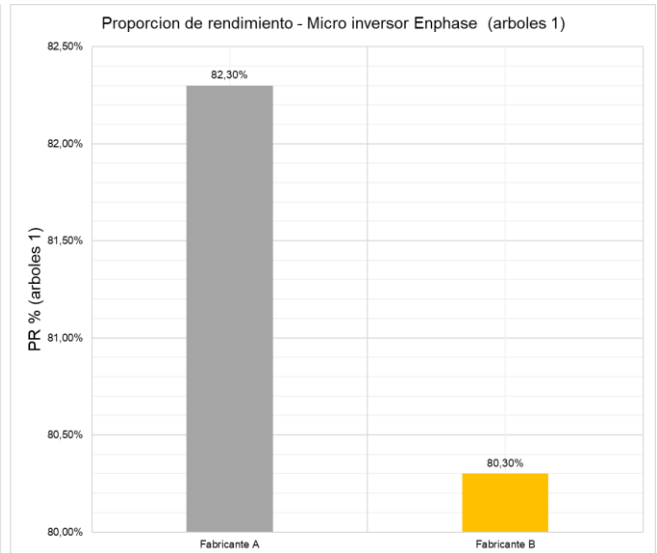
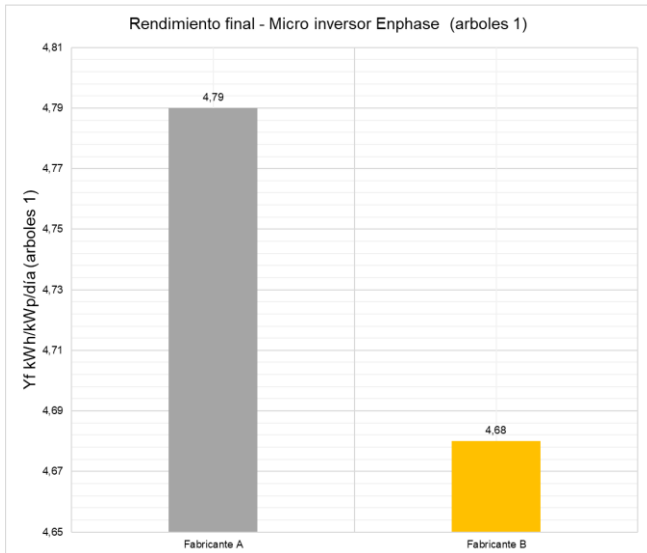
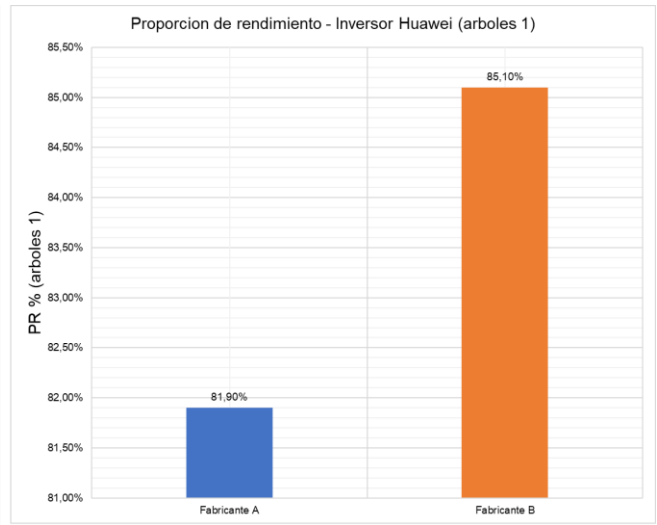
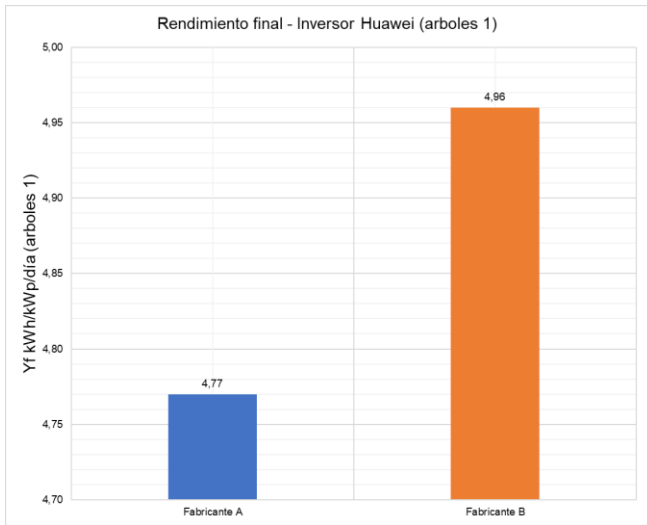


C.5 - Indicador de bondad Yield final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación landscape silo

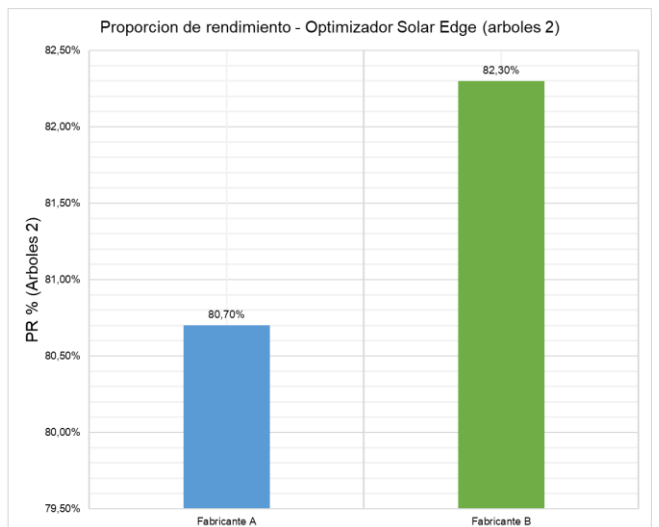
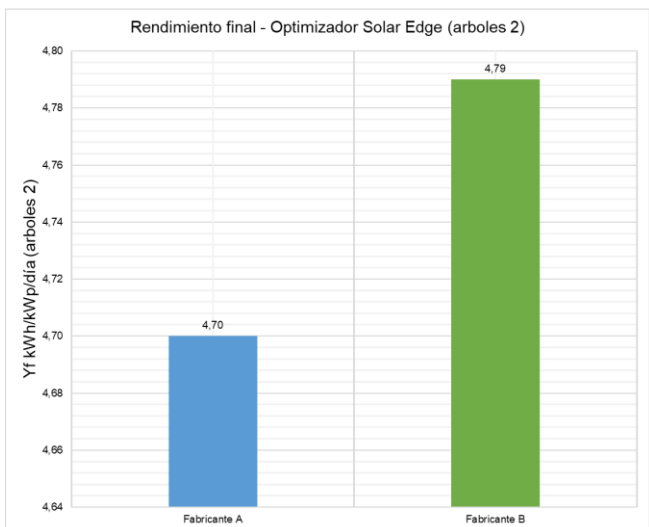
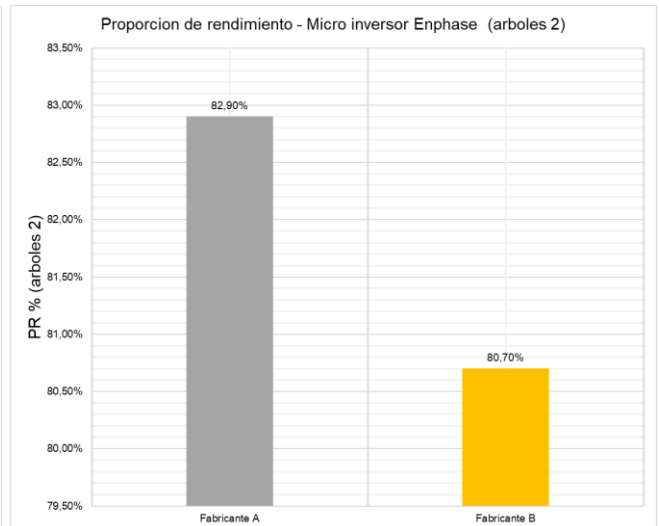
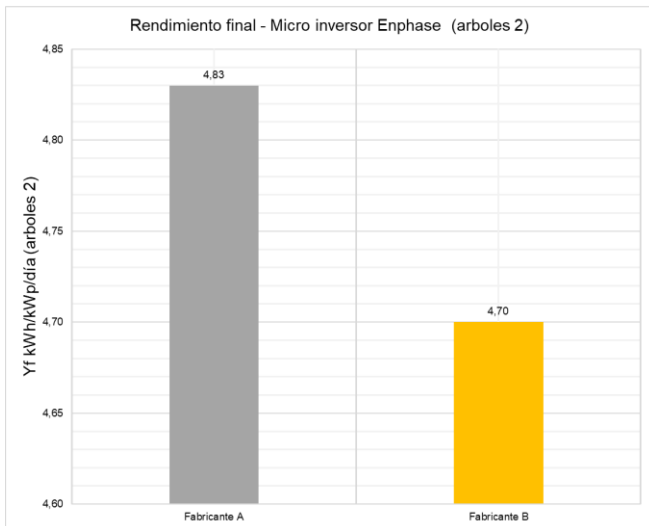
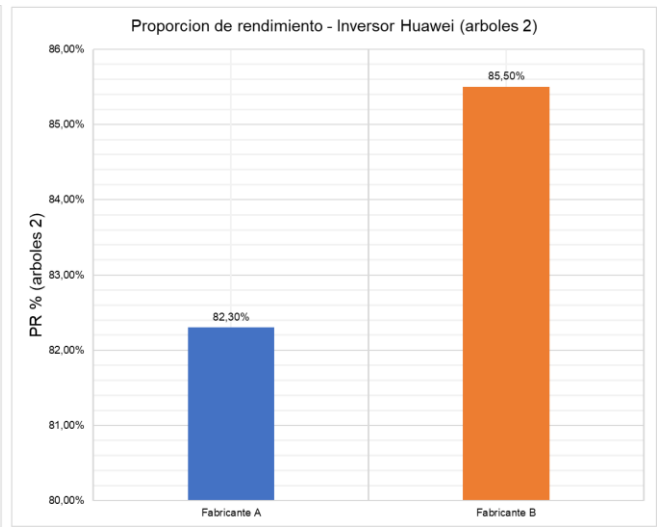
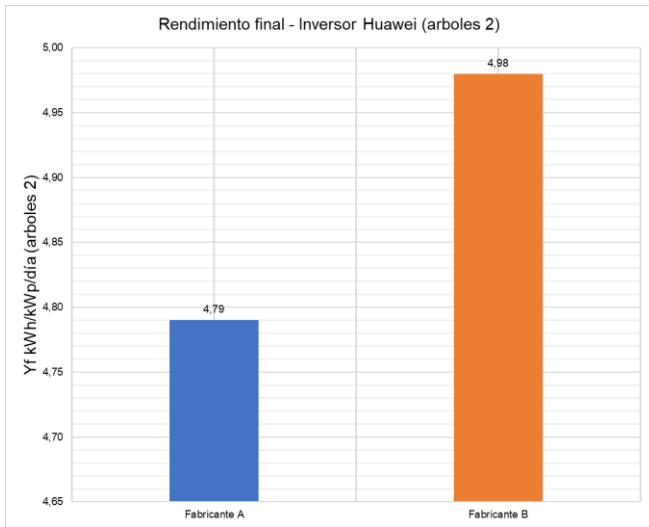




