

UNIVERSIDAD NACIONAL JORGE BASADRE GROHMANN

Facultad de Ciencias

Escuela Profesional de Física Aplicada

**EVALUACIÓN COMPARATIVA DEL RENDIMIENTO
GLOBAL DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE
TECNOLOGÍAS PERC, HIT, CIGS CON LA
DE SILICIO MONOCRISTALINO BAJO
LAS CONDICIONES CLIMÁTICAS
DE LA CIUDAD DE TACNA**

TESIS

Presentada por:

Bach. EDGAR EMMANUEL COAQUIRA MIRANDA

Para Optar El Título Profesional de:

LICENCIADO EN FÍSICA APLICADA

TACNA-PERÚ

2023

ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS N° 403

En la ciudad de Tacna, en el auditorium de la Facultad de Ciencias de la Universidad Nacional Jorge Basadre Grohmann; siendo las 11:30 horas del día 13 de diciembre de 2023, estando presente el jurado calificador nominada por Resolución de Facultad N° 10722-2023-FACI-UNJBG, conformado por los siguientes docentes:

Dr. Hugo Alfredo Torres Muro	Presidente
Mgr. Edith Carmen Paredes Choque	Secretaria
Dr. Eduardo Rodriguez Delgado	Vocal

Acto seguido, se dio lectura a la Resolución correspondiente, y del mismo modo se dio lectura al artículo 22 del reglamento de Grados y Títulos de la Facultad de Ciencias. A continuación, el presidente del jurado instó al Bachiller Edgar Emmanuel Coaquira Miranda, a exponer la tesis titulada: “EVALUACIÓN COMPARATIVA DEL RENDIMIENTO GLOBAL DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE TECNOLOGÍAS PERC, HIT, CIGS CON LA DE SILICIO MONOCRISTALINO BAJO LAS CONDICIONES CLIMÁTICAS DE LA CIUDAD DE TACNA” para optar el título Profesional de Licenciado en Física Aplicada.

Siendo las 12:00 horas, el tesista concluye su exposición, luego se procedió a la formulación de las preguntas por parte de los miembros del jurado calificador terminando este proceso, se invitó a que los miembros del jurado emitan su calificación de acuerdo al reglamento. El promedio de la calificación dio el siguiente resultado: Aprobado por unanimidad, por mayoría con el calificativo de 17, de acuerdo al Reglamento de Grados y Títulos de la Facultad de Ciencias. Siendo las 12:30 horas, se dio por concluido el acto de sustentación de la tesis, firmando los señores miembros del jurado calificador en la señal de conformidad.



Dr. Hugo Alfredo Torres Muro
Presidente



Mgr. Edith Carmen Paredes Choque
Secretaria



Dr. Eduardo Rodriguez Delgado
Vocal

CERTIFICADO DE SIMILITUD

Yo, MSc. Carlos Armando Polo Bravo, en mi condición de asesor acreditado por Resolución de Facultad N°9849-2021-FACI-UNJBG, del Bachiller Edgar Emmanuel Coaquira Miranda quien sustentó la tesis titulada: **EVALUACIÓN COMPARATIVA DEL RENDIMIENTO GLOBAL DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE TECNOLOGÍAS PERC, HIT, CIGS CON LA DE SILICIO MONOCRISTALINO BAJO LAS CONDICIONES CLIMÁTICAS DE LA CIUDAD DE TACNA**, para obtener el título profesional de Licenciado en Física Aplicada.

Informo que habiendo cumplido con lo establecido en el reglamento de originalidad y de similitud de trabajos de investigación y producción intelectual, considerando que según la revisión, evaluación y análisis realizado a través del software de similitud textual TURNITIN, cuenta con el nivel de similitud permitido cuyo porcentaje es 1%, por lo que **CERTIFICO LA SIMILARIDAD** de la tesis está de acuerdo al nivel PERMITIDO para continuar con los trámites correspondientes y para su publicación en el repositorio institucional.

Se emite el presente certificado con fines de continuar con los tramites respectivos para su obtención del título.

Tacna, 29 de diciembre de 2023



MsC. CARLOS ARMANDO POLO BRAVO
ASESOR

DEDICATORIA

A Lilian mi cómplice en cada desafío y mi mayor motivación. Esta tesis es el resultado de nuestro amor y apoyo mutuo. A mi hija Emily, mi razón de esforzarme y superarme cada día, te dedico cada palabra. Gracias por ser mi inspiración constante.

AGRADECIMIENTO

A mi asesor MSc. Carlos Polo Bravo, por su apoyo incondicional para la elaboración de este proyecto de investigación.

Al Dr. Jan Amaru Palomino Töfflinger de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP), por su apoyo y sugerencias de análisis la presente tesis.

A la Dra. Mónica Gómez León de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), por permitirme participar en su proyecto de investigación, en la cual he conocido a personas muy gratas las cuales me apoyaron con sugerencias en el análisis y resultados de este trabajo de tesis (Dr. Manfred Horn, Dr. Jorge Rojas, Dr. Guillermo Barrios del Valle y Mg. Juan Molina Fuertes)

A mis amigos John, Luis y a los miembros del grupo MatER de la PUCP, por su paciencia y tiempo para aclarar algunas ideas en el análisis de datos de la presente tesis.

A ella, mi mayor fuente de motivación. Su constante apoyo fue esencial para culminar con éxito esta tesis. Estoy agradecido por su preocupación constante, y apoyo que me ha brindado, no solo para el desarrollo de mi tesis, sino también para mi vida en general. Gracias Lilian.

El desarrollo de esta tesis ha recibido el apoyo financiero del contrato N° 121-SENCICO 2018, FONDECYT.

RESUMEN

En este estudio se determina el rendimiento global de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red con tecnologías fotovoltaicas actuales en el mercado del tipo Al-BSF (campo de superficie posterior de aluminio), PERC (célula trasera del emisor pasivado), HIT (heterouniones con capa fina intrínseca) y CIGS (seleniuro de cobre, indio y galio) ubicados en la Universidad Nacional Jorge Basadre Grohmann de la ciudad de Tacna, resaltando que la región de Tacna cuenta con un alto potencial energético solar.

La investigación se ha realizado desde octubre de 2021 a marzo de 2022, en cuatro sistemas fotovoltaicos interconectados a la red, bajo el registro de datos automatizado por medio de plataforma en LabView, monitoreando los parámetros eléctricos como Potencia, corriente y tensión en AC y DC, también parámetros ambientales como temperatura del módulo, temperatura ambiente e irradiancia solar luego procesada y analizada en lenguaje Phyton. Obteniendo la tecnología Al-BSF un mayor rendimiento global de 85,60 % seguida de la HIT con 85,40 %, CIGS 83,60 % y PERC con 75,10 %, con estos resultados pudimos determinar que las tecnologías HIT y Al-BSF tienen un mejor rendimiento para las condiciones climáticas de la ciudad de Tacna.

También se observaron pérdidas por temperatura para cada tecnología, siendo del 6,98% para Al-BSF, 2,18% para PERC, 1,86% para HIT y 2,01% para CIGS, con Al-BSF mostrando la mayor pérdida. La evaluación también reveló que, a pesar de estas pérdidas por temperatura, la tecnología de silicio monocristalino (Al-BSF) logró el mejor rendimiento global con un 85,60%, seguida de cerca por HIT con un 85,10%. Es importante destacar que la eficiencia de HIT se destacó en días con baja irradiación solar, lo que la hace más eficaz en condiciones climáticas similares a la ciudad de Tacna.

Palabras clave: rendimiento global, sistemas fotovoltaicos, tecnologías fotovoltaicas, Al-BSF, PERC, HIT, CIGS

ABSTRACT

In this study, the global performance of photovoltaic systems connected to the network with current photovoltaic technologies in the market of the type Al-BSF (aluminum back surface field), PERC (passivated rear emitter cell), HIT (heterojunctions with intrinsic thin layer) and CIGS (copper, indium and gallium selenide) located at the Jorge Basadre Grohmann National University in the city of Tacna is determined, highlighting that The Tacna region has a high solar energy potential.

The research has been carried out from October 2021 to March 2022, in four photovoltaic systems interconnected to the network, under the automated data recording through a platform in LabView, monitoring electrical parameters such as power, current and voltage in AC and DC , also environmental parameters such as module temperature, ambient temperature and solar irradiance then processed and analyzed in Python language. Obtaining the Al-BSF technology a higher global yield of 85.60% followed by the HIT with 85.40%, CIGS 83.60% and PERC with 75.10%, with these results we were able to determine that the HIT and Al-BSF have a better performance for the climatic conditions of the city of Tacna.

Losses by temperature were also observed for each technology, being 6.98% for Al-BSF, 2.18% for PERC, 1.86% for HIT and 2.01% for CIGS, with Al-BSF showing the highest loss. . The evaluation also revealed that despite these temperature losses, single crystal silicon (Al-BSF) technology achieved the best overall performance at 85.60%, closely followed by HIT at 85.10%. Importantly, HIT's efficiency stood out on days with low solar irradiation, which makes it more effective in climatic conditions similar to the city of Tacna.

Keywords: performance ratio, photovoltaic systems, photovoltaic technologies, Al-BSF, PERC, HIT, CIGS

CONTENIDO

RESUMEN	6
ABSTRACT.....	7
ÍNDICE DE FIGURAS	10
ÍNDICE DE TABLAS	12
NOMENCLATURA	13
INTRODUCCIÓN	15
CAPITULO I GENERALIDADES	17
1.1 Planteamiento del problema.....	17
1.2 Formulación del problema	18
1.2.1 Problema general	18
1.2.2 Problemas específicos:	18
1.3 Justificación	18
1.4 Objetivos	19
1.4.1 Objetivo general	19
1.4.2 Objetivos específicos	19
1.5 Hipótesis.....	20
1.5.1 Hipótesis General	20
1.5.2 Hipótesis específicos	20
1.6 Operacionalización de la variable de estudio.....	20
1.6.1 Definición conceptual.....	20
1.6.2 Definición operacional	22
CAPITULO II MARCO TEORICO	25
2.1 Antecedentes del estudio.....	25

2.1.1 Internacionales.....	25
2.1.2 Nacionales	27
2.2 Tecnologías fotovoltaicas	29
2.2.1 Historia	29
2.2.2 Celdas solares	31
2.2.3 Tecnologías de celdas solares.....	34
2.3 Evaluación del rendimiento global (PR).....	42
CAPITULO III MARCO METODOLÓGICO.....	48
3.1 Descripción y características de la investigación.....	48
3.2 Descripción del ámbito de la investigación	48
3.3 Descripción de materiales y/o equipos.....	50
3.3.1 Sistemas fotovoltaicos interconectados.....	50
3.4 Técnicas e instrumentos para la recolección de datos.....	53
3.5 Recopilación y procesamiento de Data.....	59
CAPITULO IV RESULTADOS Y DISCUSIÓN	61
4.1 RESULTADOS.....	61
4.2 Evaluación del arreglo FV e inversor	62
4.3 Evaluación de los índices de rendimiento.....	68
4.4 DISCUSIÓN	74
CONCLUSIONES	79
RECOMENDACIONES.....	80
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	81
ANEXO	85

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Tendencias en la reducción del costo.....	31
Figura 2 Clasificación de celdas solares.....	32
Figura 3 Estructura BSF	34
Figura 4 Estructura de la celda HIT.....	35
Figura 5 Potencia de salida en función de la hora entre los módulos tipo HIT y m-Si.....	36
Figura 6 Estructura de un módulo FV CIGS	37
Figura 7 (a) Estructura de la celda Al-BSF (b) Estructura de la celda PERC	38
Figura 8 Comparación entre las celdas convencional Al-BSF y PERC.....	39
Figura 9 Evolución de las eficiencias durante los años 2010 al 2018 obtenidas con celdas solares industriales tipo PERC.....	40
Figura 10 Eficiencias de celdas solares en los últimos 40 años.	41
Figura 11 Parámetros eléctricos y ambientales a medir en tiempo real, para evaluación del rendimiento.....	42
Figura 12 Evolución diaria del PR y el $PRSTC'$, Sudafrica 2017.	47
Figura 13 Lugar de estudio.	48
Figura 14 Sistema fotovoltaico con tecnología monocristalino de Silicio instalado en el CERT.	49
Figura 15 Sistemas fotovoltaicos con tecnología fotovoltaica PERC, HIT y CIGS.	49
Figura 16 Equipo instalado en el CERT, (a) módulo monocristalino de Silicio (b) inversor Steca.....	50
Figura 17 Equipo instalado en el pabellón de aulas, (a) módulo PERC (b) módulo HIT (c) módulo CIGS (d) inversor SMA.	51
Figura 18 Equipos de medición y sensores (a) Medidor de energía EM24,(b) Módulos VMU (c) celda calibrada y sensor PT100	55
Figura 19 Plataforma de registro desarrollada en Labview.	55
Figura 20 Esquema de adquisición de data del CERT.	55
Figura 21 Registrador de datos y sensores. (a) Daq (b) módulo FV y ubicación de sensores (c) mini módulo, PT100 y piranómetro.....	57

Figura 22 Esquema de adquisición de data del SFVCR con tecnología PERC, HIT y CIGS.....	58
Figura 23 Plataforma de registro en Labiew del SFVCR con tecnología PERC, HIT y CIGS.....	58
Figura 24 Comportamiento diario de la irradiación solar durante el periodo de estudio.....	62
Figura 25 Irradiación promedio diario mensual con inclinación de 15° y 19°.....	63
Figura 26 Desfase de irradiancia por la diferencia de inclinación y orientación.....	63
Figura 27 Temperatura promedio mensual del módulo FV y ambiente.....	64
Figura 28 Eficiencia diaria de los inversores.....	66
Figura 29 Irradiancia solar y temperatura ambiente para el día 04 de octubre de 2021.	67
Figura 30 eficiencia diaria del arreglo FV	67
Figura 31 Temperatura del módulo FV para el día 04 de octubre del 2021.....	68
Figura 32 Productividad diaria de las tecnologías nuevas vs la convencional de silicio Al-BSF	69
Figura 33 Comportamiento diario del rendimiento global (PR).....	70
Figura 34 Rendimiento global (PR) vs temperatura del módulo FV.....	71
Figura 35 Comportamiento diario del rendimiento global PR_{STC}'	72
Figura 36 Rendimiento PR y las pérdidas en porcentaje de las tecnologías en estudio.....	72
Figura 37 Ficha técnica de módulo monocristalino tipo Al-BSF.....	85
Figura 38 Ficha técnica de módulo monocristalino tipo PERC	86
Figura 39 Ficha técnica de módulo tipo HIT.....	87
Figura 40 Ficha técnica de módulo tipo CIGS	88
Figura 41 Ficha técnica de inversor de interconexión a la red Steca GRID 3010x.....	89
Figura 42 Ficha técnica de inversor de interconexión a la red SMA sunny boy 1,5.	90
Figura 43 Mapa de la productividad final (Y_f) del Perú.	91

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Operacionalización de las variables.....	23
Tabla 2 Parámetros de medida, según la Normativa.....	43
Tabla 3 Porcentaje de pérdidas estimadas de una instalación FV.	45
Tabla 4 Características técnicas de los módulos fotovoltaicos.....	52
Tabla 5 Características técnicas de los inversores de conexión a la red.....	53
Tabla 6 Parámetros ambientales y eléctricos.	54
Tabla 7 Equipos y sensores instalados SFVR tecnología m-Si.....	54
Tabla 8 Parámetros eléctricos y ambientales registrados de los sistemas con tecnologías PERC, HIT y CIGS.	56
Tabla 9 Equipos y sensores instalados SFVCR tecnología PERC, HIT y CIGS.....	57
Tabla 10 Plan de limpieza de módulos FV.	60
Tabla 11 Cantidad de días con datos registrados.	61
Tabla 12 Porcentaje de pérdidas de potencia máxima por temperatura.....	64
Tabla 13 Eficiencia del arreglo FV de las tecnologías Al-BSF, PERC, HIT, CIGS.	65
Tabla 14 Eficiencia de los inversores para las diferentes tecnologías FV.....	66
Tabla 15 Productividad final Y_f promedio mensual de las tecnologías Al-BSF, PERC, HIT y CIGS.....	68
Tabla 16 Pérdidas de captura del arreglo FV.....	69
Tabla 17 Pérdidas de conversión del inversor	70
Tabla 18 Resumen de evaluación de SFV con tecnologías Al-BSF, PERC, HIT y CIGS.	73
Tabla 19 Resumen de algunos trabajo para observar la mejor tecnología fotovoltaica por ubicación y clima.	92

NOMENCLATURA

AC	Corriente Alterna
Al-BSF	Campo de superficie posterior de aluminio
a-Si	Silicio amorfo
AM	Coeficiente de masa de aire
CEI	Clasificación internacional de enfermedades
CEM	Condiciones Estándar de Medida
CERT	Centro de Energías Renovables de Tacna
CIGS	Seleniuro de Cobre, Indio y Galio
CSV	Valores separados por comas
DC	Corriente Directa
EAC	Energía Alterna
FV	Fotovoltaico
GEI	Gases de efecto invernadero
G_{stc}, G*	Irradiancia condiciones estándar ($1000 W/m^2$)
H_a(α, β)	Irradiación anual incidente en plano del Generador
HIT	Heterouniones con capa fina intrínseca
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
kW	Kilo-Vatio
kWh	Kilo-Vatio hora

LCOE	Costo nivelado de energía
MPP	Punto de máxima potencia
MPPT	Seguidor de Punto de máxima potencia.
m-Si	Monocristalino de Silicio
NREL	Laboratorio Nacional de Energías Renovables
PERC	Célula trasera del emisor pasivado
PR	Rendimiento global
PUCP	Pontificia Universidad Católica del Perú
PV	Fotovoltaico
SFV	Sistema Fotovoltaico
SFVCR	Sistema fotovoltaico interconectado a la red
STC	Condiciones de prueba estándar
UNI	Universidad Nacional de Ingeniería
UNJBG	Universidad Nacional Jorge Basadre Grohmann
UNE	Asociación Española de Normalización
W	Vatio
Y_f	Producción final del sistema fotovoltaico
Y_r	Producción de referencia del sistema fotovoltaico

INTRODUCCIÓN

La industrialización trajo consigo un rápido aumento de la demanda de energía, lo que se está traduciendo en el agotamiento de los recursos no renovables, es por ello que las fuentes de energía renovables se han convertido en una opción para cubrir tal necesidad.

Muchos estudios han demostrado que las necesidades energéticas mundiales pueden satisfacerse mediante el uso de la energía solar, ya que es abundante en la naturaleza y es una fuente de energía de libre acceso. Es por ello que los sistemas fotovoltaicos han tenido un crecimiento en el mercado siendo competitivo con respecto a las demás formas de generación de energía, además de tener un mínimo impacto sobre el medio ambiente, convirtiéndose en una fuente importante de energía limpia, duradera, fiable y rentable.

El reto actual de la industria se enfoca en reducir costos de producción y mejorar la eficiencia en las celdas solares, lo que conlleva al ingreso en el mercado de muchas tecnologías de celdas solares que utilizan diferentes tipos de materiales y no solo las convencionales de silicio monocristalino. Actualmente existen diversas tecnologías fotovoltaicas disponibles en el mercado, construidos con distintos materiales y por ende con distintas eficiencias, la información de sus características eléctricas en Condiciones Estándar de Medida (CEM) son presentadas en la ficha técnica. Sin embargo, estas condiciones difícilmente se presentan en la realidad y, evidentemente, la producción de energía varía según las condiciones reales de operación.

Parámetros como la irradiancia solar, la temperatura del panel, el polvo depositado en la superficie, los efectos espectrales, las pérdidas angulares, el seguimiento deficiente del punto de máxima potencia (MPP), entre otros, son parámetros que afectan principalmente la generación de energía de los módulos y varían de acuerdo al lugar de instalación, (Romero Fiances et al., 2019; Woyte et al., 2014; Navarro y Menéndez, 2017) es por ello, la importancia de una evaluación bajo las condiciones reales climáticas de la ciudad de Tacna.

El desarrollo de este estudio está comprendido por cuatro capítulos.

El capítulo I abarca las generalidades de la investigación, desde el potencial energético solar en el país y la entrada al mercado de nuevas tecnologías fotovoltaicas, asimismo, la necesidad de su evaluación en condiciones reales de operación.

El capítulo II comprende el marco teórico, contiene toda la información teórica necesaria para el desarrollo del estudio, desde celdas solares hasta evaluación del rendimiento global. (*PR*)

El capítulo III se describe la metodología que se utilizó para el estudio, describiendo las características técnicas de los sistemas fotovoltaicos instalados, además de los sistemas de adquisición de datos, equipos y sensores y por último el procesamiento de data recolectada.

El capítulo IV abarca los resultados y discusión del estudio, eficiencia del arreglo fotovoltaico y de los inversores, índices de rendimiento y el rendimiento global (*PR*); describiéndolo en tablas y figuras. Finalmente, las conclusiones y recomendaciones.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 Planteamiento del problema

La región de Tacna se encuentra en la zona de mayor potencial de energía solar del territorio peruano en la que se dispone de 6,0 a 6,5 kWhm⁻², (Senamhi, 2003); del mismo modo Polo B. (2013), concluye que el potencial energético promedio de la región Tacna es de 6,04 ± 0,36 kWhm⁻²día, por lo tanto, es técnica y económicamente rentable y que es posible aplicaciones a cualquier escala.

Las tecnologías fotovoltaicas son hoy en día mucho más eficientes, ya que son capaces de generar energía incluso con condiciones de baja irradiación solar, llegando a eficiencias de las tecnologías de tipo PERC a 22,7%, HIT a 24,4%, CIGS a 16,6% y Al-BSF (m-Si) a 20,4%, alcanzadas en laboratorio. (NREL, 2020). Por otro lado, los precios actuales de los módulos han bajado drásticamente según la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), el costo nivelado promedio ponderado global de electricidad (LCOE) de la energía solar fotovoltaica (FV) a escala de servicios públicos cayó un 82% entre 2010 y 2019. Los costos de electricidad de la energía solar fotovoltaica a escala de servicios públicos cayeron un 13% interanual, llegando a casi siete centavos (USD 0,068) por kilovatio-hora (kWh) en el 2019. (IRENA, 2020).

En la actualidad, la energía fotovoltaica tiene un gran potencial en el país, ya que grandes áreas alrededor de la costa con climas desérticos y semiáridos cuentan con un recurso solar excepcional. Al respecto, vale la pena señalar que varias plantas fotovoltaicas ya operan en Perú. Solo para dar algunos ejemplos, se pusieron en servicio dos plantas fotovoltaicas a-Si de 20 MW en 2012: una en Majes y la otra en La Joya. Asimismo, dos plantas fotovoltaicas de 20 MW m-Si han operado desde entonces en Tacna y Moquegua, respectivamente. Más recientemente, la planta fotovoltaica más grande del Perú se puso en marcha en 2018 con 144,8 MW de módulos fotovoltaicos monocristalino de silicio (m-Si) instalados en Moquegua. Desafortunadamente, muchas de las lecciones aprendidas y los resultados detallados de operación y rendimiento de sistemas FV tan grandes no están disponibles públicamente. Este hecho puede ser

comprensible en cierta medida, ya que estas plantas fotovoltaicas son operadas y mantenidas por empresas privadas. (Romero Fiances et al., 2019)

Esto destaca la importancia de la investigación propuesta a efectos de determinar experimentalmente el rendimiento global (*PR*), ampliamente usado para el cálculo de sistemas fotovoltaicos conectados a la red según la normativa IEC 61724-1 y que, con estos valores de *PR*, se pueda determinar que tecnología fotovoltaica es la más apropiada en la ciudad de Tacna y en otras regiones según sus condiciones climáticas.

1.2 Formulación del problema

1.2.1 Problema general

¿El rendimiento global y pérdidas por el efecto temperatura de los módulos fotovoltaicos de tecnologías PERC, HIT, CIGS serán mejores que la de silicio monocristalino (AL-BSF), bajo las condiciones climáticas de la ciudad de Tacna?

1.2.2 Problemas específicos:

- ¿Cómo influyen las condiciones climáticas de la ciudad de Tacna en el rendimiento global de los módulos fotovoltaicos de tecnologías PERC, HIT, CIGS y silicio monocristalino (AI-BSF)?
- ¿Cuál es la relación entre las pérdidas de rendimiento causadas por la temperatura y otros factores ambientales en los módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologías, y cómo influye esta relación en la selección de la tecnología más adecuada para las condiciones climáticas de Tacna?

1.3 Justificación

En la actualidad existen diversas tecnologías fotovoltaicas, construidos con distintos materiales y por ende con distintas eficiencias, la información de sus características eléctricas en Condiciones Estándar de Medida (CEM) son presentadas en las hojas de datos por el fabricante o ficha técnica. Sin embargo, estas condiciones difícilmente se presentan en la realidad, y, evidentemente, la producción de energía varía según las condiciones reales de operación.

La irradiancia solar, la temperatura del panel, el polvo depositado en la superficie, los efectos espectrales, las pérdidas angulares, el seguimiento deficiente del punto de máxima potencia (PMM), entre otros, son parámetros que afectan principalmente la generación de energía de los módulos y varían de acuerdo al lugar de instalación, (Romero Fiances et al., 2019; Woyte et al., 2014; Navarro y Menéndez, 2017) es por ello, la importancia de una evaluación en condiciones reales climáticas de la ciudad de Tacna.

En general, con las fuentes de energías renovables se pueden obtener sustanciales reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en comparación con el uso de combustibles fósiles, además muchas tecnologías de energía renovable han demostrado considerables mejoras de rendimiento y reducciones de costos, y un número cada vez mayor de estas tecnologías han logrado un nivel de madurez que permite su implantación a una escala significativa; los beneficios incluidos la reducción de la contaminación atmosférica, oportunidades de empleo local, menos accidentes graves respecto de otras tecnologías de suministro de energía y un mayor acceso a la energía y seguridad energética. A largo plazo, con esas fuentes se podrá atender una importante parte de la demanda mundial de energía, siendo recomendada por el Comité Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) a efectos de mitigar y adaptarnos al cambio climático. (IPCC, 2014)

Por tanto, un estudio comparativo del rendimiento PR de los sistemas con tecnologías fotovoltaicas PERC, CIGS, HIT y Al-BSF (m-Si), brindará información de su funcionamiento bajo las mismas condiciones climáticas en la ciudad de Tacna.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Evaluar el rendimiento global y las pérdidas por el efecto temperatura de los módulos fotovoltaicos de tecnologías PERC, HIT, CIGS y monocristalino de silicio (AL-BSF) bajo las condiciones climáticas de la ciudad de Tacna.

