

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DE ENERGÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE PARA
MEJORAR EL ACCESO A LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS
LOCALIDADES UBICADAS SOBRE LA SUPERFICIE DEL LAGO
TITICACA EN EL PERÚ”**

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO
MECÁNICO

BENITES CORDOVA, KEVIN ALEXANDER

Callao, 2021

PERÚ

ACTA N° 076 DE SUSTENTACIÓN DE TESIS CON CICLO TALLER PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO

LIBRO N° 001, FOLIO N° 102, ACTA N° 076 DE SUSTENTACIÓN DE TESIS CON CICLO TALLER DE TESIS PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO

A los 08 días del mes diciembre, del año 2021, siendo las 12:13 horas, se reunieron, en la sala meet: <https://meet.google.com/wdy-xddb-bej>

el **JURADO DE SUSTENTACION DE TESIS** para la obtención del **TÍTULO** profesional de **Ingeniero Mecánico** de la **Facultad de Ingeniería Mecánica y de Energía**, conformado por los siguientes docentes ordinarios de la **Universidad Nacional del Callao**:

- Dr. Juan Manuel Palomino Correa : Presidente
- Dr. Nelson Alberto Díaz Leiva : Secretario
- Mg. Juan Guillermo Mancco Pérez : Miembro
- Mg. Lizandro Bernaldo Rosales Puño : Asesor

Se dio inicio al acto de sustentación de la tesis del **Bachiller BENITES CORDOVA, KEVIN ALEXANDER**, quien habiendo cumplido con los requisitos para optar el Título Profesional de Ingeniero Mecánico sustenta la tesis titulada **"DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE PARA MEJORAR EL ACCESO A LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS LOCALIDADES UBICADAS SOBRE LA SUPERFICIE DEL LAGO TITICACA EN EL PERÚ"**, cumpliendo con la sustentación en acto público, de manera no presencial a través de la Plataforma Virtual, en cumplimiento de la declaración de emergencia adoptada por el Poder Ejecutivo para afrontar la pandemia del Covid-19, a través del D.S. N° 044-2020-PCM y lo dispuesto en el DU N° 026-2020 y en concordancia con la Resolución del Consejo Directivo N°039-2020-SUNEDU-CD y la Resolución Viceministerial N° 085-2020-MINEDU, que aprueba las "Orientaciones para la continuidad del servicio educativo superior universitario";

Con el quórum reglamentario de ley, se dio inicio a la sustentación de conformidad con lo establecido por el Reglamento de Grados y Títulos vigente. Luego de la exposición, y la absolución de las preguntas formuladas por el Jurado y efectuadas las deliberaciones pertinentes, acordó: Dar por **APROBADO** con la escala de calificación cualitativa **BUENO** y calificación cuantitativa **15 (quince)**, la presente Tesis, conforme a lo dispuesto en el Art. 27 del Reglamento de Grados y Títulos de la UNAC, aprobado por Resolución de Consejo Universitario N° 245-2018- CU del 30 de octubre del 2018.

Se dio por cerrada la Sesión a las 13:01 horas del día 08 del mes y año en curso.


.....
Dr. Juan Manuel Palomino Correa
Presidente de Jurado


.....
Dr. Nelson Alberto Díaz Leiva
Secretario de Jurado


.....
Mg. Juan Guillermo Mancco Pérez
Vocal de Jurado


.....
Mg. Lizandro Bernaldo Rosales Puño
Asesor

I N F O R M E

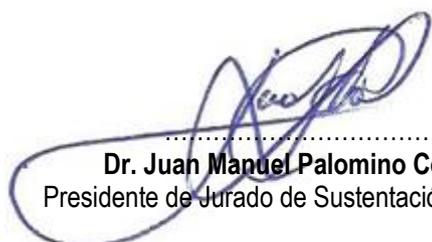
Vista, la Tesis Final, titulada: “DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE PARA MEJORAR EL ACCESO A LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS LOCALIDADES UBICADAS SOBRE LA SUPERFICIE DEL LAGO TITICACA EN EL PERÚ”, presentada por el señor bachiller en Ingeniería Mecánica, **BENITES CORDOVA, KEVIN ALEXANDER**.

A QUIEN CORRESPONDA:

El **Presidente del Jurado** del señor bachiller en Ingeniería Mecánica, **BENITES CORDOVA, KEVIN ALEXANDER** manifiesta que la Sustentación de Tesis, se realizó en forma virtual, mediante la sala: <https://meet.google.com/wdy-xddb-bej>, el día miércoles 08 de diciembre de 2021 a las 12:13 horas, habiéndose encontrado observaciones, las mismas que han sido levantadas correctamente por el interesado, de acuerdo a lo informado por cada uno de los miembros del jurado.

En tal sentido, en mi calidad de Presidente de Jurado, emito el presente informe favorable para los fines pertinentes.

Bellavista, 03 de febrero de 2022



.....
Dr. Juan Manuel Palomino Correa
Presidente de Jurado de Sustentación de Tesis

HOJA DE REFERENCIA DEL JURADO Y APROBACIÓN

INFORMACION BÁSICA

- **FACULTAD:**
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DE ENERGÍA ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA
- **UNIDAD DE INVESTIGACIÓN:**
UNIDAD DE INVESTIGACIÓN DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DE ENERGÍA
- **TÍTULO:**
“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE PARA MEJORAR EL ACCESO A LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS LOCALIDADES UBICADAS SOBRE LA SUPERFICIE DEL LAGO TITICACA EN EL PERÚ”
- **AUTOR:**
BENITES CORDOVA KEVIN ALEXANDER
- **ASESOR:**
LIZANDRO ROSALES
- **LUGAR DE EJECUCIÓN:** CALLAO – PERÚ
- **TIPO DE INVESTIGACIÓN:** INVESTIGACIÓN TECNOLÓGICA

Dedicatoria

De manera muy afectiva, dedico esta investigación a Dios, a mis padres, hermanos, familia y docentes que me impulsaron durante toda mi carrera, dándome el apoyo incondicional en todos los aspectos profesionales y académicos.

A Silvia, mi amada compañera, quien me alienta diariamente a seguir esforzándome profesionalmente.

A toda la población que pueda beneficiarse con esta tesis.

Agradecimiento

A mi asesor Lizandro Rosales por haberme guiado en el desarrollo de mi tesis, siempre con profesionalismo y mucha paciencia.

Asimismo, a los docentes del curso final de tesis que me brindaron los conocimientos en metodología de la investigación y con su experiencia, observaciones y consejos, pude culminar satisfactoriamente la presente investigación.

A la Universidad Nacional del Callao, mi alma máter, por brindarme el espacio y ambiente necesarios para formarme profesionalmente.

ÍNDICE

RESUMEN	12
ABSTRACT	13
INTRODUCCIÓN	14
I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
1.1. DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA.....	17
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	20
1.3. OBJETIVOS.....	20
1.4. LIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	21
1.4.1. TEÓRICA.....	21
1.4.2. TEMPORAL	21
1.4.3. ESPACIAL.....	21
II. MARCO TEÓRICO	22
2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	22
2.1.1. ANTECEDENTES INTERNACIONALES	22
2.1.2. ANTECEDENTES NACIONALES	26
2.2. BASES TEÓRICAS.....	28
2.2.1. PRINCIPIOS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	28
2.2.2. RADIACIÓN SOLAR	29
2.2.3. TÉRMINOS DE ENERGÍA SOLAR.....	30
2.2.4. SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	32
2.2.4.1. SISTEMA AISLADO	33
2.2.4.2. SISTEMA CONECTADO A LA RED	37
2.2.4.3. SISTEMA HÍBRIDO.....	38
2.2.5. SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE	38
2.2.6. PRINCIPIOS DEL FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE	42
2.2.6.1. DISEÑO DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE.....	44

2.2.7. COMPONENTES PRINCIPALES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE AISLADO.....	46
2.2.7.1. PANELES SOLARES.....	47
2.2.7.2. ANGULO DE INCLINACIÓN	50
2.2.7.3. BANCO DE BATERÍAS	52
2.2.7.4. INVERSORES.....	56
2.2.7.5. CONTROLADOR DE CARGA.....	58
2.2.7.6. CABLEADO.....	60
2.2.7.7. SUPERFICIE DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE	61
2.2.8. PERFIL DE CARGA	64
2.2.9. PERFIL HORARIO	65
2.2.10. POTENCIA INSTALADA	66
2.2.11. CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	68
2.2.12. PÉRDIDAS DE ENERGÍA	68
2.2.13. ENERGÍA DISPONIBLE PARA EL USUARIO	68
2.3. MARCO CONCEPTUAL	69
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	70
III. HIPOTESIS Y VARIABLES	71
3.1. HIPÓTESIS.....	71
3.2. DEFINICIÓN CONCEPTUAL DE VARIABLES.....	71
3.2.1. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES	72
IV. DISEÑO METODOLÓGICO.....	73
4.1. TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	73
4.2. MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN.....	74
4.2.1. PARÁMETROS DE DISEÑO.....	75
4.2.2. ETAPAS DEL DISEÑO.....	75
4.3. POBLACIÓN Y MUESTRA.....	76
4.4. LUGAR DEL ESTUDIO Y PERIODO DESARROLLADO.....	76
4.5. TÉCNICAS E INSTRUMENTACIÓN PARA LA RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN	76
4.6. ANALISIS Y PROCESAMIENTO DE DATOS.....	76