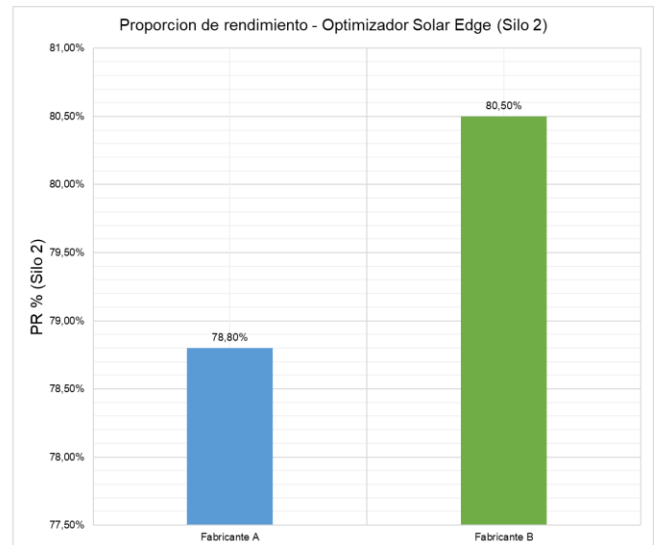
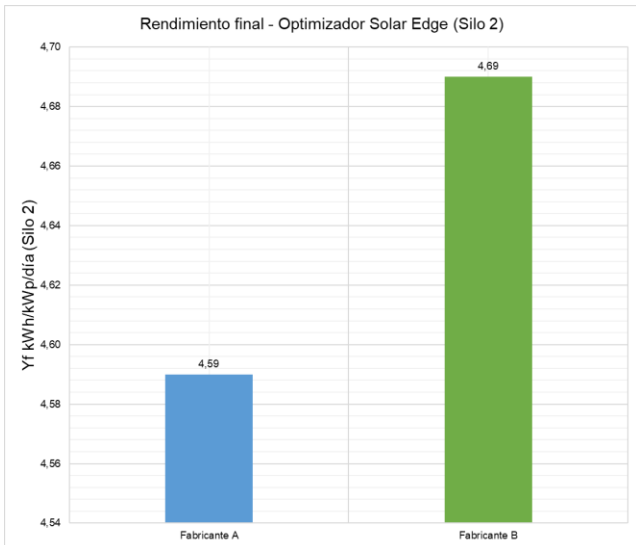
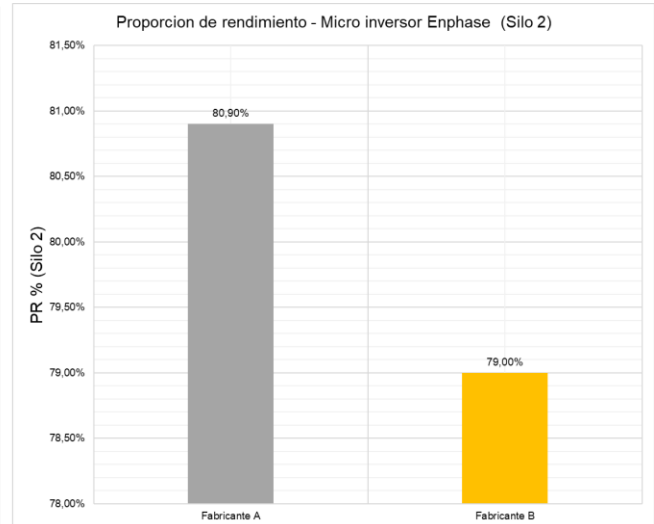
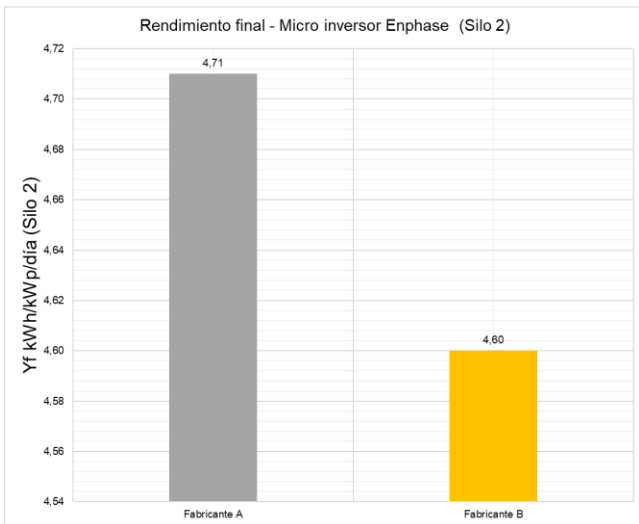
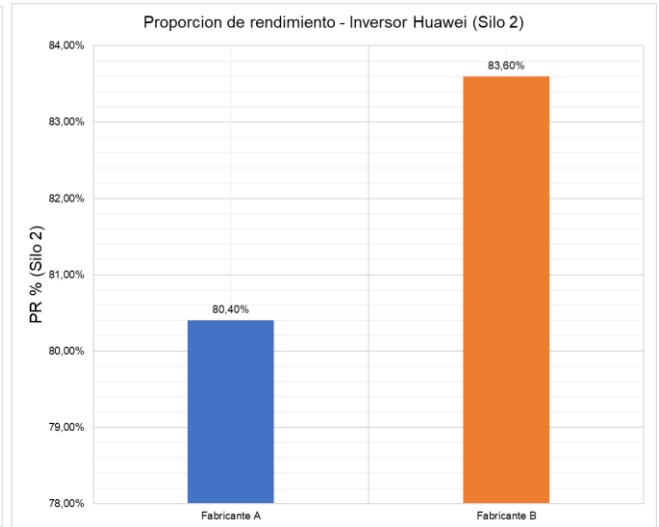
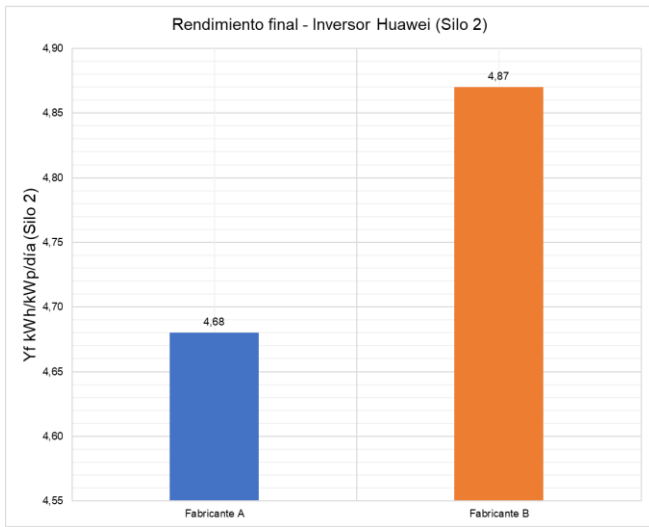
C.6 - Indicador de bondad Yield final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación landscape árboles 1



C.7 - Indicador de bondad Yield final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación landscape árboles 2

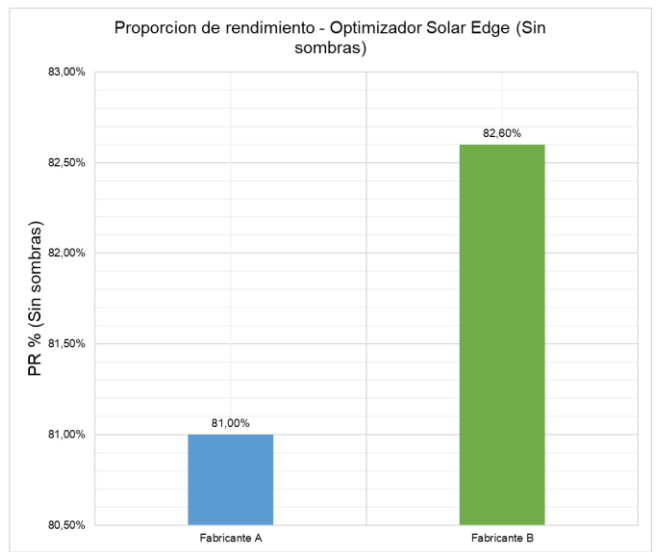
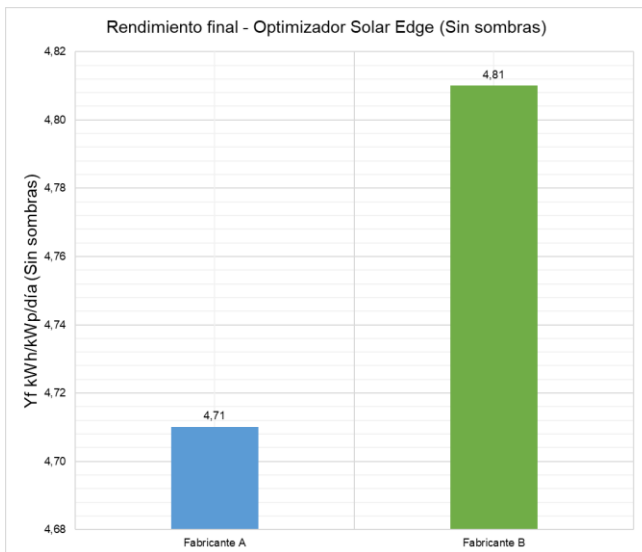
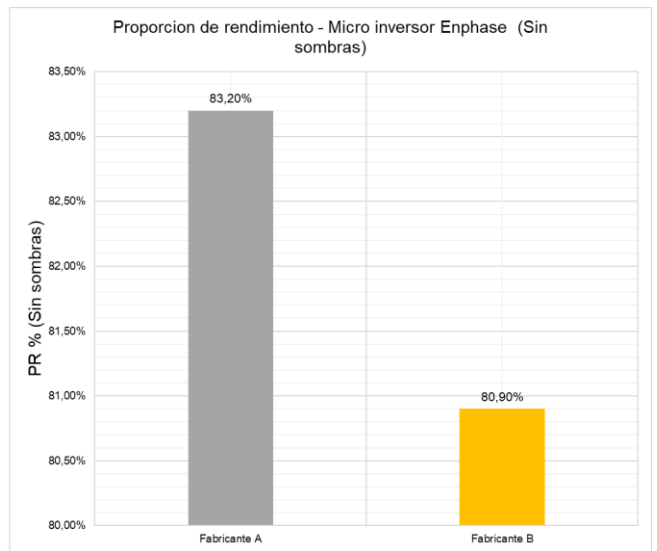
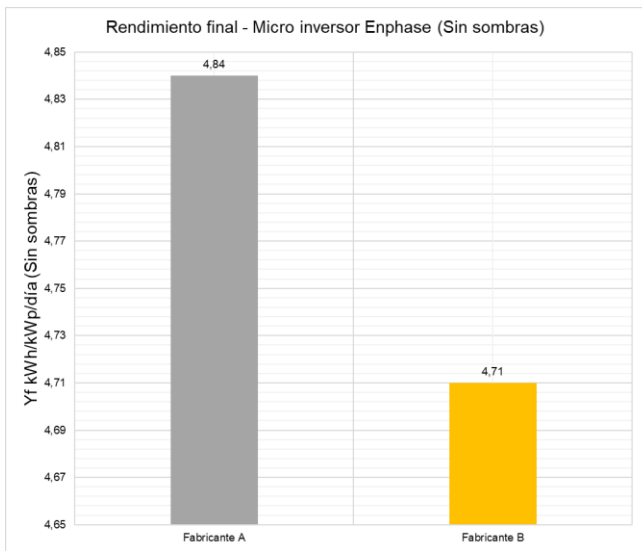
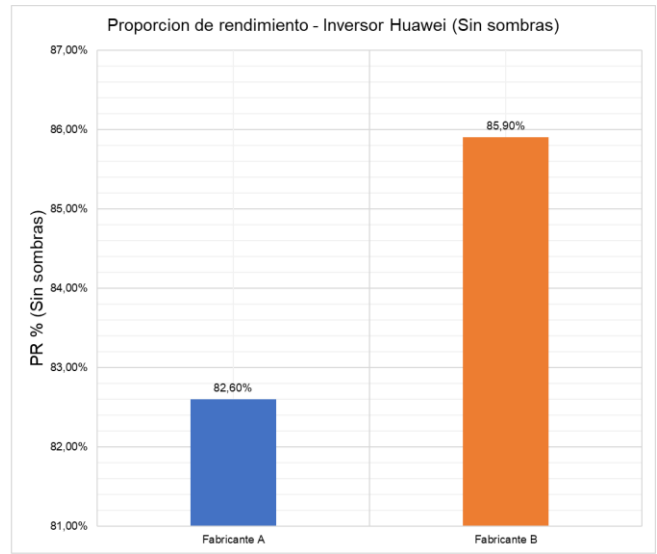
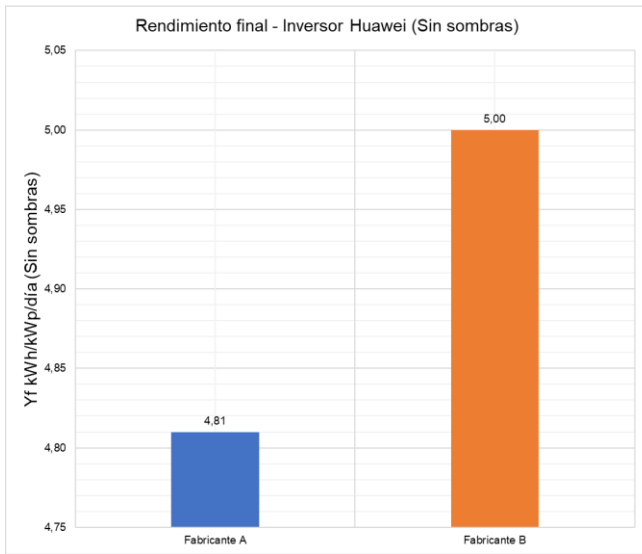


C.8 - Indicador de bondad Yield final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación landscape silo 2