1.4.2 Objetivos específicos

- Comparar el rendimiento global (PR) de los módulos fotovoltaicos de tecnologías PERC, HIT, CIGS y silicio monocristalino (Al-BSF) bajo las condiciones climáticas de la ciudad de Tacna.

- Evaluar las pérdidas de rendimiento causadas por la temperatura en los módulos fotovoltaicos de tecnologías PERC, HIT, CIGS y Al-BSF, y comparar su influencia en el rendimiento global.

1.5 Hipótesis

1.5.1 Hipótesis General

Los módulos fotovoltaicos de tecnologías PERC, CIGS, HIT tienen mejor rendimiento global y menor pérdidas por efecto temperatura que las de silicio monocristalino (AL-BSF), bajo las condiciones climáticas de la ciudad de Tacna.

1.5.2 Hipótesis específicos

- Los módulos fotovoltaicos de tecnologías PERC, HIT, CIGS mostrarán diferencias significativas en su rendimiento global (PR) respecto a la de silicio monocristalino (Al-BSF), bajo las condiciones climáticas de la ciudad de Tacna.
- Las pérdidas de rendimiento causadas por la temperatura serán más pronunciadas en los módulos fotovoltaicos de tecnología Al-BSF en comparación con los de tecnologías PERC, HIT y CIGS en el contexto climático de Tacna.

1.6 Operacionalización de la variable de estudio

1.6.1 Definición conceptual

Variable independiente (X): Tecnologías fotovoltaicas (PERC, HIT, CIGS y Al-BSF).

Las tecnologías fotovoltaicas son un conjunto de procesos y materiales que se utilizan para convertir la energía solar en electricidad. Estas tecnologías se basan en el efecto fotovoltaico, que es la capacidad de algunos materiales semiconductores para generar electricidad cuando se exponen a la luz.

Existen varios tipos de tecnologías fotovoltaicas, cada una con sus propias características y ventajas. Se pueden dividir en cuatro tipos: basadas en silicio, películas delgadas, emergentes y celdas compuestas en el grupo III-V. (NREL, 2022).

Variable dependiente (Y):

Rendimiento global

El rendimiento global de las siglas en inglés PR (Performance Ratio) es un indicador que se utiliza para medir el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos. Se define como la relación de la producción de energía medida con la producción de energía esperada dadas las condiciones climáticas específicas del sitio y las especificaciones del sistema. Fue definido conceptualmente en la norma IEC 61724 de 1998, siendo un indicador aceptado a nivel mundial que permite estimar y comparar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.

Hay que tener en cuenta que el PR no es constante y puede variar a lo largo del tiempo debido a factores como la variabilidad climática y los cambios en la disponibilidad de luz solar. (NREL, 2022)

Perdidas por efecto de temperatura

Las pérdidas por efecto de temperatura en módulos fotovoltaicos se refieren a la disminución en la eficiencia y el rendimiento de un módulo fotovoltaico debido al aumento de la temperatura. A medida que la temperatura del módulo aumenta, su eficiencia disminuye, lo que puede reducir la cantidad de energía eléctrica que el módulo puede generar. Esto se debe principalmente a dos efectos (Solanki, C.S, 2013):

- **Reducción en la eficiencia de la conversión:** A temperaturas más altas, la eficiencia de conversión de la luz solar en electricidad disminuye. Los electrones en los materiales semiconductores de los paneles solares tienen más energía térmica, lo que dificulta su movimiento y su capacidad para generar electricidad a partir de la luz solar. Este efecto se conoce como "efecto de temperatura negativo".
- **Incremento en la resistencia eléctrica:** A temperaturas más altas, la resistencia eléctrica de los materiales dentro del panel solar aumenta, lo que puede causar pérdidas adicionales en la producción de energía y reducir la eficiencia general del sistema. Este efecto se conoce como "efecto de resistencia".

1.6.2 Definición operacional

Variable independiente (X): Tecnologías fotovoltaicas (PERC, HIT, CIGS y Al-BSF).

Se identificará la tecnología fotovoltaica en uso en cada uno de los sistemas fotovoltaicos estudiados, mediante la revisión de los documentos técnicos del fabricante y la verificación visual de los módulos (PERC, HIT, CIGS y silicio monocristalino). De esta manera se podrá establecer una relación entre la tecnología fotovoltaica utilizada y el rendimiento global del sistema fotovoltaico.

Variable dependiente (Y):

Rendimiento global (PR)

Se medirá como la relación entre la energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico y la energía solar incidente sobre el sistema. El rendimiento global se expresará en términos de porcentaje.

Para empezar, se medirá el rendimiento global en cada uno de los módulos fotovoltaicos que componen el sistema fotovoltaico.

Para medir el rendimiento global se utilizará un medidor de energía eléctrica para medir la energía generada por el sistema fotovoltaico, se medirá la irradiancia solar incidente sobre el sistema con un medidor de radiación solar, se registrará la temperatura del módulo y se calculará el rendimiento con base en estos datos.

Perdidas por efecto de temperatura

Esta pérdida se manifiesta como una disminución en la producción de energía eléctrica de los paneles fotovoltaicos a medida que su temperatura aumenta expresada en porcentaje.

Se puede calcular la pérdida por efecto de temperatura utilizando la diferencia entre la eficiencia nominal de los paneles solares (a menudo especificada a 25°C en la ficha técnica) y la eficiencia real medida a la temperatura actual de los módulos.

Para un mayor detalle de la Operacionalización de las variables lo podemos ver en la Tabla 1.

Tabla 1*Operacionalización de las variables*

Variables	Definición Conceptual	Definición Operacional	Indicadores	Instrumentos
Variable independiente: Tecnologías fotovoltaicas (PERC, HIT, CIGS y Al-BSF)	Las tecnologías fotovoltaicas son un conjunto de procesos y materiales que se utilizan para convertir la energía solar en electricidad. Estas tecnologías se basan en el efecto fotovoltaico, que es la capacidad de algunos materiales semiconductores para generar electricidad cuando se exponen a la luz.	Se identificará la tecnología fotovoltaica en uso en cada uno de los sistemas fotovoltaicos estudiados, (PERC, HIT, CIGS y silicio monocristalino). De esta manera se podrá establecer una relación entre la tecnología fotovoltaica utilizada y el rendimiento global del sistema fotovoltaico.	Tecnología fotovoltaica: - PERC - HIT - CIGS - Al-BSF	
Variable dependiente: Rendimiento global (PR)	El Performance Ratio (PR) es un indicador utilizado para medir el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos. Se define como la relación entre la energía eléctrica generada por el sistema y la energía solar incidente sobre el sistema. Es una medida de eficiencia del sistema fotovoltaico, y se expresa como un porcentaje.	Se medirá como la relación entre la energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico y la energía solar incidente sobre el sistema. El rendimiento global se expresará en términos de porcentaje.	- Productividad final Y_f - Productividad de referencia Y_r	- Piranómetro - Medidor de energía eléctrica - Termopares PT-100 - Pinza amperimétrica

Perdidas por efecto de temperatura

Las pérdidas por efecto de temperatura en módulos fotovoltaicos se refieren a la disminución en la eficiencia y el rendimiento de un módulo fotovoltaico debido al aumento de la temperatura en la misma..

Se puede calcular la pérdida por efecto de temperatura utilizando la diferencia entre la eficiencia nominal de los paneles solares (a menudo especificada a 25°C en la ficha técnica) y la eficiencia real medida a la temperatura actual de los módulos.

- Coeficiente de pérdidas por temperatura γ .
- Condiciones climáticas.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 Antecedentes del estudio

2.1.1 Internacionales

Srivastava, Tiwari, y Giri, (2020). Según su estudio “An overview on performance of PV plants commissioned at different places in the world”, concluyeron que la evaluación del rendimiento de un sistema FV es un aspecto muy importante para conocer el comportamiento real del sistema FV en condiciones exteriores reales. El estándar IEC 61724 proporciona estándares apropiados que ayudan a comparar varias plantas fotovoltaicas en diferentes lugares del mundo. En esta revisión, se comparan varias plantas fotovoltaicas en diferentes lugares del mundo según el estándar IEC. Según la revisión, se descubrió que las plantas de energía fotovoltaica son factibles en la mayoría de las regiones del mundo, ya que varias plantas de energía en casi todas las áreas del mundo generaron suficiente electricidad en kWh / kW / año. También determino que, con la mejora de la tecnología de los materiales fotovoltaicos y las topologías de los inversores, el rendimiento de las plantas aumenta año tras año. También se filtraron aspectos importantes de la planta fotovoltaica, como la elección del material fotovoltaico, el ángulo de inclinación y la posición del módulo fotovoltaico, los efectos de temperatura y la reducción de la calificación de los módulos fotovoltaicos. Al considerar estos aspectos antes de instalar una planta fotovoltaica, se puede instalar un sistema mucho mejor que proporciona una alta salida eléctrica. Por lo tanto, existen amplias posibilidades en la planta fotovoltaica para satisfacer la demanda de electricidad en todo el mundo.

Tacuma y Valencia, (2018). Bajo la tesis titulada: “Evaluación del subsistema fotovoltaico de la UAO acorde con la norma IEC 61724”, concluyendo que todos los datos que brinda la norma IEC-61724 son de vital importancia a la hora de monitorizar todo un sistema fotovoltaico, incluyendo temas como conversión de energía, pérdidas normalizadas, e incluso variables ambientales, entre las muchas variables que en esta norma se mencionan, unas se resaltan más que otras, entre ellas el índice de relación de comportamiento, el cual es sumamente importante tener claro cuál es su función principal, puesto que este índice indica que entre más cercano a 1 se encuentre, mejor es el

aprovechamiento de los recursos solares disponibles y mejor es la eficiencia en la conversión energética. Se resalta, que esto no quiere decir que necesariamente entre más grande sea más energía se produce.

Navarro y Menéndez, (2017). Según el estudio “Análisis del rendimiento de un sistema fotovoltaico conectado a red de 10 MW, excluyendo el efecto de la temperatura.”, concluyendo que el PR está directamente influenciado por la producción de energía (kWh), que está directamente influenciada por la irradiación (kWh/m²) e inversamente influenciada por la temperatura del módulo. Debido a que la ecuación básica de PR considera la irradiación, los cambios en la irradiación tendrán poco efecto directo sobre la PR. Sin embargo, dado que los cambios en la temperatura no se contabilizan, el PR disminuirá a medida que aumente la temperatura. Además, con el fin de utilizar una medida que sea más indicativa de la condición del sistema en lugar del diseño o condiciones ambientales que están fuera del control del propietario, se agregan factores de compensación a la ecuación del PR, dando lugar a PR compensado por temperatura. Otros factores además de la temperatura también afectan al PR y también están fuera del control del propietario, tales como diseño, sombreado, degradación, equilibrio del sistema, y podrían ser incluidos como factores de compensación. Sin embargo, no es práctico estimar estos factores para compensar PR. Si el propósito es sólo evaluar un sistema específico, el análisis de tendencias utilizando un PR compensado por temperatura es razonable porque no está influenciado por la precisión o la incertidumbre de un modelo FV.

Aguirre L. et al., (2016). Bajo la publicación: “Comparación de eficiencias de conversión de energía en celdas fotovoltaicas de silicio monocristalino, policristalino y amorfo para mediciones meteorológicas de la ciudad Santiago de Cali”, concluyendo que existe una relación inversamente proporcional entre la temperatura de la celda calculada por los tres modelos de desempeño y la eficiencia de conversión, es decir que, a mayor temperatura de la celda, la eficiencia de conversión de energía es menor. Por otro lado, al comparar la gráfica de los tres tipos de tecnologías de paneles, se evidencia que para las condiciones solarimétricas de la ciudad Santiago de Cali, el panel de silicio monocristalino es el que mayor eficiencia de conversión de energía presenta, seguido del

panel de silicio policristalino y finalmente, el panel de silicio amorfo, como se observó en los promedios obtenidos.

Montiel Bustos, (2009). Según la investigación titulada: “Análisis y comparación de las diferentes tecnologías actuales de las células fotovoltaicas”, en la que concluye que la tecnología que menos eficiencia módulo ofrece es la de Silicio amorfo, ya que el principal problema de esta tecnología es la baja eficiencia tras una prolongada exposición a rayos solares y la tecnología que más eficiencia módulo ofrece es la tecnología tipo HIT, ya que la tecnología tipo HIT es la que mayor rendimiento teórico ofrece del sector. Obteniendo un rango de eficiencia para Silicio monocristalino (12 - 14,1 %), Silicio amorfo (4,7-6,3 %), HIT (16,9-17,2 %) y CIS (11-7,3 %).

Islam, M. et al (2021), bajo una revisión a diferentes tecnologías fotovoltaicas disponibles en el mercado, concluye que el rendimiento energético de las diferentes tecnologías fotovoltaicas se ve afectado de manera diferente de un lugar a otro y la predicción es muy complicada. Sin embargo, numerosos estudios podrían ayudarnos a predecir que tecnología fotovoltaica es más adecuada para una determinada ubicación. La mayor parte de este estudio mostró los meses de verano, la tecnología a-Si (Silicio amorfo) y CIGS muestran un comportamiento similar, además de mostrar un mejor rendimiento que la tecnología c-Si (Silicio cristalino). Sin embargo, se ha visto que el silicio cristalino funciona muy bien en alta irradiancia con un clima frío. Se tiene una dificultad al elegir una tecnología fotovoltaica adecuada para un sitio determinado. Por lo tanto, la predicción de los potenciales de energía fotovoltaica antes de la instalación es muy importante en relación con las ventajas económicas y la regulación de políticas para las empresas eléctricas. En anexo tabla 18, se muestra resultados de este estudio considerando el tipo de clima, tecnología fotovoltaica y la que mejor desempeño obtuvo.

2.1.2 Nacionales

Romero Fiances et al., (2019). Según el estudio que realizaron titulado: “Analysis of the performance of various pv module technologies in Peru. Energies”, concluyeron que el análisis en términos de rendimiento proporciona una visión más significativa ya que no se utilizaron piranómetros, sino sensores de irradiancia m-Si, que

se mantuvieron en el mismo estado de limpieza que los módulos fotovoltaicos bajo escrutinio. Por lo tanto, *PR* experimentó fluctuaciones mensuales suaves para el sistema fotovoltaico de Arequipa, gracias al intervalo de temperatura ambiente relativamente más pequeño combinado con flujos de viento suaves y constantes. De hecho, las relaciones públicas variaron entre 0,80 y 0,91 y las anuales fueron cercanas a 0,84. Se obtuvieron valores de este último parámetro entre 0,81 y 0,83 en Tacna para una instalación doble m-Si del anterior. La influencia perjudicial de las temperaturas más altas, en relación con Arequipa, combinada con el sombreado parcial, ocurrió durante los meses de otoño e invierno en el sistema PV ubicado en el último sitio, lo que condujo a valores más bajos de *PR* (0,70 – 0,88). Vale la pena señalar que se produjeron episodios menores de recorte del inversor tanto en Arequipa como en Tacna en diciembre-abril y octubre-abril, respectivamente.

Espinoza R. et al., (2019). Según su estudio realizado titulado: “Feasibility evaluation of residential photovoltaic self-consumption projects in Peru”, concluyeron que la madurez que ha alcanzado la tecnología fotovoltaica en los últimos años significa que la instalación de estos sistemas representa una alternativa real en la combinación de generación de energía de cualquier país. En el caso de Perú, la promoción de grandes plantas fotovoltaicas en el sur del país a través de subastas públicas, demuestra la aceptación de esta tecnología como una fuente confiable de energía capaz de contribuir a las necesidades de electricidad del país. Sin embargo, la instalación de sistemas fotovoltaicos de pequeño tamaño, que van desde 1kw a 10 kW, para autoconsumo no se implementa en la realidad energética del país, por lo tanto, se necesitan más estudios de rendimiento energético y económicos para fomentar una transición energética sostenible en Perú. Además, antes de cualquier evaluación económica, es necesario analizar el rendimiento energético de estos sistemas probando diferentes tecnologías fotovoltaicas ubicadas en distintas ciudades. Después de más de tres años de operación de dos sistemas fotovoltaicos a base de silicio ubicados en las ciudades de Arequipa y Tacna, el rendimiento anual final es de 1900 kWh / kWp y 1576 kWh / kWp respectivamente, lo que resulta en datos de alto rendimiento muy adecuados para su instalación en residencias privadas.

Polo C. y De La Gala A., (2017). Según la publicación: “Evaluación del funcionamiento de un sistema Fotovoltaico de 3,3kW interconectado a la red eléctrica del CERT-UNJBG, Tacna: octubre 2016 - octubre 2017”, se concluye que, bajo las condiciones meteorológicas de la ciudad de Tacna, la energía generada desde diciembre de 2014 al 06 de noviembre de 2017 fue de 15 242 KWh lo que significa que la UNJBG en el periodo indicado a ahorrado dinero por el monto de 2600 USD por el concepto de ahorro del consumo de energía eléctrica. Además, la eficiencia nominal de los paneles fotovoltaicos es de 16,42 % a 1000 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$, la del SFVCR instalado es menor variando entre 11 y 15,7 %, determinándose que esta depende del nivel de irradiancia incidente, temperatura ambiente y superficial de los módulos, de la inclinación de los paneles y de las pérdidas óhmicas.

Coaquira y Rivasplata, (2016). Bajo el trabajo: “Resultados experimentales y evaluación energética de un SFVCR 3,3 kWp – proyecto emergiendo con el sol, periodo de evaluación: diciembre 2014 – abril 2016”, donde obtuvieron eficiencias diarias medias mensuales del sistema de 13,84 %, 13,68 % y del inversor 98,8 %, con un rendimiento global de 83,33 %.

2.2 Tecnologías fotovoltaicas

2.2.1 Historia

La tecnología solar fotovoltaica tuvo su inicio en 1954, cuando investigadores de los laboratorios Bell de los Estados Unidos desarrollaron la primera celda solar de estado sólido usando silicio cristalino. Esta tecnología, fue denominada la primera generación. (Oyola y Gordillo, 2007)

La primera generación de células solares es la tecnología basada en oblea de silicio mono-cristalino y poli-cristalino de grano grande, donde varios centenares de micras de silicio son necesarios para absorber la mayor parte de la luz incidente. Las células solares de una sola unión en obleas de silicio cristalino tienen un máximo teórico del 28% en la eficiencia de conversión fotovoltaica.

La segunda generación en la tecnología fotovoltaica es la basada en dispositivos de capa delgada. Con este tipo de celdas solares se intenta reducir los costes de fabricación al usar mucho menos material, ya que en este caso no se usan obleas para absorber la luz.

Los semiconductores usados en este tipo de dispositivos son variados, desde el silicio en forma amorfa, micro o nanocrystalina, hasta materiales compuestos relativamente complejos como el Teluro de Cadmio (CdTe) y las CIGS/CIS (cobre, indio, galio y selenio).

En referencia a la tecnología de silicio amorfo, uno de sus principales inconvenientes es la degradación de las células solares durante su exposición a la luz. Aunque inicialmente la eficiencia en laboratorio de estos dispositivos pueda alcanzar el 12%, en los módulos comerciales expuestos a la radiación solar durante unos meses la eficiencia se degrada hasta el 5 %-6 %. Las otras tecnologías incluidas en la segunda generación también presentan sus inconvenientes, como la toxicidad del cadmio y el galio, o la escasez del telurio y el indio.

Superar la máxima eficiencia teórica de las celdas solares además de considerar los costos de producción son los conceptos base de la tecnología solar fotovoltaica de tercera generación, estos están constituidas por dos o más celdas apiladas una encima de otra, denominadas celdas multijuntura o tándem. El límite teórico en este tipo de células apiladas, en el caso de tener un número ilimitado de uniones, está sobre el 67% en el caso de sistemas sin concentración solar y el 86% en caso de sistemas con concentración solar máxima. (Belen y Vilches, 2015)

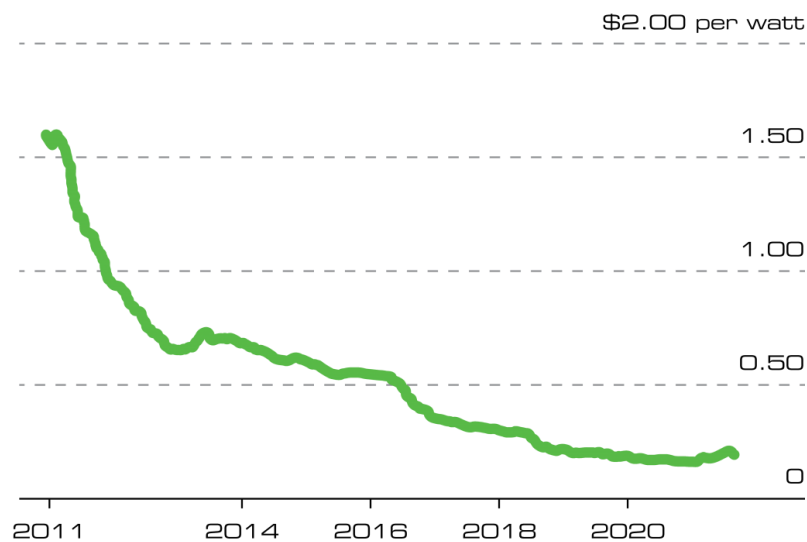
A finales de la década del 80 se inició el desarrollo de un nuevo tipo de materiales fotovoltaicos denominados emergentes, que permitieron fabricar las denominadas celdas orgánicas basadas en polímeros conductores, este tipo de materiales se comportan como semiconductores tipo p o n dependiendo del material, de manera que combinándolos se pueden formar uniones que permitirán generar energía por el efecto fotovoltaico. (Oyola y Gordillo, 2007)

En conclusión, la energía fotovoltaica ha sido una de las tecnologías de energía renovable de más rápido crecimiento: la producción anual de celdas se multiplicó por diez, de aproximadamente 50 MW en 1990 a más de 500 MW en 2003 (Twidell y Weir, 2006) y se estima que crecerá hasta 1645 GW en 2026. La energía solar ha exhibido la disminución de costos más rápida entre las tecnologías energéticas. El precio de las células fotovoltaicas (ver figura 1) de silicio en la década de 1950 era de 76 dólares

estadounidenses por vatio, que disminuyó significativamente a 0,20 dólares estadounidenses por vatio en 2021. Desde 2000 hasta 2019, los precios se redujeron significativamente, pero las reducciones comenzaron a estabilizarse después de eso ("History and the Development of Photovoltaics - AE Solar", 2022).

Figura 1

Tendencias en la reducción del costo.



Nota. "Polysilicon Solar Price - PVinsights", 2022

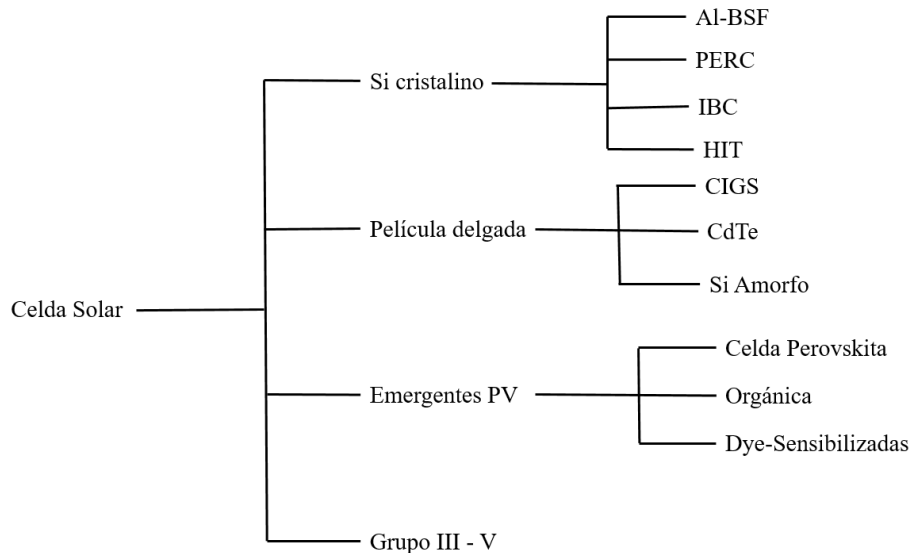
2.2.2 Celdas solares

El elemento básico de un sistema fotovoltaico son las celdas solares que convierten la energía solar directamente en corriente continua. Una celda solar típica consta de una unión PN formada en un material semiconductor similar a un diodo. El material semiconductor más utilizado en las celdas solares es el silicio. Cada material da una eficiencia diferente y tiene un costo diferente. (Rekioua y Matagne, 2012).

Las celdas solares se pueden dividir en cuatro tipos: basadas en silicio, películas delgadas, emergentes y celdas compuestas en el grupo III-V. La figura 2 muestra una de las clasificaciones de las celdas solares.

Figura 2

Clasificación de celdas solares.



Nota. Rahman y Xu (2016)

Las celdas basadas en silicio usando tecnología Al-BSF se encuentran:

silicio monocristalino (*m-Si*). Es el material celular ampliamente disponible, su eficiencia está limitada por varios factores. La eficiencia más alta de la celda solar de silicio es de alrededor del 23 %, mientras que la de algunos otros materiales semiconductores alcanza hasta el 30 %, lo que depende de la longitud de onda y el material semiconductor.

silicio policristalino. También se le llama polisilicio. En este caso, el silicio fundido se vierte en lingotes. Luego forma múltiples cristales. Estas celdas tienen una eficiencia de conversión ligeramente menor en comparación con las celdas monocristalinas. Los módulos de silicio monocristalino y policristalino son altamente confiables para aplicaciones de energía al aire libre.