4.6.1. ÁREA DEL CASO DE ESTUDIO	77
4.6.2. EVALUACIÓN DE RECURSOS	78
4.6.3. EVALUACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	82
4.6.4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE (FPV)	83
4.6.4.1. MODELAMIENTO MATEMÁTICO	83
4.6.4.2. DIMENSIONAMIENTO DE LOS COMPONENTES DEL FPV.....	87
V. RESULTADOS.....	100
5.1. RESULTADOS DESCRIPTIVOS	100
VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	101
6.1. CONTRASTACIÓN Y DEMOSTRACIÓN DE LA HIPÓTESIS CON LOS RESULTADOS.	101
6.2. CONTRASTACIÓN DE LOS RESULTADOS CON OTROS ESTUDIOS SIMILARES.....	103
6.3. RESPONSABILIDAD ÉTICA DE ACUERDO CON LOS REGLAMENTOS VIGENTES.....	105
CONCLUSIONES	106
RECOMENDACIONES	107
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	108
ANEXOS	111

TABLAS DE CONTENIDO

TABLA 1 PERFIL DE CARGA PARA 01 VIVIENDA DE MUY BAJO CONSUMO - TIPO 1	34
TABLA 2 PERFIL DE CARGA PARA 01 CENTRO MÉDICO DE MUY BAJO CONSUMO - TIPO 2.....	35
TABLA 3 PERFIL DE CARGA PARA 01 INSTITUCIÓN EDUCATIVA DE MUY BAJO CONSUMO - TIPO 3.....	36
TABLA 4 SELECCIÓN DEL VOLTAJE DEL SISTEMA.....	46
TABLA 5 ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE ACUERDO CON LA LATITUD DEL LUGAR.....	52
TABLA 6 PERFIL HORARIO	66
TABLA 7 OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES.....	72
TABLA 8 UBICACIÓN DE LAS ISLAS DE LOS UROS.	77
TABLA 9 DEMANDA DE CARGA DIARIA DE UNA CASA TÍPICA CON BAJO CONSUMO EN LAS ISLAS DE LOS UROS.....	82
TABLA 10 COSTOS DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE.....	95

TABLA DE FIGURAS

FIGURA 1. INDICADORES DE ACCESO A SERVICIOS BÁSICOS DE LA POBLACIÓN PUNEÑA.	18
FIGURA 2. INDICADORES DE HOGARES CON ACCESO A LA ELECTRICIDAD EN PUNO. ..	18
FIGURA 3. EFECTO DEL INCREMENTO DE LA TEMPERATURA EN UNA CELDA SOLAR EN UN GRÁFICO I-V.	19
FIGURA 4 ESPECTRO DE RADIACIÓN SOLAR Y ACTIVIDAD FOTOSINTÉTICA.....	30
FIGURA 5 DIFERENCIA ENTRE IRRADIANCIA E IRRADIACIÓN.....	31
FIGURA 6 CÁLCULO DE HORAS PICO DEL SOL	31
FIGURA 7 FORMACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	32
FIGURA 8 DIAGRAMA DE INSTALACIÓN TIPO 1	34
FIGURA 9 DIAGRAMA DE INSTALACIÓN TIPO 2 Y TIPO 3.	37
FIGURA 10 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	38
FIGURA 11 ESQUEMA DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA FLOTANTE CON SUS COMPONENTES CLAVE	39
FIGURA 12 ESQUEMA DE LA SUJECCIÓN DE PANELES CON AMARRE Y BOYAS.....	41
FIGURA 13 FOTOGRAFÍA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE (FPV)	41
FIGURA 14 ESQUEMA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	46
FIGURA 15 ELEMENTOS DEL PANEL FOTOVOLTAICO	48
FIGURA 16 FUNCIONAMIENTO DEL PANEL.....	48
FIGURA 17 FUNCIONAMIENTO DE UNA CELDA SOLAR	49
FIGURA 18 TIPO DE CONEXIÓN ENTRE PANELES	50
FIGURA 19 ÁNGULO DE INCLINACIÓN BETA.	51
FIGURA 20 INVERSOR DE CORRIENTE.....	56
FIGURA 21 CONTROLADOR DE CARGA	59
FIGURA 22 ESQUEMA DEL SISTEMA DE FLOTACIÓN CFFV	62
FIGURA 23 DISEÑO DE UNA PLATAFORMA FLOTANTE	62
FIGURA 24 VARIACIÓN DE LA POTENCIA CON EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN	63
FIGURA 25 IMPACTO DE LAS FUERZAS DEL VIENTO SOBRE UN MÓDULO FV SEGÚN LA INCLINACIÓN	64
FIGURA 26 EVOLUCIÓN DE POTENCIA INSTALADA NACIONAL.	67
FIGURA 27 EVOLUCIÓN DE POTENCIA SOLAR INSTALADA	67

FIGURA 28 UBICACIÓN DE LOS UROS – VISTA SATELITAL.	77
FIGURA 29 VISTA PANORÁMICA DE LAS ISLAS DE LOS UROS.	78
FIGURA 30 IRRADIACIÓN SOLAR MENSUAL EN LAS ISLAS DE LOS UROS	79
FIGURA 31 TEMPERATURA MEDIA MENSUAL EN LAS ISLAS DE LOS UROS.....	80
FIGURA 32 TEMPERATURA MÁXIMA DIARIA PROMEDIO EN LAS ISLAS DE LOS UROS....	80
FIGURA 33 VELOCIDAD DEL VIENTO EN LAS ISLAS DE LOS UROS – 30 AÑOS PROMEDIO.	81
FIGURA 34 UBICACIÓN EXACTA DEL DISEÑO FOTOVOLTAICO FLOTANTE.....	96
FIGURA 35 ESQUEMA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE.....	97
FIGURA 36 DISPOSICIÓN DE LOS INVERSORES Y PANELES SOLARES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE DISEÑADO.	97
FIGURA 37 ESQUEMA DEL EFECTO DEL SOMBREADO EN EL DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE.....	98
FIGURA 38 DISEÑO Y DISTRIBUCIÓN DE LA PLATAFORMA FOTOVOLTAICA FLOTANTE ..	99
FIGURA 39 FOTOGRAFÍA DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE A CARGO DE KAIVAL S.A.C.....	99

RESUMEN

En la presente investigación se desarrolló el diseño de un sistema fotovoltaico flotante (FPV, por sus siglas en inglés) haciendo uso de energía solar a través de equipos como paneles solares ubicados sobre la superficie del Lago Titicaca, con el fin de mejorar el acceso a la energía eléctrica en las Islas de los Uros – Puno, Perú.

En esta zona, debido a su ubicación y geografía, instalar un sistema fotovoltaico en tierra causa escasez de terrenos muy necesarios para la población, cuya principal fuente de economía se basa en el turismo y la pesca. Asimismo, una instalación fotovoltaica en tierra tiene menor eficiencia debido a una elevada temperatura de trabajo del sistema.

En ese sentido, el objetivo de esta tesis fue diseñar un sistema fotovoltaico flotante para mejorar el acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca en el Perú. Es decir, se buscó incrementar la potencia de salida de los paneles (Wp) y el rendimiento fotovoltaico.

La investigación fue aplicada y tecnológica, de enfoque cuantitativo, puesto que los datos a utilizar son de carácter numérico. Por otro lado, el nivel de la investigación es de carácter explicativa, pues se dirige a responder las causas, y su interés se centra en responder el porqué dos o más variables se relacionan.

Se concluye que el sistema fotovoltaico flotante tiene una potencia instalada de 237.84 kW, suficiente para cubrir la demanda energética de 380.04 kWh-día en la zona, y a su vez, se obtuvo una mayor potencia de salida de 72.685 kW frente a un sistema fotovoltaico en tierra cuya potencia en las mismas condiciones alcanzó 71.605 kW. Es decir, el sistema fotovoltaico flotante es más eficiente brindando una potencia de salida (Wp) adicional de 1.079 kW.

Palabras Clave: FPV, Diseño, Eficiencia, Temperatura.

ABSTRACT

In this research, the design of a floating photovoltaic system (FPV) was developed using solar energy through equipment such as solar panels located on the surface of Lake Titicaca. To improve access to electric power in the Islands of Los Uros – Puno, Peru.

In this area, due to its location and geography, installing a photovoltaic system on land causes a shortage of much-needed land for the population, whose main source of economy is based on tourism and fishing. Also, a photovoltaic installation on the ground has less efficiency due to a high system working temperature.

In this sense, the objective of this thesis was to design a floating photovoltaic system to improve access to electrical energy in the localities located on the surface of Lake Titicaca in Peru. In other words, the aim was to increase the installed power and the photovoltaic performance.