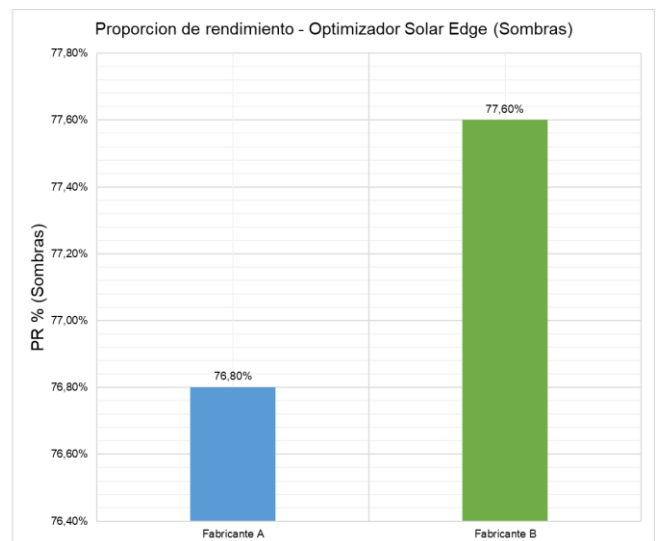
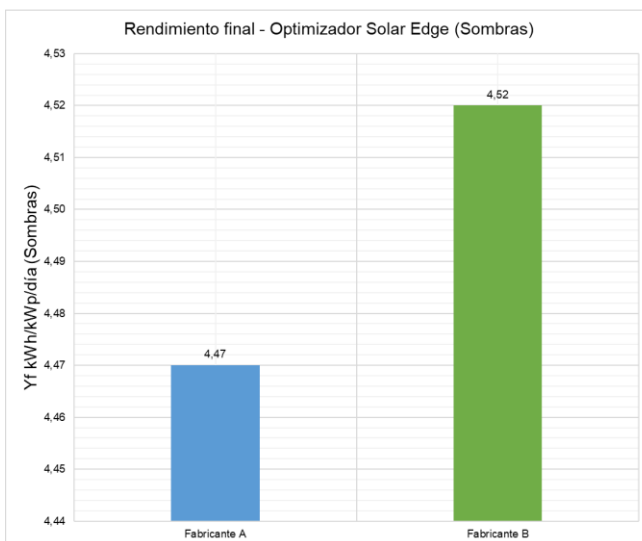
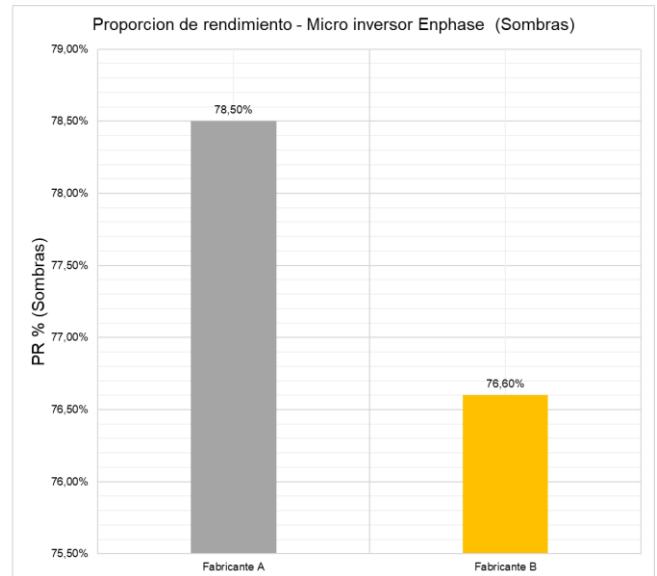
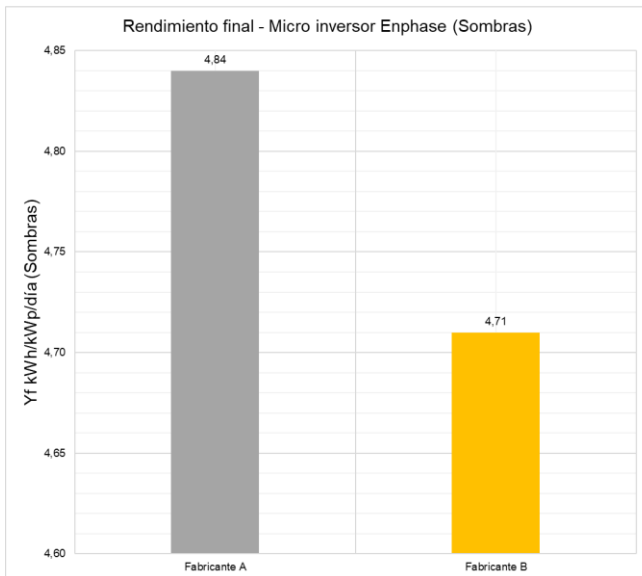
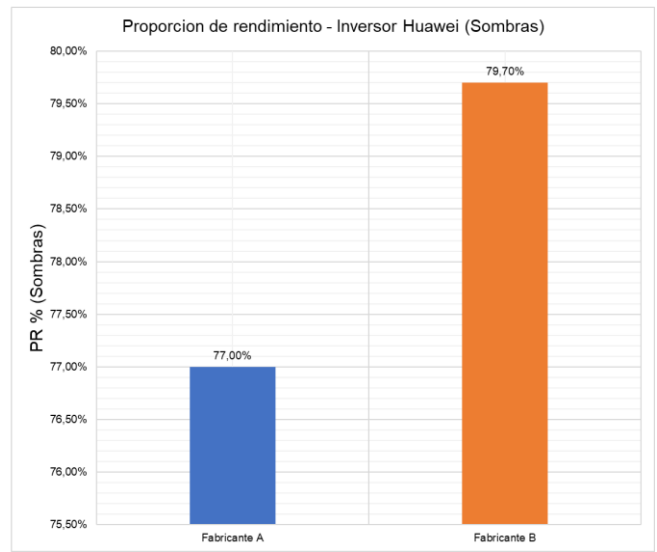
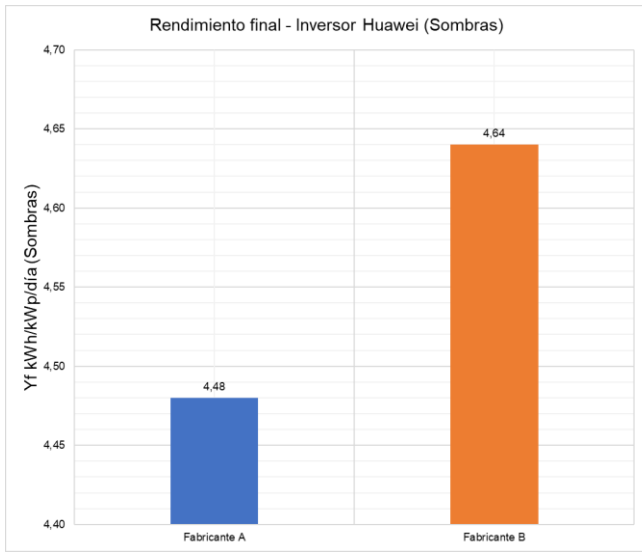




D.1 - Indicador de bondad Yield final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación portrait sin sombra

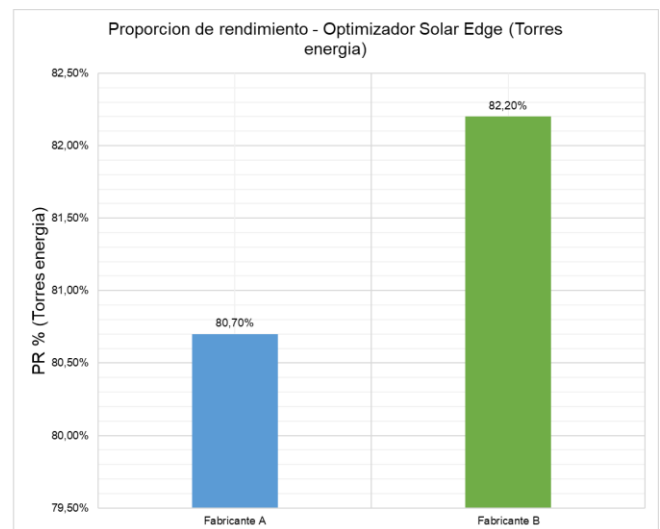
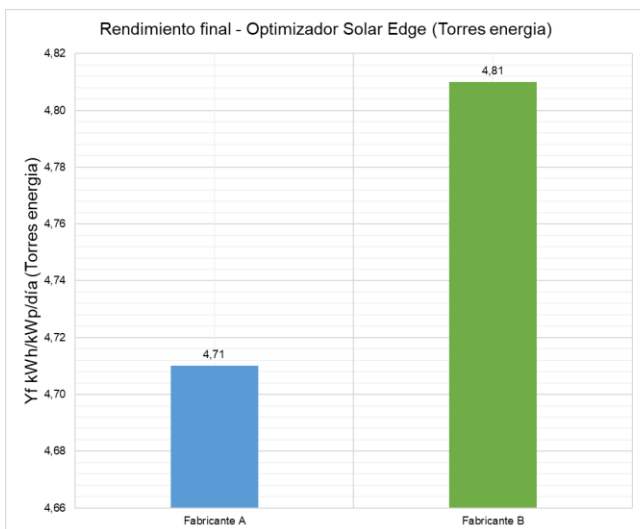
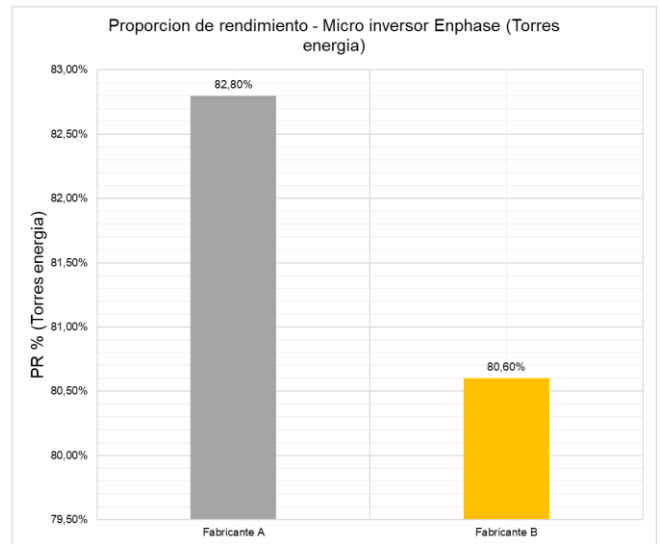
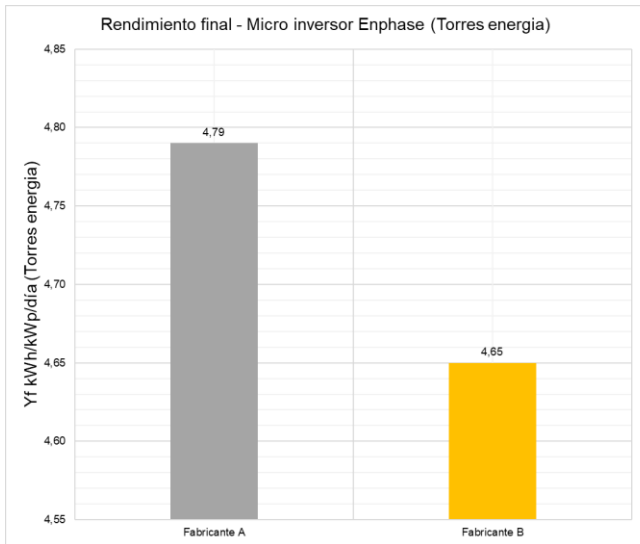
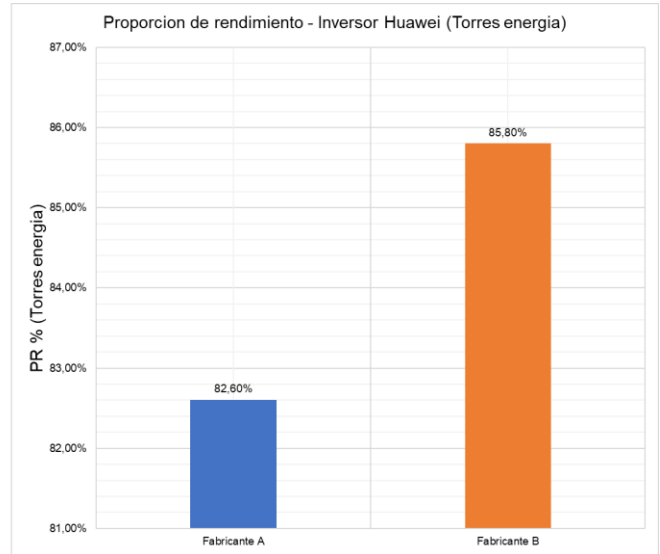
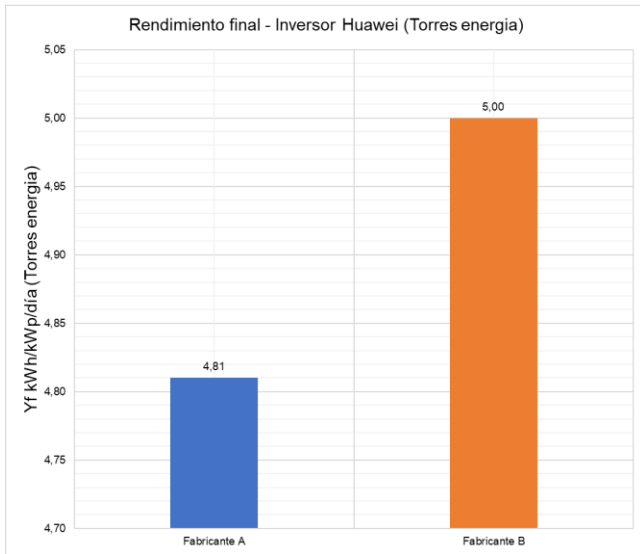


D.2 - Indicador de bondad Yield final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación portrait con sombra