Silicio amorfo (*a-Si*). La eficiencia de las células solares amorfas suele oscilar entre el 10 y el 13 %. Su tiempo de vida es más corto que el de las células cristalinas.

Como evolución de las celdas basadas en silicio usando tecnología Al-BSF surgieron nuevas tecnologías como son las de tipo PERC (Passivated Emitter Rear Cell) y HIT

(Heterojunction with Intrinsic Thin layer); obteniendo eficiencias del 22,7 % y 24,4 % respectivamente, las cuales son mayores a la convencional Al-BSF. (NREL, 2020).

Las celdas del tipo compuesta:

También llamada celda fotovoltaica de película delgada, es una celda solar fabricada con materiales de película delgada con unas pocas películas o menos de espesor.

Las células solares de película delgada que se utilizan normalmente son:

- Telururo de cadmio (CdTe) que es un compuesto cristalino formado a partir de cadmio y telurio y su eficiencia es de alrededor del 15 %.
- El seleniuro de cobre, indio y galio (CIS o CIGS) está compuesto de cobre, indio, galio y selenio. Su eficiencia ronda el 16,71 %.
- La celda solar sensibilizada por colorante (DSC) está formada por un ánodo fotosensibilizado y un electrolito. Su eficiencia ronda el 11,1 %.

Las celdas del tipo orgánica:

Están hechas de capas delgadas de materiales orgánicos. Se conocen tres tipos diferentes de celdas solares orgánicas: el material semiconductor orgánico puede estar compuesto por las llamadas moléculas pequeñas o polímeros. El tercer tipo de celdas solares orgánicas se denomina célula solar sensibilizada por colorante o célula Grätzel. (Rekioua y Matagne, 2012).

- Celdas en tándem o apiladas: en este caso se dispondrán unos encima de otros diferentes materiales semiconductores, adecuados para diferentes rangos espectrales.
- Células de capa de inversión: el campo eléctrico interno es producido por la unión de una fina capa de óxido a un semiconductor.

2.2.3 Tecnologías de celdas solares

A continuación, se describe las tecnologías fotovoltaicas evaluadas en este estudio:

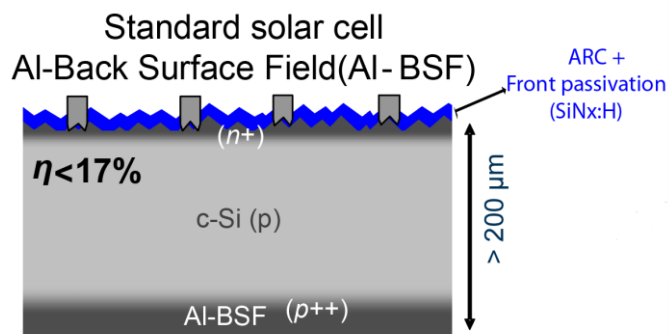
back surface field (BSF). se ha utilizado como uno de los medios para mejorar el rendimiento de las celdas solares mediante la reducción de la velocidad de recombinación de la superficie. Uno de los métodos para producir BSF es mediante la introducción de una capa altamente dopada en la superficie trasera de la oblea. (ver figura 3)

El aluminio serigrafiado y la aleación térmica rápida se utilizan juntos para obtener un campo de superficie posterior de Al (Al-BSF) que puede reducir la velocidad de recombinación efectiva de la superficie posterior. Este proceso se ha combinado en una fabricación de laboratorio de alta eficiencia y un proceso industrial de alto rendimiento para lograr eficiencias de celdas solares superiores al 19,0 % y al 17,0 %.

Las celdas conocidas comercialmente como silicio monocristalino y policristalino usan la tecnología BSF, las cuales se describieron en la sección 2.2.2.

Figura 3

Estructura BSF



Nota: (Disolar, 2021)

Sin embargo, existen desventajas derivadas de la simplicidad de esta estructura celular. Uno es el rendimiento celular limitado que resulta. Los módulos de celdas solares comerciales basados en este enfoque están limitados a eficiencias en el rango del 15 % al 17 %, lo que corresponde a eficiencias de celdas del 17 % al 20 %. A medida que la industria fotovoltaica madure, lo más probable es que se requieran enfoques que ofrezcan un mayor rendimiento del que es posible con la estructura Al-BSF.

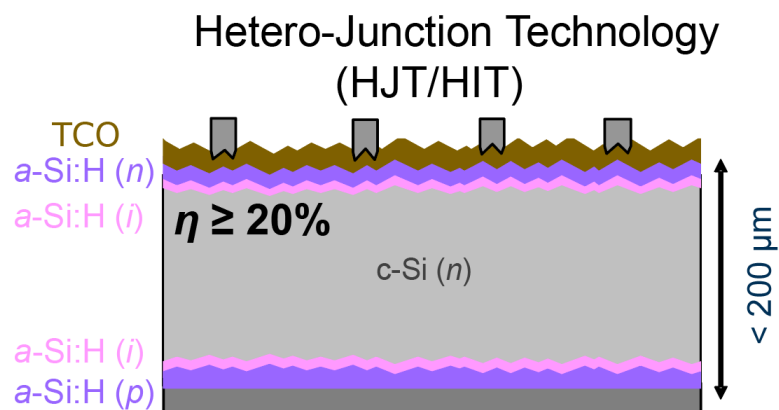
Aunque la celda Al-BSF ha formado el caballo de batalla de la industria durante las últimas décadas, se está acercando a los límites de su desempeño como tecnología de celda comercial. La industria está en el proceso de hacer la transición a algunas de las tecnologías de mayor eficiencia, las cuales se mencionarán más adelante. (Kalogirou, 2018).

HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer). La celda solar tipo HIT de Sanyo Company y que actualmente pertenece a Panasonic Corporation, se caracteriza por estar formado por obleas de silicio monocristalino recubiertas por una capa muy delgada de silicio amorfo.

El sustrato de partida es una oblea de silicio monocristalino de tipo n, la polaridad opuesta a la mayoría de los productos, está recubierta por ambos lados con una fina capa de silicio amorfo (a-Si). Como capa intermedia, una capa ultrafina sin dopar (intrínseca) hecha de silicio amorfo une la oblea cristalina con cada capa de silicio amorfo. Una capa de a-Si dopada con p se deposita en el lado frontal, que forma la unión p-n con la oblea monocristalina dopada con n. Mientras que en las celdas solares de silicio convencionales el mismo material semiconductor se dopa de manera diferente para crear una unión p-n, con las células solares HIT esto ocurre entre los dos semiconductores estructuralmente diferentes. Esto se conoce como heterounión. La estructura básica del dispositivo se muestra en la figura 4. (McEvoy, Markvart, y Castañer, 2012).

Figura 4

Estructura de la celda HIT



Nota. McEvoy, Markvart, y Castañer (2012).

Los módulos comerciales se ofrecen en el rango de eficiencia de 16,1 – 19,0 %. Sanyo produjo aproximadamente 300 MW de producto celda HIT durante 2010. (McEvoy, Markvart, y Castañer, 2012).

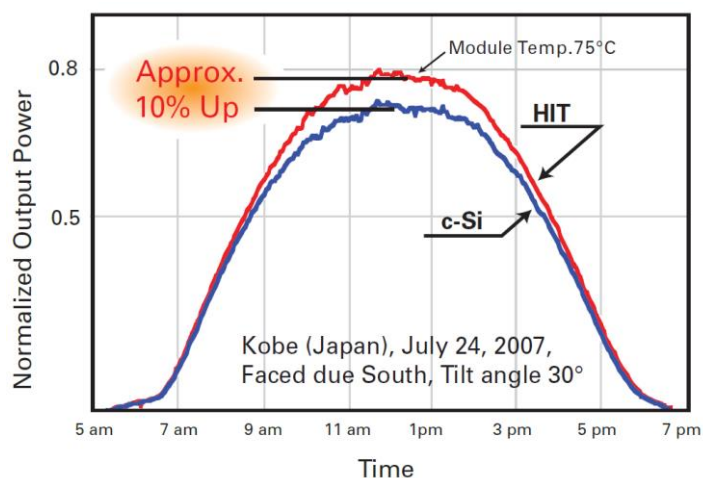
No hay deterioro de la eficiencia como resultado de la degradación inducida por la luz que es característica de las celdas amorfas de película delgada. En comparación con las celdas solares cristalinas, la celda HIT se distingue por un mayor rendimiento energético a temperaturas más altas y la utilización de un espectro más amplio. Aquí, por el aumento de un grado Celsius, el rendimiento empeora solo un 0,33 % en comparación con el 0,45 % del silicio cristalino. (Earthscan, 2008)

Las ventajas de estas celdas son la baja necesidad de energía para la producción, la celda solar HIT requiere sólo 200 °C para el proceso de formación de los enlaces mientras que una celda solar cristalina cerca de 900 °C. Además, la celda solar HIT tiene alrededor de 200 µm de espesor y una celda solar convencional alrededor de 350 µm. Esto ayuda a ahorrar silicio. Montiel Bustos, (2009)

Como mencionamos anteriormente los módulos HIT tienen al contrario que los módulos poli y mono cristalinos, una alta eficiencia a altas temperaturas lo cual hace que produzca mayor energía a igual potencia nominal como se observa en la siguiente figura 5.

Figura 5

Potencia de salida en función de la hora entre los módulos tipo HIT y m-Si.

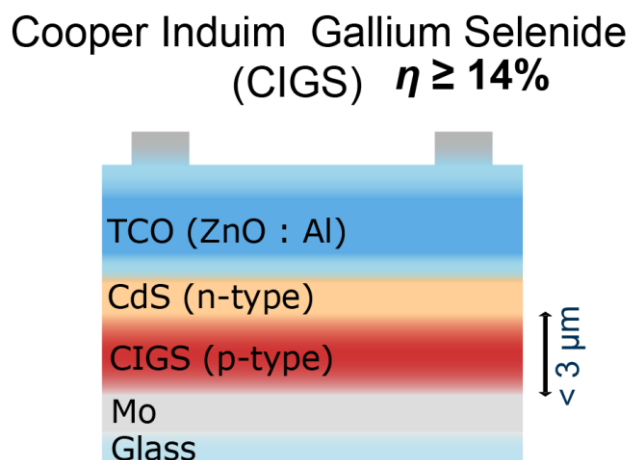


Nota. Montiel Bustos, (2009)

CIGS (Cobre, Indio, Galio Selenio/Azufre). Este tipo de celdas presentan una unión p-n, el proceso de fabricación comienza con la formación del electrodo base o capa de molibdeno (Mo) sobre el sustrato de vidrio mediante pulverización catódica, luego la capa absorbente de CIGS tipo p en el electrodo base. La capa amortiguadora de sulfuro de Cadmio (CdS) se forma por deposición de baño químico, la capa de TCO, que es óxido de zinc dopado con boro (BZO), el grosor de una celda solar CIGS es de solo 1 a 2 μm . Debido a que el módulo CIGS se puede integrar mediante trazado láser, no se necesita cinta. Después de la fabricación de la celda solar, la parte frontal se encapsula en EVA y otra placa de vidrio. La Figura 6 muestra la estructura de un módulo fotovoltaico CIGS fabricado por Solar Frontier K.K. (Rahman y Xu, 2016)

Figura 6

Estructura de un módulo FV CIGS



Nota. (Rahman y Xu, 2016)

Esta tecnología es apta para ser aplicada no sólo sobre sustratos rígidos (por ejemplo, vidrio) sino también sobre sustratos flexibles (por ejemplo, metales o polímeros) permitiendo la utilización de procesos con altos rendimientos. Además, de su tolerancia a altas temperaturas, buen rendimiento bajo intensidades de luz baja, efectos de absorción de luz y tolerancia a la sombra. (Rahman y Xu, 2016)

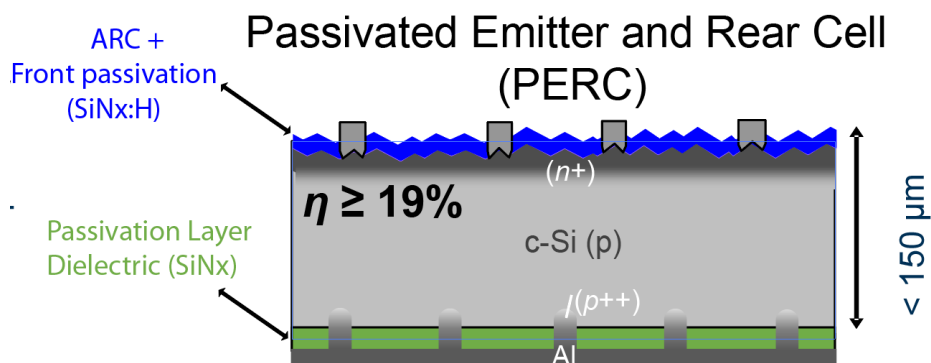
Una ventaja importante de la tecnología fotovoltaica CIGS es que ha logrado las mayores eficiencias de conversión entre las diferentes tecnologías de película delgada. La

mayor eficiencia de conversión alcanzada en el laboratorio para las celdas solares de película delgada CIGS y los módulos medidos bajo el espectro solar AM1,5 a 25 °C es 21,06 % y 18,7 %, respectivamente. (Galindo y Cañon, 2017)

PERC (Passivated Emitter Rear Cell). En 1989, en la Universidad de Nueva Gales del Sur, Australia, se presentó el " Passivated Emitter Rear Cell " (PERC) que fue diseñado para superar las limitaciones de eficiencia de la celda solar Al-BSF mediante la introducción de una pasivación dieléctrica de la parte posterior de la oblea de silicio utilizando solo contactos metálicos locales. A modo de comparación, la Figura 7 muestra la estructura de una celda solar Al-BSF de área completa y la celda PERC industrial.

Figura 7

(a) Estructura de la celda Al-BSF (b) Estructura de la celda PERC



Nota: (Disolar, 2021)

Continuando con la comparación con la tecnología de celdas solares de silicio industrial anterior que aplicaba un contacto posterior de aluminio de área completa, las celdas PERC pasivan la superficie posterior de la oblea de silicio con una capa dieléctrica y solo contactan localmente la oblea de silicio con un contacto de metal de aluminio, lo que reduce la recombinación del portador de carga y, por lo tanto, aumenta la eficiencia de conversión.

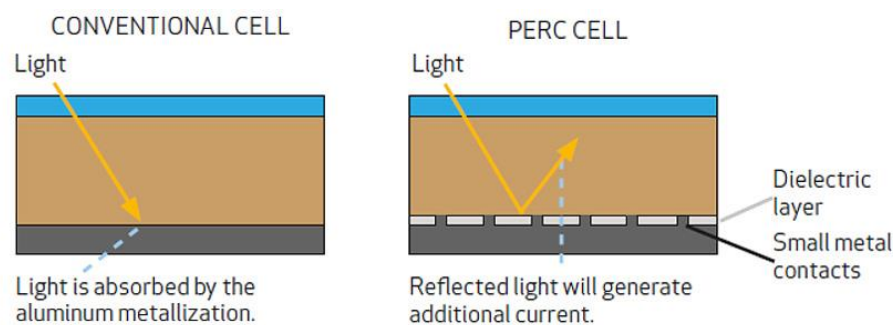
Consiguiendo que estos electrones de la luz infrarroja no penetren hasta la capa de aluminio, sino que sean reflejados y permitan generar corriente entre la capa base y la emisora. Este aprovechamiento de la luz infrarroja le proporciona a la celda PERC una

mayor “sensibilidad” ante longitudes de onda larga (ver figura 8). Esto permite que los módulos con tecnología PERC presenten una eficiencia superior al resto de módulos convencionales. (tanto monocristalinos como policristalinos).

Longitudes de onda superiores a la infrarroja no pueden penetrar en las células fotovoltaicas, bueno, más bien no pueden generar energía, pero estas ondas llegan directamente a la capa de aluminio inferior en las células convencionales, siendo absorbidas por ésta y aumentando la temperatura del módulo. Y ese aumento de temperatura genera un efecto negativo sobre la producción. Sin embargo, en las células PERC, estas ondas son reflejadas enviándolas fuera del panel y consiguiendo, por tanto, una temperatura menor. (Energías renovables, 2018)

Figura 8

Comparación entre las celdas convencional Al-BSF y PERC.



Nota. Energías renovables, (2018)

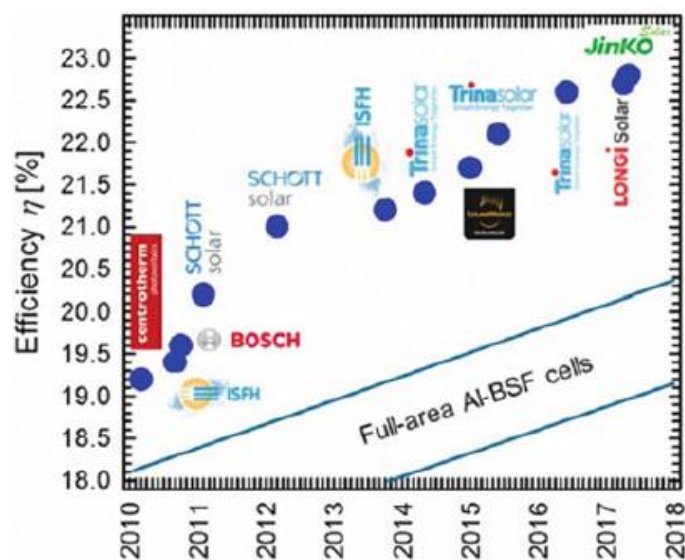
Presenta eficiencias de conversión récord de hasta el 22,8 % de las celdas PERC industriales, por lo que superan la eficiencia de las celdas solares de silicio Al-BSF convencionales en más del 2 %. (Petrova-Koch, Hezel y Goetzberger, 2020).

La Figura 9 muestra la evolución de las eficiencias de conversión durante los años 2010-2018 obtenidas con celdas solares industriales tipo PERC, comenzando con una eficiencia del 19,2 % informada por Centrotherm en 2010, el punto de referencia en 2012 ha sido del 21,0 %, como lo demuestra Schott Solar. En 2014, ISFH aumentó aún más la eficiencia hasta el 21,2 % y en julio de 2015 hasta el 21,7 % mediante SolarWorld. Trina Solar fue la primera en superar la barrera del 22 % de eficiencia al informar sobre una celda PERC industrial con una eficiencia del 22,1 % en diciembre de 2015. LONGi Solar

y JinkoSolar obtuvieron las eficiencias campeonas actuales del 22,7 % y el 22,8 % en octubre de 2017, respectivamente. Como puede deducirse de la figura, las eficiencias récord de las celdas PERC industriales aumentaron aproximadamente un 0,5 % por año como valor promedio durante los últimos 8 años. La simple extrapolación de esta tendencia predice que en 2020 las eficiencias récord de las células PERC se acercarán al 24 % aplicando procesos de producción industrialmente viables. (Petrova-Koch, Hezel y Goetzberger, 2020).

Figura 9

Evolución de las eficiencias durante los años 2010 al 2018 obtenidas con celdas solares industriales tipo PERC



Nota. (Petrova-Koch, Hezel y Goetzberger, 2020).

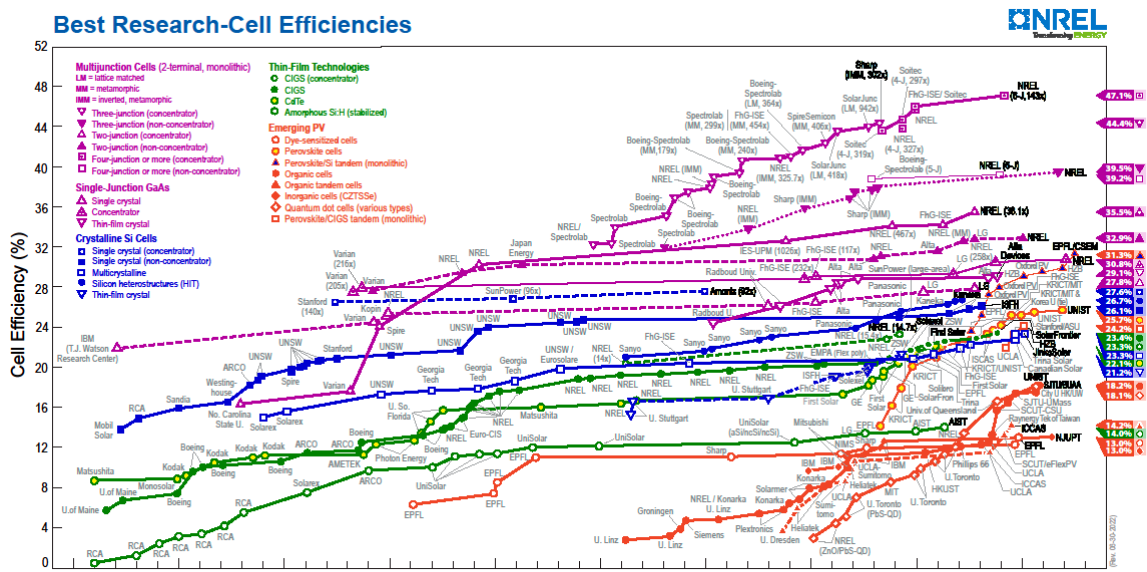
En 2018, las celdas solares tipo PERC representaron aproximadamente el 40 % de las celdas solares producidas en todo el mundo y se espera que su participación aumente rápidamente hasta el 70 % en los próximos años. En resumen, la tecnología PERC ofrece dos ventajas significativas: mayor producción con irradiancia baja y menor coeficiente de temperatura.

Finalmente, la figura 10 presenta el desarrollo de las mejores eficiencias de celdas solares en los últimos 40 años. Muestra los grandes avances que se han hecho desde

entonces. En la parte superior encontramos naturalmente las celdas apiladas de semiconductores III/V bajo luz solar concentrada. También son notables los rápidos avances en las células orgánicas: en solo 10 años, las eficiencias se han multiplicado casi por cuatro, del 3 % a casi el 12 % en la actualidad. (Mertens, K., 2014).

Figura 10

Eficiencias de celdas solares en los últimos 40 años.



Nota. NREL, (2022).

En los últimos años se ha visto una diversificación de la fabricación de celdas hacia enfoques de mayor eficiencia. Sanyo, (ahora Panasonic) ha realizado desviaciones bastante revolucionarias del enfoque estándar Al-BSF con sus celdas HIT híbridas de silicio amorfo cristalino; y, más recientemente, muchos otros fabricantes con sus versiones de PERC.

Se espera que PERC continúe con su rápida penetración en el mercado, representando la mayor parte de la producción de celdas de silicio durante la próxima década. (Kalogirou, 2018).

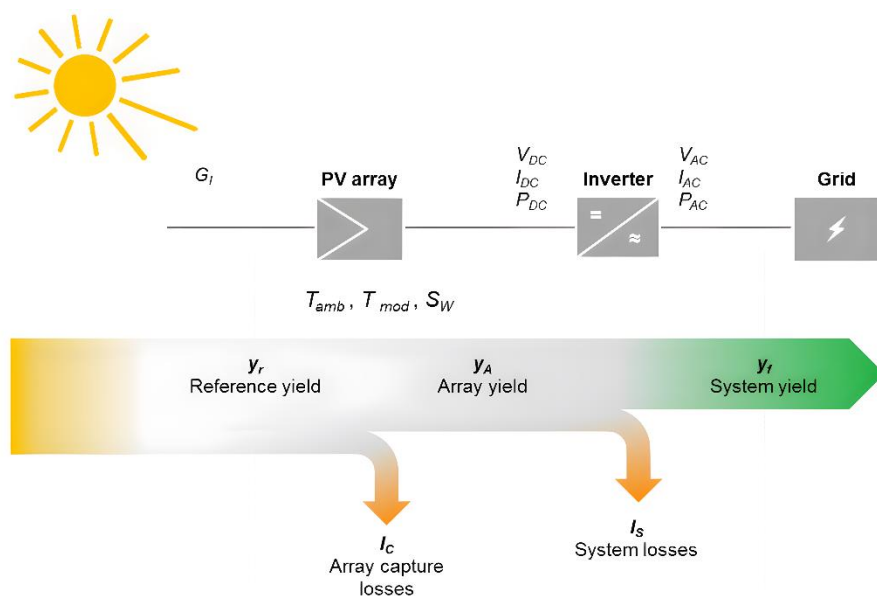
2.3 Evaluación del rendimiento global (PR)

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) ha desarrollado una guía para medir y analizar la producción de energía de los sistemas fotovoltaicos (PV). IEC 61724-1. Este documento se centra en la evaluación energética descrita en IEC 61724-1. La evaluación compara la producción de energía medida con la producción de energía esperada dadas las condiciones climáticas específicas del sitio y las especificaciones del sistema. El procedimiento evalúa el rendimiento del sistema en una amplia gama de condiciones ambientales y operativas, generalmente en el transcurso de un año. (Klise et al., 2017)

La finalidad de evaluar con esta normativa internacional consiste en conocer como es el comportamiento del arreglo solar, estandarizando la medida del rendimiento mediante el factor PR y poder así abrir la posibilidad de comparar con otros arreglos solares de a otros países que han implementado la misma metodología. Tal que, en un futuro aplicando los mismos lineamientos se pueda estar monitoreando el sistema con la metodología, y se pueda hacer un seguimiento minucioso a través del tiempo con el fin de encontrar fallas en el sistema o proponer mejoras.

Figura 11

Parámetros eléctricos y ambientales a medir en tiempo real, para evaluación del rendimiento.



Nota. Adaptado de Woyte et al., 2014

En la Figura 11 podemos observar el flujo energético de un sistema FV interconectado a la red, además de los parámetros recomendados para la adquisición de datos y luego ser tratados para la evaluación lo menciona la normativa, los parámetros están tanto los meteorológicos, del campo FV en DC y la salida en AC de la red, como apreciamos en la tabla 1.