The research was applied and technological, with a quantitative approach since the data to be used are of a numerical character. On the other hand, the level of research is of an explanatory nature, since it is aimed at responding to the causes, and its interest focuses on responding to why two or more variables are related.

It is concluded that the floating photovoltaic system has an installed power of 237.84 kW, sufficient to cover the energy demand of 380.04 kWh-day in the area, and in turn, A higher output power of 72.685 kW was obtained compared to a ground photovoltaic system whose power under the same conditions reached 71.605 kW. In other words, the floating photovoltaic system is more efficient providing an additional output power (WP) of 1.079 kW.

Keywords: FPV, Design, Efficiency, Temperature.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el sector energético peruano afronta como desafío el abastecimiento de electricidad en las zonas rurales del país, a causa de que la población ha incrementado notablemente su necesidad de poder acceder a la energía eléctrica. Asimismo, el deficiente sistema eléctrico en diversas zonas alejadas de la ciudad no dispone de tecnología e infraestructura apropiada para la generación, transmisión y distribución de este servicio básico y fundamental.

En Puno, según el Ministerio de Desarrollo e Inclusión Social (2021), en 2020, el 46.3% de los puneños no puede acceder a servicios básicos como el agua, saneamiento, electricidad y telefonía. Es importante mencionar que estos indicadores se encuentran por debajo de los valores estándares.

En las Islas de los Uros, lugar de estudio de esta investigación, se han implementado pequeños paneles fotovoltaicos, no obstante, no es suficiente para mejorar notablemente el acceso a la energía eléctrica de esta zona turística. Asimismo, la posibilidad de implementar conexión terrestre del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en las islas es poco probable debido a la geografía del lugar.

Por lo tanto, se puede deducir que actualmente se vive un periodo de escasez energética en las Islas de los Uros a causa de un deficiente sistema eléctrico en la zona. Por lo que, resulta necesario realizar el diseño de un sistema fotovoltaico flotante que permita mejorar el suministro de energía eléctrica.

Por otro lado, es importante precisar que en otras regiones del mundo, se han desarrollado investigaciones de la misma índole como lo es el caso de Biniyam Zemene Tay, Abraham Hizkiel Nebey y Tewodros Gera Workineh, quienes en su investigación titulada “Diseño de un sistema solar fotovoltaico flotante para un hogar típico en la isla de Debre Mariam”, diseñan un sistema fotovoltaico flotante como una fuente renovable de energía alternativa para la

electrificación rural y comprueban con cálculos que su diseño es mejor que un sistema en tierra debido a efectos de enfriamiento del agua. Lo que permite que obtengan mayor potencia, y por ende un mejor suministro de energía eléctrica.

Por otra parte, la importancia de la presente investigación radica en que en caso se implemente lo expuesto a lo largo de este documento, el beneficio social de las Islas de los Uros será enorme y el impacto ambiental será mínimo.

Dada la naturaleza del trabajo, se ha visto conveniente realizar la siguiente estructura:

En el primer capítulo de la presente investigación, se abarca el planteamiento del problema, que incorpora la descripción de la realidad problemática, formulación del problema, en la que se indican el problema principal y los problemas específicos. Por otro lado, se indican el objetivo general y los específicos y las limitaciones.

En el segundo capítulo, se desarrolla el marco teórico, que contiene los antecedentes de la investigación, las bases teóricas y el marco conceptual.

En el tercer capítulo, se presentan la hipótesis general y las específicas, la identificación de variables y su operacionalización respectiva.

En el cuarto capítulo, se desarrolla la metodología de la investigación, que abarca el tipo y diseño la investigación, la población y muestra, las técnicas e instrumentos de recolección de datos y el análisis y procesamiento de datos. Asimismo, se exponen todos los cálculos realizados junto con las simulaciones en los softwares correspondientes.

En el quinto capítulo, se presentan los resultados obtenidos de la investigación conforme a los cálculos hechos previamente y se exponen de forma clara y precisa.

En el sexto capítulo, se profundiza y se discuten los resultados y se realiza la contrastación de la hipótesis inicialmente planteada y con los trabajos anteriormente realizados.

Finalmente, se presentan las conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas y los anexos utilizados para el desarrollo de la presente investigación.

I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA

Actualmente, el sector eléctrico en el Perú tiene como desafío y prioridad el abastecimiento de electricidad en las zonas rurales del país, debido a que la población necesita realizar actividades económicas cada vez más vinculadas con la tecnología. Asimismo, las medidas implementadas por el gobierno durante la pandemia del COVID-19 como el aislamiento social y actividades remotas, han impactado notablemente en cada hogar del país, incrementando la necesidad de poder acceder a la energía eléctrica.

Por otro lado, el deficiente sistema energético en diversas zonas alejadas de la ciudad no dispone de tecnología e infraestructura apropiada para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Y como consecuencia, no hay desarrollo integral del país.

En Puno, región ubicada al sureste del Perú, según el Ministerio de Desarrollo e Inclusión Social, el índice de pobreza en el año 2020 fue de 42.5% de una población aproximada de 1,2 millones personas e incluso un 8.0% del total vive en extrema pobreza. En la Figura 1, se puede apreciar que el 46.3% de los puneños no puede acceder a servicios básicos como el agua, saneamiento, electricidad y telefonía. Es importante precisar que estos indicadores se encuentran por debajo de los promedios nacionales.

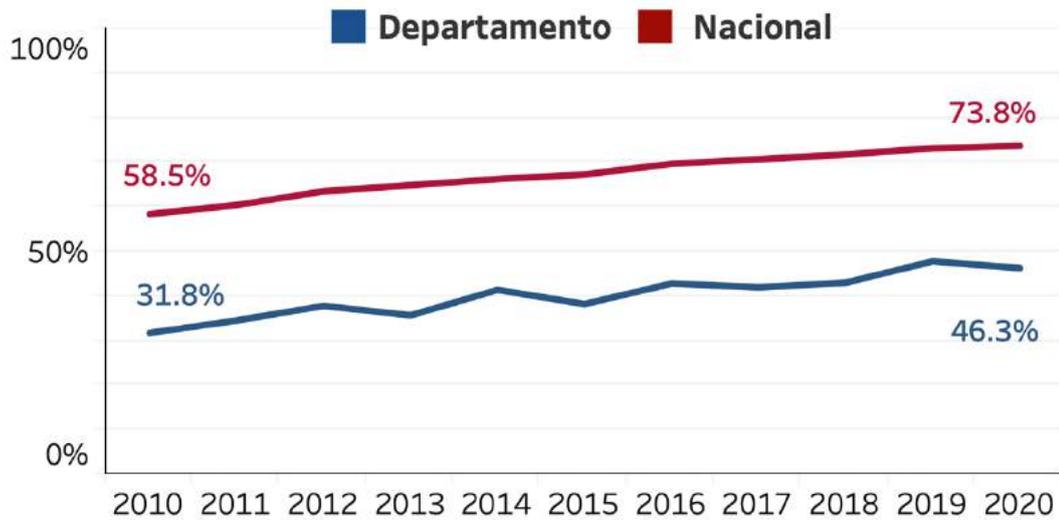


Figura 1. Indicadores de acceso a servicios básicos de la población puneña.

En el hogar puneño alcanzó una cobertura de servicios básicos (agua, saneamiento, electricidad y telefonía) del 73.8% a nivel nacional y 46.3% en el departamento de Puno. Tomada de “Reporte regional de indicadores sociales del departamento de puno”, por MIDIS - INEI – ENAHO, 2021, p. 1.

En las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca como Los Uros, se han implementado 485 paneles fotovoltaicos de 120 Wp, sin embargo, no poseen la potencia suficiente para poder abastecer la creciente demanda energética de la zona turística. Adicionalmente, la implementación de conexasión terrestre del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en las islas colindantes es improbable debido a la geografía del lugar.

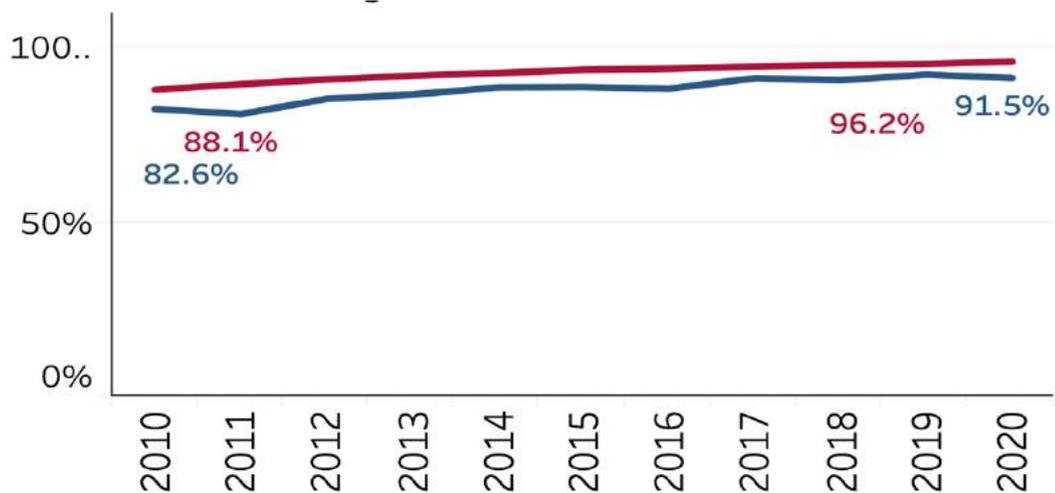


Figura 2. Indicadores de hogares con acceso a la electricidad en Puno.