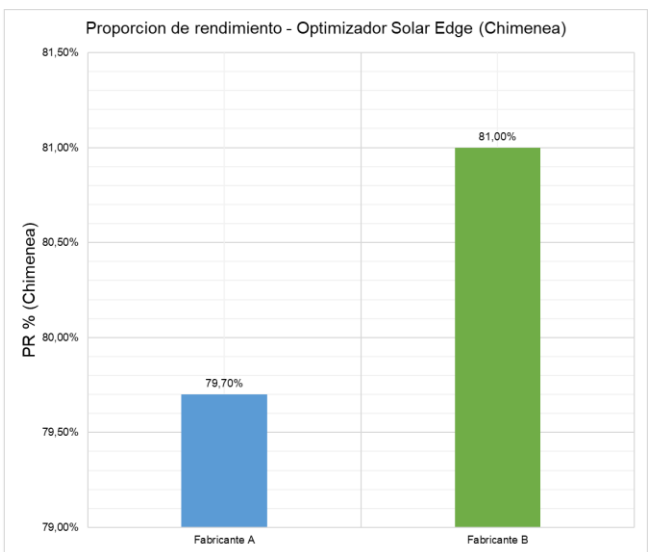
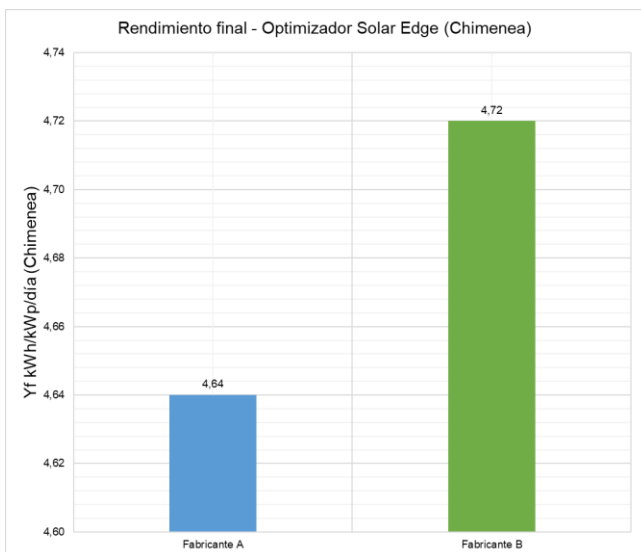
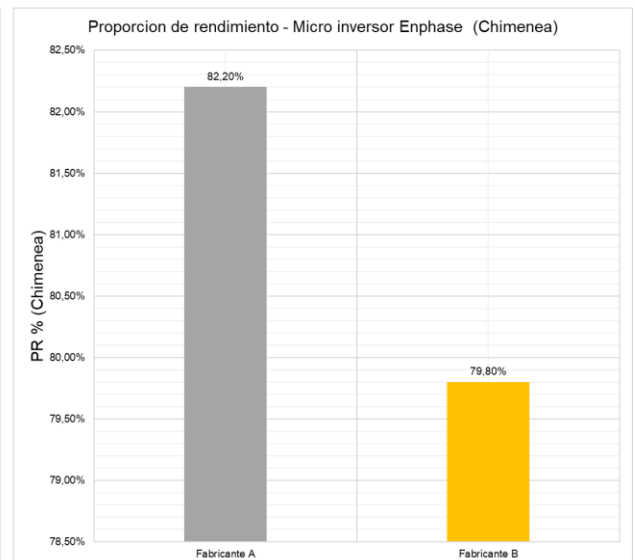
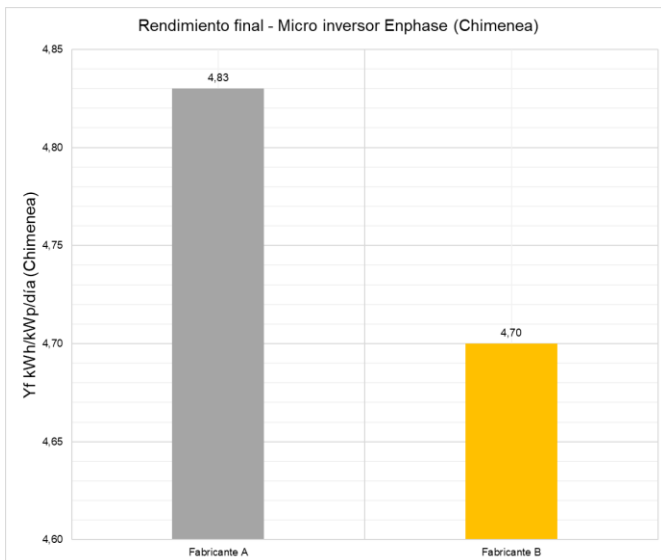
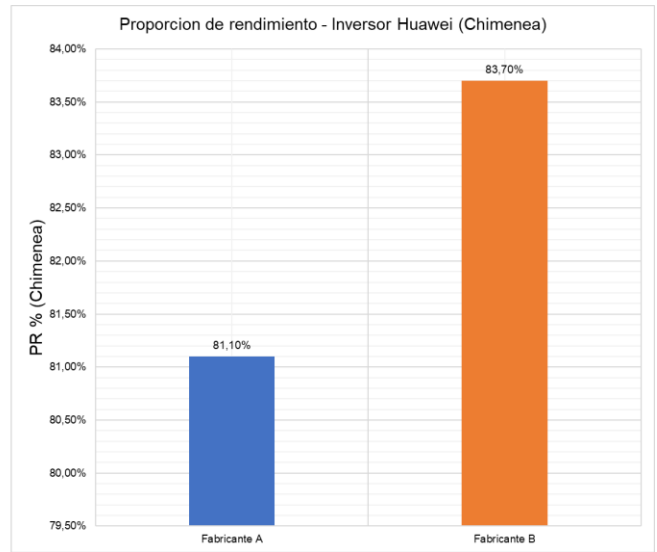
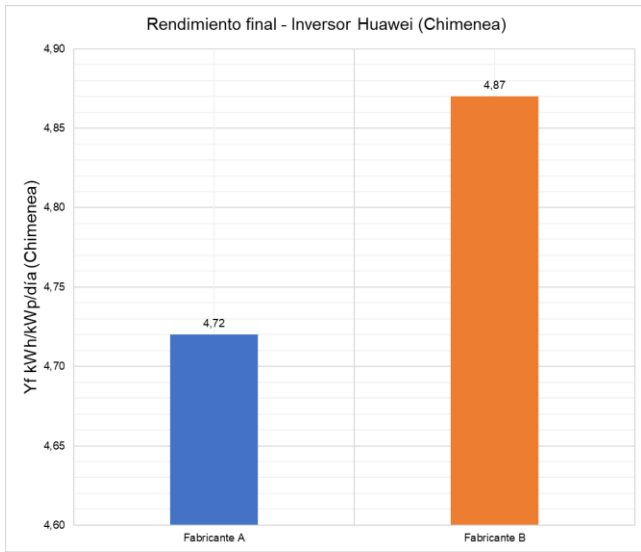




D.3 - Indicador de bondad Yield final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación portrait torres energía

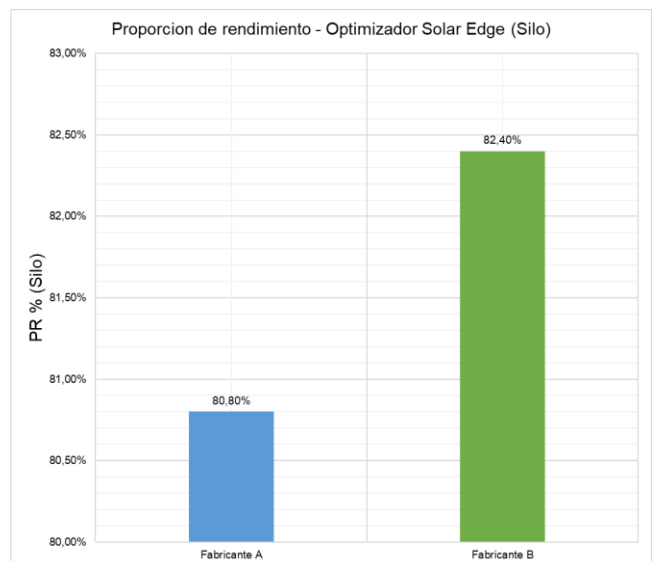
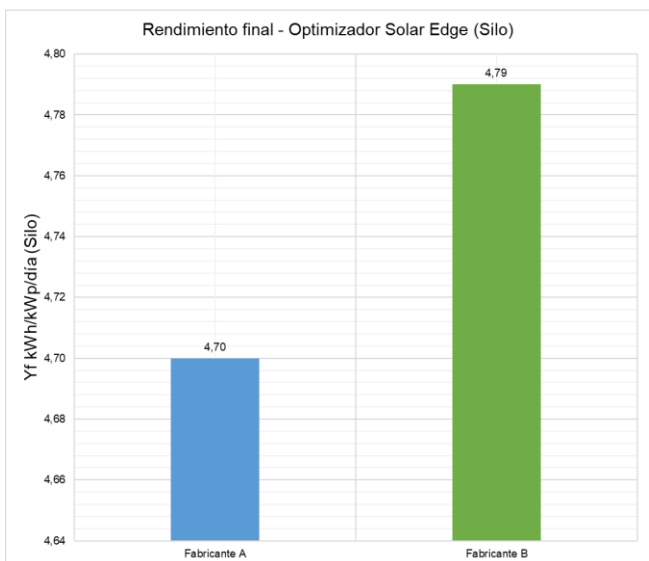
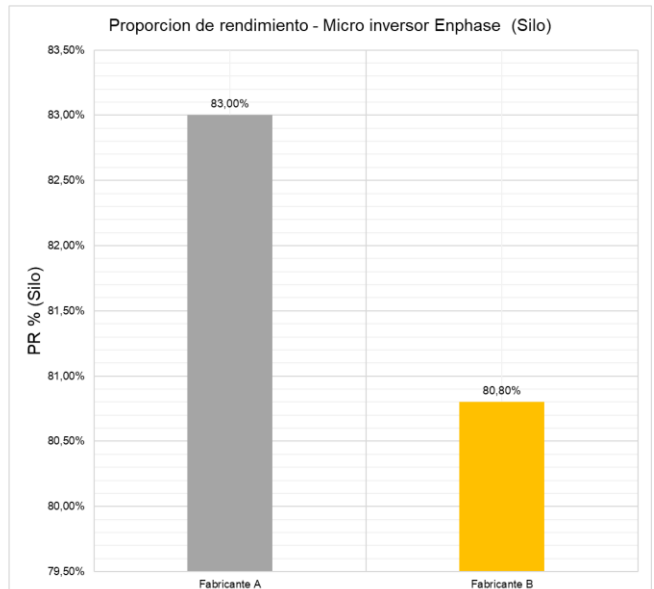
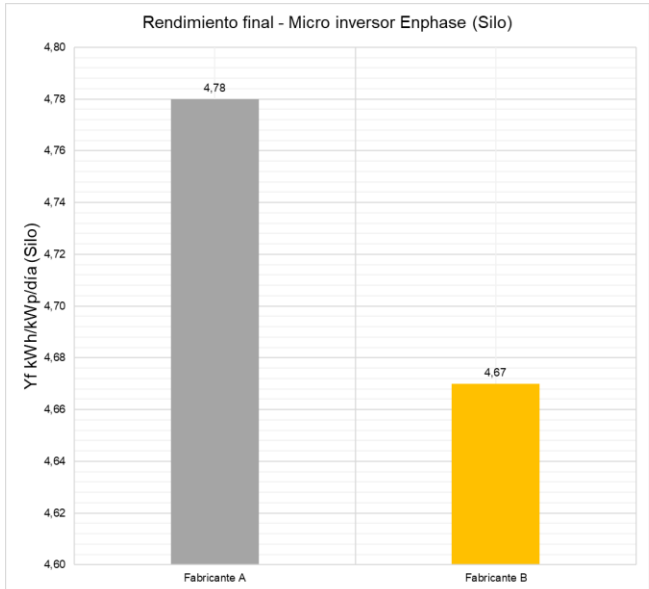
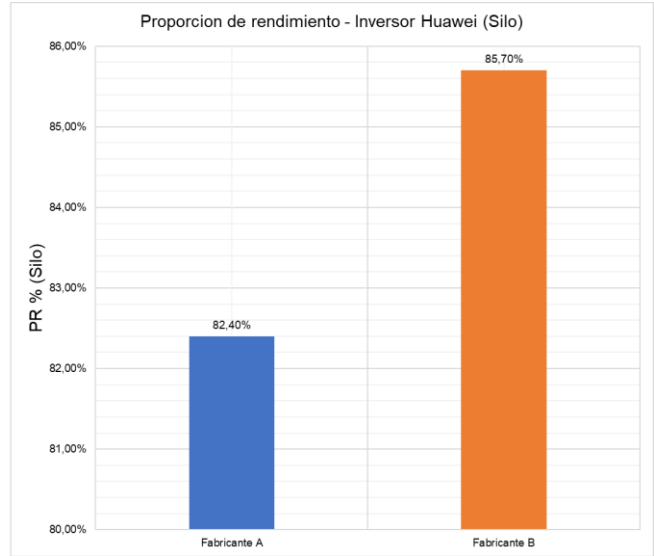
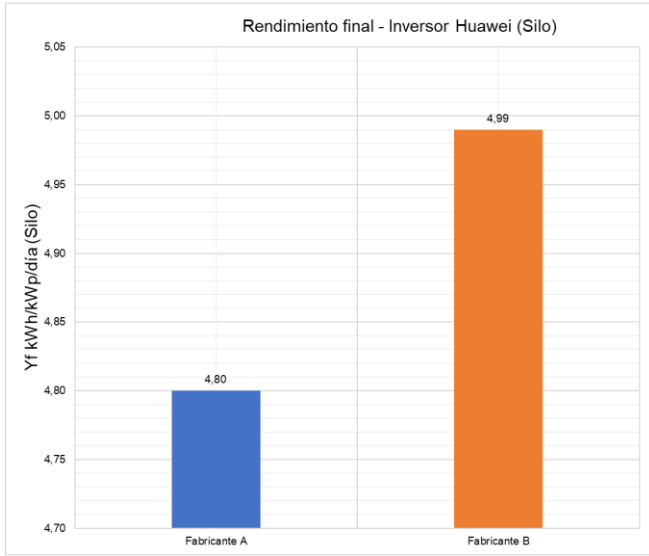


D.4 - Indicador de bondad Yield final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación portrait chimenea