Tabla 2

Parámetros de medida, según la Normativa

Parámetro	Símbolo	Unidad
Meteorología		
Irradiancia total en el plano del campo fotovoltaico	G_I	$W \cdot m^{-2}$
Temperatura ambiente a la sombra	T_{am}	$^{\circ}C$
Velocidad del viento	S_W	$m \cdot s^{-1}$
Campo fotovoltaico		
Tensión de salida	V_A	V
Intensidad de salida	I_A	A
Potencia de salida	P_A	kW
Temperatura del módulo	T_m	$^{\circ}C$
Carga		
Tensión de la carga	V_L	V
Intensidad de carga	I_L	A
Potencia de carga	P_L	kW
Red eléctrica		
Tensión de la red	V_u	V
Intensidad hacia la red	I_{TU}	A
Intensidad desde la red	I_{FU}	A
Potencia hacia la red	P_{TU}	kW
Potencia desde la red	P_{FU}	kW

Nota. (UNE-EN, 2000; IEC 61724, 1998)

El índice de relación de comportamiento PR se define como un factor de rendimiento que considera las pérdidas energéticas asociadas a los rendimientos de conversión DC/AC y de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor y al hecho de que el rendimiento de las células solares es inferior al que indica el valor de su potencia nominal, debido a que la temperatura de operación suele ser notablemente superior a 25 °C; y es el cociente entre el índice de producción final del sistema FV o

“Final Yield”, y el índice de producción de referencia o “Referente Yield”. (Navarro y Menéndez, 2017; Tacuma y Valencia, 2018; IEC- 61724-1,2017).

Es la relación entre la energía generada y la energía disponible.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_{ac}}{\frac{P^* * H_a(\alpha, \beta)}{G^*}} = \prod_i (1 - L_i) \quad [1]$$

Donde:

Y_f = índice de producción final

Y_r = índice de producción de referencia

E_{ac} = Energía inyectada a la red

$H_a(\alpha, \beta)$ = Irradiación en el plano inclinado del SFV

P^* = Potencia pico del SFV

G^* = Irradiancia en condiciones STC (1000 W/m^2)

L_i = Perdidas del SFV

El índice de producción final (Y_f) del sistema FV es la potencia neta de salida dividida por la potencia nominal (dc) que viene reflejada en la placa de características del módulo fotovoltaico solar. Representa el número de horas que debería de funcionar a esa potencia para proporcionar dicha potencia de salida. Es la energía útil anual producida por el sistema en un cierto período de tiempo por unidad de potencia instalada, expresada en kWh/kWp.

$$Y_f = \frac{E_{ac}}{P^*} \quad [2]$$

Y el índice de producción de referencia (Y_r) es la irradiación solar incidente en el plano del generador fotovoltaico, $H(\alpha, \beta)$ expresada en kWh/m², respecto de la irradiancia en condiciones estándar (G^* de 1kW/m², T_c de 25 °C). Expresada en horas.

$$Y_r = \frac{H(\alpha, \beta)}{G^*} \quad [3]$$

Las pérdidas del sistema fotovoltaico (L_i), pueden ser por temperatura en el módulo, perdidas por polvo, eficiencia del inversor de red, perdidas óhmicas por el cableado, entre otros. En la tabla 2 se muestra un porcentaje de pérdidas estimadas y las causas que lo producen a una instalación FV. (Muñoz,E. 2015)

Tabla 3

Porcentaje de pérdidas estimadas de una instalación FV.

Tipo de pérdida energética L_i	Estimación de pérdidas de una instalación FV [%]		
	Opción A	Opción B	Opción C
Perdidas por T_c distinta de 25°C	10,0	8,0	6,0
Pérdidas por conversión DC/AC	6,0	5,0	5,0
Mismatch	3,0	3,0	3,0
Suciedad	4,0	2,0	1,0
Angulares y espectrales	4,0	3,0	1,0
Óhmicas DC	2,5	1,0	3,0
Potencia inferior a la Nominal	5,0	3,0	1,0
Rendimiento por algoritmo MPPT	3,0	2,0	2,0
Sombreado	2,0	1,0	1,0
Óhmicas AC	2,0	1,0	1,0
Otros (baja irradiancia, paradas, ...)	2,0	1,0	1,0

Nota. Muñoz,E. 2015, Presentación 04.

El *PR* presenta la ventaja de ser simple: se puede calcular directamente sin ningún tipo de modelado, solo a partir de los datos de los contadores de energía, el catálogo del fabricante de los módulos y un sensor de radiación. Las prácticas en la medición de irradiancia ha ido evolucionando, como podemos mencionar a continuación:

- **La irradiancia global horizontal (GHI).** Fue la referencia que se utilizó inicialmente, y que corresponde a la irradiación vista por un piranómetro en el plano horizontal. Sin embargo, esta referencia fue descartada debido al

comportamiento no lineal entre la irradiancia horizontal y la energía generada, derivada principalmente del paso del plano horizontal al del generador.

- **La irradiancia global inclinada (GTI).** Una primera modificación para evitar esas no linealidades fue considerar como referencia la irradiancia global en el plano del generador. Sin embargo, esta irradiancia tiene el inconveniente de que no se corresponde con la que incide realmente en el generador, sino con la que ve un piranómetro en ese plano, ya que no tiene en cuenta las pérdidas angulares ni espectrales.
- **La irradiancia eficaz *G_{ef}*.** Los procedimientos más avanzados establecen como referencia la irradiancia que ve un módulo fotovoltaico en el seno del generador. Esta medida puede venir dada por un módulo o una célula de referencia y representa la verdadera entrada al sistema.

Para una planta FV dada, el *PR* tiende a ser constante a lo largo de los años, en la misma medida en la que las condiciones climáticas tienden a repetirse, lo que lo convierte en un indicador adecuado para la calificación técnica de una instalación si se consideran periodos anuales.

Sin embargo, el *PR* tiene algunas desventajas significativas como índice de evaluación. Por un lado, no distingue entre pérdidas evitables e inevitables en cada fase, lo que dificulta la preservación de la cadena de responsabilidad. Por ejemplo, no permite distinguir entre pérdidas por altas temperaturas (inherentes a las condiciones climáticas del emplazamiento), pérdidas por sombras (achacables a la fase de diseño), de bajo rendimiento de los equipos (atribuibles a los fabricantes de los equipos) o a un mantenimiento defectuoso (responsabilidad del contratista de O&M).

Una manera de realizar dicha corrección es calcular un *PR* en CEM, PR'_{STC} , que se define como el *PR* de la central durante un periodo hipotético en el que hubiera operado permanentemente en CEM (IEC 61724-1,2017):

$$PR'_{STC} = \frac{E_{ac}}{C_k * P^* * \frac{H_a(\alpha, \beta)}{G^*}} \quad [4]$$

Donde:

$$C_k = 1 - \gamma(T_c - 25)$$

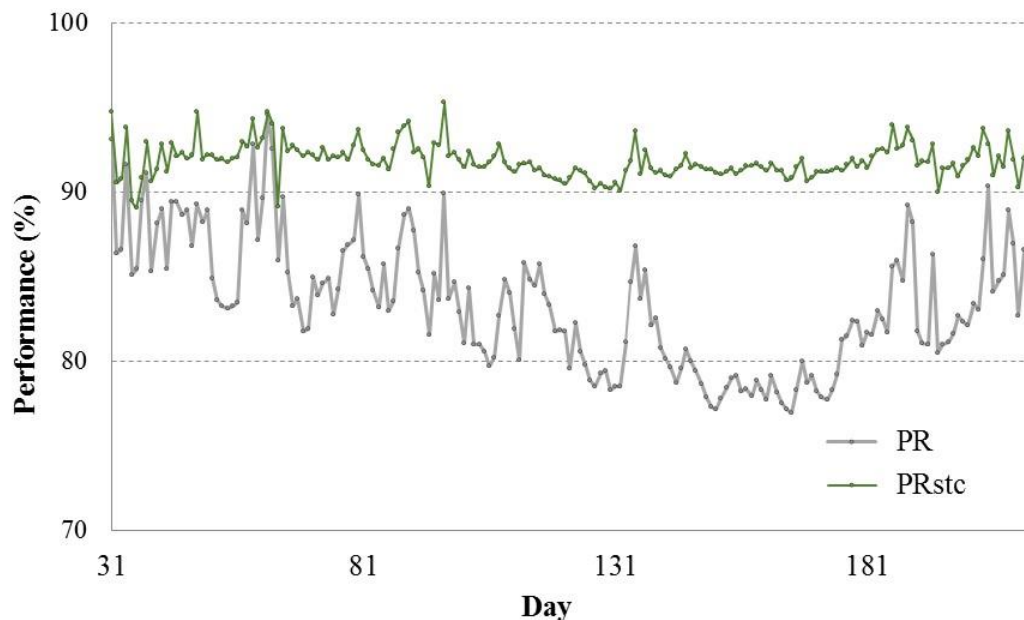
T_c = Temperatura de la celda medida insitu.

γ = El coeficiente de variación de la potencia con la temperatura, dado por el fabricante de los módulos

La Figura 12 muestra la evolución diaria del PR y el PR'_{STC} de una central en Sudáfrica, a lo largo de 2017. Respectivamente, presentan una variación máxima de $\pm 12\%$ y $\pm 3,5\%$ (con desviaciones estándar de $3,9\%$ y $1,0\%$, respectivamente). El aumento de la complejidad que supone medir la temperatura operación de los módulos se ve claramente compensado por el beneficio que supone tener un índice que no sea dependiente del tiempo ni del emplazamiento, lo que permite una evaluación más precisa de la calidad técnica de las centrales, así como llevar a cabo comparaciones precisas entre instalaciones de diferentes regiones climáticas. (QPV, 2019)

Figura 12

Evolución diaria del PR y el PR'_{STC} , Sudafrica 2017.



Nota. QPV, (2019)

CAPITULO III MARCO METODOLÓGICO

3.1 Descripción y características de la investigación

Nivel de investigación: investigación descriptiva-explicativa

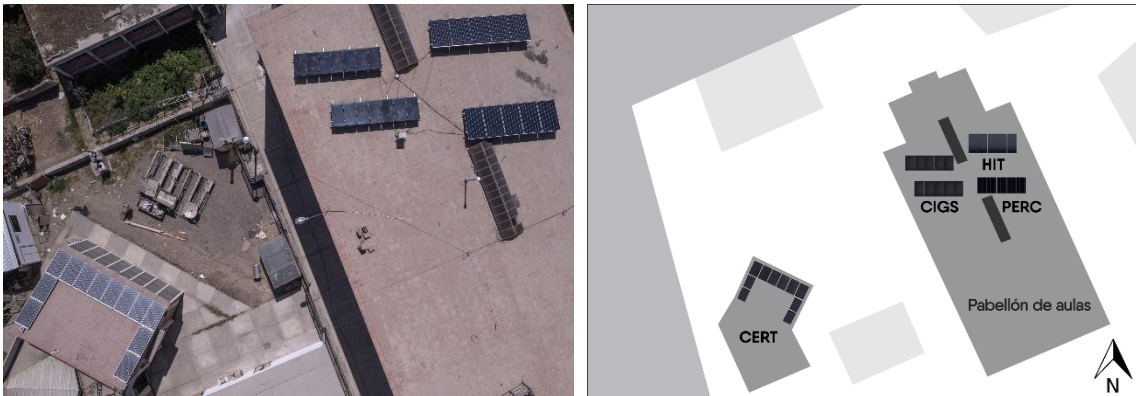
Tipo de investigación: investigación aplicada

3.2 Descripción del ámbito de la investigación

Los sistemas se han instalado en el techo del Centro de Energías renovables de Tacna (CERT) y azotea del pabellón de aulas de la facultad de Ciencias de la Universidad Nacional Jorge Basadre Grohmann (UNJBG) ciudad de Tacna (figura 13), donde actualmente se tiene instalados cuatro sistemas fotovoltaicos de distinta tecnología conectados a la red eléctrica pertenecientes a dos convenios inter institucionales.

Figura 13

Lugar de estudio.



Nota. Editado google maps

El primero, mediante el convenio entre la UNJBG, Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) de Lima y la Universidad de Jaén (España), bajo el proyecto denominado Emergiendo con el Sol (PES), para lo cual se instaló un sistema fotovoltaico de 3,3 KW con tecnología de silicio monocristalino (Al-BSF), bajo el objetivo de cuantificar la producción energética. (figura 14).

Figura 14

Sistema fotovoltaico con tecnología monocristalino de Silicio instalado en el CERT.



Viene operando hasta la actualidad desde abril de 2015 se viene monitoreando con registro de datos automatizados. Esta instalación se realizó en el techo del CERT, bajo una inclinación de 19° y orientado aproximadamente a 28° NE.

El segundo sistema, bajo convenio con la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) mediante financiamiento del Banco Mundial (Proyecto 045-2018-FONDECYT-BM-IADT-MU) consistente en la evaluación de tres sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica de la UNJBG con distintas tecnologías fotovoltaicas: tipo PERC, HIT y CIGS (figura 15), opera desde febrero de 2021 hasta la actualidad bajo monitoreo automatizado de datos, instalado en la azotea del edificio de aulas de la Facultad de Ciencias, con inclinación de 15° y orientadas al norte.

Figura 15

Sistemas fotovoltaicos con tecnología fotovoltaica PERC, HIT y CIGS.



3.3 Descripción de materiales y/o equipos

La evaluación se realizó a cuatro sistemas fotovoltaicos interconectados a la red (SFVCR), cada uno con tecnología fotovoltaica diferente para su respectiva comparación, como describiremos a continuación.

3.3.1 Sistemas fotovoltaicos interconectados

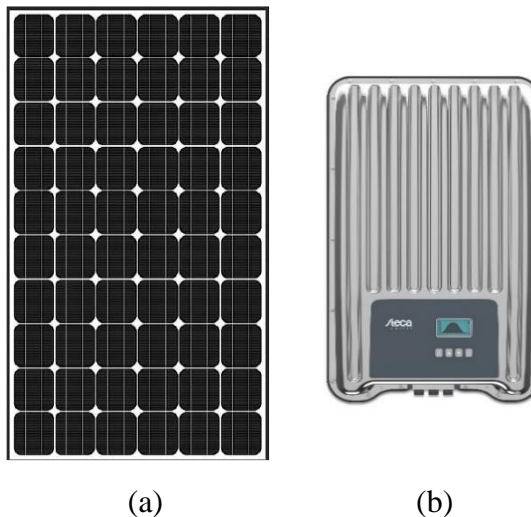
Sistema con tecnología monocristalino de Silicio (m-Si).

Instalado en el Centro de Energías Renovables de Tacna (CERT) como podemos observar en la figura 14 y está constituido por:

- 12 Módulos fotovoltaicos de 275 Wp de Silicio monocristalino (SolarWorld).
- 1 Inversor de conexión a la red de 3 kW (Steca).

Figura 16

Equipo instalado en el CERT, (a) módulo monocristalino de Silicio (b) inversor Steca.



Los sistemas con tecnologías fotovoltaicas del tipo PERC, HIT, CIGS se encuentran instalados en el pabellón de aulas como se puede apreciar en la figura 15, y están constituidas por:

Sistema con tecnología Mono PERC.

- 5 Módulos Fotovoltaicos de 335Wp del tipo PERC (Canadian Solar).
- 1 Inversor de conexión a la red de 1,5kW (SMA).

Sistema con tecnología HIT.

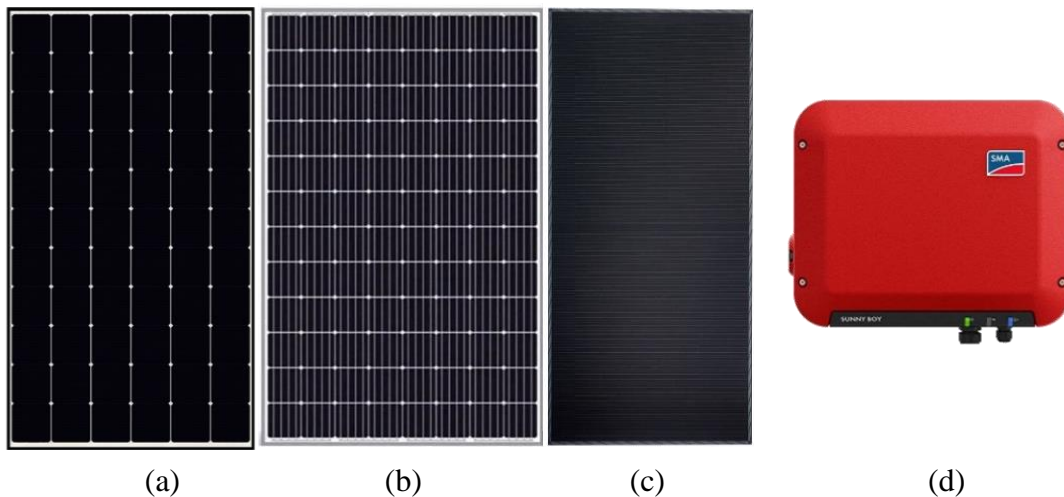
- 5 Módulos Fotovoltaico de 330Wp del tipo HIT (Panasonic).
- 1 Inversor de conexión a la red de 1,5kW (SMA).

Sistema con tecnología CIGS.

- 14 Módulos fotovoltaico de 115Wp del tipo CIGS (Eterbright)
- 1 Inversor de conexión a la red de 1,5kW (SMA).

Figura 17

Equipo instalado en el pabellón de aulas, (a) módulo PERC (b) módulo HIT (c) módulo CIGS (d) inversor SMA.



En la tabla 3, se resume las características técnicas de los módulos fotovoltaicos, se describen por módulo y arreglo que tiene cada instalación, esta información se obtuvo de las fichas técnicas en anexos (figuras 37-42).

Observamos algunos detalles interesantes como por ejemplo la eficiencia del módulo tipo PERC y el monocristalino de silicio (Al-BSF) son 19,9% y 16,4 %, asimismo

entregan $198,7 \text{ Wm}^{-2}$ y 164 Wm^{-2} respectivamente, tal diferencia es por la tecnología fotovoltaica usada en los módulos PERC, aunque esta parezca poco, en sí es bastante cuando se habla en instalaciones de plantas fotovoltaicas, a menos área se obtiene más potencia.

Realizamos la comparación de estas dos tecnologías fotovoltaicas porque están a base de m-Si, la diferencia principal radica que la tecnología PERC tiene una capa reflectante en la parte inferior.

Tabla 4

Características técnicas de los módulos fotovoltaicos.

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERCONECTADOS A LA RED - UNJBG					
CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	Al-BSF	PERC	HIT	CIGS
Máxima potencia STC	Wp	275	335	330	115
Tolerancia	%	5 W	10 W	0,1	5 W
Tensión circuito abierto Voc	V	39,4	44,3	69,7	75,5
Tensión punto de máxima potencia Vmpp	V	31	37,4	58	57,4
Corriente corto circuito Isc	A	9,58	9,72	6,07	2,21
Corriente punto de máxima potencia Impp	A	8,94	8,96	5,7	2
Máxima potencia NOCT	Wp	205	248	251,9	88,7
Factor de forma FF	-	0,73	0,78	0,78	0,69
Temperatura NOCT	°C	46	43 3	44	46
Coefficiente de temperatura Isc [α]	%/K	0,004	0,05	3,34mA/°C	0,01
Coefficiente de temperatura Voc [β]	%/K	-0,3	-0,29	-0,164V/°C	-0,31
Coefficiente de temperatura Pmpp [γ]	%/K	-0,45	-0,37	-0,258%/°C	-0,23
Eficiencia de módulo	%	16,4	19,9	19,7	14,3
Dimensión (l x h) - Area	mm x mm	1675 x 1001	1700 x 992	1590 x 1053	1234 x 652
Tipo de celda	-	Mono cristalino	Mono cristalino PERC	Hereounión HIT	Película delgada CIGS
Fabricante	-	Solarworld	Canadian solar	Panasonic	Eterbright
ARREGLO FV					
Cantidad módulos	-	12	5	5	14
Potencia Arreglo	Wp	3300	1675	1650	1610
Tensión Voc	V	472,8	221,5	348,5	528,5
Tension Vmpp	V	372	187	290	401,8
Corriente Isc	A	9,58	9,72	6,07	4,42
Corriente Impp	A	8,94	8,96	5,7	4

Nota. Arreglo: configuración del SFV instalado.

En la tabla 4, se describe las características técnicas de los inversores de conexión a la red, por un lado, se tiene un inversor SUNNY BOY SMA instalado para cada uno de los sistemas fotovoltaicos con tecnología tipo PERC, HIT, CIGS; y un inversor COOLCEPT-X STECA instalado en el sistema fotovoltaico con módulos m-Si (Al-BSF).

Tabla 5*Características técnicas de los inversores de conexión a la red.*

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	INVERSORES CONEXIÓN A LA RED	
		SUNNY BOY SMA	COOLCEPT - X STECA
Modelo	-	SB 1.5 - 1VL - 40	StecaGrid 3010x
Tensión DC de entrada máxima	V		600
Rango de tensión MPPT	V	160 ... 500	125 ... 500
Nro de MPPT	-	1	1
Corriente máxima de entrada	A	10	11,5
Corriente máxima de cortocircuito	A	18	+ 20 / -13
Potencia máxima de entrada	W	3000	3070
Rango de tensión AC	V	180 ... 280	185 ... 276
Tensión de salida nominal AC	V		230
Corriente máxima de salida AC	A	7	14
Potencia nominal AC	W	1500	3000
Frecuencia de red AC	Hz		50 / 60
Fases de inyección	-		Monofásico
Factor de potencia	cos phi	0,8	0,95
Coefficiente de distorsión THD	%	< 3	< 2
Eficiencia máxima	%	97,2	98
Consumo por la noche	W	< 5	< 2
Emisiones de ruido	dBA	< 25	< 29
Separación galvánica	-		Sin Transformador
Grado de protección	IP		65
Peso	kg	9,2	12

3.4 Técnicas e instrumentos para la recolección de datos

Para este proyecto se tiene dos sistemas de adquisición de datos uno para la tecnología m-Si y otra para las demás tecnologías, se describen a continuación:

Sistema de adquisición para tecnología m-Si (Al-BSF). Se registran los parámetros ambientales y parámetros eléctricos. (ver tabla 5)

Tabla 6*Parámetros ambientales y eléctricos.*

REGISTRO SFVCR TECNOLOGÍA sc-Si			
PARÁMETROS ELÉCTRICOS		PARÁMETROS AMBIENTALES	
Tension AC	V	Irradiancia	W/m ²
Corriente AC	A	Temp modulo	°C
Potencia activa	W	Temp ambiente	°C
Potencia aparente	VA	-	-
Potencia reactiva	Var	-	-
Frecuencia	Hz	-	-
Factor de potencia	cos phi	-	-
Energía total	kWh	-	-
Energía Parcial	kWh	-	-
Tension DC	V	-	-
Corriente DC	A	-	-
Potencia DC	W	-	-

Los equipos y sensores instalados para el registro de datos se describen en la tabla 6, estos equipos son de la marca Carlo Gavazzi (figura 18), empresa especializada en diseño, fabricación de equipos electrónicos para control de plantas fotovoltaicas. Para el registro de parámetros ambientales como temperaturas tanto del módulo y ambiente se instaló sensores del tipo pt100 de dos hilos, y para la irradiancia un mini módulo calibrado de 5W instalado con la misma inclinación de los módulos FV, y a la vez, estos sensores conectados al módulo VMU-P.

Tabla 7*Equipos y sensores instalados SFVCR tecnología m-Si.*

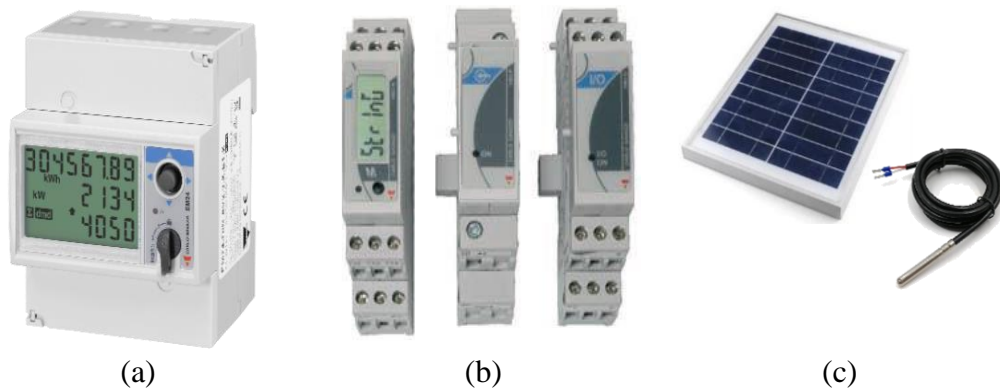
EQUIPOS Y SENSORES INSTALADOS SFVCR TECNOLOGÍA m-Si		
EQUIPO	DESCRIPCION	CANTIDAD
Mini módulo	Mini módulo de 5W calibrado para medición de irradiancia	1
PT100	Sensor de 2 hilos para medición de temperatura ambiente y temperatura del módulo	2
VMU-S	Modulo para registro de parametros electricos DC, mediante una resistencia shunt.	1
VMU-P	Modulo de medida meteorológica (irradiancia y temperatura)	1
VMU-M	Módulo registrador y que se comunica con la PC para envío de datos	1
EM-24DIN	Medidor de energía, registrador de parámetros eléctricos en AC.	1
PC	Computadora con conexión a internet para el almacenamiento de datos	1

Para el registro de parámetros eléctricos, para la parte continua proveniente de los módulos fotovoltaicos se usó el módulo VMU-S, el cual tiene integrado una resistencia

shunt para la medición de corriente y la parte alterna entregada por el inversor se tiene al medidor de energía EM24. (Figura 18.a)

Figura 18

Equipos de medición y sensores (a) Medidor de energía EM24, (b) Módulos VMU (c) celda calibrada y sensor PT100



El registro se realiza mediante una plataforma desarrollada en Labview (Figura 20), esta plataforma visualiza datos instantáneos y lo almacena diariamente en archivos de extensión del tipo *.CSV (Valores separados por comas). Los datos son registrados cada 15 segundos y subidas a la nube de internet. Esto podemos ver en el esquema de adquisición de data en la figura 20.

Figura 19

Plataforma de registro desarrollada en Labview.