Tomada de “Reporte regional de indicadores sociales del departamento de puno”, por MIDIS - INEI – ENAHO, 2021, p. 2.

Por otro lado, en el aspecto técnico, es importante indicar que, en instalaciones terrestres, la temperatura de las celdas solares es mucho mayor que sobre la superficie de un cuerpo de agua. Y esto trae como consecuencia, que, a mayor temperatura, menor sea el voltaje del panel y por ende menor será la potencia. Es decir, a mayor temperatura, menor eficiencia. Lo que supone que colocar una instalación fotovoltaica en tierra no es apropiado debido a la escasez de terrenos y a una alta temperatura de las celdas.

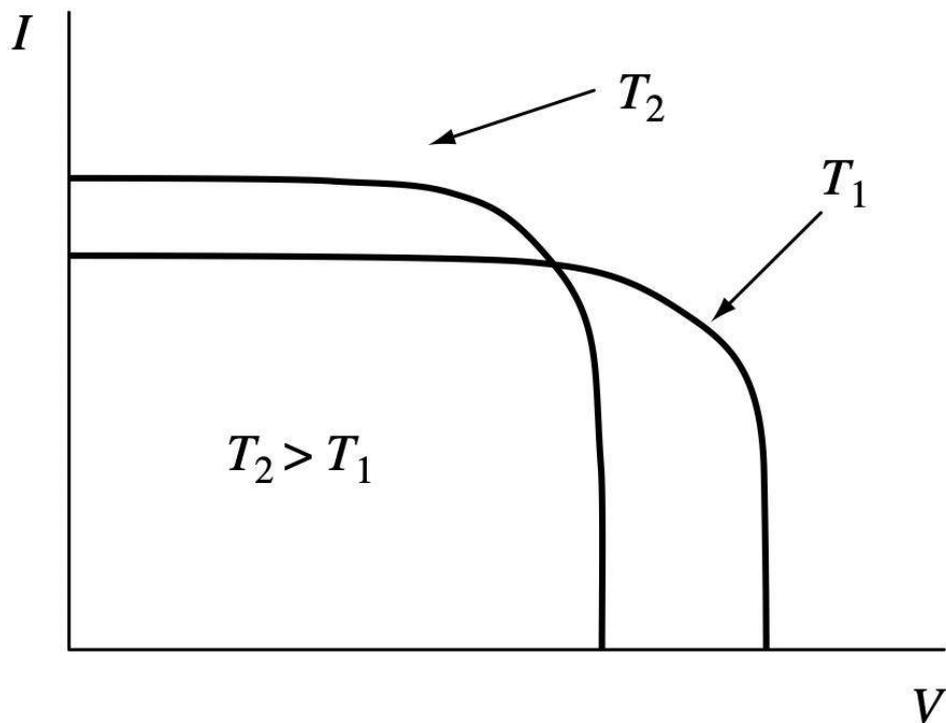


Figura 3. Efecto del incremento de la temperatura en una celda solar en un gráfico I-V.

Tomada de "Manual de Ciencia e Ingeniería fotovoltaica", por Antonio Luque y Steven Hegedus, 2009, p. 423.

Por lo expuesto en los párrafos precedentes, se puede concluir que en la actualidad se vive un periodo de insuficiente acceso a la energía en las localidades ubicadas en la superficie del Lago Titicaca a causa de un deficiente sistema eléctrico en la zona. Específicamente en las Islas de los Uros.

Finalmente, es importante diseñar un sistema fotovoltaico flotante que permita mejorar el acceso a la energía eléctrica, dando así una mejor calidad de vida a la población de Los Uros.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Problema General:

- ¿Cómo el diseño de un sistema fotovoltaico flotante mejora el acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca en el Perú?

Problemas Específicos:

- ¿De que manera el consumo total de energía eléctrica determina la demanda energética de la zona?
- ¿Cómo el dimensionamiento del sistema fotovoltaico flotante mejora la capacidad del servicio eléctrico en la zona?
- ¿Cómo la potencia instalada impacta en el costo del sistema fotovoltaico flotante?

1.3. OBJETIVOS

Objetivo General:

- Diseñar un sistema fotovoltaico flotante para mejorar el acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca en el Perú.

Objetivos Específicos:

- Evaluar como el consumo total de energía eléctrica determina la demanda energética de la zona.
- Determinar como el dimensionamiento del sistema fotovoltaico flotante mejora la capacidad del servicio eléctrico en la zona.
- Determinar como la potencia instalada impacta en el costo del sistema fotovoltaico flotante.

1.4. LIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

1.4.1. TEÓRICA

Actualmente en el Perú, se dispone de insuficiente información acerca de sistemas fotovoltaicos flotantes. Asimismo, no se tiene implementado y desarrollado proyectos de gran envergadura relacionados a esta tecnología, por lo que la información es muy limitada.

Por otro lado, la investigación se limita solo al modelamiento matemático de generación de energía eléctrica mediante un sistema fotovoltaico flotante. No se considera, la instalación del sistema ni la parte de transmisión o distribución de electricidad ni a sus derivados. Tampoco se considera otros tipos de generación solar como la térmica ni otros tipos de generación de energía eléctrica debido a la geografía de la zona.

1.4.2. TEMPORAL

Este informe de tesis se limitó trabajar en base a fuentes del extranjero obtenidos en los últimos 10 años. Solo se abarcó a sistemas fotovoltaicos flotantes aislados en la zona de estudio, no a otras variantes de generación de energía que quedan fuera del marco de la investigación.

1.4.3. ESPACIAL

La investigación se desarrolló en una zona con una geografía bastante complicada, el área de estudio se encuentra aislada del sistema eléctrico interconectado nacional, y la población en su mayoría tiene como lengua materna predominante el aimara, seguido del quechua. Solo escasas personas hablan en español. Por lo que el acceso a la información en sitio es complejo.

II. MARCO TEORICO

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

En este apartado se describe diversas investigaciones realizadas con relación a la teoría y la práctica de diseños de sistemas fotovoltaicos flotantes, para diversos casos en el ámbito nacional e internacional.

La generación de energía solar, a través del tiempo, ha ido mejorando considerablemente. Como muestra, encontramos los nuevos estudios sobre la problemática de indicadores que surten efecto en los tiempos y costos para este tipo de proyectos.

Para la elaboración del presente estudio, es preciso investigar y examinar diferentes documentos bibliográficos, los cuales cumplen el rol de soporte teórico de los diseños de sistemas fotovoltaicos flotantes realizados en diferentes proyectos y de metodología de estudio. A continuación, se tienen los siguientes antecedentes.

2.1.1. ANTECEDENTES INTERNACIONALES

- **Abellán (2020)**, en su estudio de tesis para la obtención del grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales titulado “Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica flotante de 2,5 MW en el embalse de San Bartolomé”, analiza e implementa el dimensionamiento de una planta de generación solar fotovoltaica conectada a la red en España.

El diseño de la instalación fotovoltaica es tipo flotante y se pretende ubicar en el embalse de San Bartolomé, en la localidad de Ejea de los Caballeros, Zaragoza. El problema evidenciado es que el lugar enfrenta inconvenientes para alimentar la estación de bombeo de una serie de cultivos en una superficie de 1200 hectáreas, el objetivo general trazado consiste en realizar el dimensionamiento de una planta fotovoltaica flotante que sea capaz de realizar el suministro

energético necesario para una serie de cultivos. Y tiene como requisito indispensable, cumplir con toda la normatividad vigente en su país.

La principal restricción que afronta es la escasez de datos de plantas fotovoltaicas construidas para este fin. Asimismo, indica que los principales beneficiados de su proyecto serán los agricultores de la zona, los fabricantes de paneles solares y del sistema de flotación.

Adicionalmente, tienen como objetivo que los equipos cumplan con los estándares de calidad, seguridad, ambientales y técnicos para ser usados por los contratistas que desarrollan los proyectos de la compañía disminuyendo el riesgo negativo y mejorando la calidad de los entregables.

Abellán, eligió solución óptima realizar un análisis de los métodos de flotación utilizado en diversas instalaciones fotovoltaicas del mundo, con el fin de determinar las ventajas y desventajas de cada uno de ellos.

Tras realizar el dimensionamiento, obtuvo que se debió instalar 8400 paneles solares, que brindará una potencia de 2.7 kWp. A partir de esta potencia de los paneles, obtuvo 2.5 kW como potencia del inversor. Asimismo, la conexión de los paneles solares se ha realizado de tal forma que se pueda conseguir una tensión mayor y una intensidad menor. La configuración final es de 20 sub-campos, en los que existen 15 cadenas de 28 paneles en serie por cadena.