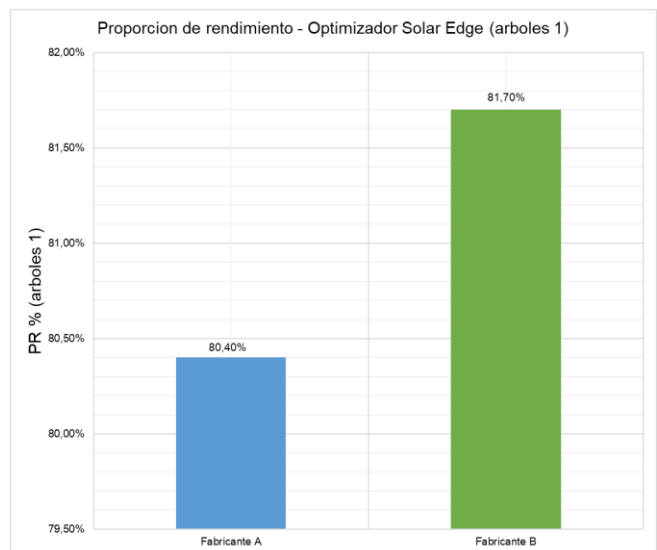
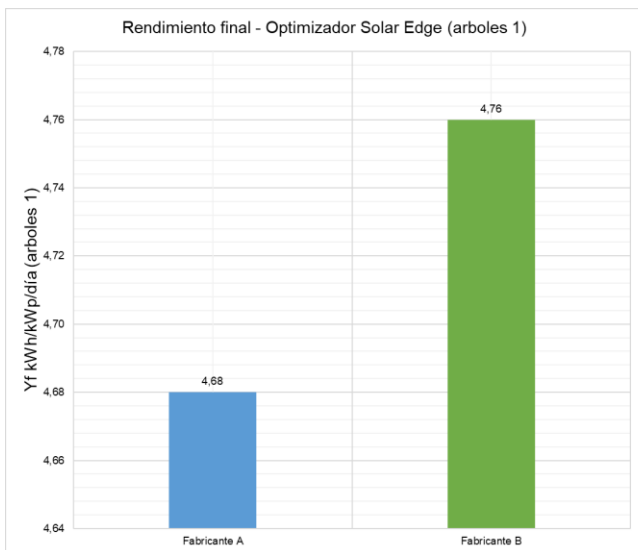
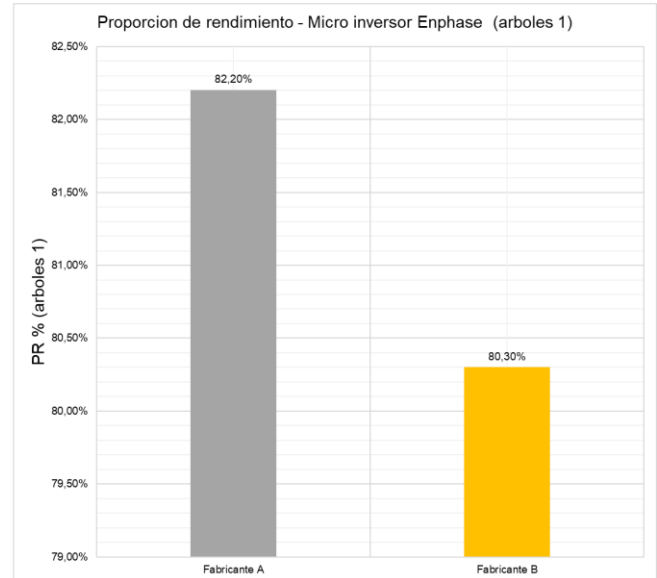
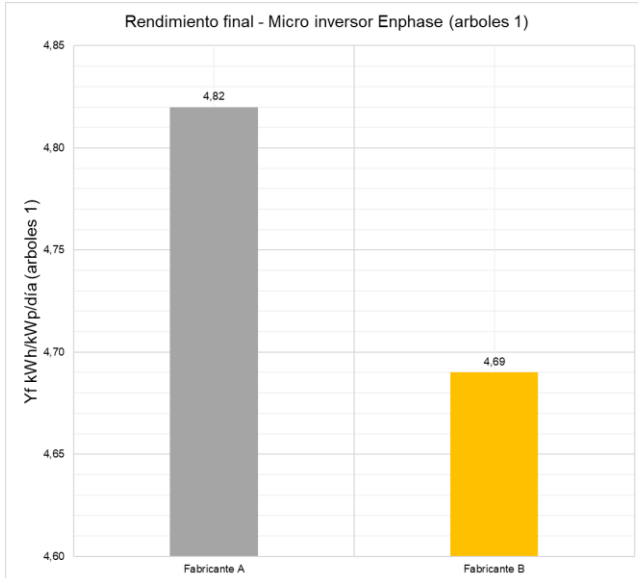
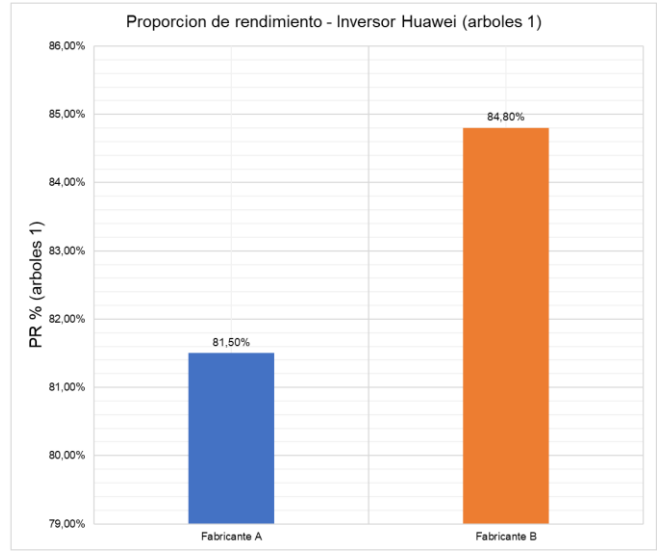
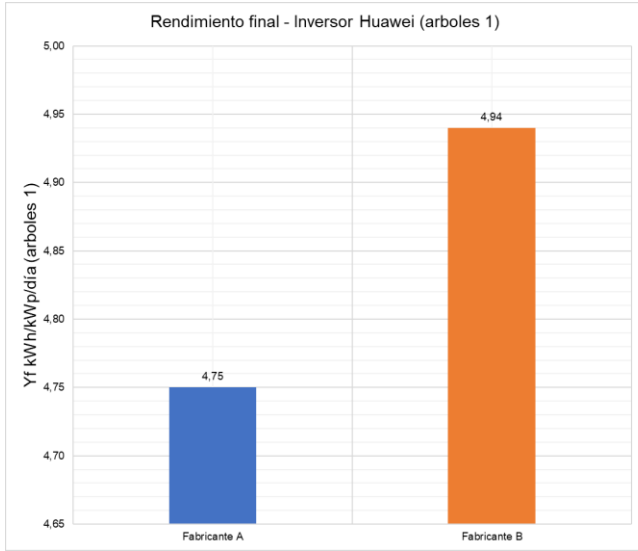


D.5 - Indicador de bondad Yield final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación portrait silo

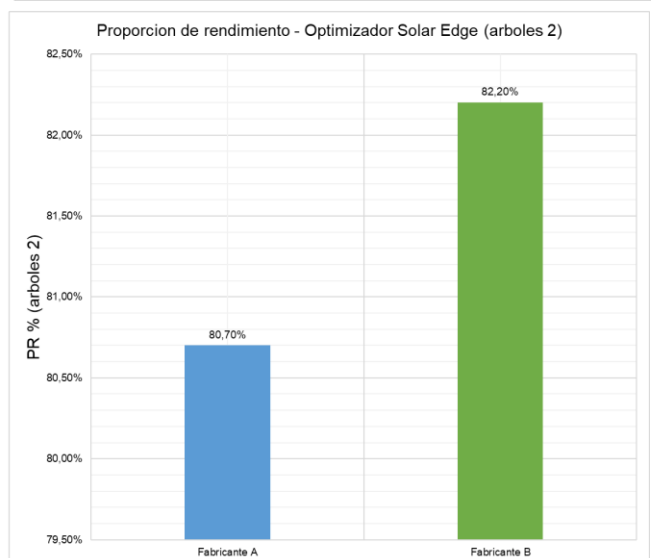
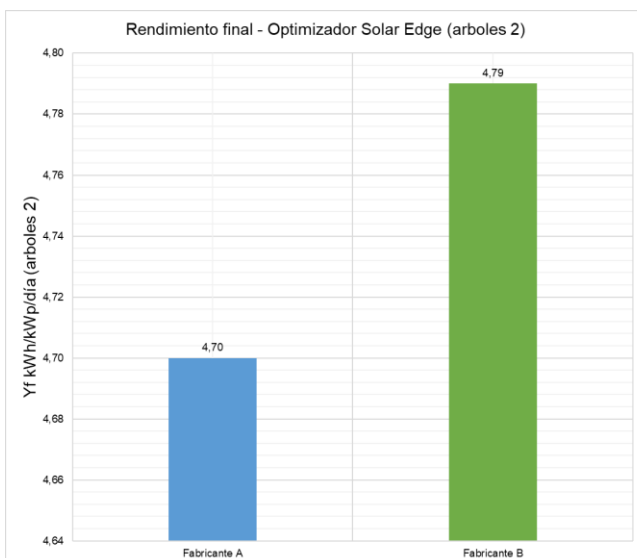
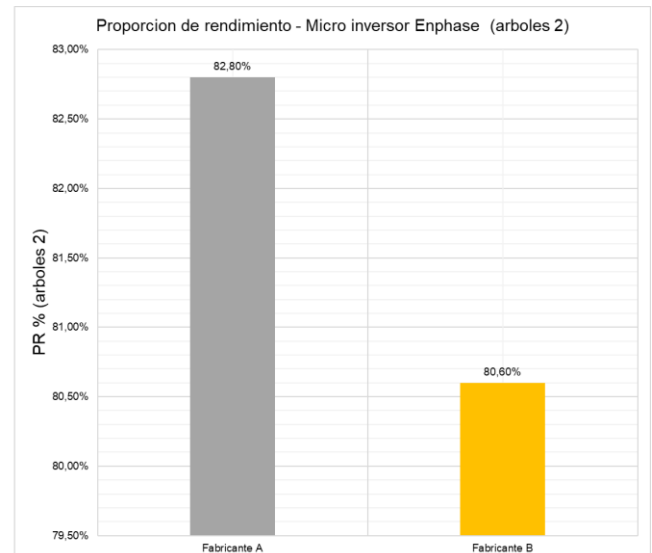
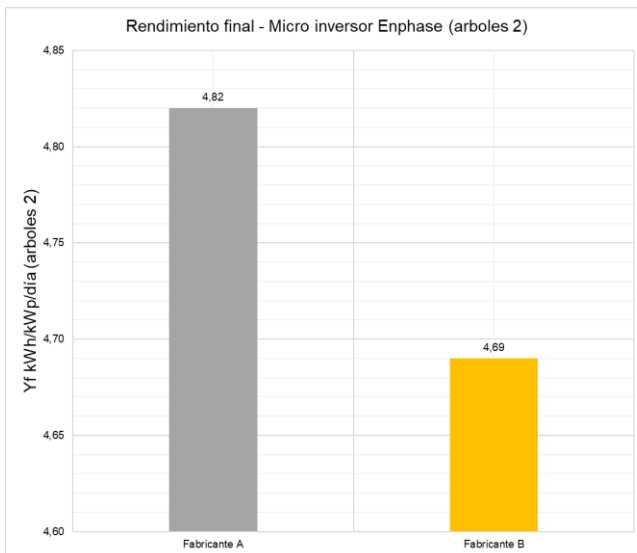
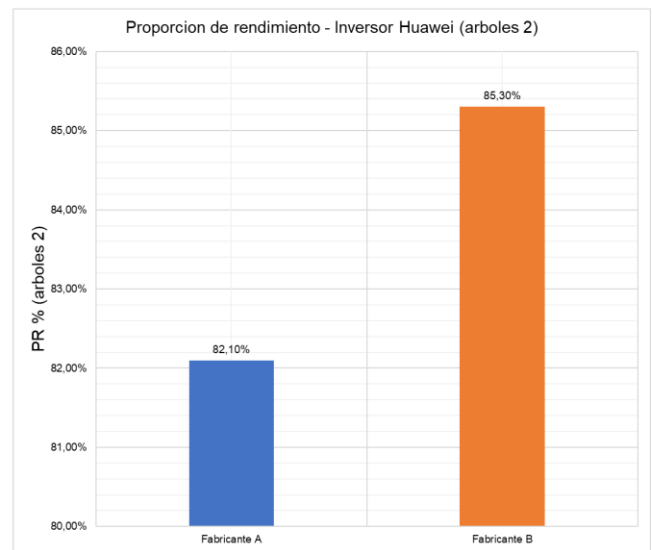
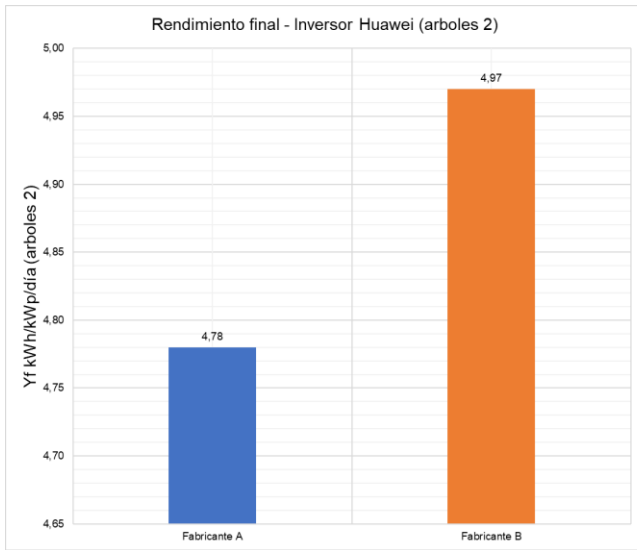