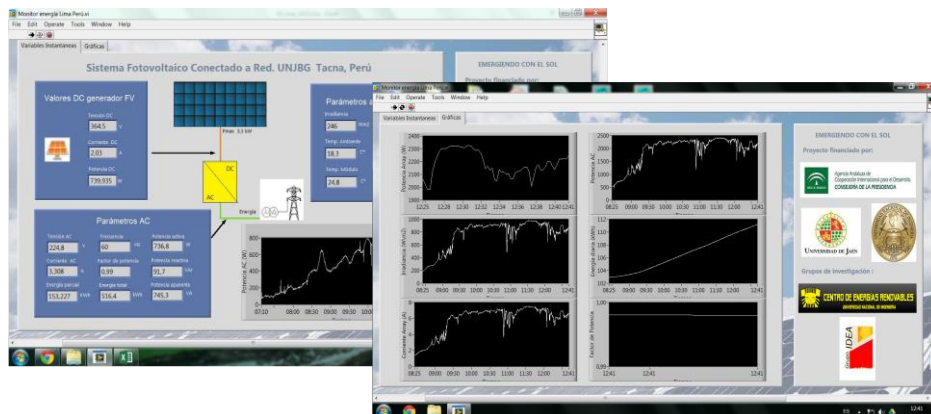
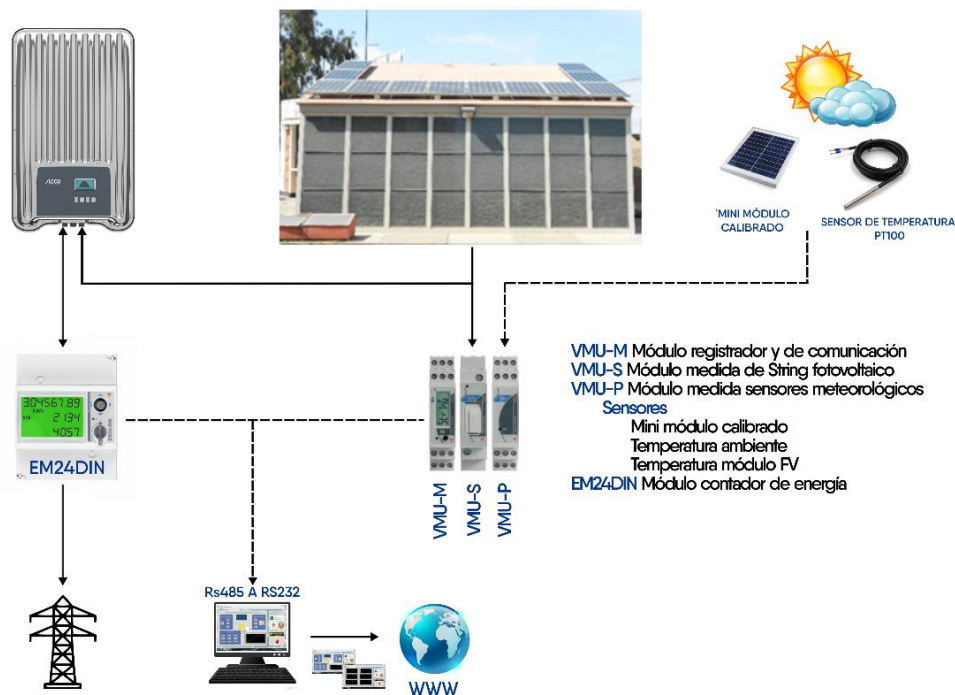


Figura 20

Esquema de adquisición de data del CERT.



Sistema de adquisición para tecnologías PERC, HIT y CIGS, registra parámetros ambientales y eléctricos, descritos en la tabla 7.

Tabla 8

Parámetros eléctricos y ambientales registrados de los sistemas con tecnologías PERC, HIT y CIGS.

REGISTRO SFVCR TECNOLOGÍA PERC, HIT Y CIGS			
PARÁMETROS ELÉCTRICOS		PARÁMETROS AMBIENTALES	
DC Current input	A	Irradiancie	W/m ²
DC Voltage input	V	Temperature module	°C
DC Power input	W		
Grid Current	A		
Grid Voltage	V		
AC Active Power	W		
Power Frequency	Hz		
Reactive Power	Var		
Aparent Power	VA		

El equipo y sensores instalados para este registro de datos se describen en la tabla 8. Este equipo de adquisición de data fue desarrollada a base de arduino, donde se registra solo parámetros ambientales como la irradiancia y temperatura de los módulos.

Los sensores de temperatura son instalados dos por cada tecnología y están ubicados una en la parte central y la otra en el extremo superior cerca al marco del módulo FV. Para la irradiancia, se registra de un piranómetro y dos mini módulos calibrados de 5W, están instaladas con la misma inclinación que los módulos FV. (ver figura 21)

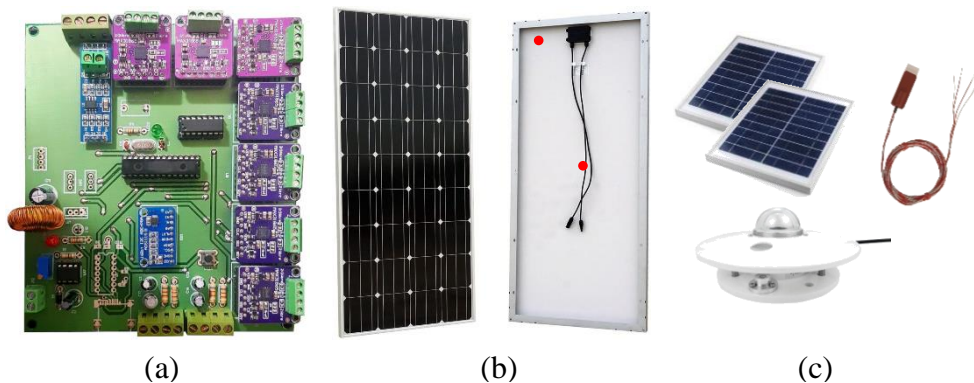
Tabla 9

Equipos y sensores instalados SFVCR tecnología PERC, HIT y CIGS.

EQUIPOS Y SENSORES INSTALADOS SFVCR TECNOLOGÍA PERC, HIT Y CIGS		
EQUIPO	DESCRIPCION	CANTIDAD
Piranómetro	Piranómetro chino de bajo costo para medición de irradiancia	1
Mini módulo	Mini módulo calibrado pára la medición de irradiancia	2
PT100	Sensor de 4 hilos para medición de temperaura de los módulos	6
Daq	Sistema de adquisición de data en base a arduino	1
SMA	SMA conexión del inversor para adquisición de parámetros eléctricos DC y AC	3
PC	Computadora con conexión a internet para el almacenamiento de datos	1

Figura 21

Registrador de datos y sensores. (a) Daq (b) módulo FV y ubicación de sensores (c) mini módulo, PT100 y piranómetro.



Nota. Los puntos rojos en (b) indican la ubicación de los sensores de temperatura.

Para el registro de parámetros eléctricos tanto en la parte continua y la parte alterna, se usaron directamente los sensores integrados en los inversores, puesto que la marca SMA tiene una plataforma web de comunicación. (figura 22)

Estos registros de datos son almacenados en una computadora y subidas a la nube de internet de manera diaria en cuatro archivos de extensión tipo *.CSV, tres son para parámetros eléctricos y uno de parámetros ambientales, con registros cada minuto mediante una plataforma desarrollada Labview. (figura 23)

Figura 22

Esquema de adquisición de data del SFVCR con tecnología PERC, HIT y CIGS.

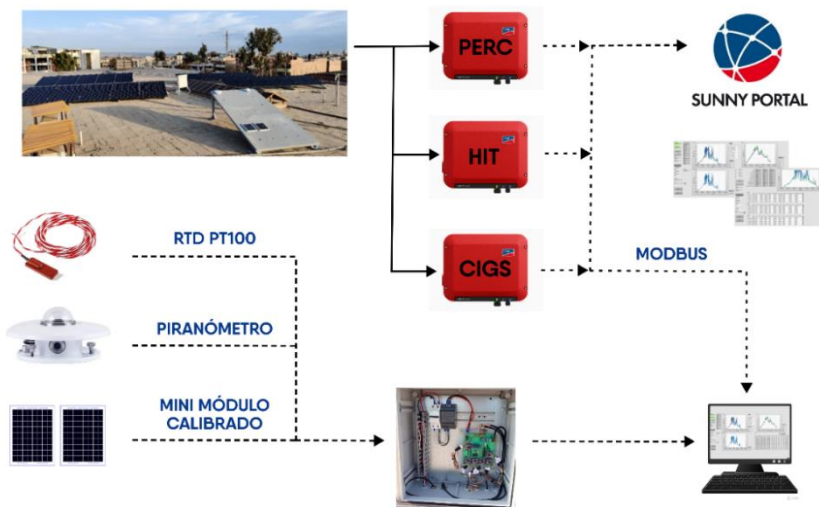
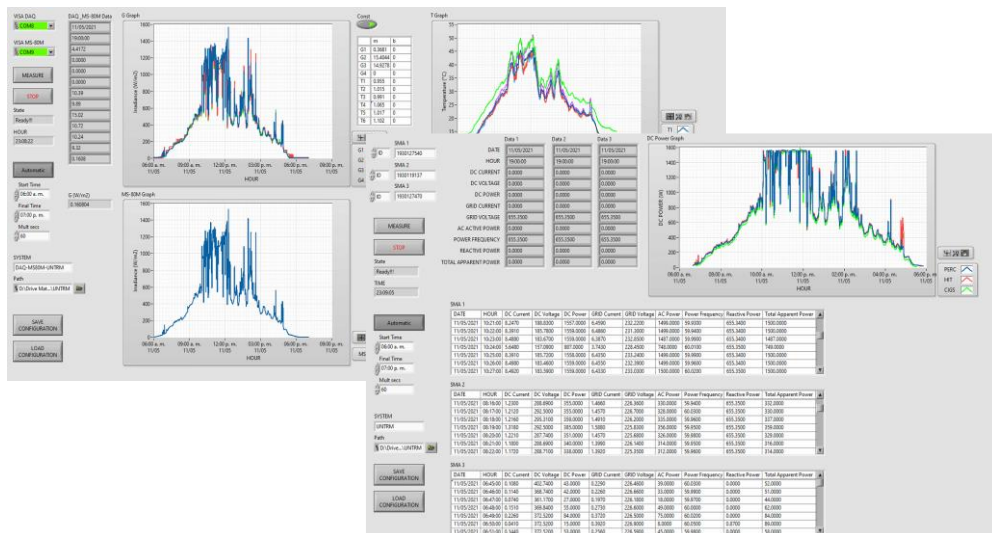


Figura 23

Plataforma de registro en Labview del SFVCR con tecnología PERC, HIT y CIGS.



3.5 Recopilación y procesamiento de Data

De los sistemas de adquisición se obtuvo cinco archivos diarios, una con registros cada 15 segundos y las restantes cada minuto. Esta base de datos se filtró, procesó y comparó usando el lenguaje de programación python.

El periodo de evaluación fue de seis meses, desde el 01 de octubre de 2021 hasta el 31 de marzo de 2022, en esta evaluación comparativa se obtuvo los índices de rendimiento que se describieron en la sección 2.3, como, por ejemplo. El rendimiento global (PR), la productividad final (Y_f), la productividad de referencia (Y_r), las pérdidas y eficiencias de sistema. Esto permitió observar y comparar detalladamente la producción, independiente de la potencia instalada, del lugar y de la tecnología FV usada.

El rendimiento global, o más conocido como performance ratio (PR) de las siglas en inglés, este índice nos indica la calidad de una instalación fotovoltaica, independientemente de la radiación in situ y la conexión a la red. Aunque luego se determinó que los valores del PR son afectados por la temperatura del módulo, por lo cual se utilizó la ecuación del PR'_{STC} con ajuste por temperatura a condiciones estándares. Esto permitió obtener una mejor visualización de la información.

El rendimiento final (Y_f) que es otro índice de evaluación y también necesario para el cálculo del PR. Este índice nos indica cuanta energía por kWp está inyectando a la red. En Perú tenemos un mapa (anexo, figura 43) donde indica que para Tacna se encuentra en 5,2 a 5,6 kWh/kWp .

Cabe recalcar que, durante el periodo de evaluación, los tres primeros meses se limpiaron los módulos de manera periódica semanal, como se describe en la tabla 10.

Tabla 10

Plan de limpieza de módulos FV.

PLAN DE LIMPIEZA TACNA DE MÓDULOS FV	
DIA	OBSERVACIÓN
01-Oct-2021	Limpieza
07-Oct-2021	Limpieza
12-Oct-2021	Fallo registro DAQ
18-Oct-2021	Reinstalación DAQ
25-Oct-2021	Reconfiguración DAQ
11-Nov-2021	Limpieza
18-Nov-2021	Instalación Base espectroradiómetro + HOBO
25-Nov-2021	Aislamiento de Cableado
02-Dic-2021	Limpieza
09-Dic-2021	Sensor Hobo y PERC en caja Stevenson
13-Dic-2021	Limpieza
22-Dic-2021	Revisión ubicación sensores
04-Ene-2022	Desinstalación HOBO y descarga datos
07-Feb-2022	Coordinación con Alejandro
11-Mar-2022	Limpieza

Para el procesamiento de data se usó el lenguaje de programación Python, donde facilitó la exploración y limpieza de los datos.

Como primer paso se procedió a cargar todos los archivos recolectados, realizando los siguientes filtros u operaciones.

- Para el registro de la tecnología AI-BSF se procedió a promediar los datos registrados cada 15 segundos a cada minuto.
- Obteniendo todos los archivos con el mismo intervalo de tiempo, se procedió a unir todos los registros en un solo archivo.
- Con este un solo archivo se procedió a la exploración de variable por variable, para ver su comportamiento.
- Si en el paso anterior se observa un comportamiento anómalo se procede con la limpieza de estos datos, por ejemplo, en las temperaturas de las celdas el rango no debería de ser menor a 0°C ni mayor a 80°C. y así sucesivamente.

Finalmente realizando los filtros, se procede con el análisis respectivo, en gráficas y promedios mensuales.

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 RESULTADOS

En la tabla 11, se muestra los datos finales para el análisis de los sistemas fotovoltaicos; después de un filtrado y limpieza de los datos, obteniendo 119 días de los 182 días totales correspondientes a los 6 meses de estudio, esto representa el 65% de los datos totales. También se observa que para los meses de octubre de 2021 y enero de 2022 tienen poca cantidad de datos diarios, por lo cual los resultados promedios mensuales de estos meses no serán representativos.

Tabla 11

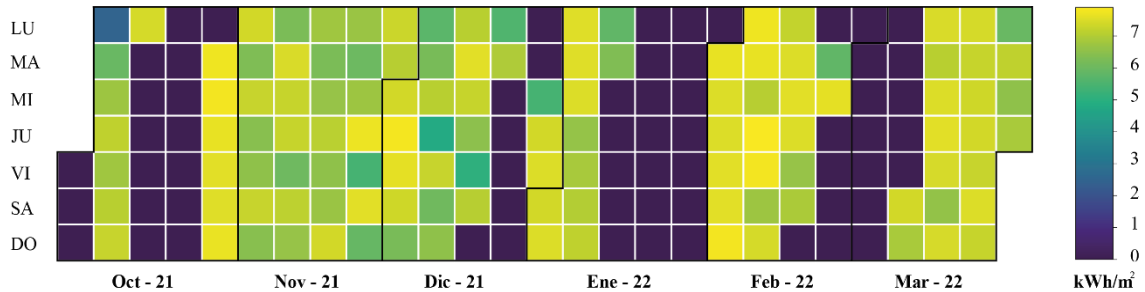
Cantidad de días con datos registrados.

Data filtrada		
Mes	Días	Porcentaje
Oct. - 2021	14	11,76 %
Nov. - 2021	30	25,21 %
Dic. - 2021	23	19,33 %
Ene. - 2022	11	9,24 %
Feb. - 2022	21	17,65 %
Mar. - 2022	20	16,81 %
182 Días	119	100%

La figura 24 muestra el comportamiento diario de la irradiación registrado para el periodo de estudio desde octubre de 2021 a marzo de 2022, donde el color oscuro indica los días faltantes y el color amarillo la irradiación máxima diaria, además se puede observar que existe un día con una baja irradiación de $2,48 \text{ kWh/m}^2$ que corresponde al día 04 de octubre de 2021. Cabe recalcar que estos datos registrados son del piranómetro.

Figura 24

Comportamiento diario de la irradiación solar durante el periodo de estudio.



4.2 Evaluación del arreglo FV e inversor

La figura 25 muestra el comportamiento de la irradiación promedio mensual con inclinación de 15° y 19°, siendo 19° para el sistema con Al-BSF (silicio monocristalino) y 15° para los sistemas PERC, HIT, CIGS. Donde se observa una diferencia debido a la inclinación, orientación (esto se puede ver claramente en la figura 26) y sobre todo a la diferencia de los equipos que registran la irradiancia, para el caso de la irradiación H19, se registra con una celda calibrada y para la irradiación H15 con un piranómetro.

Para un mejor análisis del rendimiento global PR se recomienda usar celdas calibradas de la misma tecnología del SFV a evaluar, con esto medir temperatura e irradiancia para que los resultados se obtengan en las mismas condiciones de polvo, inclinación, y orientación. Pero al usar un piranómetro, este nos lleva a tener una ligera reducción del PR por, diferencias espectrales, perdidas por polvo; esto por el mismo diseño de un piranómetro, la cantidad de polvo en la cúpula no será proporcional al polvo en los módulos. Esto nos llevará a obtener valores muy bajos de PR , ya que se tiene una menor producción final (Y_f) pero una muy mayor producción de referencia (Y_r), como lo podremos apreciar más adelante.

Figura 25

Irradiación promedio diario mensual con inclinación de 15° y 19°.

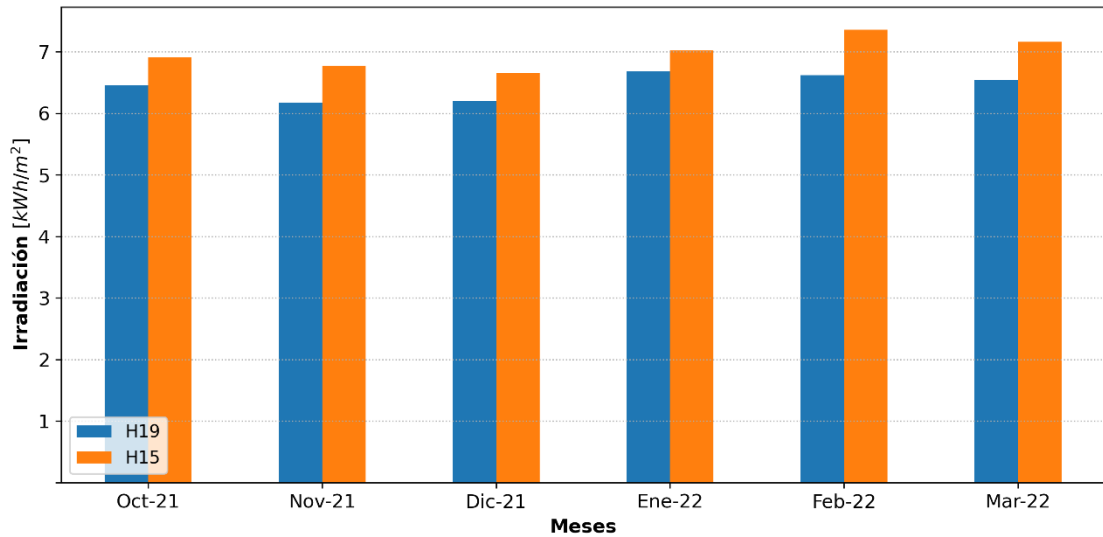
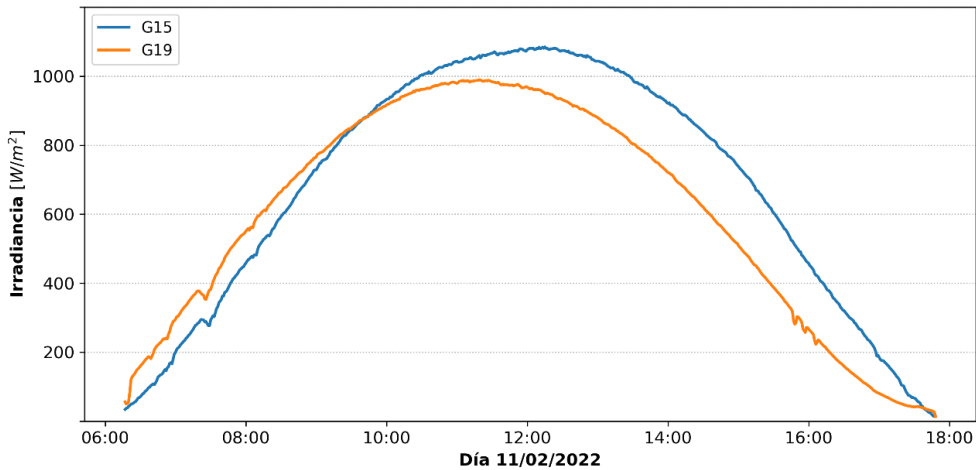


Figura 26

Desfase de irradiancia por la diferencia de inclinación y orientación.

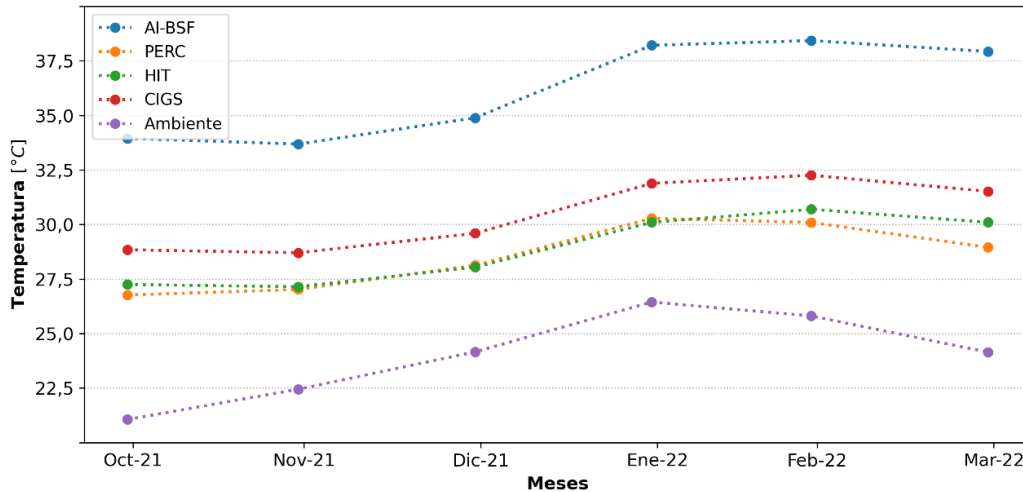


En la figura 27, se observa las temperaturas promedio diario mensual de los módulos FV y del ambiente, donde el sistema con tecnología Al-BSF tiene una mayor temperatura esto debido al tipo de instalación denominada “coplanar” que consiste en una estructura adosada al techo con una mínima separación de la misma. Por otro lado, los demás sistemas se encuentran en el techo del tercer piso del pabellón de aulas con una instalación sobre una estructura inclinada, lo que permite una mejor ventilación.

Se observa que la temperatura del módulo FV en la tecnología CIGS (línea roja en la figura) es ligeramente mayor a las de HIT y PERC.

Figura 27

Temperatura promedio mensual del módulo FV y ambiente.



Con los valores de temperatura promedio del módulo FV y el coeficiente de pérdidas de potencia (γ) obtenidas de la ficha técnica, obtenemos el porcentaje de pérdidas de potencia máxima como se muestra en la tabla 12. Se observa que la tecnología Al-BSF tiene un mayor porcentaje de pérdidas, como lo mencionamos anteriormente esto debido por el tipo de instalación, también podríamos sugerir un sistema de enfriamiento al sistema Al-BSF, para ganar un 5,82% de promedio en potencia.

Tabla 12

Porcentaje de pérdidas de potencia máxima por temperatura.

Mes	Perdida de potencia pico a condiciones CEM (γ)			
	Al-BSF	PERC	HIT	CIGS
	[%Pm]	[%Pm]	[%Pm]	[%Pm]
Oct. - 2021	4,02	0,65	0,58	0,88
Nov. - 2021	3,91	0,75	0,55	0,85
Dic. - 2021	4,45	1,16	0,78	1,06
Ene. - 2022	5,95	1,95	1,31	1,58
Feb. - 2022	6,04	1,88	1,47	1,67
Mar. - 2022	5,82	1,46	1,32	1,50
Promedio	5,82	1,46	1,32	1,50

Continuando con la evaluación de este estudio, se obtiene la eficiencia del arreglo FV para cada tecnología, tal como se muestra en la tabla 13 con datos promedios diarios mensuales. Observamos que se tiene una diferencia respecto a la eficiencia de la ficha técnica, esto es claramente debido a las condiciones estándares evaluadas en cada ficha técnica y la tecnología PERC tiene una mayor diferencia respecto a las demás.

Tabla 13

Eficiencia del arreglo FV de las tecnologías Al-BSF, PERC, HIT, CIGS.

Mes	Eficiencia Array Fotovoltaico			
	Al-BSF	PERC	HIT	CIGS
	[%]	[%]	[%]	[%]
Oct. - 2021	14,47	16,15	17,94	12,68
Nov. - 2021	14,38	15,87	17,73	12,44
Dic. - 2021	14,38	16,00	17,87	12,44
Ene. - 2022	14,19	15,82	17,72	12,35
Feb. - 2022	14,29	15,49	17,36	12,18
Mar. - 2022	14,07	15,24	17,13	11,94
Promedio	14,29	15,76	17,62	12,32
Ficha Técnica	16,40	19,90	19,70	14,30

Observando la eficiencia promedio diaria mensual de los inversores en la tabla 14, vemos que el mayor valor lo tiene el inversor con la tecnología Al-BSF con un 98,24% seguida por el inversor CIGS con 96,99%, HIT con 95,71% y PERC con 94,87%. Según la ficha técnica de los inversores, la eficiencia máxima para el inversor SMA es de 97%, el inversor STECA de 98%. Comparándolos con los resultados obtenidos estos valores se asemejan, sin embargo, los resultados para el inversor STECA tiene una eficiencia mayor que la ficha técnica, esto puede deberse por la calibración del medidor de energía AC, y como en el caso anterior, PERC tiene una mayor diferencia respecto a la teórica.