Se concluye que, con la configuración de la planta y el inversor, se determinó el dimensionamiento del cableado, las protecciones, puesta a tierra respetando los códigos y reglamentos de su país.

- **Palacio (2019)**, en su tesis, para la obtención del grado de maestro en Sistemas de potencia y conversión de energía eléctrica, titulado “Estudio eléctrico estable y dinámico para una Planta fotovoltaica flotante”, describe cómo se desarrollan las plantas de energía solar fotovoltaica (FV) a gran escala como fuente de energía renovable y como representan una gran alternativa a las fuentes de energía convencional. El problema evidenciado es que las plantas requieren grandes áreas de tierra que pueden ser un desafío para algunas regiones en las cuales no se dispone de mucha área terrestre, como islas o países con alto nivel poblacional. Otro problema es lidiar con elevadas temperaturas que impactan negativamente la eficiencia de los módulos.

Por lo tanto, el autor infiere que, para superar estos problemas, el desarrollo e instalación de módulos fotovoltaicos sobre superficies de agua no utilizadas se ha convertido en una opción factible y viable. Estas plantas fotovoltaicas flotantes o recientemente denominadas “floatovoltaicas” son actualmente una tendencia en los países asiáticos, como China, cuya capacidad instalada está en continuo aumento.

Asimismo, Palacio indica que la energía solar flotante posee importantes ventajas como el aumento del rendimiento energético debido a temperaturas de funcionamiento más bajas, reducción de pérdidas de potencia, entre otros.

El objetivo de su investigación es analizar el comportamiento eléctrico de una central fotovoltaica flotante (FPV) de 50 MW, la cual se ubicará sobre un embalse hidroeléctrico en España, con el fin de evaluar su impacto de conexión a la red en la red eléctrica española.

La evaluación consistirá en la realización de estudios continuos y dinámicos de la planta para comprobar el cumplimiento de las condiciones de funcionamiento establecidas en el código de red español. Finalmente, el investigador concluye que la planta FPV propuesta cumple plenamente con los requisitos de conexión a la red.

- **Zemene, Hizkiel y Gera (2020)** en su artículo científico titulado “Diseño de un sistema solar fotovoltaico flotante para un hogar típico en la isla de Debre Mariam”, describen como utilizar la energía solar fotovoltaica como una fuente de energía renovable alternativa, especialmente para la electrificación rural.

Asimismo, los autores precisan que, debido al alto crecimiento de la demanda de energía solar fotovoltaica, se iba a producir una escasez de terrenos para su instalación, particularmente en países con sobrepoblación y en Etiopía, lugar de estudio de su investigación, en la que la principal fuente de economía es la agricultura.

Por otro lado, en la parte técnica, los investigadores precisan que las instalaciones terrestres tienen baja eficiencia, ya que el rendimiento fotovoltaico depende considerablemente de las condiciones meteorológicas, parámetros de funcionamiento como la temperatura y velocidad del viento.

En ese sentido, Zemene, Hizkiel y Gera indican que utilizar superficies de agua es una buena alternativa para contrarrestar el uso de terrenos y disminuir el impacto de la temperatura sobre la generación solar. Asimismo, para reducir los problemas de fijación de la instalación, existen tecnologías como sistemas flotantes, lo cual permite que se puedan instalar plantas fotovoltaicas sobre cuerpos de agua.

El objetivo de los autores fue diseñar un sistema flotante para la Isla Debre Mariam para aumentar la eficiencia de las celdas solares y evitar usar terrenos. Para ello los investigadores, determinan la demanda de carga energética diaria de la comunidad, analizan factores como la velocidad del viento y temperatura que influyen notablemente en las caídas y baja eficiencia de los paneles y en la baja potencia de salida en las instalaciones fotovoltaicas.

Finalmente, los autores diseñan un sistema fotovoltaico flotante de 294.8 kW y lo comparan con el mismo sistema instalado en tierra, el cual arroja una potencia de 289.90 kW. Esto evidencia que una instalación fotovoltaica flotante produce 4.9 kW más que una terrestre y es más eficiente.

2.1.2. ANTECEDENTES NACIONALES

El desarrollo de plantas fotovoltaicas flotantes es una novedad en el Perú, por lo tanto, no se dispone de suficientes tesis nacionales directamente relacionadas directamente a esta investigación, sin embargo, se han elaborado pequeños proyectos con gran potencial como es el caso de Juansergio Castro Suni.

Caso de éxito.

JuanSergio Castro Suni, ingeniero agrónomo oriundo de Puno, egresado de la Universidad Nacional del Altiplano, en 2019, creó el primer panel solar flotante lacustre que abastece agua a los pastizales que alimentan al ganado de las comunidades que habitan en Ocuvirí, distrito puneño.

Esta plataforma compuesta de 34 paneles fotovoltaicos, permiten el funcionamiento de un motor capaz de abastecer de agua a once reservorios instalados en los alrededores de la Laguna Chullpia. El objetivo de abastecer los reservorios es poder contar con suministro de agua y poder regar durante todo el año hasta 30 hectáreas de pastizales que servirán de alimento para los animales.

Este antecedente es realmente importante dado que con este logro el autor ha podido mejorar la condición de vida de la población que carecen de energía eléctrica y viven un clima adverso debido a las heladas y sequias.

Por otro lado, se tienen los siguientes antecedentes nacionales relacionados al diseño de sistemas fotovoltaicos:

- **Hervias (2018)**, presentó, para optar el título de Ingeniero en Energía, el trabajo de investigación titulado “Diseño de un sistema de bombeo mediante energía solar fotovoltaica para suministrar agua potable a la población de Maynas – Perú”. El autor describe un diseño de bombeo de agua con energía solar fotovoltaica (FV) para uso agrícola en irrigación y ganaderías.

El problema evidenciado es que la ciudad de Iquitos conforma el sistema eléctrico aislado más importante del país, a causa de que no se encuentra conectado al Sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN). Adicional a ello, hace hincapié en la calidad del agua en la región Loreto, precisando un elevado nivel de contaminación de los ríos y quebradas, producto del desborde y diseminación del petróleo en la zona.

La investigadora tiene como objetivo ejecutar acciones necesarias e inmediatas en la localidad amazónica y propone diseñar un sistema de bombeo mediante energía solar fotovoltaica para suministrar agua potable a la población de Maynas.

Finalmente, que la investigación realizada cumple con las expectativas tanto económicas como ambientales, y que su proyecto es una excelente forma de impulsar las energías renovables brindando satisfacción e incrementando la calidad de vida de los lugareños.

- **Quintanilla (2020)** en su investigación titulada “Diseño de un sistema solar fotovoltaico aislado para suministrar de energía eléctrica la localidad de Patahuasi - Pampa Cañahuas”, para la obtención del grado de Ingeniero mecánico – electricista, describe como realizó el diseño de un sistema fotovoltaico para suministrar energía eléctrica a la localidad de Patahuasi, en base al número de pobladores del lugar y su consumo eléctrico.

El principal problema que abordaba el autor era que la localidad de Patahuasi, no tenía acceso al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, por lo que se

encontraba aislada de la red eléctrica. Todo ello evidenciaba un escaso desarrollo de la comunidad. Otro factor importante fue que la accidentada geografía del lugar era muy complicada como para implementar una conexión a la red nacional.

El objetivo del autor fue diseñar un sistema que sea capaz de abastecer un consumo total de 325.86 kWh/día, y con ello se pudo determinar el campo fotovoltaico, realizando comparaciones con otras tecnologías, de tal forma que se seleccione los componentes más adecuados para garantizar el correcto funcionamiento del sistema.

Finalmente, el investigador realizó un análisis económico y de viabilidad de su diseño y concluyó que con su propuesta se podía suministrar de energía eléctrica a la localidad de Patahuasi. Este sistema obtuvo un Valor actual neto (VAN) de 442 645.07 soles peruanos, con una Tasa interna de retorno (TIR) del 5% y un Periodo de recuperación (PR) de 17 años.

2.2. BASES TEÓRICAS

2.2.1. PRINCIPIOS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Según Schmerler, Velarde, Rodríguez y Solís (2019), la energía solar es un tipo de energía renovable que se obtiene a partir de la captación de la radiación solar y que se transforma en energía eléctrica. Dentro de la generación solar, contamos con los sistemas fotovoltaicos que requieren de paneles solares y con los sistemas solares térmicos que requieren de colectores solares.

Según Boxwell(2017), la energía solar se define como la energía producida de la luz del sol en paneles solares fotovoltaicos, y no debe confundirse con sistemas solares de calor o sistemas solares de agua caliente, en los cuales el sol es usado para calentar agua o aire.

La energía solar se genera utilizando el efecto fotovoltaico, fenómeno descubierto en 1839 por E. Becquerel. Al combinarse dos capas de un material semiconductor se crea este efecto. Una de estas capas debe contar con número reducido de electrones. Cuando el material es expuesto a la luz solar, las capas del material absorben los fotones, lo que da como consecuencia una excitación de los electrones que pasan de una capa a otra, generando carga eléctrica.