D.6 - Indicador de bondad Yield final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación portrait árboles 1

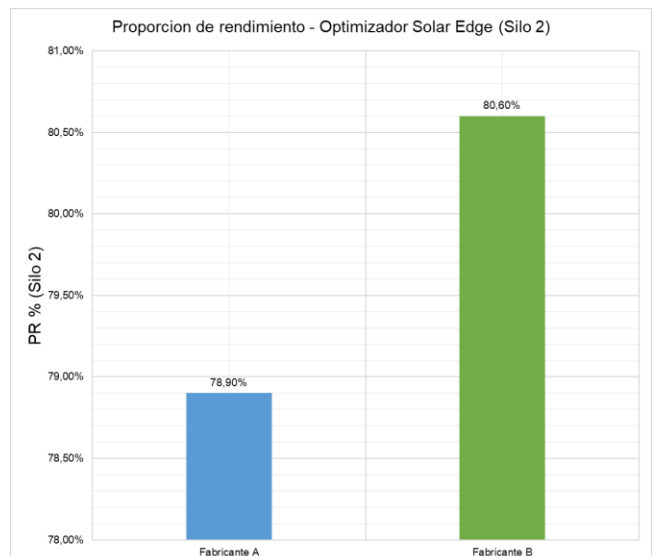
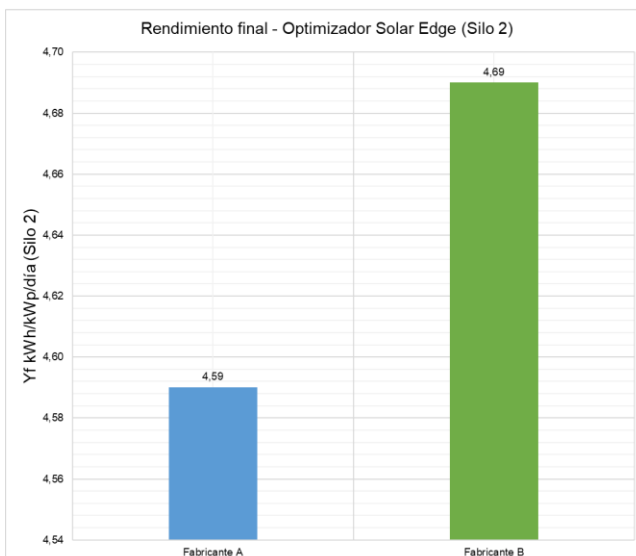
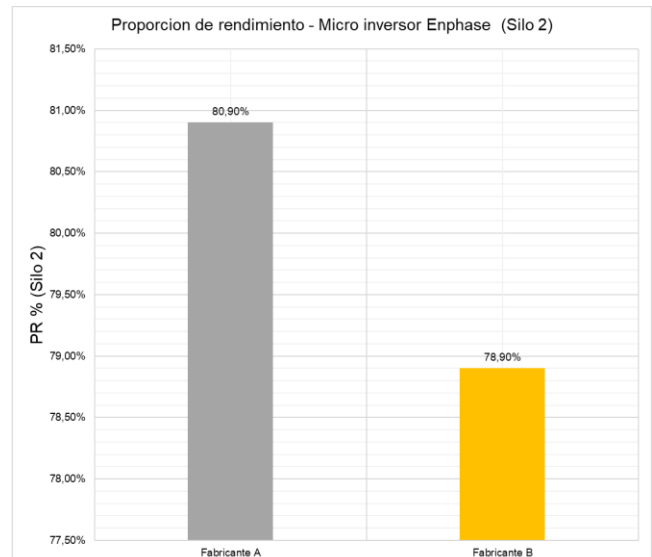
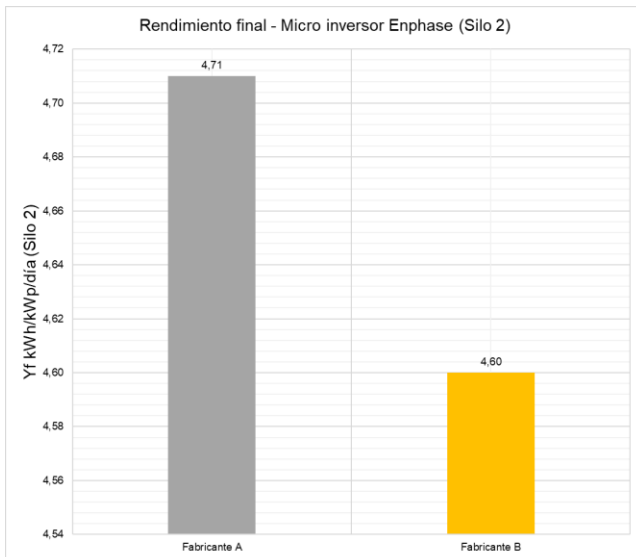
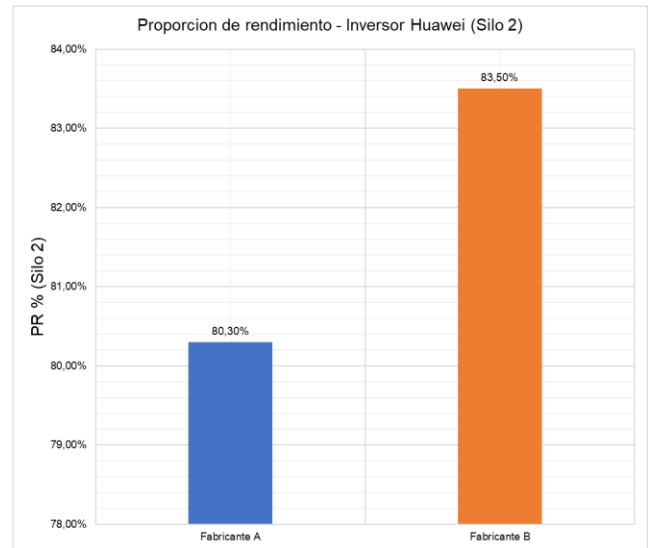
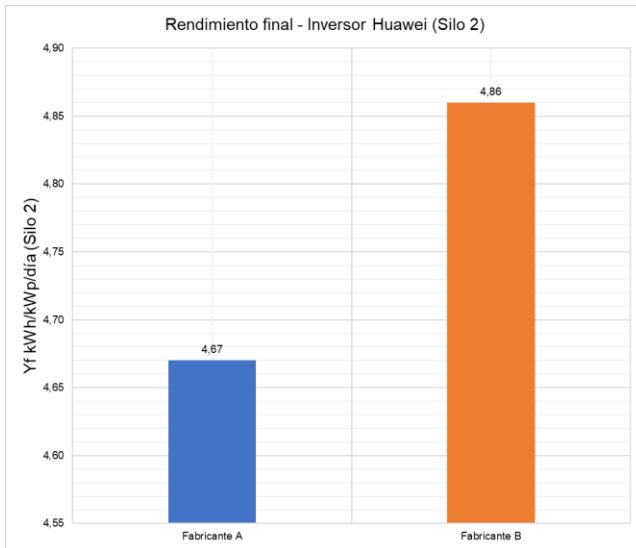


D.7 - Indicador de bondad Yield final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación portrait árboles 2





D.8 - Indicador de bondad Yield final y Performance ratio para fabricante A / B con orientación portrait silo 2





E.1 – Tabla resumen de indicadores – Módulo fabricante A / B con orientaciones landscape y portrait con inversor Huawei.

ORIENTACION LANDSCAPE / PORTRAIT												
Variante	Fab A - Landscape Inversor						Fab A - Portrait Inversor					
	Yf (kWh/kWp/día)	PR (%)	Perdida Sombreado (kWh)	%	Enrgia Total (kWh)	Total (%)	Yf (kWh/kWp/día)	PR (%)	Perdida Sombreado (kWh)	%	Enrgia Total (kWh)	Total (%)
Sin Sombras	4,81	82,60%	0	0,00%	1.151.453	100,00%	4,81	82,60%	0	0,00%	1.151.456	100,00%
Con Sombras	4,43	76,10%	24.976	2,30%	1.085.779	94,30%	4,48	77,00%	14.554	1,34%	1.088.074	94,50%
Torres Energia	4,81	82,60%	499	0,04%	1.151.225	99,94%	4,81	82,60%	672	0,06%	1.151.182	99,98%
Chimenea	4,61	79,20%	20.693	1,84%	1.123.998	97,62%	4,72	81,10%	8.432	0,74%	1.138.368	98,86%
Silo	4,80	82,40%	249	0,02%	1.148.924	99,76%	4,80	82,40%	239	0,02%	1.149.000	99,79%
Arboles 1	4,79	81,90%	2.187	0,19%	1.142.909	99,26%	4,75	81,50%	2.254	0,20%	1.137.551	98,79%
Arboles 2	4,77	82,30%	1.321	0,12%	1.148.662	99,76%	4,78	82,10%	2.237	0,20%	1.146.972	99,61%
Silo 2	4,79	80,40%	2.601	0,23%	1.122.571	97,49%	4,67	80,30%	2.206	0,20%	1.121.008	97,36%

ORIENTACION LANDSCAPE / PORTRAIT												
Variante	Fab B - Landscape Inversor						Fab B - Portrait Inversor					
	Yf (kWh/kWp/día)	PR (%)	Perdida Sombreado (kWh)	%	Enrgia Total (kWh)	Total (%)	Yf (kWh/kWp/día)	PR (%)	Perdida Sombreado (kWh)	%	Enrgia Total (kWh)	Total (%)
Sin Sombras	5,00	85,90%	0	0,00%	1.177.596	100,00%	5,00	85,90%	0	0,00%	1.177.596	100,00%
Con Sombras	4,63	79,60%	21.889	1,97%	1.112.629	94,48%	4,64	79,70%	16.544	1,49%	1.110.421	94,30%
Torres Energia	5,00	85,80%	474	0,04%	1.177.379	99,94%	5,00	85,80%	624	0,05%	1.177.327	99,98%
Chimenea	4,81	82,60%	18.137	1,58%	1.150.033	97,66%	4,87	83,70%	11.590	1,00%	1.158.878	98,41%
Silo	4,99	85,70%	189	0,02%	1.175.043	99,77%	4,99	85,70%	166	0,01%	1.175.105	99,79%
Arboles 1	4,96	85,10%	1.745	0,15%	1.169.102	99,28%	4,94	84,80%	2.050	0,18%	1.164.672	98,90%
Arboles 2	4,98	85,50%	1.333	0,11%	1.174.840	99,77%	4,97	85,30%	2.320	0,20%	1.172.833	99,60%
Silo 2	4,87	83,60%	2.238	0,19%	1.149.226	97,59%	4,86	83,50%	1.852	0,16%	1.147.731	97,46%



E.2 – Tabla resumen de indicadores – Módulo fabricante A / B con orientaciones landscape y portrait con micro inversor Enphase.

ORIENTACION LANDSCAPE / PORTRAIT												
Variante	Fab A - Landscape Micro Inversor						Fab A - Portrait Micro Inversor					
	Yf (kWh/kWp/día)	PR (%)	Perdida Sombreado (kWh)	%	Energía Total (kWh)	Total (%)	Yf (kWh/kWp/día)	PR (%)	Perdida Sombreado (kWh)	%	Energía Total (kWh)	Total (%)
Sin Sombras	4,84	83,20%	0	0,00%	1.283.050	100,00%	4,84	83,20%	0	0,00%	1.283.048	100,00%
Con Sombras	4,60	79,00%	2.443	0,20%	1.220.077	94,89%	4,84	78,50%	3.522	0,29%	1.213.484	94,58%
Torres Energia	4,83	83,00%	343	0,03%	1.281.450	99,88%	4,79	83,10%	332	0,03%	1.282.748	99,98%
Chimenea	4,80	82,50%	881	0,07%	1.273.886	99,22%	4,83	82,20%	1.685	0,13%	1.269.776	98,97%
Silo	4,83	83,00%	45	0,00%	1.280.172	99,77%	4,78	83,00%	80	0,01%	1.280.374	99,79%
Arboles 1	4,79	82,30%	454	0,04%	1.269.950	98,98%	4,82	82,20%	629	0,05%	1.267.682	98,80%
Arboles 2	4,83	82,90%	453	0,04%	1.279.489	99,72%	4,82	82,80%	418	0,03%	1.278.307	99,63%
Silo 2	4,71	80,90%	388	0,03%	1.247.987	97,24%	4,71	80,90%	601	0,05%	1.248.553	97,31%

ORIENTACION LANDSCAPE / PORTRAIT												
Variante	Fab B - Landscape Micro Inversor						Fab B - Portrait Micro Inversor					
	Yf (kWh/kWp/día)	PR (%)	Perdida Sombreado (kWh)	%	Energía Total (kWh)	Total (%)	Yf (kWh/kWp/día)	PR (%)	Perdida Sombreado (kWh)	%	Energía Total (kWh)	Total (%)
Sin Sombras	4,71	80,90%	0	0,00%	1.312.176	100,00%	4,71	80,90%	0	0,00%	1.312.178	100,00%
Con Sombras	4,50	77,30%	2.268	0,18%	1.251.163	95,35%	4,71	76,60%	2.750	0,22%	1.238.821	94,41%
Torres Energia	4,71	80,90%	394	0,03%	1.311.881	99,98%	4,65	80,90%	353	0,03%	1.311.878	99,98%
Chimenea	4,68	80,30%	748	0,06%	1.302.769	99,23%	4,70	79,80%	1.433	0,11%	1.293.133	98,55%
Silo	4,70	80,70%	53	0,00%	1.309.254	99,77%	4,67	80,80%	44	0,00%	1.309.465	99,79%
Arboles 1	4,68	80,30%	376	0,03%	1.299.597	99,04%	4,69	80,30%	378	0,03%	1.297.978	98,92%
Arboles 2	4,70	80,70%	333	0,03%	1.308.141	99,67%	4,69	80,60%	367	0,03%	1.307.078	99,61%
Silo 2	4,60	79,00%	409	0,03%	1.279.300	97,46%	4,60	78,90%	376	0,03%	1.278.296	97,42%



E.3 – Tabla resumen de indicadores – Módulo fabricante A / B con orientaciones landscape y portrait con optimizador Solar Edge.