Tabla 14

Eficiencia de los inversores para las diferentes tecnologías FV.

Mes	Eficiencia inversor de Red			
	Al-BSF	PERC	HIT	CIGS
	[%]	[%]	[%]	[%]
Oct. - 2021	98,42	94,89	95,74	97,02
Nov. - 2021	98,37	94,82	95,66	96,96
Dic. - 2021	98,33	94,85	95,59	96,92
Ene. - 2022	98,13	94,84	95,69	96,94
Feb. - 2022	98,11	94,87	95,75	97,04
Mar. - 2022	98,11	94,93	95,81	97,08
Promedio	98,24	94,87	95,71	96,99

Nota: Para la tecnología Al-BSF el inversor instalado es de la marca Steca y para las demás tecnologías es de la marca SMA.

La figura 28, muestra la eficiencia diaria de los inversores de las diferentes tecnologías. Se observa valores un tanto curiosos, por un lado, vemos que las tecnologías PERC, HIT, CIGS presentan una caída de la eficiencia para el día 04 de octubre de 2021, esto debido a la baja irradiación solar de ese día, donde se obtuvo $2,48 \text{ kWh/m}^2$ (figura 29). Por lo cual se tendrá poca potencia en el arreglo FV, ya que la curva de eficiencia de un inversor depende de la potencia de ingreso ósea del arreglo FV. En el caso del Al-BSF presenta una eficiencia mayor al 100% lo cual es ilógico, esto indicaría que el equipo de registro, se encuentra descalibrado para bajas irradiancias.

Figura 28

Eficiencia diaria de los inversores.

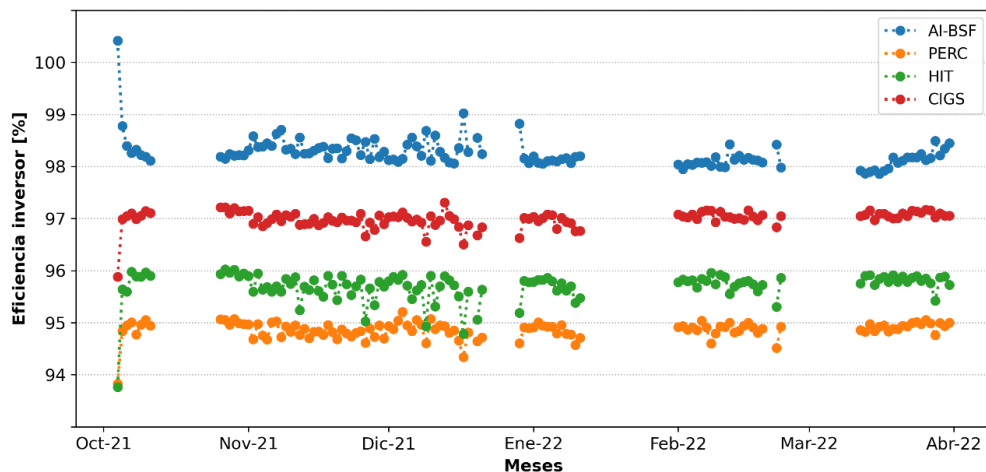
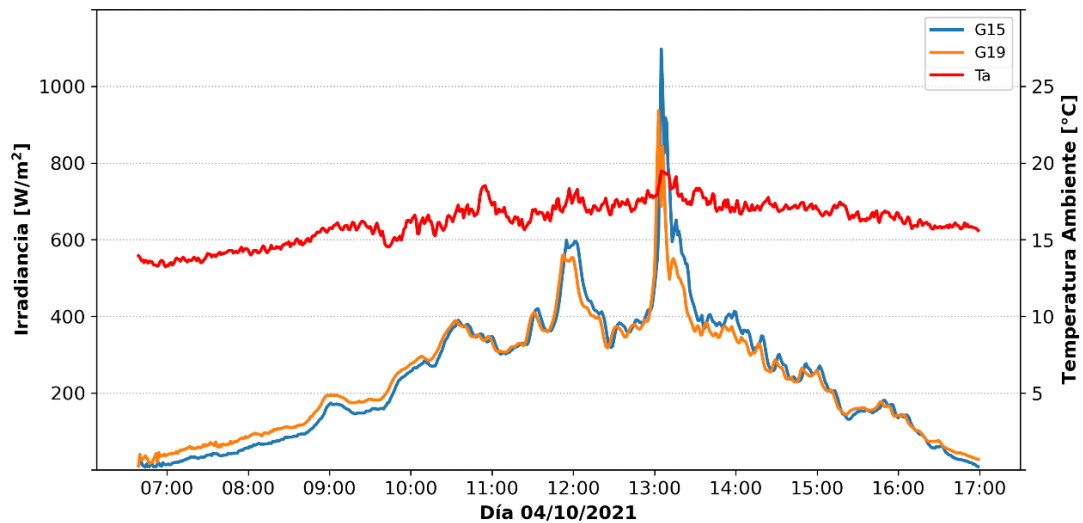


Figura 29

Irradiancia solar y temperatura ambiente para el día 04 de octubre de 2021.



La eficiencia diaria del arreglo FV se visualiza en la figura 30 y de igual manera para el día 04 de octubre se observa que las eficiencias son más altas en todas las tecnologías, debido a que en este día la temperatura en los módulos se mantuvo bajo. (Figura 31)

Figura 30

eficiencia diaria del arreglo FV

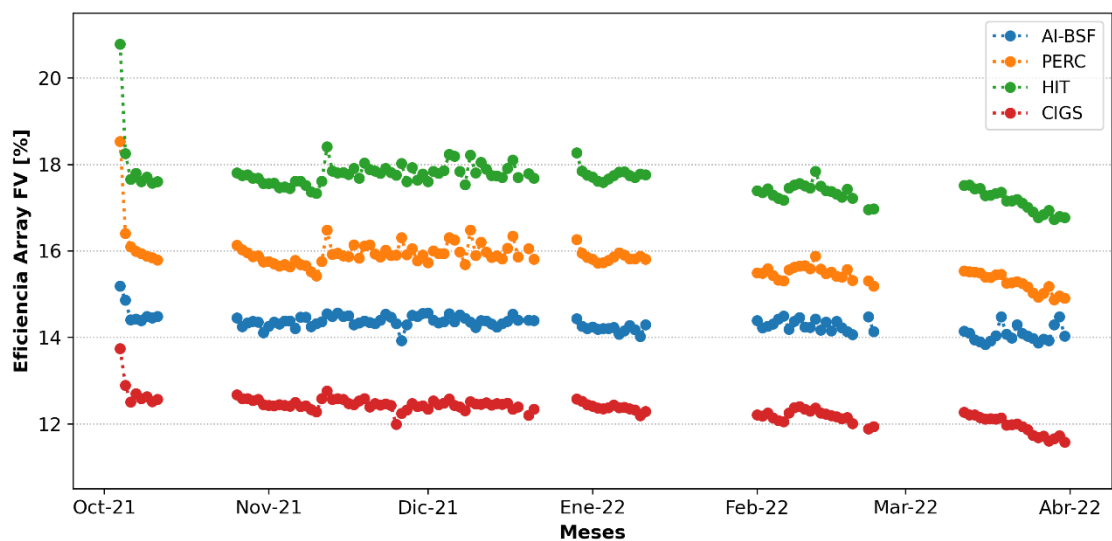
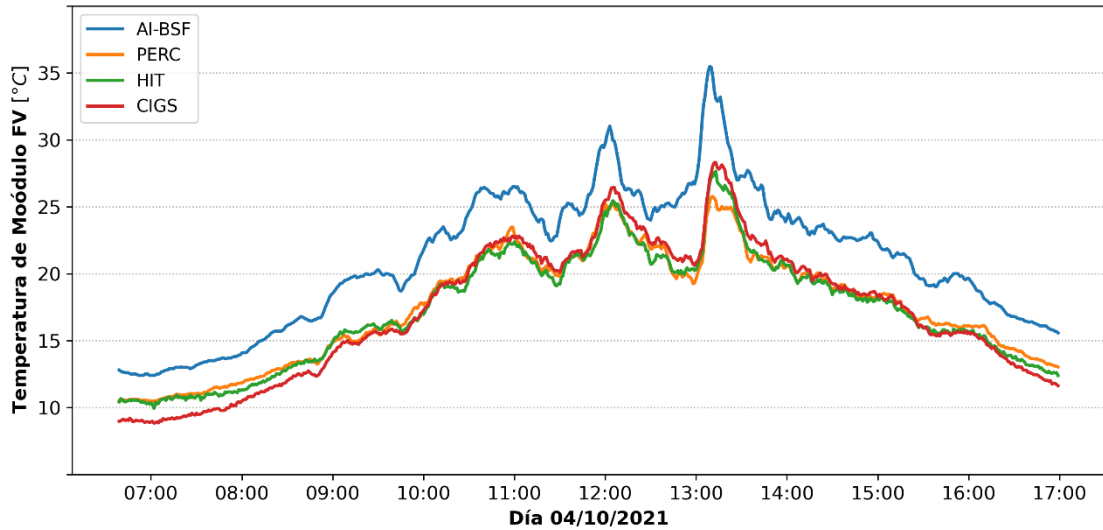


Figura 31

Temperatura del módulo FV para el día 04 de octubre del 2021.



4.3 Evaluación de los índices de rendimiento

La tabla 15 muestra la productividad final Y_f promedio mensual de cada tecnología, observando que la tecnología HIT tiene una mayor productividad y la tecnología PERC la menor.

Tabla 15

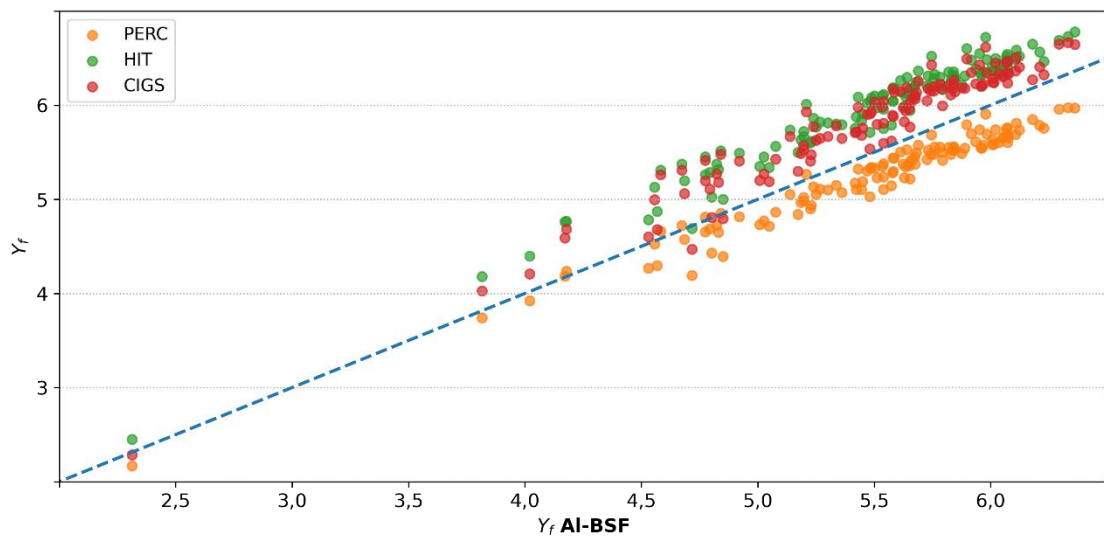
Productividad final Y_f promedio mensual de las tecnologías AI-BSF, PERC, HIT y CIGS.

Mes	Productivida final Y_f [kWh/kWp]			
	AI-BSF	PERC	HIT	CIGS
Oct. - 2021	5,58	5,29	5,98	5,92
Nov. - 2021	5,32	5,13	5,82	5,71
Dic. - 2021	5,34	5,08	5,77	5,62
Ene. - 2022	5,67	5,31	6,05	5,89
Feb. - 2022	5,66	5,45	6,21	6,09
Mar. - 2022	5,51	5,22	5,96	5,81
Promedio	5,51	5,25	5,97	5,84

En la siguiente figura 32 se muestra la productividad diaria de las tecnologías nuevas vs la convencional de silicio Al-BSF, observando claramente que la tecnología PERC tiene una menor productividad que la Al-BSF, lo cual contradice a la teoría en donde la tecnología PERC es mejor que la Al-BSF.

Figura 32

Productividad diaria de las tecnologías nuevas vs la convencional de silicio Al-BSF



Continuando con el análisis en la tabla 16 se muestra promedios mensuales de las pérdidas de cada componente del sistema FV, que son pérdidas de captura por el arreglo FV y las pérdidas BOS o de conversión por el inversor (tabla 17). Se observa que la tecnología PERC tiene una mayor pérdida tanto por el inversor y mucho mayor por el arreglo FV, teniendo valores promedio de captura en 1,45 e inversor 0,28.

Tabla 16

Pérdidas de captura del arreglo FV

Mes	Pérdidas de Captura del Array [Yr-YA]			
	Al-BSF	PERC	HIT	CIGS
Oct. - 2021	0,78	1,34	0,67	0,81
Nov. - 2021	0,76	1,36	0,68	0,88
Dic. - 2021	0,77	1,30	0,63	0,86
Ene. - 2022	0,90	1,43	0,71	0,96
Feb. - 2022	0,85	1,62	0,88	1,09
Mar. - 2022	0,93	1,67	0,94	1,18
Promedio	0,83	1,45	0,75	0,96

Tabla 17*Pérdidas de conversión del inversor*

Mes	Pérdidas conversión del inversor [YA-Yf]			
	AI-BSF	PERC	HIT	CIGS
Oct. - 2021	0,10	0,28	0,26	0,18
Nov. - 2021	0,09	0,28	0,26	0,18
Dic. - 2021	0,09	0,28	0,26	0,18
Ene. - 2022	0,11	0,29	0,27	0,19
Feb. - 2022	0,11	0,29	0,27	0,19
Mar. - 2022	0,11	0,28	0,26	0,17
Promedio	0,10	0,28	0,27	0,18

La figura 33 muestra el comportamiento diario del rendimiento global (PR), donde la tecnología PERC tiene un bajo rendimiento respecto a las demás tecnologías, y el 04 de octubre se ve un alto PR , esto como ya se mencionó anteriormente es debido a la baja irradiación de ese día. Además, se observa caídas en los valores de PR en el mes de abril 2022, esto podría ser por la temperatura del módulo como se mencionó anteriormente en la teoría, el PR es afectado por la temperatura y esto se aprecia mejor en la figura 34. Razón por la cual se calcula el PR'_{STC} , lo cual es prácticamente quitarle la dependencia a la temperatura.

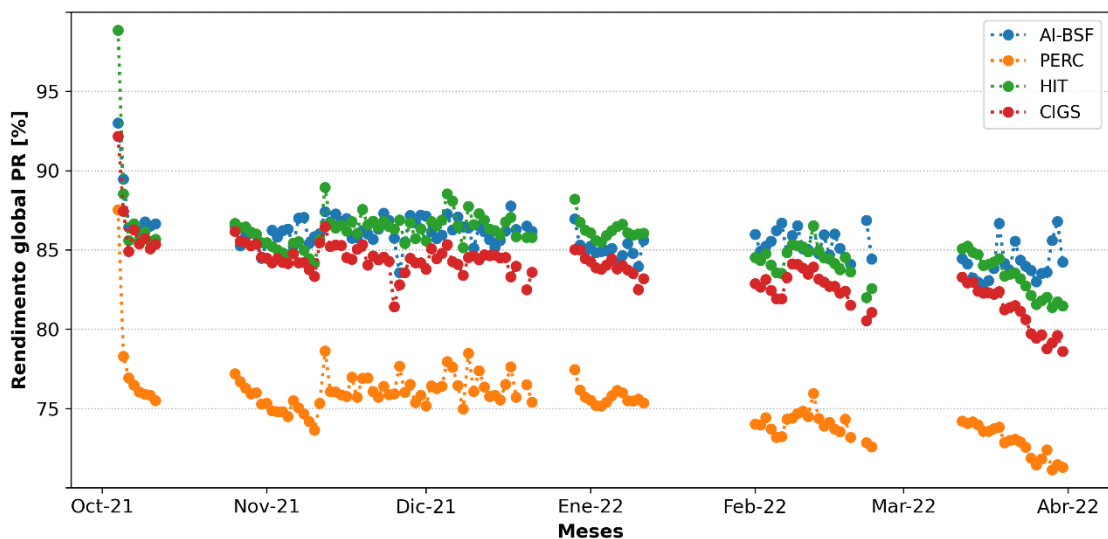
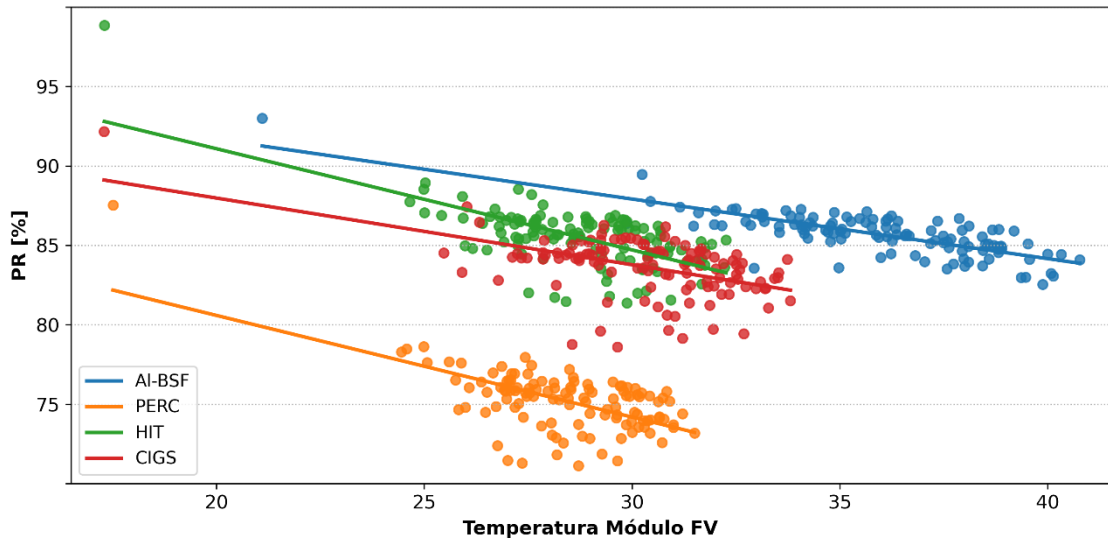
Figura 33*Comportamiento diario del rendimiento global (PR)*

Figura 34

Rendimiento global (PR) vs temperatura del módulo FV.

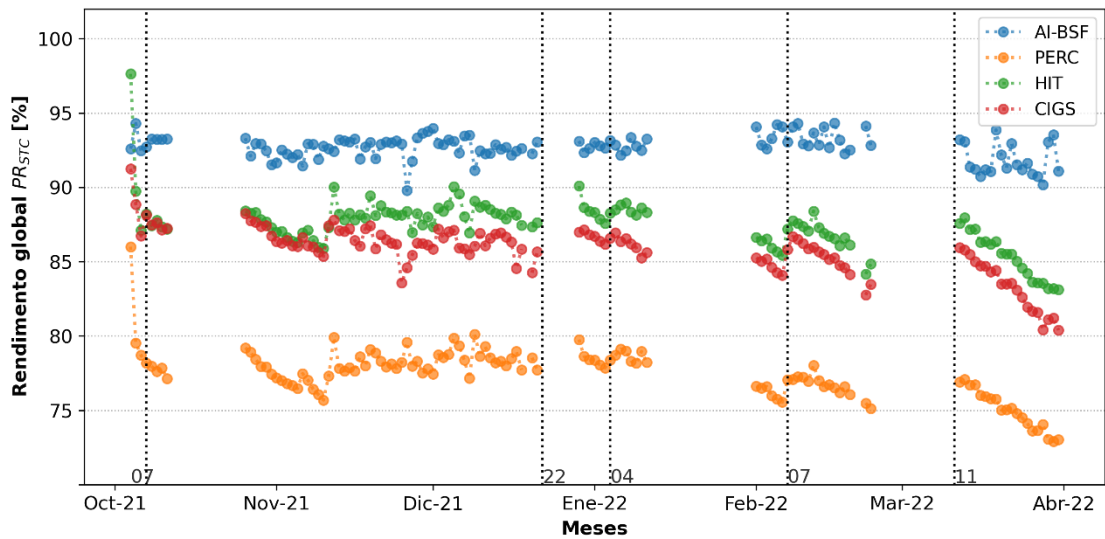


La figura 35, muestra el comportamiento diario del PR'_{STC} donde se sigue teniendo una tendencia de caída en los meses de marzo y abril de 2022. Las líneas verticales en la figura indican los días de limpieza de los módulos FV, para el año 2021, la limpieza se realizó periódicamente una vez por semana y para el año 2022, la limpieza fue una vez al mes.

Además, la tecnología Al-BSF, no tiene caídas abruptas por el polvo, como se mencionó anteriormente, en esta tecnología se usó una celda calibrada para medir la irradiación solar, pero en las demás se usó un piranómetro. Por lo tanto, el piranómetro no tendrá una cantidad de polvo proporcional a los módulos FV y la celda calibrada sí. Es por eso que, en el caso del piranómetro, se tiene una mayor irradiación registrada.

Figura 35

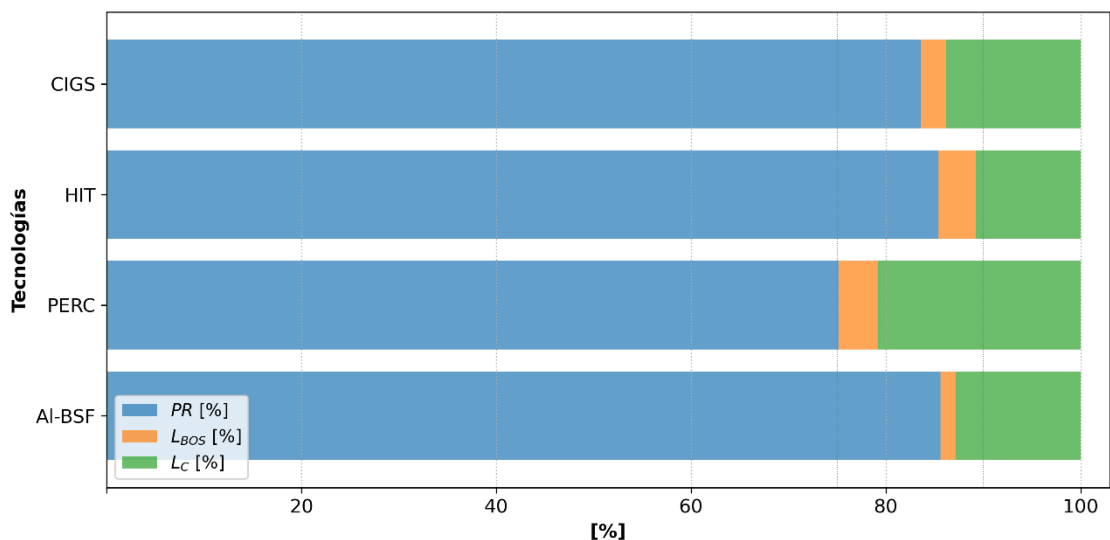
Comportamiento diario del rendimiento global PR'_{STC}



Según los resultados obtenidos en este estudio de evaluación de las tecnologías obtenemos que la tecnología PERC es la que menos rendimiento PR tuvo y mayores pérdidas en captura del arreglo FV y en el inversor. La tecnología que mejor está trabajando es la AI-BSF seguida de HIT y CIGS respectivamente, tal como se muestra en la figura 36. Donde se aprecia el PR y las pérdidas en porcentaje de las tecnologías evaluadas en este estudio.

Figura 36

Rendimiento PR y las pérdidas en porcentaje de las tecnologías en estudio.



Como resumen en la tabla 18 se muestra los índices evaluados de cada tecnología, para su mejor análisis, y ver a más detalle el comportamiento de cada una de ellas. Con el valor PR y el PR'_{STC} calculamos las pérdidas de captura del arreglo FV por temperatura, y lo denominamos L_{Ct} , L_{Co} sería perdidas por otros factores y L_C sería la suma de estas. Observamos que la tecnología Al-BSF tiene la más alta temperatura promedio del panel, y esto como se mencionó es por el tipo de instalación coplanar, lo cual en pérdidas por temperatura son del 6,98 %. También en esta tecnología se observa una menor perdida en el inversor, esto indicaría que la configuración de instalación es óptima.

En cambio, para la tecnología PERC, se ve que las perdidas L_{Co} y del inversor son mayores que las demás. Esto podría deberse a la mala compatibilidad eléctrica entre el inversor y el arreglo FV, lo que ocasionaría que el inversor trabaje en otro punto MPP del arreglo FV, por lo cual se incrementan las perdidas L_{Co} . Pero para asegurar esto, se tendría que analizar más fondo con datos ya instantáneos. Quizá así se pueda responder las dudas que surgen, ¿Qué pasaría si la tecnología Al-BSF se instalará con el inversor SMA?, o a los demás sistemas cambiar el inversor SMA por un inversor Steca, ¿Habría algún cambio en el rendimiento global?, ¿Será factible instalar un sistema de enfriamiento para la tecnología Al-BSF y ganar ese 6,98 % de pérdidas por temperatura?, estas preguntas no serán respondidas en esta tesis, sin embargo, deja el camino abierto para más estudios.

Tabla 18

Resumen de evaluación de SFV con tecnologías Al-BSF, PERC, HIT y CIGS.