Al momento que un fotón es absorbido por el silicio, se genera la corriente eléctrica, y cuantos más fotones son absorbidos por la celda solar, mayor es la cantidad de corriente generada. Es importante precisar que la energía solar interceptada por la tierra es de 178 000 TW y el consumo energético en la tierra es aproximadamente 15 TW.

2.2.2. RADIACIÓN SOLAR

Según Zelaya (2015), se origina mediante reacciones nucleares dentro del Sol y se propaga como onda electromagnética, en adelante llamado Radiación. La radiación solar está compuesta por la suma de la radiación directa y la radiación difusa. Se puede definir como radiación directa, a aquella radiación recibida en la superficie terrestre, mientras que la radiación difusa, es aquella que se recibe después de haber cambiado debido a procesos de dispersión y reflexión.

La radiación emitida por el sol produce un espectro electromagnético, el cual definimos previamente como espectro solar. Su valor es de 1000 W/m².

Por otro lado, tenemos el Albedo que es el porcentaje de radiación directa y difusa que se refleja por una superficie.

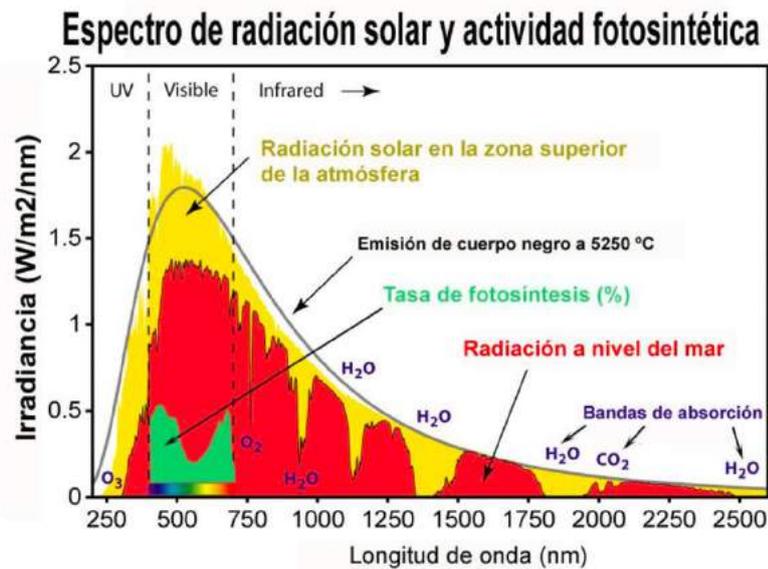


Figura 4 Espectro de radiación solar y actividad fotosintética

Nota. Fuente y elaboración: phiNet, plataforma chilena de monitoreo de radiación solar y energía en las instalaciones fotovoltaicas.

2.2.3. TÉRMINOS DE ENERGÍA SOLAR

IRRADIANCIA

Según Zelaya (2015), se puede comprender como la medida de potencia de la luz solar. Se denota por I y sus unidades son W/m^2 . Asimismo, se puede definir como la cantidad de luz que ilumina una superficie, y en promedio la irradiancia en la Tierra es de $336.3 W/m^2$

IRRADIACIÓN O INSOLACIÓN

Zelaya(2015), define la Irradiación como la medida de la densidad de energía de la luz solar. Asimismo, menciona que es la integral de la irradiancia y se expresa comúnmente en peak sun hours (psh). Sus unidades son el kWh/m^2 . Por otro lado, el psh se entiende como la longitud de tiempo en horas de un nivel de irradiancia de $1 kW/m^2$. Esta terminología es relevante para determinar el número de horas de luz solar en un día y locación dada.

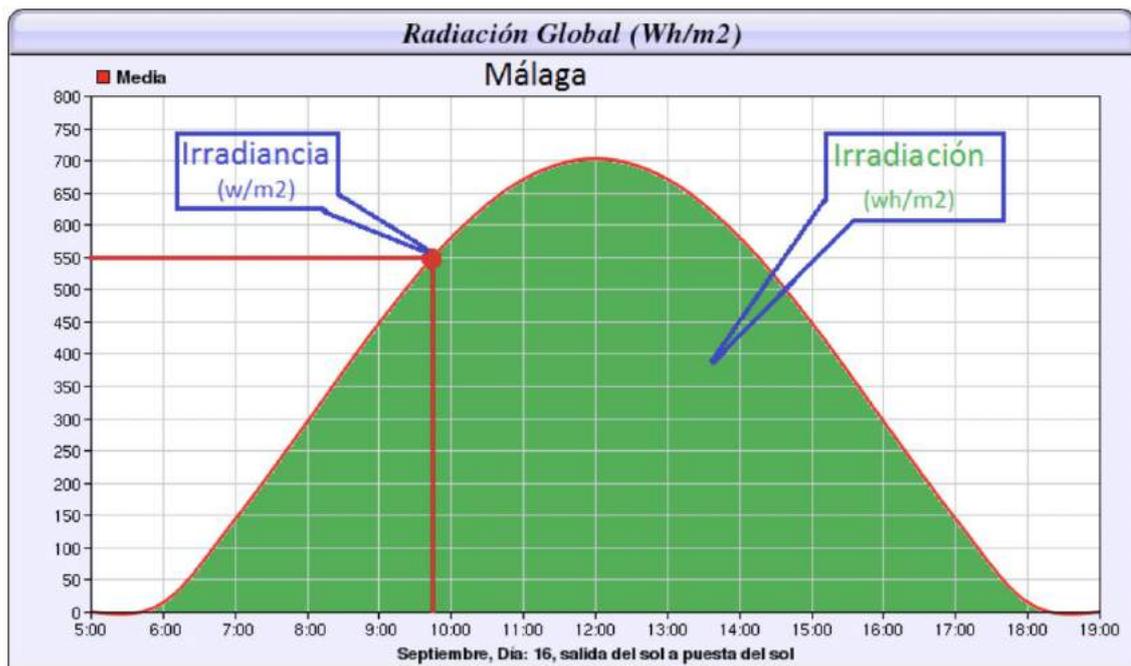


Figura 5 Diferencia entre Irradiancia e Irradiación.

Nota. Tomada de la plataforma “Helioesfera”, 2021.

HORAS SOLARES PICO

En relación con las horas pico de sol, hace referencia a la insolación solar que un lugar establecido recibiría si el sol brillara por un par de horas en su valor máximo. La utilidad de poder calcular las horas pico de sol radica en el hecho de que los módulos fotovoltaicos a menudo se valoran con un valor de 1 kW/m^2 .

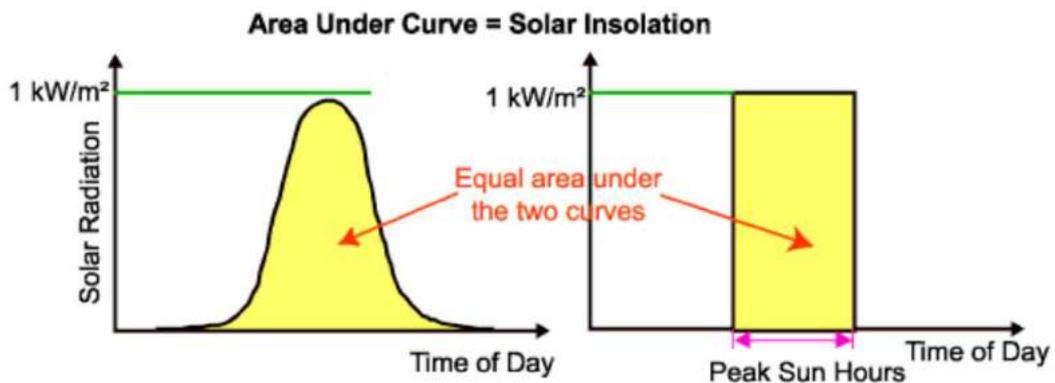


Figura 6 Cálculo de horas pico del sol

Tomada de la plataforma de la Organización de Educación PVCDROM, 2021.

En el diseño del sistema fotovoltaico es imprescindible tener conocimiento de la cantidad de luz solar con la que cuenta un lugar determinado en un tiempo determinado. Se cuenta con dos métodos más usuales que describen a la radiación solar, siendo una de ellas la radiación solar (o radiación) e insolación solar.

La radiación solar es una densidad de potencia instantánea en unidades de kW/m²; sin embargo, puede variar durante el día desde 0 kW / m² por la noche a un máximo de aproximadamente 0 kW/m² por la noche a un máximo de aproximadamente 1 kW/m².

2.2.4. SISTEMA FOTOVOLTAICO

Según Schmerler, Velarde, Rodríguez y Solís (2019), es aquel sistema que tiene como fuente inagotable al sol, utiliza células fotoeléctricas conectadas dentro de un panel fotovoltaico, que cuenta con la posibilidad de conectar con otros, aumentando la potencia de salida al sumar la potencia de cada panel individual. Asimismo, permite aprovechar el mismo y gestionarse mediante el uso de fuentes complementarias.