ORIENTACION LANDSCAPE / PORTRAIT														
Variante	Fab A - Landscape Optimizador							Fab A - Portrait Optimizador						
	Yf (kWh/kWp/día)	PR (%)	Perdida Sombreado (kWh)	%	Enrgia Total (kWh)	%	Total (%)	Yf (kWh/kWp/día)	PR (%)	Perdida Sombreado (kWh)	%	Enrgia Total (kWh)	%	Total (%)
Sin Sombras	4,71	81,00%	0	0,00%	1.194.222	100,00%	100,00%	4,71	81,00%	0	0,00%	1.194.223	100,00%	100,00%
Con Sombras	4,47	76,80%	3.971	0,35%	1.131.279	94,73%	94,38%	4,47	76,80%	5.148	0,35%	1.129.580	94,59%	94,24%
Torres Energia	4,71	80,90%	306	0,03%	1.193.951	99,98%	99,95%	4,71	80,90%	290	0,03%	1.193.965	99,98%	99,95%
Chimenea	4,66	80,00%	1.645	0,14%	1.179.305	98,75%	98,61%	4,64	79,70%	2.894	0,14%	1.172.746	98,20%	98,06%
Silo	4,70	80,80%	66	0,01%	1.191.572	99,78%	99,77%	4,70	80,80%	107	0,01%	1.191.640	99,78%	99,78%
Arboles 1	4,68	80,30%	794	0,07%	1.182.981	98,99%	98,99%	4,68	80,40%	794	0,07%	1.184.527	99,19%	99,12%
Arboles 2	4,70	80,70%	490	0,04%	1.190.952	99,73%	99,69%	4,70	80,70%	414	0,04%	1.191.003	99,73%	99,69%
Silo 2	4,59	78,80%	957	0,08%	1.161.415	97,25%	97,17%	4,59	78,90%	1.002	0,08%	1.163.260	97,41%	97,32%

ORIENTACION LANDSCAPE / PORTRAIT														
Variante	Fab B - Landscape Optimizador							Fab B - Portrait Optimizador						
	Yf (kWh/kWp/día)	PR (%)	Perdida Sombreado (kWh)	%	Enrgia Total (kWh)	%	Total (%)	Yf (kWh/kWp/día)	PR (%)	Perdida Sombreado (kWh)	%	Enrgia Total (kWh)	%	Total (%)
Sin Sombras	4,81	82,60%	0	0,00%	1.221.306	100,00%	100,00%	4,81	82,60%	0	0,00%	1.221.335	100,00%	100,00%
Con Sombras	4,57	78,40%	3.677	0,32%	1.155.466	94,61%	94,29%	4,52	77,60%	5.282	0,32%	1.143.109	93,60%	93,28%
Torres Energia	4,81	82,50%	300	0,02%	1.221.021	99,98%	99,95%	4,81	82,50%	382	0,02%	1.221.091	99,98%	99,96%
Chimenea	4,75	81,50%	2.039	0,17%	1.203.776	98,56%	98,40%	4,72	81,00%	3.612	0,17%	1.195.597	97,89%	97,72%
Silo	4,80	82,40%	58	0,00%	1.218.401	99,76%	99,76%	4,79	82,40%	61	0,00%	1.217.864	99,72%	99,71%
Arboles 1	4,77	82,00%	586	0,05%	1.209.636	99,04%	99,00%	4,76	81,70%	547	0,05%	1.205.843	98,73%	98,68%
Arboles 2	4,79	82,30%	326	0,03%	1.217.513	99,69%	99,66%	4,79	82,20%	357	0,03%	1.216.201	99,58%	99,55%
Silo 2	4,69	80,50%	670	0,06%	1.189.159	97,37%	97,31%	4,69	80,60%	626	0,06%	1.190.366	97,46%	97,41%



E.4 – Tabla resumen– Porcentajes y diferencias entre orientación landscape / portrait según distribución de células en los módulos fotovoltaicos A/B configuración con inversor Huawei.

ORIENTACION LANDSCAPE / PORTRAIT							
Variante	Fab A - Landscape Inversor	Fab A - Portrait Inversor	Ganancia	Fab B - Landscape Inversor	Fab B - Portrait Inversor	Ganancia	
Sin Sombras	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	
Con Sombras	2,3003%	1,3376%	0,9627%	1,9673%	1,4899%	0,4774%	
Torres Energía	0,0433%	0,0584%	-0,0150%	0,0403%	0,0530%	-0,0127%	
Chimenea	1,8410%	0,7407%	1,1003%	1,5771%	1,0001%	0,5770%	
Silo	0,0217%	0,0208%	0,0008%	0,0161%	0,0142%	0,0019%	
Arboles 1	0,1914%	0,1981%	-0,0068%	0,1493%	0,1760%	-0,0268%	
Arboles 2	0,1150%	0,1950%	-0,0800%	0,1135%	0,1978%	-0,0843%	
Silo 2	0,2317%	0,1968%	0,0349%	0,1947%	0,1614%	0,0333%	



E.5 – Tabla resumen– Porcentajes y diferencias entre orientación landscape / portrait según distribución de células en los módulos fotovoltaicos A/B configuración con micro inversor Enphase.

ORIENTACION LANDSCAPE / PORTRAIT						
Variante	Fab A - Landscape Micro Inversor	Fab A - Portrait Micro Inversor	Ganancia	Fab B - Landscape Micro Inversor	Fab B - Portrait Micro Inversor	Ganancia
Sin Sombras	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
Con Sombras	0,2002%	0,2902%	-0,0900%	0,1813%	0,2220%	-0,0406%
Torres Energía	0,0267%	0,0259%	0,0009%	0,0300%	0,0269%	0,0031%
Chimenea	0,0691%	0,1327%	-0,0636%	0,0574%	0,1108%	-0,0534%
Silo	0,0035%	0,0063%	-0,0028%	0,0041%	0,0034%	0,0007%
Arboles 1	0,0357%	0,0496%	-0,0139%	0,0290%	0,0292%	-0,0002%
Arboles 2	0,0354%	0,0327%	0,0027%	0,0255%	0,0281%	-0,0026%
Silo 2	0,0311%	0,0482%	-0,0170%	0,0319%	0,0294%	0,0026%



E.6 – Tabla resumen– Porcentajes y diferencias entre orientación landscape / portrait según distribución de células en los módulos fotovoltaicos A/B configuración con optimizador Solar Edge.

ORIENTACION LANDSCAPE / PORTRAIT						
Variante	Fab A - Landscape Optimizador	Fab A - Portrait Optimizador	Ganancia	Fab B - Landscape Optimizador	Fab B - Portrait Optimizador	Ganancia
Sin Sombras	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
Con Sombras	0,3510%	0,4557%	-0,1047%	0,3182%	0,4621%	-0,1438%
Torres Energía	0,0256%	0,0243%	0,0013%	0,0246%	0,0313%	-0,0067%
Chimenea	0,1394%	0,2468%	-0,1073%	0,1694%	0,3021%	-0,1328%
Silo	0,0056%	0,0090%	-0,0035%	0,0047%	0,0050%	-0,0003%
Arboles 1	0,0671%	0,0670%	0,0001%	0,0484%	0,0453%	0,0031%
Arboles 2	0,0411%	0,0347%	0,0064%	0,0267%	0,0294%	-0,0026%
Silo 2	0,0824%	0,0862%	-0,0037%	0,0564%	0,0526%	0,0038%



E.7 – Tabla resumen – Porcentajes y diferencias entre configuraciones con módulos A / B con orientaciones.

Orientacion	FABRICANTE A - FULL CELL						FABRICANTE B - HALF CELL					
	Landscape	Portrait	Landscape	Portrait	Landscape	Portrait	Landscape	Portrait	Landscape	Portrait	Landscape	Portrait
Configuracion	Inversor vs Micro Inversor	Micro Inversor vs Optimizador	Inversor vs Optimizador	Inversor vs Optimizador	Inversor vs Optimizador	Inversor vs Optimizador	Inversor vs Micro Inversor	Micro Inversor vs Optimizador	Inversor vs Optimizador	Inversor vs Optimizador	Inversor vs Optimizador	Inversor vs Optimizador
Sin Sombras	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
Con Sombras	2,100%	1,047%	-0,151%	-0,166%	1,949%	0,882%	1,786%	1,268%	-0,137%	-0,240%	1,649%	1,028%
Torres Energía	0,017%	0,032%	0,001%	0,002%	0,018%	0,034%	0,010%	0,026%	0,005%	-0,004%	0,016%	0,022%
Chimenea	1,772%	0,608%	-0,070%	-0,114%	1,702%	0,494%	1,520%	0,889%	-0,112%	-0,191%	1,408%	0,698%
Silo	0,018%	0,015%	-0,002%	-0,003%	0,016%	0,012%	0,012%	0,011%	-0,001%	-0,002%	0,011%	0,009%
Arboles 1	0,156%	0,149%	-0,031%	-0,017%	0,124%	0,131%	0,120%	0,147%	-0,019%	-0,016%	0,101%	0,131%
Arboles 2	0,080%	0,162%	-0,006%	-0,002%	0,074%	0,160%	0,088%	0,170%	-0,001%	-0,001%	0,087%	0,168%
Silo 2	0,201%	0,149%	-0,051%	-0,038%	0,149%	0,111%	0,163%	0,132%	-0,024%	-0,023%	0,138%	0,109%



Bibliografía

1. Mehmet Kanoğlu. MK. Yunus A. Çengel. YÇ. John M. Cimbala. JC. 2023 McGraw Hill. Fundamentals and Applications of Renewable Energy. 2nd Edition. Chapter 5-3. Disponible en: [[Access Engineering Library](#)]
2. Hwaiyu Geng. HG. CMfgE. PE. 2018 McGraw Hill. Semiconductor Manufacturing Handbook. 2nd Edition. Chapter 30.2. Disponible en: [[Access Engineering Library](#)]
3. Zhang, C., Shen, H., Sun, L., Yang, J., Wu, S., & Lu, Z. (2020). Bifacial p-Type PERC Solar Cell with Efficiency over 22% Using Laser Doped Selective Emitter. Energies (19961073), 13(6), 1388. <https://doi.org/10.3390/en13061388>
4. Hsu, Ching-Hui & Lao, Da-Yao & Wang, Likarn. (2023). Monocrystalline Silicon PERC Solar Cell with Rear-Side AlOx Film Formed by Furnace Oxidation. International Journal of Photoenergy. 2023. 1-9. <https://doi.org/10.1155/2023/3312619>
5. EcoGreen Energy. EcoGreen Energy News. 2022. Solar Cells – Standard Vs PERC. Disponible en: [[ECOGREEN Energy - China Company News](#)].
6. Christian Correa. CC. MPV SOLAR REFERENCE. 2022. Nuevos Tipos de Paneles Solares Fotovoltaicos. 15 de septiembre. Disponible en: [[MPV Solar Reference](#)].
7. EcoInventos. EcoInventos Green Technology Blog. 2022. Células solares IBC: que són, ventajas frente a otras tecnologías similares. 11 noviembre. Disponible en: [[EcoInventos blog](#)]
8. Maysun Solar. Maysun Solar Blog. 2023. Understanding IBC Solar Cell Technology: A comprehensive Guide. 28 junio. Disponible en: [[Maysun Solar Blog EU](#)]
9. Mátil. Ignacio. IM. Material Eléctrico - Artículo. 2023. Las células solares de silicio más eficientes: IBC. 22 mayo. Disponible en: [[Material Electrico - Artículo](#)]
10. TAIYANG News. Taiyang News – All About Solar Power. 2022. Brief Explanation of the TOPCon Solar Cell Structure. 8 febrero. Disponible en: [[Taiyang News](#)]
11. Solar Paneles. Solar Mag. SM. 2023. TOPCon Solar Cells: The New PV Module Technology in the Solar Industry. 28 marzo. Disponible en: [[Solar Magazine](#)]
12. Bluesun Solar. Bluesun Blog. 2022. Introduce of TOPCon and HJT & PERC. 1 julio. Disponible en: [[Bluesun Solar Blog](#)]
13. PLEBEX Energy. Solar Photovoltaic. 2023. N-TYPE TOPCon Technology. 26 abril. Disponible en: [[PLEBEX Energy - Solar Photovoltaic](#)]