Tecnología	Tc	Yf	nA	nbos	PRstc	PR	Lbos	Lc	Lco	Lct
	[°C]	[kWh/kWp]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
Al_BSF	35,92	5,48	14,30	98,26	92,67	85,60	1,54	12,86	5,88	6,98
PERC	28,37	5,23	15,75	94,86	77,40	75,10	4,06	20,85	18,67	2,18
HIT	28,73	5,94	17,61	95,70	87,38	85,40	3,81	10,79	8,93	1,86
CIGS	30,29	5,82	12,33	96,99	85,74	83,60	2,58	13,83	11,74	2,09

4.4 DISCUSIÓN

En el presente estudio, se presentaron algunos inconvenientes en el registro de datos o la falta de registro en algunos días. Estos problemas pueden haber afectado el análisis final del rendimiento de los sistemas fotovoltaicos evaluados, ya que la falta de datos o la presencia de valores atípicos podrían haber distorsionado los resultados obtenidos.

Sin embargo, se tomaron medidas para minimizar el impacto de estos problemas en el análisis final. Una de estas medidas fue la unificación de los datos registrados de diferentes archivos en uno solo, lo que permitió una mejor organización y seguimiento de los datos. Además, se llevó a cabo un filtrado de los datos, teniendo en cuenta criterios:

- La Irradiancia mayor a 0 Wm^{-2} , esto para quitar el registro nocturno, sobre todo del sistema con tecnología de silicio monocristalino (Al-BSF).
- Las temperaturas de las celdas mayores a 0°C y menores de 70°C . Días de desconexión de los sensores y otras fallas.
- Se filtró los días con los datos que se mantienen fijos en un solo valor.
- Por último, se calculó un delta de tiempo entre cada valor separado, si no hubiese ninguna falla debería estar constante a un minuto de diferencia, pero en este caso no fue así, por lo que se decidió quitar los días en las cuales la diferencia de tiempo era mayor a una hora.

Aunque se presentaron problemas en el registro de datos, se tomaron medidas para minimizar su impacto en el análisis final y se obtuvo un conjunto de datos limpio y fiable para el estudio del rendimiento de los sistemas fotovoltaicos evaluados. Sin embargo, se debe tener en cuenta la posible afectación en la representatividad de los resultados promedios obtenidos en algunos meses y días debido a la falta de datos. Como podemos apreciar en la tabla 11, la cantidad de días con datos por cada mes, obteniendo 119 días de los 182 días totales representando el 65% de los datos totales.

La precisión y exactitud de los datos recolectados son cruciales para obtener resultados confiables y representativos en cualquier investigación. Es importante asegurar que los equipos utilizados para medir y registrar los datos estén adecuadamente calibrados y mantenidos para minimizar cualquier error o variación en los resultados. También es importante tener en cuenta la tasa de muestreo para estos estudios, lo cual viene descrito en la normativa IEC 61724-1, donde se indica que como mínimo se debe tener registros cada minuto para obtener los cálculos promedios que resultan tener una mayor exactitud.

En el ámbito de la energía solar, la medición precisa de la irradiancia es esencial para evaluar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos (SFV). Una de las principales recomendaciones en la medición de la irradiancia es utilizar equipos de medición calibrados. En este sentido, se ha demostrado que el uso de piranómetros no calibrados pueden causar errores significativos en la medición de la irradiancia.

Es importante mencionar que, aunque los piranómetros son una herramienta valiosa para medir la irradiancia solar, su precisión puede verse afectada por factores como la suciedad acumulada en la superficie de medición y la presencia de nubes. Por otro lado, las celdas calibradas están diseñadas específicamente para medir la energía solar y suelen tener una mayor precisión en comparación con los piranómetros.

En este sentido, es importante destacar que el uso de una celda calibrada para medir la irradiancia solar puede proporcionar una mayor precisión en comparación con un piranómetro, especialmente en condiciones de baja luz, como nubes o sombras. Además, el uso de una celda calibrada también permite obtener una medición más precisa de la temperatura de las celdas solares, lo cual es esencial para el cálculo del rendimiento del sistema fotovoltaico.

La comparación de los resultados obtenidos con una celda calibrada y un piranómetro también puede proporcionar información valiosa sobre las limitaciones y ventajas de cada uno de estos dispositivos de medición. Además, el análisis de los resultados obtenidos con ambos dispositivos puede ayudar a identificar posibles problemas en el sistema fotovoltaico y proporcionar información para mejorar el rendimiento del mismo. (Dunn,L., Gostein, M. and Emery, K. , 2012)

Así como podemos apreciar en las figuras 25 y 26, donde se ve una diferencia de la medición de la irradiación solar, una gran parte de esta diferencia es la diferencia entre inclinación y orientación de los sensores (ver figura 26), pero la otra diferencia importante es por la precisión de la medición y la suciedad acumulada en la superficie de los sensores, esto se aprecia claramente en la Figura 35, donde se ve el rendimiento global de la tecnología PERC, HIT y CIGS se ve afectado en los meses de marzo y abril de 2022, ya que la cantidad de polvo en la superficie del piranómetro no es proporcional con el polvo en los módulos FV.

Pero en cambio para la tecnología Al-BSF se observa en las figuras 33 y 35, se mantienen casi lineal el rendimiento global PR, donde no se muestra un efecto del polvo, esto debido a que su sensor de referencia es una celda calibrada, por lo tanto, la cantidad de polvo en este sensor será proporcional en su mayor medida a los módulos FV, pero un piranómetro por su misma forma, que tiene una cúpula, la cantidad de polvo no será proporcional a los módulos. También esto nos indica que debemos tener un periodo corto de la limpieza de los polvos, o también sería útil para el cálculo de pérdidas energéticas por el polvo.

Por otro lado, observamos que la irradiación y clima influye en las eficiencias y rendimientos de los sistemas fotovoltaicos, esto lo podemos visualizar desde la figura 24, donde se muestra un mapa de calor de la irradiación solar durante nuestro estudio, detallando aquí que existe un día atípico con la más baja irradiación diaria registrada del valor de $2,48kWh/m^2$, y temperatura ambiente promedio de $16^{\circ}C$, para el día 04 de octubre de 2021. (ver figura 29).

Las temperaturas de los módulos en la figura 31, las tecnologías PERC, HIT y CIGS a las justas por ciertos momentos superan los $25^{\circ}C$, la cual estarían trabajando a condiciones estándares entregando su máxima potencia, sin pérdidas por temperatura. Excepto la tecnología Al-BSF, que si supera los $25^{\circ}C$ por un poco. Esto probablemente al tipo de instalación que se tiene, que es tipo coplanar al techo y las demás tecnologías con sus estructuras inclinadas, obteniendo más espacio para su refrigeración.

Las eficiencias de los módulos para este día atípico lo podemos visualizar en la figura 30, resulta que todas tienen un pico de eficiencia en el arreglo fotovoltaico, respecto

a los demás días de estudio, superando la eficiencia teórica del módulo como es el caso para la tecnología HIT, lo cual se puede atribuir a un error de lectura o que el módulo es realmente eficiente, para las otras tecnologías llegaron a aproximarse al valor de eficiencia teórica.

Continuando con la eficiencia en los módulos fotovoltaicos, vemos en la tabla 12, el promedio mensual de las eficiencias, notando claramente que la tecnología PERC tiene una baja eficiencia promedio, inclusive se ve que la amplitud entre la eficiencia teórica y evaluada es de un 4% inferior, en cambio las demás rondan por el 2% inferiores respecto a sus eficiencias teóricas. Esto sorprendentemente curioso, ya que la tecnología PERC debería ser superior a la tecnología Al-BSF, por ser una evolución en tecnología, pero en este estudio se nota que no existe mucha diferencia en eficiencias entre estas tecnologías.

Para las eficiencias de los inversores lo vemos en la figura 28, notando que la tecnología Al-BSF, para este día superar el 100% de eficiencia, lo cual es ilógico, esto solo indicaría que el registro de datos, sea parámetros eléctricos o parámetros ambientales están descalibrados., en cambio las otras tecnologías se comportan tal como debería ser para este día, con una baja eficiencia de conversión.

En comparación del rendimiento de producción lo observamos en la figura 32, notando que la tecnología PERC es inferior a las demás tecnologías e inclusive a la Al-BSF. Esto realiza ciertas dudas de lo sucedido, teniendo ciertas conjeturas de que el inversor no esté trabajando óptimamente, haciendo que los paneles no trabajen en su punto de máxima potencia, esto debido al nivel de tensión de entrada de inversor, como vemos en la tabla 4 y 5. Como podemos apreciar que la eficiencia del inversor es inferior al 95% (ver figura 28).

Analizando los resultados del rendimiento global, el cual se enfoca nuestro estudio, observamos en las figuras 33 y 35, donde el día atípico de nuestro estudio tiene un alto rendimiento, esto debido a que el módulo trabajo a baja temperatura entregando su máxima potencia a esta baja irradiación del día, y el inversor trabajando óptimamente. También se ve que para el año 2022, tiene ciertas caídas, esto debido al polvo, como ya lo analizamos anteriormente, y volvemos a notar que la tecnología Al-BSF, tiene un mayor rendimiento siendo superior a todos, lo cual deja sorprendido, y sobre todo por la

tecnología PERC que queda ser inferior a todas a pesar de ser tecnología nueva y evolucionada al tipo Al-BSF.

Para finalizar vemos la tabla 17 donde se muestra, los parámetros del rendimiento de cada tecnología, en la parte de pérdidas energéticas observamos que las pérdidas por inversor (L_{bos}) en la tecnología PERC es mayor respecto a las demás, sobre todo a las tecnologías HIT y CIGS que son inversores de la misma marca y potencia. También las pérdidas de captura (L_c) por el arreglo fotovoltaico, la tecnología PERC tiene una mayor pérdida respecto a los demás, alcanzando unas pérdidas del 20,85% en el arreglo fotovoltaico.

Desglosando estas pérdidas en pérdidas por temperatura (L_{ct}) y pérdidas por otros (L_{co}), lo cual puede abarcar, seguimiento de máxima potencia, sombras, mismach, polvo, entre otros. Observamos que las pérdidas por temperatura se encuentran a la par de las otras tecnologías como son las de HIT y CIGS. Por otro lado, las pérdidas por otros se observan que la tecnología PERC tiene una mayor pérdida respecto a las demás tecnologías siendo de un valor del 18,7%, donde se sospecha que esta pérdida es debido a que el inversor no está operando en la máxima potencia de los módulos, para corroborar esto, se debería usar un analizador de curvas IV y corroborar que los módulos están en óptimas condiciones, y también quizá un equipo de electroluminiscencia para visualizar microfracturas en las celdas.

Nuestros resultados pueden ser comparados con el estudio realizado por Islam, M. et al., (2021) que se encuentra como resumen en la tabla 18 en anexo. Se observa que las tecnologías HIT y Al-BSF tiene un mejor desempeño en climas donde la temperatura ambiente no supera los 30°C, similar a Tacna y la tecnología CIGS para climas templados donde las temperaturas ambientes superan los 30°C.

Los resultados obtenidos de algunos estudios realizados a nivel mundial (anexo, tabla 18), determinaron que la tecnología CIGS tiene un mayor rendimiento para climas con temperatura ambiente altas, entre los 15 y 48 °C, y para las tecnologías HIT y c-Si tienen un mejor rendimiento para climas con temperatura ambiente menores a 30 °C.

CONCLUSIONES

Los rendimientos globales de las tecnologías fotovoltaicas están estrechamente relacionados con las condiciones climáticas únicas de Tacna. Los módulos HIT mostraron el mejor rendimiento en este entorno, seguidos por Al-BSF CIGS, PERC y en orden descendente. Estos resultados resaltan la importancia de seleccionar la tecnología de módulos fotovoltaicos en función de las condiciones climáticas locales para lograr un rendimiento óptimo de los sistemas de energía solar.

El estudio logró evaluar el rendimiento global (PR) de los módulos fotovoltaicos de las tecnologías PERC, HIT, CIGS y monocristalino de silicio (Al-BSF) bajo las condiciones climáticas de la ciudad de Tacna, siendo de 75,10%, 85,10%, 83,60% y 85,60% respectivamente. Resultando estos valores dentro del rango esperado, aunque sorprendentemente muy bajo para la tecnología PERC.

Se observaron pérdidas por temperatura para cada tecnología, siendo del 6,98% para Al-BSF, 2,18% para PERC, 1,86% para HIT y 2,01% para CIGS, con Al-BSF mostrando la mayor pérdida. Este resultado resalta la influencia de la temperatura en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos, y se correlaciona directamente con la configuración de instalación. Los sistemas Al-BSF, instalado en el techo inclinado del CERT, experimentaron pérdidas significativas debido a la falta de ventilación natural en comparación con los sistemas PERC, HIT, CIGS con una mejor circulación de aire. La evaluación también reveló que, a pesar de estas pérdidas por temperatura, la tecnología de silicio monocristalino (Al-BSF) logró el mejor rendimiento global con un 85,60%, seguida de cerca por HIT con un 85,10%. Es importante destacar que la eficiencia de HIT se destacó en días con baja irradiación solar, lo que la hace más eficaz en condiciones climáticas desafiantes.

RECOMENDACIONES

Realizar una limpieza periódica de los sistemas fotovoltaicas para que no se vea afectado el rendimiento global por la suciedad.

Calcular el valor del rendimiento global, usando la celda calibrada y compararla usando el piranómetro.

Se recomienda usar celdas calibradas de la misma tecnología del SFV a evaluar, para medir temperatura e irradiancia de manera precisa y obtener resultados en las mismas condiciones de polvo, inclinación y orientación, para un mejor análisis del rendimiento global PR.

Revisar y calibrar las medidas eléctricas como corriente, tensión y potencia de los equipos con un equipo patrón debidamente calibrado y certificado.

Si se puede, revisar los módulos fotovoltaicos con los siguientes equipos como analizador de curvas I-V, cámara térmica y quizá con un equipo de electroluminiscencia. Así para poder corroborar estado general e individual de los módulos fotovoltaicos para determinar si se encuentran en óptimas condiciones para la evaluación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguirre L., Á., Hernández B., D., Ordoñez A., L. y Martínez O., L. (2016). *Comparación de eficiencias de conversión de energía en celdas fotovoltaicas de silicio monocristalino, policristalino y amorfo para mediciones meteorológicas de la ciudad Santiago de Cali*. 1-9.
- Coaquira Miranda, E. E. (UNJBG) y Rivasplata Cabanillas, C. E. (UNJBG). (2016). *Resultados experimentales y evaluación energética de un SFVCR de 3,3 kWp - Proyecto emergiendo con el sol, periodo: diciembre 2014 - abril 2014*. APES, 1, 12.
- Dsisolar. (2021). *Tecnología de Células Solares BSF PERC TOPCON HJT IBC*. <https://acortar.link/eopN96>
- Dunn,L., Gostein, M. and Emery, K. (2012), "*Comparison of pyranometers vs. PV reference cells for evaluation of PV array performance*," 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Austin, TX, USA, 2012, pp. 002899-002904, doi: 10.1109/PVSC.2012.6318193.
- Earthscan. (2008). *Planning & Installing photovoltaics systems* (Second edi).
- Energías-renovables. (2018). *¿Por qué la tecnología PERC se está haciendo un hueco en la fotovoltaica?* <https://acortar.link/MJkzNT>
- Espinoza, R., Muñoz Cerón, E., Aguilera, J. y de la Casa, J. (2019). *Feasibility evaluation of residential photovoltaic self-consumption projects in Peru*. *Renewable Energy*, 136, 414-427. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.01.003>
- Galindo, E. M. y Cañon, D. M. (2017). *Avances Tecnologicos En Celdas Solares: Tipos De Juntura Y Tecnologías De Fabricacion*. 13(3), 1576-1580.
- History and the Development of Photovoltaics - AE Solar. (2022). Retrieved 18 August 2022, from <https://ae-solar.com/history-of-solar-module/>

- IEC 61724. (1998). *Photovoltaic system performance monitoring-Guidelines for measurement, data exchange and analysis*. www.iec.ch
- IPCC. (2014). *Cambio climático 2014: Mitigación del cambio climático. Resumen para responsables de políticas y Resumen técnico. Contribución del Grupo de Trabajo III al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático*. En Ipcc.
- IRENA. (2020). *Renewable Power Generation Costs in 2019* (A. D. International Renewable Energy Agency (ed.)).
- Islam, M. A.Kassim, N. M, Alkahtani, A. A, & Amin, N. (2021). Assessing the Impact of Spectral Irradiance on the Performance of Different Photovoltaic Technologies. In (Ed.), *Solar Radiation - Measurements, Modeling and Forecasting for Photovoltaic Solar Energy Applications* [Working Title]. IntechOpen. <https://doi.org/10.5772/intechopen.96697>
- Kalogirou, S. (2018). *McEvoy's handbook of photovoltaics, fundamentals and applications* (Third edi). Prensa Académica.
- Klise, K. A., Stein, J. S. y Cunningham, J. (2017). *Application of IEC 61724 Standards to Analyze PV System Performance in Different Climates*. 3161-3166. <https://doi.org/10.1109/pvsc.2017.8366666>
- Lorenzo, E. (2007). *Retratos de la Conexión Fotovoltaica a la Red VIII: Elogio de la Autarquía y Estimaciones Fotovoltaicas*. Era Solar, IX. <http://www.fotovoltaica.com/retrato8.pdf>
- McEvoy, A., Markvart, T. & Castañer L. (2012). *Practical handbook of photovoltaics, fundamentals and applications* (Second Edi). Elsevier.
- Mertens, K. (2014). *Photovoltaics fundamentals, technology and practice* (First Edi). John Wiley & Sons Ltd
- Montiel Bustos, G. (2009). *Análisis y comparación de las diferentes tecnologías actuales de las células fotovoltaicas*. 138. <http://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/6690>

- Morales Vilches, A. B. (2015). *Desarrollo de tecnologías de baja temperatura para la fabricación de células solares de heterounión de silicio*, Tesis doctoral (2015).
- Muñoz, E. (2015). *Estimación de la energía producida por un generador SFCR*, [Presentación Power Point].
- Navarro, D. V. y Menéndez, H. (2017). *Análisis del rendimiento de un sistema fotovoltaico conectado a red de 10 MW, excluyendo el efecto de la temperatura. Tecnología y desarrollo*, 15(0).
https://revistas.uax.es/index.php/tec_des/article/view/1186
- NREL (2022). Photovoltaic (PV) Technologies. Recuperado de <https://www.nrel.gov/pv/technology.html>
- NREL. (2020). *Champion Photovoltaic Module Efficiency Chart* | Photovoltaic Research NREL. <https://www.nrel.gov/pv/module-efficiency.html>
- Oyola, J. y Gordillo, G. (2007). *Estado del arte de los materiales fotovoltaicos y de la tecnología solar fotovoltaica*. *Prospectiva*, 5(2), 11-15.
- Petrova-Koch, V., Hezel, R. y Goetzberger, A. (2020). *High efficient low cost photovoltaics* (Second Edi).
- Polo B., C. A. y De La Gala Contreras, A. (2017). *Evaluación del funcionamiento de un sistema fotovoltaico de 3,3 kW interconectado a la red eléctrica del Cert-Unjbg, Tacna: octubre 2016-octubre 2017*. Memorias del XV SPES-UNC, Cajamarca Perú.
- Polo Bravo, C. A. (2013). *Potencial energético solar y su impacto ambiental en la región Tacna*. Tesis de maestría, escuela de Posgrado UNJBG, Tacna, Perú.
- Polysilicon Solar Price - PVinsights. (2022). Retrieved 18 August 2022, from <http://pvinsights.com/>
- QPV. (2019). *¿Cómo medir el rendimiento de tu central?*
<https://www.qpv.es/noticias/indice-rendimiento>
- Rekioua, D. y Matagne, E. (2012). *Optimization of photovoltaics power systems* Springer Science & Business Media.

- Romero Fiances, I., Muñoz Cerón, E., Espinoza Paredes, R., Nofuentes, G. y De La Casa, J. (2019). *Analysis of the performance of various pv module technologies in Peru. Energies*, 12(1). <https://doi.org/10.3390/en12010186>
- Senamhi. (2003). *Atlas de Energía Solar del Perú*. Lima-Perú: Proyecto PER98/G31-MINEM
- Solanki, C. S. (2013). *SOLAR PHOTOVOLTAIC TECHNOLOGY AND SYSTEMS: A manual for technicians, trainers and engineers*. PHI Learning.
- Srivastava, R., Tiwari, A. N. y Giri, V. K. (2019). *An overview on performance of PV plants commissioned at different places in the world*. *Energy for Sustainable Development*, 54, 51-59. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2019.10.004>
- Tacuma Rosero, J. S. y Valencia Marin, T. (2018). *Evaluación del subsistema fotovoltaico de la UAO acorde con la norma IEC 61724*. En *Universidad autónoma de Occidente. Ingeniería Electrónica y Telecomunicaciones*. <http://red.uao.edu.co/handle/10614/10341>
- Twidell, J., & Weir, T. (2006). *Renewable Energy Resources* (Second Edi). London and New York: Taylor & Francis Group.
- UNE-EN. (2000). *Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guía para la medida, el intercambio de datos y análisis*.
- Woyte, A., Richter, M., Reich, N., Green, M., Mau, S., Hassan, G. G. y Beyer, H. G. (2014). *Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems Good practices for monitoring and performance analysis*. En *IEA-Photovoltaic Power Systems Programme* (Número February). <https://doi.org/10.13140/2.1.1133.6481>

ANEXO

Figura 37

Ficha técnica de módulo monocristalino tipo Al-BSF.

Sunmodule® Protect SW 275 MONO



PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

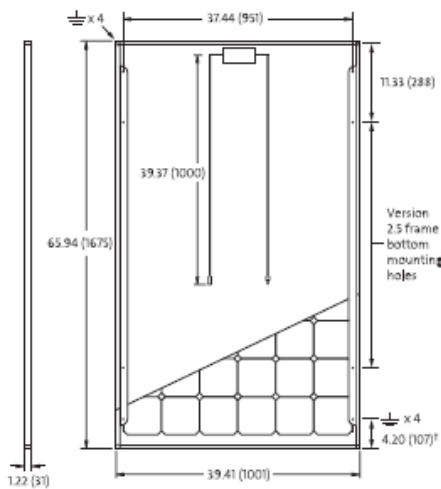
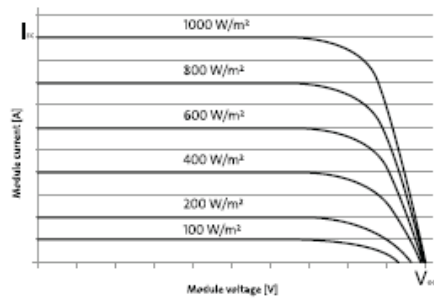
Maximum power	P_{max}	275 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	39.4 V
Maximum power point voltage	V_{mp}	31.0 V
Short circuit current	I_{sc}	9.58 A
Maximum power point current	I_{mp}	8.94 A
Module efficiency	η_m	16.40 %

*STC: 1000 W/m², 25°C, AM 1.5

†) Measuring tolerance (P_{max}) traceable to TUV Rheinland: +/- 2% (TUV Power Controlled).

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TC I_{sc}	0.04 %/°C
TC V_{oc}	-0.30 %/°C
TC P_{mp}	-0.41 %/°C
Operating temperature	-40°C to 85°C



All units provided are imperial. SI units provided in parentheses.
SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice.

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

Maximum power	P_{max}	209.0 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	36.1 V
Maximum power point voltage	V_{mp}	28.4 V
Short circuit current	I_{sc}	7.75 A
Maximum power point current	I_{mp}	7.22 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200 W/m², 100% (+/- 2%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Mono crystalline
Cell dimensions	6.14 in x 6.14 in (156 mm x 156 mm)
Front	Heat treated (EN 61215)
Frame	Clear anodized aluminum
Weight	46.7 lbs (21.2 kg)

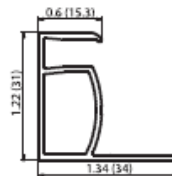
SYSTEM INTEGRATION PARAMETERS

Maximum system voltage SC II / NEC	1000 V	
Maximum reverse current	16 A	
Number of bypass diodes	3	
Design Loads*	Two rail system	113 psf downward 64 psf upward
Design Loads*	Three rail system	170 psf downward 71 psf upward
Design Loads*	Edge mounting	30 psf downward 30 psf upward

*Please refer to the Sunmodule installation instructions for the details associated with these load cases.

ADDITIONAL DATA

Power sorting†	-0 Wp / +5 Wp
J-Box	IP65
Module leads	PV wire per UL4703 with H4 connectors
Module type (UL 1703)	3
Glass	Low iron tempered with ARC



VERSION 2.5 FRAME

- Compatible with both "Top-Down" and "Bottom" mounting methods
- Grounding Locations:
 - 4 corners of the frame
 - 4 locations along the length of the module in the extended flange†

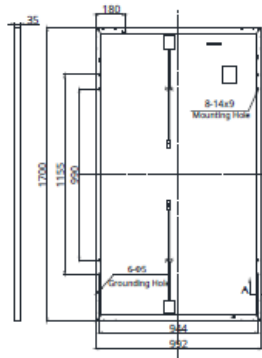
Nota. Página oficial Solarworld.