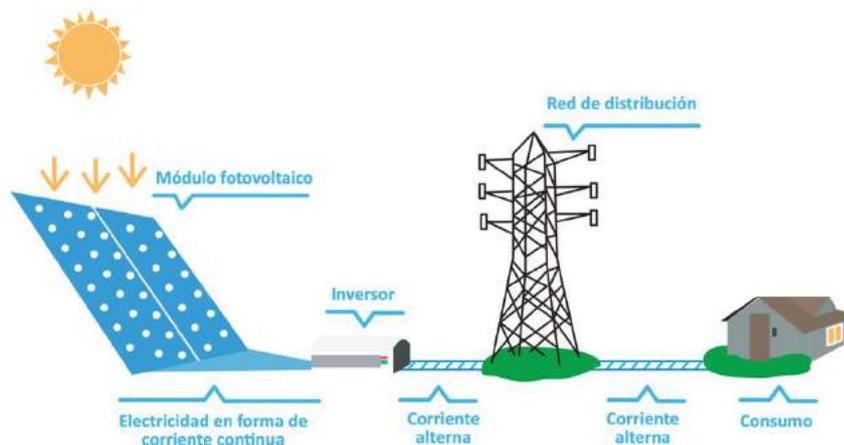


Figura 7 Formación de energía solar fotovoltaica

Tomada de “Energías renovables experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética”, por Schmerler, Velarde, Rodríguez y Solís, 2019, p. 25.

2.2.4.1. SISTEMA AISLADO

Un sistema aislado es aquel que se utiliza en zonas remotas o geográficamente aisladas donde no existe red eléctrica pública.

Según Pietro (2014), en el programa masivo de Electrificación Rural en el Perú, para potencias menores a 20 MW, se plantean tres tipos de instalaciones fotovoltaicas no aisladas:

- **Instalación autónoma Tipo 1**

Ideal para viviendas alejadas, con capacidad instalada de 85 Wp. El objetivo de la instalación es suministrar electricidad a equipos de bajo consumo. Abastece energía eléctrica en corriente continua de 12 V.

Los componentes que lo conforman cuentan con las siguientes características:

- Panel solar 85 Wp.
- Controlador de carga 10 A – 12 V.
- Batería 12 V 90 Ah.
- 03 lámparas led blancas de 10 W y 600 lúmenes.
- Sistema de montaje que garantice una vida útil de 20 años.
- Cableado que mantenga sus propiedades durante 20 años.
- Tomacorriente de doble toma y una toma de cargador de celular.

La instalación debe ser tal que no permita la manipulación de los equipos principales. Esta debe contar con indicadores visuales o sonoras del estado de la batería y advierta al usuario ante un eventual corte de corriente o bajo nivel de tensión.

Se estima un consumo energético aproximado de 230 Wh/día, con un consumo energético mínimo de 180 Wh/día. Esto se detalla en la Tabla 1.

Tabla 1 PERFIL DE CARGA PARA 01 VIVIENDA DE MUY BAJO CONSUMO - TIPO 1

Ítem	Dispositivos de uso	Cantidad (un)	Potencia Nominal (W)	Horas/día	Carga máxima (W)	Uso diario de electricidad (Wh por día)
1	Iluminación - Focos Led	3	10	4.5	30	135
2	Radio	1	10	3	10	30
3	Cargador de pilas	1	15	3	15	45
4	Cargador de celular	1	5	4	5	20
Subtotal					60	230
Total (1 Casa)					60	230

Nota. Tabla adaptada de Pietro 2014, p. 18.

Por otro lado, el diagrama de instalación Tipo 1 debe ser similar al que se muestra en la Figura 8.

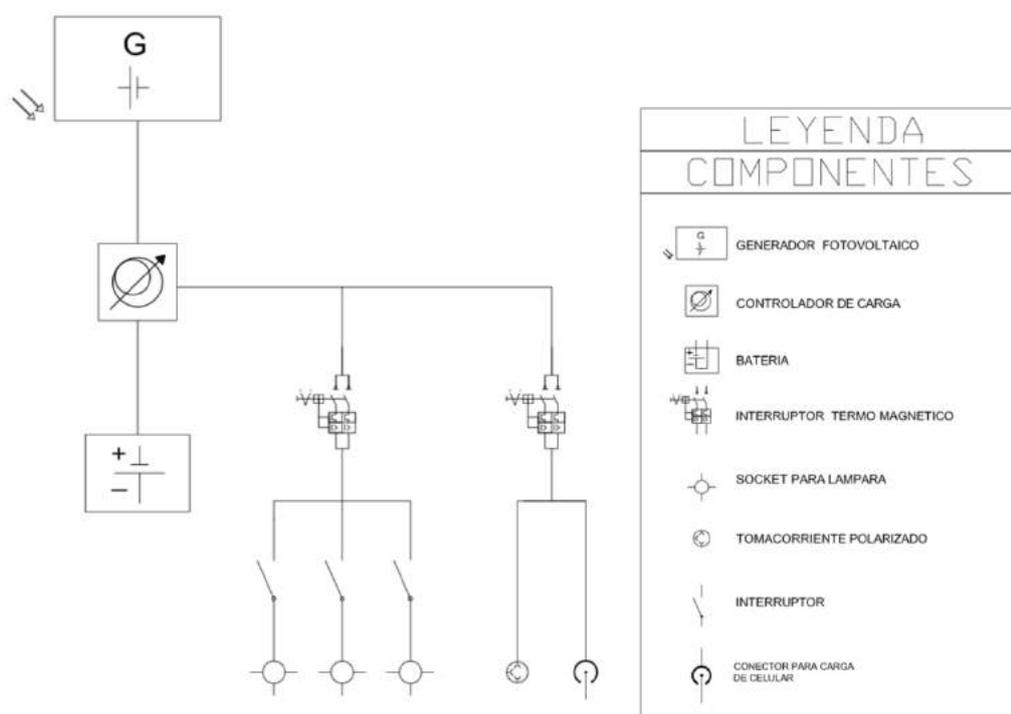


Figura 8 Diagrama de Instalación Tipo 1

Tomada de "Determinación de la tarifa y mecanismos de remuneración para suministros en áreas no conectadas a red", por Pietro, 2014, p. 20.

- **Instalación autónoma Tipo 2**

Instalación ideal para entidades de salud alejadas con una capacidad instalada de 425 Wp. Abastece energía eléctrica en corriente alterna entre 220 V y 240 V. Los componentes que lo conforman cuentan con las siguientes características:

- Generador fotovoltaico de 425 Wp.
- Controlador de carga de 1.25 veces la corriente de corto circuito (Icc) del arreglo fotovoltaico.
- Batería de 360 Ah
- Inversor 800 VA
- Lámparas Led de 10 W y 600 lúmenes.
- Sistema de montaje conforme a normativa vigente en el Perú que garantice una vida útil de 20 años.
- Cableado que mantenga sus propiedades durante 20 años.

Se estima un consumo energético aproximado de 1175 Wh/día, con un consumo energético mínimo de 900 Wh/día. Esto se detalla en la Tabla 2.

Tabla 2 PERFIL DE CARGA PARA 01 CENTRO MÉDICO DE MUY BAJO CONSUMO - TIPO 2

Ítem	Dispositivos de uso	Cantidad (un)	Potencia Nominal (W)	Horas/día	Carga máxima (W)	Uso diario de electricidad (Wh por día)
1	Iluminación - Focos Led	3	10	3.5	30	105
2	TV a color	1	80	2	80	160
3	DVD	1	20	1	20	20
4	Laptop	1	65	3	65	195
5	Cargador de pilas	1	15	1	15	15
6	Cargador de celular	1	5	3	5	15
7	Computadora	2	80	4	160	640
8	Minicomponente	1	10	2.5	10	25
Subtotal					385	1175
Total (1 Centro médico)					385	1175

Nota. Tabla adaptada de Pietro 2014, p. 20.

- **Instalación autónoma Tipo 3**

Ideal para instituciones educativas con una capacidad instalada de 850 Wp. Abastece energía eléctrica en corriente alterna entre 220 V y 240 V. Los componentes que lo conforman cuentan con las siguientes características:

- Generador fotovoltaico de 850 Wp.
- Controlador de carga de 1.25 veces la corriente de corto circuito (I_{cc}) del arreglo fotovoltaico.
- Batería de 720 Ah
- Inversor 1200 VA
- Lámparas Led de 10 W y 600 lúmenes.
- Sistema de montaje conforme a normativa vigente en el Perú que garantice una vida útil de 20 años.
- Cableado que mantenga sus propiedades durante 20 años.

Se estima un consumo energético aproximado de 1927 Wh/día, con un consumo energético mínimo de 1800 Wh/día. Esto se detalla en la Tabla 3.

Tabla 3 PERFIL DE CARGA PARA 01 INSTITUCIÓN EDUCATIVA DE MUY BAJO CONSUMO - TIPO 3

Ítem	Dispositivos de uso	Cantidad (un)	Potencia Nominal (W)	Horas/día	Carga máxima (W)	Uso diario de electricidad (Wh por día)
1	Iluminación - Focos Led	3	10	6	30	180
2	TV a color	1	30	2.5	30	75
3	Radio	1	10	2	10	20
4	Laptop	4	65	1.2	260	312
5	Cargador de pilas	1	15	3	15	45
6	Cargador de celular	1	5	3	5	15
7	Computadora	4	80	4	320	1280
Subtotal					670	1927
Total (1 Centro médico)					670	1927

Nota. Tabla adaptada de Pietro 2014, p. 22.