14. Yousuf, Engr. Hasnain & Khokhar, Muhammad & Chowdhury, Sanchari & Pham, Duy Phong & Kim, Youngkuk & Ju, Minkyu & Cho, Young & Cho, Eunchel & Yi, Junsin. (2021). A Review on TOPCon Solar Cell Technology. Current Photovoltaic Research. 9. 75-83. <https://doi.org/10.21218/CPR.2021.9.3.075>
15. EZ SEO. Bluebird SOLAR Blog. 2023. Evolution of Solar industry with mono PERC, HJT & TOPCon Technology. 12 abril. Disponible en: [\[Bluebird Solar Blog\]](#)
16. REC. RECharging Solar Blog. 2021.Mastering HJT – Solar Technology of the future. Disponible en: [\[RECharge Solar Blog - REC Group Manufacturers\]](#)
17. Maysun Solar. Maysun Solar Blog. 2023. What are Heterojunction technology (HJT) solar panels. 13 julio. Disponible en: [\[Maysun Solar Blog EU\]](#)
18. Francois Picard. Jean. JP. AmaranzeroEnergy Transition Academy. 2021. Pero ¿son todas las células N-Type iguales?. 26 octubre. Disponible en: [\[Amaranzero Academy\]](#)
19. Amara-e servicio técnico. Amara-e academia Blog de calidad FV. 2020. Enemigos de la fotovoltaica – Efecto LID. 29 Abril. Disponible en: [\[Amara-e Blog FV\]](#)
20. Rodrigo Zapata. Hugo. HR. Techno Sun – Area Fotovoltaica Profesional. 2021. Efecto LID: La degradación inducida por la luz. 26 julio. Disponible en: [\[Techno Sun\]](#)
21. Helio Esfera. Helio Esfera Blog. 2021. Degradación Inducida por Potencia (DIP). 12 diciembre. Disponible en: [\[Helio Esfera Blog\]](#)
22. Cordero. Raúl Germán. RC. Sunfield Europe Blog. Degradación Paneles Solares: Efecto PID. Disponible en: [\[Sunfields Europe Blog\]](#)
23. Elivere Solartech. Elivere Solartech Blog. 2023. Efecto PID en paneles solares. 7 julio. Disponible en: [\[Elivere Solartech Blog\]](#)
24. Helio Esfera. Helio Esfera Blog. 2021. Comportamiento del Panel de Célula Partida. 4 abril. Disponible en: [\[Helio Esfera Blog\]](#)
25. Atersa. Atersa tienda fotovoltaica. 2021.Diferencias entre paneles solares de células partidas y células completas. 10 mayo. Disponible en: [\[Atersa\]](#)
26. Cambio Energético. Cambio energético blog - tienda. 2022. ¿Qué ventajas ofrecen las placas solares de célula partida?. 26 marzo. Disponible en: [\[Cambio Energético\]](#)
27. SHARP. SHARP España website. 2021. Las ventajas de la tecnología de paneles fotovoltaicos de célula partida. 10 febrero. Disponible en: [\[SHARP España\]](#)



28. EcoInventos. EcoInventos Green Technology Blog. 2022. ¿Qué es la tecnología Half-Cell? Ventajas de las placas solares de célula partida. 5 junio. Disponible en: [[EcoInventos blog](#)]
29. Almerini Ana. AA. SolarReviews. 2023. What is half-cut solar cell technology?. 29 noviembre. Disponible en: [[Solar Reviews - Magazine](#)]
30. Solar Fabrik. Solar Fabrik Panels Manufacturers. 2021. Half-Cut Technology – Solar Fabrik. 12 junio. Disponible en: [[Solar Fabrik - Alemania](#)]
31. Francis M. Vanek, Ph.D.Louis D. Albright, Ph.D.Largus T. Angenent, Ph.D.Michael W. Ellis, Ph.D. David A. Dillard, Ph.D. 2022 McGraw Hill. Energy Systems Engineering: Evaluation and Implementation. 4th Edition. Chapter 10-3. Disponible en: [[Access Engineering Library](#)]
32. PV Education. PV Education Website. 2016. Shading. 15 enero. Disponible en: [[PV Education - Shading](#)]
33. PV Education. PV Education Website. 2016. Bypass Diodes. 15 enero. Disponible en: [[PV Education - Diodes](#)]
34. Clever Solar Devices. Clever Solar Devices Noticias. 2020. Por qué son tan importantes las curvas IV. 10 noviembre. Disponible en: [[Clever Solar Devices](#)]
35. AutoSolar. AutoSolar Blog. 2020. La curva de intensidad – voltaje y la de potencia – voltaje de un panel solar. El papel del regulador de carga. Disponible en: [[AutoSolar - Blog](#)]
36. Global Market Insights. Global Market Insights Trends Magazine. 2022. 3 Key Technology Trends Powering Solar PV Module Deployment in 2022 & Beyond. 27 june. Disponible en: [[GMI Trends Magazine](#)]
37. Research Blog. StartUp Insights. 2022. Discover the Top 10 Photovoltaic Trends in 2023. Disponible en: [[StartUs – Research Blog Photovoltaic Trends](#)]
38. Blieske, Ulf & Muller-Ost, Julia & Meisenzahl, Kira & Grommes, Eva-Maria & Gecke, Rudolf & Schneble, Niklas & Clasing, Lionel & Eisheuer, Marja & Volk, Marvin. (2019). Current and future trends in photovoltaic technology. 1-5. <https://doi.org/10.1109/IESC47067.2019.8976871>
39. TAIYANG News. Taiyang News – All About Solar Power. 2023. Solar Manufacturers Target Massive Capacity Expansions Based On Clear Cut Technology Roadmap. 27 junio. Disponible en: [[Taiyang News](#)]
40. POWERinfo Today. POWERinfo Today Magazine. 2023. Latest technology trends in solar energy. Disponible en: [[POWERinfo Today - Articles](#)]
41. Sunterra Solar. Sunterra Solar News Magazine. 2022. N-type and P-type solar cells. 24 junio. Disponible en: [[Sunterra Solar - News](#)]



42. Muñoz Diana. DM. Bright Blog. 2021. PERC: el Impacto de la Innovación Tecnológica en una Celda Solar. 10 diciembre. Disponible en: [[Bright Blog](#)]
43. Svarc Jason. JS. CER – Clean Energy Reviews. 2022. Most efficient solar panels 2023.10 noviembre. Disponible en: [[CER - Blog](#)]
44. Mátel. Ignacio. IM. Material Eléctrico - Artículo. 2023. Células solares PERC, las dominantes del mercado. 3 marzo. Disponible en: [[Material Electrico - Artículo](#)]
45. Hutchins Marck. MH. 2022. Longi launches all new back contact module, promising 22.8% efficiency. 2 noviembre. Disponible en. [[PV Magazine](#)]
46. Maysun Solar. Maysun Solar Blog. 2022. HPBC, ¿La Tecnología Dominante De Células Solares De Próxima Generación?. 11 febrero. Disponible en: [[Maysun Solar Blog EU](#)]
47. NREL. NREL - National Renewable Energy Laboratory. Best Research-Cell Efficiency Chart. Photovoltaic Reaserch. Disponible en: [[NREL Lab](#)]
48. Mehmet Kanoğlu. MK. Yunus A. Çengel. YÇ. John M. Cimbala. JC. 2023 McGraw Hill. Fundamentals and Applications of Renewable Energy. 2nd Edition. Chapter 5-5. Disponible en: [[Access Engineering Library](#)]
49. Ministerio para la transición Ecológica. BOE. 2019. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. 6 abril. Disponible en: [[Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado](#)]
50. Mehmet Kanoğlu. MK. Yunus A. Çengel. YÇ. John M. Cimbala. JC. 2023 McGraw Hill. Fundamentals and Applications of Renewable Energy. 2nd Edition. Chapter 5-6. Disponible en: [[Access Engineering Library](#)]
51. Sotysolar. Sotysolar Blog. 2022. Inversores Solares. 19 diciembre. Disponible en: [[Sotysolar blog](#)]
52. TeknoSolar. TeknoSolar Blog. 2018. ¿Qué es y cómo funciona un Inversor solar?. 12 Enero. Disponible en: [[TeknoSolar - Blog](#)]
53. Alonso Lorenzo. José Alfonso. JA. Sunfield Europe Blog. ¿Qué es y cómo funciona un inversor fotovoltaico?. Disponible en: [[Sunfields Europe Blog](#)]
54. Cossoli, Pedro & Firman, Andrés & Cáceres, Manuel & Busso, A.. (2016). MICRO-INVERSORES: PRINCIPALES TOPOLOGÍAS. Disponible en: [[Researchgate - Micro - Inversores: Principales Topologías.](#)]
55. IP Domotica. IP Domotica Instalaciones Fotovoltaicas - Blog. Instalaciones Fotovoltaicas. Disponible en: [[IP Domotica - Blog](#)]



56. Gilman Paul. PG. Dobos Aron. AD. DiOrio Nicholas. DN. Freeman Janine. JF. Janzou Steven. JS. Ryberg David. DRNREL. NREL - National Renewable Energy Laboratory. SAM Photovoltaic Model. Technical Reference Update. Photovoltaic Research. Disponible en: [[NREL Lab](#)]
57. Passias Dimitrios. DP. Källbäck Bengt. BK. ELSEVIER. Solar Cells.1984. Shading Effects in rows of solar cell panels. Volume 11. Disponible en: [[Solar Cells - Shading Effects](#)]
58. Boudewijn B. Pannebakker, Arjen C. de Waal, Wilfried G.J.H.M. van Sark. 2017. Photovoltaics in the shade: one bypass diode per solar cell revisited. Volume 25. 29 mayo. Disponible en: [[Progress in PHOTOVOLTAICS](#)]
59. Amardeep Chaudhary. CA. Shriya Gupta. GS. Dhriti Pande. PD. Fazal Mahfooz. MF. Gunjan Varshney. VG. 2015. Effect of Partial Shading on Characteristics of PV panel using Simscape. Volume 5. Disponible en: [[Effect of Partial Shading](#)]
60. Hossien Nahidan Mohamad. MH. Niroomand Mehdi. MN. Mirzaeian Dehkordi Behzad. BM. 2021. Power Enhancement under Partial Shading Condition Using a Two-Step Optimal PV Array Reconfiguration. International Journal of Photoenergy. vol. 2021. Article ID 8811149. <https://doi.org/10.1155/2021/8811149>
61. P. Rodrigo. Eduardo F. Fernández. F. Almonacid. P.J. Pérez-Higueras. 2013. A simple accurate model for the calculation of shading power losses in photovoltaic generators. Solar Energy. Volumen 93. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.04.009>
62. Pvsyst. Pvsyst Tutorial Guide. General description of the Pvsyst Software. Disponible en: [[Pvsyst Tutorials](#)]
63. Pvsyst. Pvsyst Tutorial Guide. Simulation variables: Grid system. Disponible en: [[Pvsyst Tutorials](#)]
64. Pvsyst. Pvsyst Tutorial Guide. Calculation and Model. Disponible en: [[Pvsyst Tutorials](#)]
65. Pvsyst. Pvsyst Tutorial Guide. Shadings - General. Disponible en: [[Pvsyst Tutorials](#)]
66. Pvsyst. Pvsyst Tutorial Guide. Electrical shadings: partition model. Disponible en: [[Pvsyst Tutorials](#)]
67. Pvsyst. Pvsyst Tutorial Guide. Partitioning to account for electrical shading losses. Disponible en: [[Pvsyst Tutorials](#)]
68. Pvsyst. Pvsyst Tutorial Guide. Electrical shadings: Module Layout. Disponible en: [[Pvsyst Tutorials](#)]
69. PBLib. PVLlib. Python Reference. Disponible en: [[PVLlib - PV Python reference](#)]



70. PBLib. PVLlib Api Reference. Shading. Disponible en: [[PVLlib - PV Api Reference](#)]
71. PVsyst. PVsyst Tutorial Guide. Electrical shading mismatch loss. Disponible en: [[PVsyst Tutorials](#)]
72. PVsyst. PVsyst Tutorial Guide. Effect of the by-pass diodes. Disponible en: [[PVsyst Tutorials](#)]
73. PVsyst. PVsyst Tutorial Guide. Near Shadings. Disponible en: [[PVsyst Tutorials](#)]
74. SUN2000 - Series (75KTL, 100KTL, 110KTL, 125KTL). HUAWEI Technologies. Users Manual Operation. Disponible en: [[HUAWEI Technologies - Inverters](#)]
75. Google Earth Pro Geovisor. Google LLC. Disponible en: [[Google Earth Pro](#)]
76. Photovoltaic Geographical Information System. PVGIS 5.2. European Commission – EU Science Hub. Disponible en: [[PVGIS Version](#)]
77. ENPHASE – Centro de documentación. ENPHASE energy spain website. Datasheet IQ8MC. Disponible en: [[ENPHASE - IQ68MC Documentation](#)]
78. ENPHASE – Calculadora compatibilidad. ENPHASE energy spain website. Calculadora de producto. Disponible en: [[ENPHASE - Calculator](#)]
79. Optimizador de Potencia. Solar Edge website. S1000/S1200 Product datasheet. Disponible en: [[Solar Edge - S100/1200 optimizador](#)]
80. Inversor Solar Edge. Solar Edge website. SE 30K Product datasheet. Disponible en: [[Solar Edge - S30K Inversor](#)]
81. Inversor Solar Edge – Manual Instalation. Solar Edge website. SE 30K Follow producto overview and function technology. Disponible en: [[Solar Edge - Manual Follow Techpreview](#)]
82. Rotación y traslación. Imagen sobre marcaciones de las estaciones del año. Imagen referencia. Disponible en: [[Estaciones del año - Rotación y traslación](#)]
83. PVsyst. PVsyst Tutorial Guide. Inverter Operating Limits. Disponible en: [[PVsyst Tutorials](#)]