SW-01-6045U5 08-2014

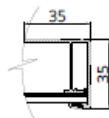
Figura 38
Ficha técnica de módulo monocristalino tipo PERC

ENGINEERING DRAWING (mm)

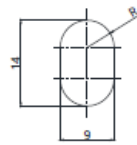
Rear View



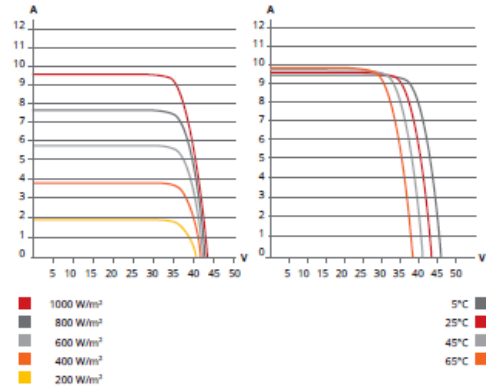
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS1H-330MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS1H	320MS	325MS	330MS	335MS	340MS	345MS
Nominal Max. Power (Pmax)	320 W	325 W	330 W	335 W	340 W	345 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.2 V	36.6 V	37.0 V	37.4 V	37.8 V	38.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.85 A	8.88 A	8.92 A	8.96 A	9.00 A	9.04 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.0 V	44.1 V	44.2 V	44.3 V	44.5 V	44.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.60 A	9.64 A	9.68 A	9.72 A	9.76 A	9.80 A
Module Efficiency	19.0%	19.3%	19.6%	19.9%	20.2%	20.5%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	16 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ +10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Dimensions	1700 × 992 × 35 mm (66.9 × 39.1 × 1.38 in)
Weight	19.2 kg (42.3 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	1350 mm (53.1 in)
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	780 pieces

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS1H	320MS	325MS	330MS	335MS	340MS	345MS
Nominal Max. Power (Pmax)	237 W	241 W	244 W	248 W	252 W	255 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.5 V	33.9 V	34.2 V	34.6 V	35.0 V	35.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.07 A	7.11 A	7.14 A	7.17 A	7.20 A	7.23 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.1 V	41.2 V	41.3 V	41.4 V	41.6 V	41.7 V
Short Circuit Current (Isc)	7.75 A	7.78 A	7.81 A	7.85 A	7.88 A	7.91 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	43±3 °C

PARTNER SECTION



The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

May 2020. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.591_EN

Nota. Página oficial Canadian solar

Figura 39
Ficha técnica de módulo tipo HIT

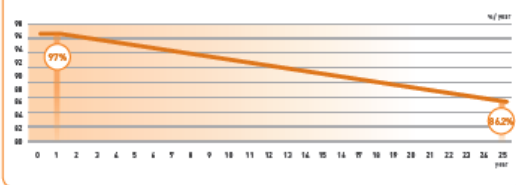


Photovoltaic module HIT® N330/N325

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Model	VBHN330SJ53	VBHN325SJ53
Maximum Power (Pmax)	330W	325W
Maximum Power Voltage (Vpm)	58.0V	57.6V
Maximum Power Current (Ipm)	5.70A	5.65 A
Open Circuit Voltage (Voc)	69.7V	69.6V
Short Circuit Current (Isc)	6.07A	6.03A
Max. Power at NOCT (Normal Operating Conditions)	251.9W	249.3W
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.258%/°C	-0.258%/°C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.164%/°C	-0.164%/°C
Temperature Coefficient (Isc)	3.34mA/°C	3.34mA/°C
NOCT	44.0°C	44.0°C
Module Efficiency	19.7%	19.4%
Maximum System Voltage	1000V	1000V
Series Fuse Rating	15A	15A
Power Tolerance (-/+)	+10%/0%*	+10%/0%*

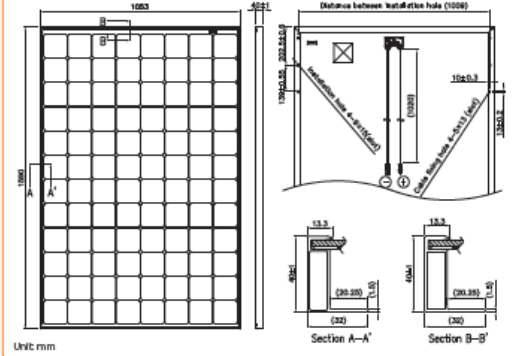
LINEAR PERFORMANCE GUARANTEE



MECHANICAL SPECIFICATIONS

Model	VBHN330SJ53, VBHN325SJ53
Internal Bypass Diodes	4 Bypass Diodes
Module Area	1.67m ²
Weight	19kg
Dimensions LxWxH	1590mm x 1053mm x 40 mm
Cable Length +Male/-Female	1020mm/1020 mm
Cable Size / Type	No. 12 AWG / PV Cable
Connector Type	SMK
Static Wind / Snow Load	5400 Pa
Pallet Dimensions LxWxH	1618mm x 1071mm x 2356mm (double stack)
Quantity per Pallet / Pallet Weight	48 pcs. (2x24 pcs.) (960 kg)
Quantity per 40' Container	672 pcs.

DIMENSIONS



CERTIFICATES

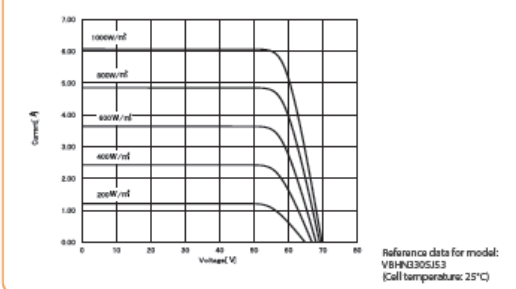
CLASS UNO
By TÜV Rheinland
UNI 8457
UNI 9174
UNI 9177

OPERATING CONDITIONS & SAFETY RATINGS

Model	VBHN330SJ53, VBHN325SJ53
Operating Temperature	-40°C to 85°C
Safety & Rating Certifications	IEC61215, IEC61730-1, IEC1730-2
Fire Classification	Class Uno (TÜV Rheinland)
Limited Guarantee	25 ^{***} years workmanship and power output (linear) ^{†††}

NOTE: Standard Test Conditions: Air mass 1.5; Irradiance = 1000W/m²; cell temp. 25°C
 * Maximum power at delivery. For guarantee conditions, please check our guarantee document.
 ** Registration necessary on www.au-solar.panasonic.net, otherwise 15 years apply based on guarantee document.
 *** 1st year 97 %, from 2nd year -0.45 %/year, in 25th year 86.2%.
 † STC: Cell temp. 25°C, AM1.5, 1000W/m²
 NOTE: Specifications and information above may change without notice.

DEPENDENCE ON IRRADIANCE



CAUTION! Please read the installation manual carefully before using the products.
 Used electrical and electronic products must not be mixed with general household waste. For proper treatment, recovery and recycling of old products, please take them to applicable collection points in accordance with your national legislation.



Panasonic Eco Solutions Europe, Panasonic Electric Works Europe AG
 Robert-Koch-Strasse 100, 85521 Otterburn, Germany
 Tel. +49 89 45354-1000, Fax +49 89 45354-2111
 Info.solar@eu.panasonic.com www.au-solar.panasonic.net

All rights reserved. © 2018 Copyright Panasonic Electric Works Europe AG

Nota. Página oficial Panasonic.

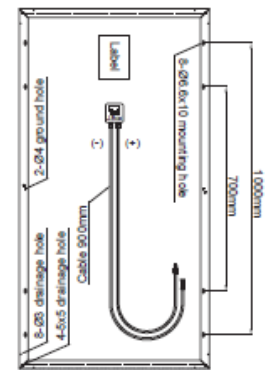
Figura 40

Ficha técnica de módulo tipo CIGS

Mechanical Specification

Dimensions	1234mm x 852mm x 35mm (48.6 inches x 25.7 inches x 1.38 inches)
Weight	12.9 kg (28.44lbs)
Cell type	CIGS thin film
Front cover	3.2mm tempered glass with ARC
Cell substrates	1.8mm ultra-thin soda lime glass
Back cover	Al back sheet
Encapsulant	EVA
Frame	Anodized Al frame (black) with L-Key mounting
Junction Box	IP67 rated with bypass diode
Connectors	MC4 compatible
Cable length	900mm (35.4 inches)

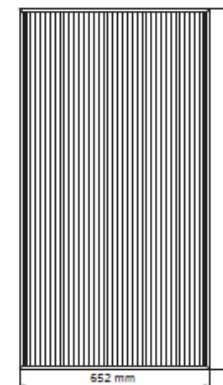
Module Drawing



Electrical Specification

Power performance at STC (STC: 1000W/m², 25°C/77°F, AM 1.5)*

Module Models	CdF-	1000A1	1050A1	1100A1	1150A1	1200A1
Nominal power	P _{MPP} [W]	100	105	110	115	120
Power tolerance	[W]	0~+5	0~+5	0~+5	0~+5	0~+5
Open circuit voltage	V _{OC} [V]	75.2	75.3	75.4	75.5	75.6
Short circuit current	I _{SC} [A]	2.16	2.18	2.20	2.21	2.23
Voltage at P _{MPP}	V _{MPP} [V]	54.7	55.6	56.5	57.4	58.3
Current at P _{MPP}	I _{MPP} [A]	1.82	1.88	1.94	2.00	2.05
Module efficiency	[%]	≥ 12.4	≥ 13.1	≥ 13.7	≥ 14.3	≥ 14.9



Power performance at NOCT (NOCT: 800W/m², 20°C/68°F, AM1.5)*

Module Models	CdF-	1000A1	1050A1	1100A1	1150A1	1200A1
Nominal power	P _{MPP} [W]	77.1	81.0	84.9	88.7	95.2
Open circuit voltage	V _{OC} [V]	72.3	72.5	72.8	72.8	72.7
Short circuit current	I _{SC} [A]	1.73	1.75	1.76	1.77	1.79
Voltage at P _{max}	V _{MPP} [V]	51.7	52.8	54.0	55.2	56.4
Current at P _{max}	I _{MPP} [A]	1.49	1.53	1.57	1.60	1.68

*All STC characteristics are measured after pre-treatment of 43kWh/m² light soaking.
Measurement uncertainty: (P_{MPP}: +5%/-3% ; I_{SC}, V_{OC}, I_{MPP}, V_{MPP}: ±10%)

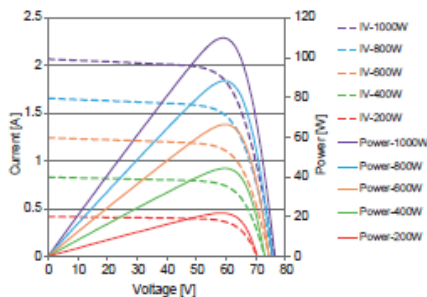
Temperature coefficients

NOCT	TC I _{SC} (α)	TC V _{OC} (β)	TC P _{MPP} (δ)
46°C	+0.01%/°C	-0.31%/°C	-0.23%/°C

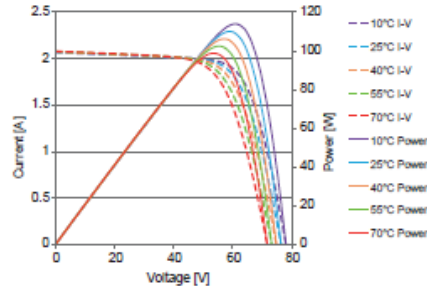
Properties for solar system construction design

Max. system voltage (V _{sys})	Max. series overcurrent protective devices	Mechanical load	Safety class	Fire rating	Operating temperature
1000V	5A	2400Pa	II	Class C(IEC)	-40 ~ 85°C

I-V curves at various irradiation



I-V curves at various temperature



*This datasheet is for informational purposes only. No rights can be derived from the information contained herein.

Nota. Página oficial Eterbright.

Figura 41

Ficha técnica de inversor de interconexión a la red Steca GRID 3010x.

	StecaGrid 1800x	StecaGrid 2300x	StecaGrid 3010x	StecaGrid 3600x	StecaGrid 4200x
DC input side (PV-generator)					
Maximum input voltage	600 V			845 V	
Operating input voltage range	125 .. 500 V			350 .. 700 V	
MPP voltage for rated output	160 V ... 500 V	205 V ... 500 V	270 V ... 500 V	350 V ... 700 V	360 V ... 700 V
Number of MPP-Tracker	1				
Maximum input current	11.5 A			12 A	
Maximum input power at maximum active output power	1,840 W	2,350 W	3,070 W	3,770 W	4,310 W
Maximum recommended PV power	2,200 Wp	2,900 Wp	3,800 Wp	4,500 Wp	5,200 Wp
AC output side (Grid connection)					
Grid voltage	185 V ... 276 V (depending on regional settings)				
Rated grid voltage	230 V				
Maximum output current	12 A	14 A		16 A	18,5 A
Maximum active power (cos phi = 1)	1,800 W	2,300 W	3,000 W	3,680 W ¹⁾	4,200 W ¹⁾
Maximum active power (cos phi = 0.95)	1,800 W	2,300 W	3,000 W	3,500 W	3,990 W
Maximum apparent power (cos phi = 0.95)	1,900 VA	2,420 VA	3,160 VA	3,680 VA	4,200 VA
Rated power	1,800 W	2,300 W	3,000 W	3,680 W ²⁾	4,200 W ³⁾
Rated frequency	50 Hz and 60 Hz				
Frequency	45 Hz ... 65 Hz (depending on regional settings)				
Night-time power loss	< 1.2 W			< 0.7 W	
Feeding phases	single-phase				
Distortion factor (cos phi = 1)	< 2 %				
Power factor cos phi	0.95 capacitive ... 0.95 inductive				
Characterisation of the operating performance					
Maximum efficiency	98 %			98.6 %	
European efficiency	97.4 %	97.6 %	97.7 %	98.3 %	98.2 %
Californian efficiency	97.5 %	97.7 %	97.8 %	98.3 %	98.2 %
MPP efficiency	> 99.7 % (static), > 99 % (dynamic)				
Own consumption	< 4 W				
Power derating at full power	from 50 °C (T _{amb})		from 45 °C (T _{amb}) ⁴⁾	from 50 °C (T _{amb})	from 45 °C (T _{amb})
Safety					
Isolation principle	no galvanic isolation, transformerless				
Grid monitoring	yes, integrated				
Residual current monitoring	yes, integrated ⁵⁾				
Operating conditions					
Area of application	indoor rooms with or without air conditioning, outdoors with or without protection				
Ambient temperature	-15 °C ... +60 °C				
Storage temperature	-30 °C ... +80 °C				
Relative humidity	0 % ... 100 %, non condensating				
Noise emission (typical)	23 dBA	25 dBA	29 dBA	29 dBA	31 dBA
Fitting and construction					
Degree of protection	IP 65				
Overvoltage category	III (AC), II (DC)				
DC input side connection	Phoenix Contact SUNCLIX (1 pair)				
AC output side connection	Wieland RST25i3 plug, mating connector included				
Dimensions (X x Y x Z)	399 x 657 x 227 mm				
Weight	12 kg			11,5 kg	
Communication interface	RS485; 2 x RJ45 sockets; connectable to Meteocontrol WEB'log or Solar-Log™; Ethernet interface				
Integrated DC circuit breaker	yes, compliant with VDE 0100-712				
Cooling principle	temperature-controlled fan, variable speed, internal (dustproof)				
Test certificate	see certificate download on the product page				

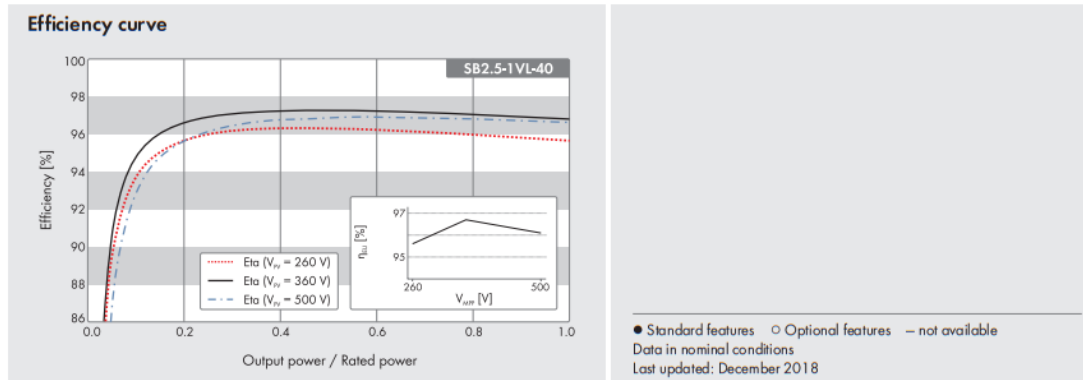
¹⁾ Belgium: 3,330 W ²⁾ Portugal: 3,450 W ³⁾ Portugal: 3,680 W ⁴⁾ Specifications refer to rated input current

⁵⁾ The design of the inverter prevents it from causing DC leakage current.

Nota. Página oficial Steca.

Figura 42

Ficha técnica de inversor de interconexión a la red SMA sunny boy 1,5.



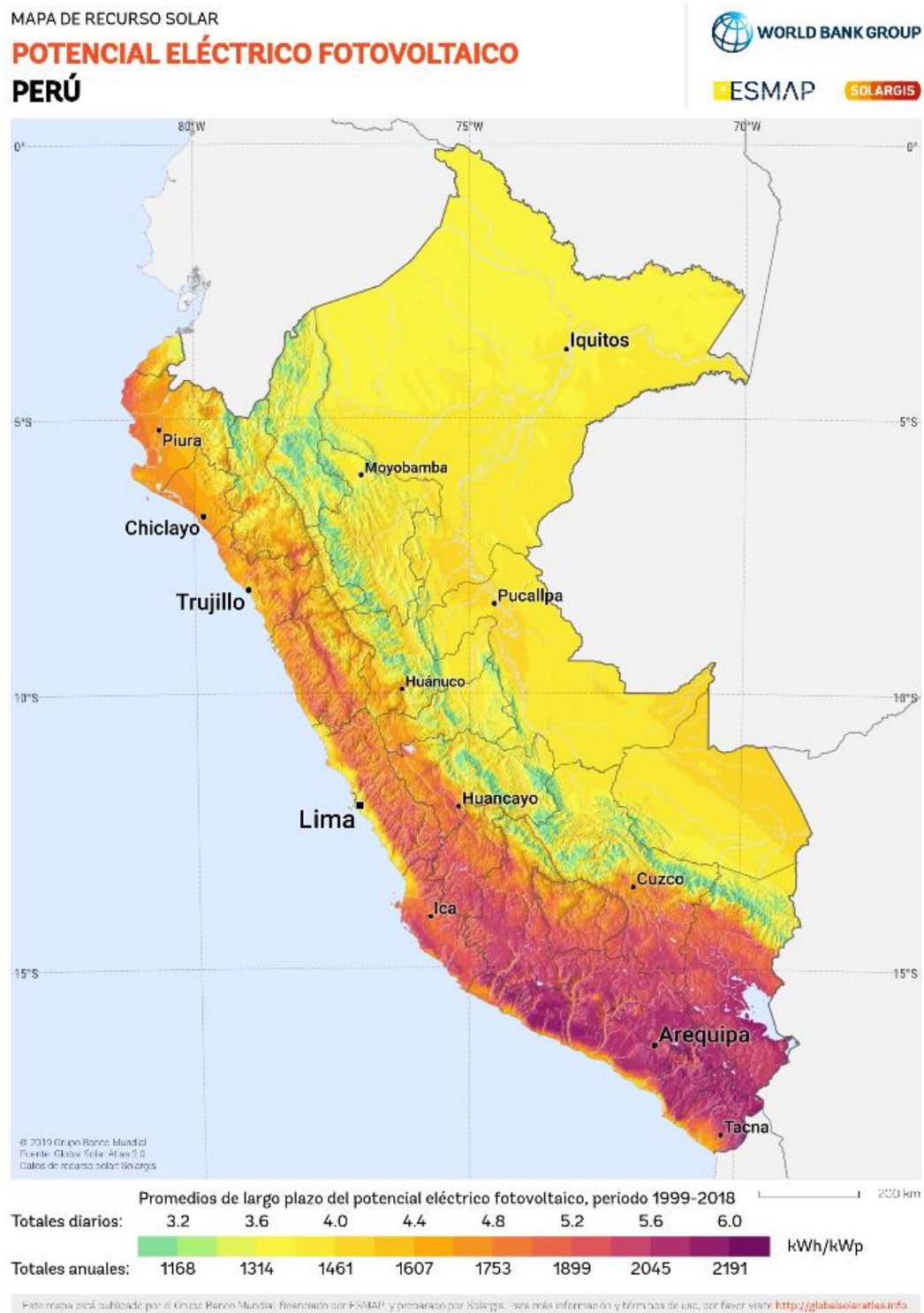
● Standard features ○ Optional features – not available
Data in nominal conditions
Last updated: December 2018

Technical Data	Sunny Boy 1.5	Sunny Boy 2.0	Sunny Boy 2.5
Input (DC)			
Max. PV array power	3000 Wp	4000 Wp	5000 Wp
Max. input voltage	600 V	600 V	600 V
MPP voltage range	160 V to 500 V	210 V to 500 V	260 V to 500 V
Rated input voltage		360 V	
Min. input voltage / initial input voltage		50 V / 80 V	
Max. input current per string		10 A	
Max. short-circuit current per string		18 A	
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input		1 / 1	
Output (AC)			
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	1500 W	2000 W	2500 W
Max. apparent power AC	1500 VA	2000 VA	2500 VA
Nominal AC voltage		220 V / 230 V / 240 V	
Nominal AC voltage range		180 V to 280 V	
AC grid frequency / range		50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz	
Rated grid frequency / rated grid voltage		50 Hz / 230 V	
Max. output current	7 A	9 A	11 A
Power factor at rated power		1	
Adjustable displacement power factor		0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Feed-in phases / connection phases		1 / 1	
Efficiency			
Max. efficiency / Euro-eta	97.2 % / 96.1 %	97.2 % / 96.4 %	97.2 % / 96.7 %
Protective Devices			
DC side disconnection point		●	
Ground fault monitoring / grid monitoring		● / ●	
DC reverse polarity protection / AC short circuit current capability / galvanically isolated		● / ● / -	
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit		●	
Protection class (according to IEC 62103) / surge category (according to IEC 60664-1)		I / III	
Reverse current protection		Not required	
General Data			
Dimensions (W / H / D)	460 / 357 / 122 mm (18.1 / 14.1 / 4.8 inches)		
Weight	9.2 kg (20.3 lbs)		
Operating temperature range	-40 °C to +60 °C (-40 °F to +140 °F)		
Noise emission, typical	< 25 dB		
Self-consumption (at night)	2.0 W		
Topology	Transformerless		
Cooling concept	Convection		
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65		
Climatic category (as per IEC 60721-3-4)	4K4H		
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %		
Features			
DC connection / AC connection	SUNCLIX / connector		
Display via smartphone, tablet, laptop	●		
Interfaces: WLAN / Ethernet	● / ●		
Communication protocols	Modbus (SMA, Sunspec), Webconnect		
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○		
Certificates and permits (more available upon request)	AS4777, C10/11, CE, CE10-21, DIN EN 62109-1/IEC 62109-1, DIN EN 62109-2/IEC 62109-2, EN50438, GB3/2, IEC61727, IEC62116, NBR16149, NEN-EN50438, NRS097-2-1, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, VFR2014		
Country availability of SMA Smart Connected	AU, AT, BE, CH, DE, ES, FR, IT, LU, NL, UK		
Type designation	SB 1.5-1VL-40	SB2.0-1VL-40	SB2.5-1VL-40

Nota. Página oficial SMA

Figura 43

Mapa de la productividad final (Yf) del Perú.



Nota. Banco mundial, (2019)

Tabla 19

Resumen de algunos trabajo para observar la mejor tecnología fotovoltaica por ubicación y clima.

Author(s)	Location	Environmental Parameters	Tested Technologies	Best Perform Technology
Dirnberger et al., 2015 [32]	Breisgau, Germany	Maritime climate, 5-25 °C, 1,117 kW/m ² /year (approx.)	a-Si, sc-Si, CIGS and CdTe	a-Si
Francis et al., 2019 [75]	i. Arequipa, Peru Tacna, Peru Lima, Peru	i. Diverse climates 2380 kW/m ² , 3.81-32 °C 2280 kW/m ² , 13.4-31.5 °C 1740 kW/m ² , 18.8-18.9 °C	i. sc-Si ps-Si a-Si/uc-Si	a-Si/μc-Si
Edalati et al., 2015 [81]	Kerman, Iran	Dry climate 68.64-198.72 kW/m ² , 20 °C	sc-Si, and pc-Si	pc-Si
Bora et al., 2018 [83]	Different parts of India	0.82-0.87 kW/m ² /day not mentioned	a-Si, HIT, and pc-Si	All (cold and sunny zone)
Cotfas and Cotfas, 2019 [88]	Brasov, Romania	Temperate-continental climate, 2.1-1.82 Wh/m ² /day, -4.0 - 24 °C	sc-Si and a-Si	sc-Si
Louwen et al., 2016 [89]	Utrecht, Netherlands	Oceanic climate, 20.5-29.5 °C, 950-1050 W/m ²	SHJ, a-Si, sc-Si, pc-Si, CIGS, CIS and CdTe	sc-Si and SHJ
Gulkowski et al., 2019 [95]	Lublin, Poland	Temperate climate, 950-1250 (kWh/m ²)/year, 15-48 °C	CdTe, CIGS, and pc-Si	CIGS
Aste et al., 2014 [94]	Milan, Italy	Temperate climatic, 1270 kW/m ² /year, -5-32 °C	c-Si, a-Si/uc-Si, HIT	HIT
Zdyb and Gulkowski, 2020 [103]	Lublin, Poland	Temperate climate, 950-1250 (kWh/m ²)/year, 15-48 °C	pc-Si, a-Si, CIGS, and CdTe	pc-Si and CIGS
Makrides et al., 2018 [104]	Cyprus	Mediterranean climate, 1988-2054 kWh/m ² , 10-40 °C	sc-Si, pc-Si, a-Si, CIGS and CdTe	a-Si
Minemoto et al., 2007 [105]	Kusatsu-city, Japan	Subtropical climate, 200 kW/m ² , 9-33 °C	pc-Si, and a-Si	pc-Si
Poissant, 2009 [108]	Montreal, Canada	Continental climate, 950-1050 W/m ² , max. 20 to 22 °C	SHJ, IBC, a-Si/uc-Si, and c-Si	a-Si/uc-Si
Cañete et al., 2014 [109]	Southern Spain	Dry Mediterranean climate, 3.7-7.4 kWh/m ² /day, 15-30 °C	a-Si, a-Si/μc-Si, CdTe, and pc-Si	a-Si and CdTe

Nota. Islam, M. A.Kassim, N. M, Alkahtani, A. A, & Amin, N. (2021)