Por otro lado, el diagrama de instalación Tipo 2 y 3 debe ser similar al que se muestra en la Figura 9.

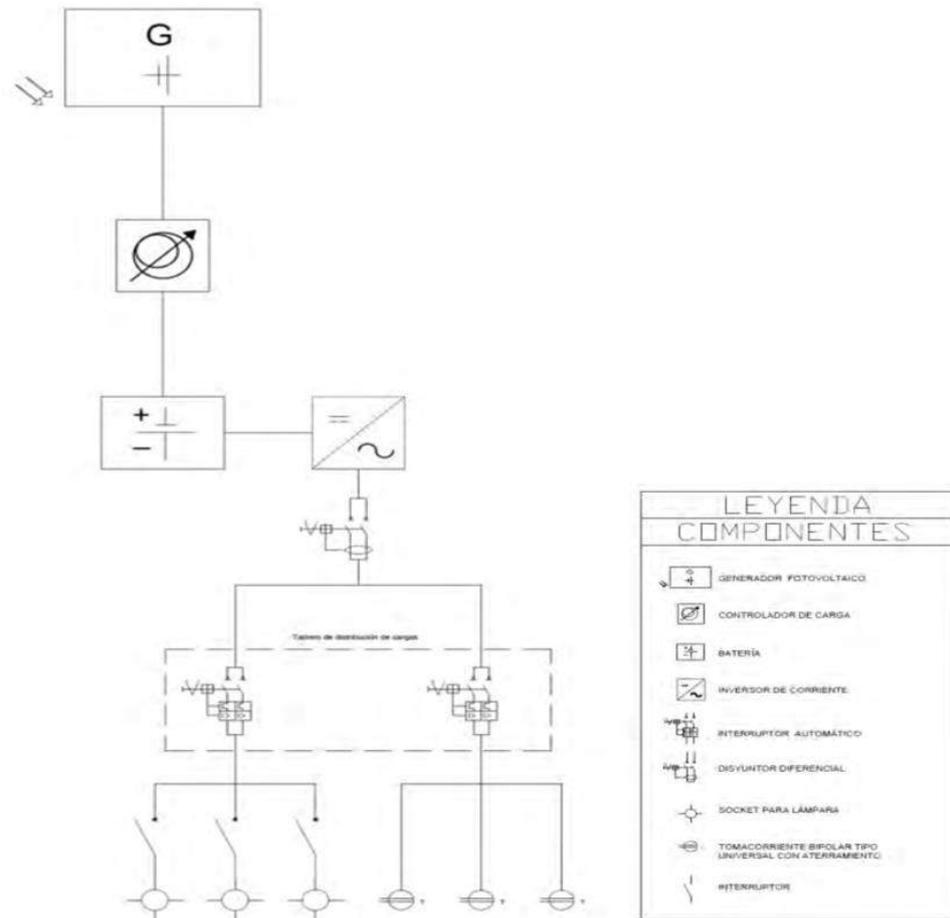


Figura 9 Diagrama de Instalación Tipo 2 y Tipo 3.

Tomada de “Determinación de la tarifa y mecanismos de remuneración para suministros en áreas no conectadas a red”, por Pietro, 2014, p. 24.

2.2.4.2. SISTEMA CONECTADO A LA RED

Según Schmerler, Velarde, Rodríguez y Solís (2019), es un método que concede a los usuarios conectados a la red la posibilidad de utilizar los paneles como fuente complementaria; por consiguiente, permitirá autoabastecerse de energía eléctrica y mitigar así la energía demandada de la red.

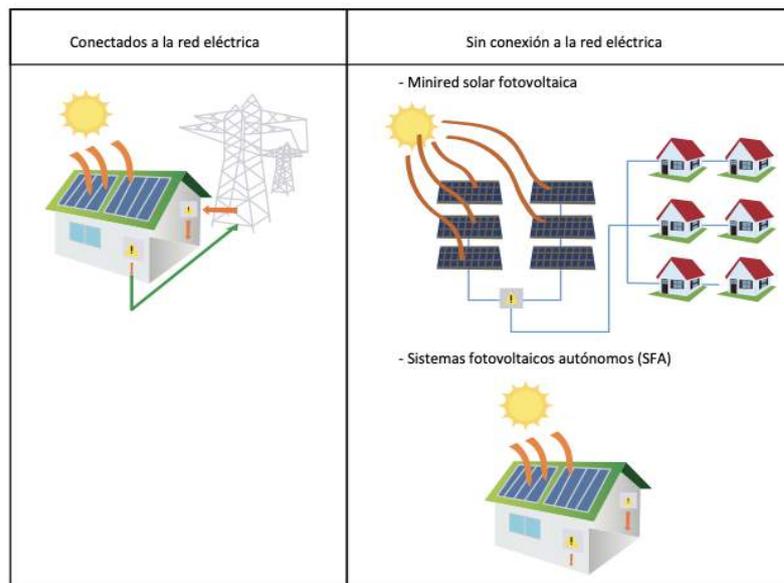


Figura 10 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Tomada de “Energías renovables experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética”, por Schmerler, Velarde, Rodríguez y Solís, 2019, p. 71.

2.2.4.3. SISTEMA HÍBRIDO

El sistema híbrido es la combinación de la tecnología solar autónoma con la tecnología solar conectada a la red.

2.2.5. SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE

Según *Solar Energy Research Institute of Singapore, Energy Sector Management Assistance Program y World Bank Group(2019c)*, la utilización de instalaciones solares fotovoltaicas flotantes impulsan nuevas oportunidades de aumentar la capacidad de generación solar, especialmente en países con una elevada densidad poblacional y en donde el precio de la tierra disponible es alto.

Asimismo, se tienen algunas ventajas sobre los sistemas terrestres, como la utilización de los reservorios de suministro de agua y un rendimiento energético mejorado gracias a los efectos de enfriamiento del agua y la menor presencia de polvo.

Es importante precisar que en múltiples geografías y con el tiempo, la posibilidad de agregar capacidad solar flotante a las centrales hidroeléctricas existentes será de particular interés, especialmente en el caso de grandes instalaciones hidroeléctricas que se pueden operar de manera flexible. Y a su vez, la capacidad solar se puede utilizar para aumentar el rendimiento energético de dichos predios.

VENTAJAS DE UTILIZAR UN SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE

- Reducción de la evaporación de los depósitos de agua, a causa de que los paneles solares proporcionan sombra y limitan los efectos evaporativos del viento.
- Mejoras en la calidad del agua, mediante la disminución del crecimiento de algas.
- Mitigación y/o eliminación del sombreado de los paneles por su entorno (*shading*).
- Eliminación de la necesidad de una preparación importante del sitio, como la nivelación o la colocación de cimientos, que deben realizarse en instalaciones terrestres convencionales.
- Fácil instalación y despliegue en sitios con bajos requisitos de anclaje y amarre, con un alto grado de modularidad, lo que permite que los proyectos sean más rápidos.

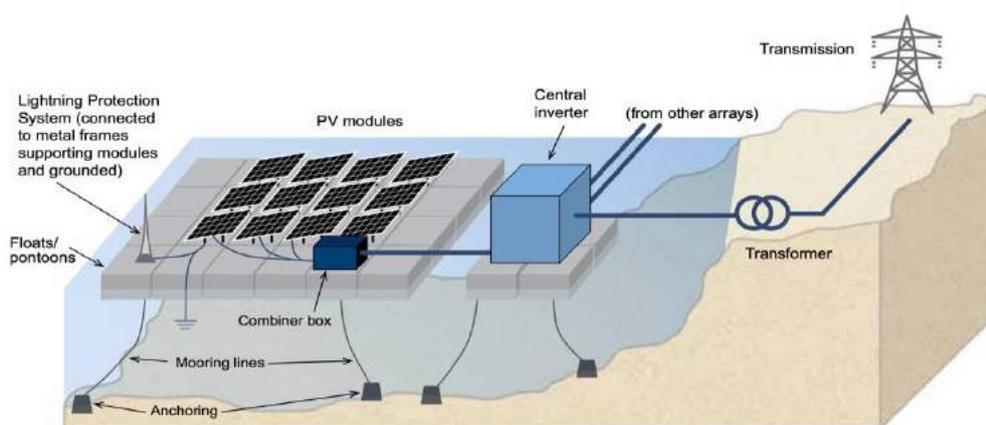


Figura 11 Esquema de una instalación solar fotovoltaica flotante con sus componentes clave

Nota. Obtenido de Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS), World Bank Group y Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) 2019b.

Según SERIS et al. (2019a), actualmente, la mayoría de las plantas fotovoltaicas flotantes a gran escala se despliegan utilizando flotadores tipo pontón, con paneles fotovoltaicos montados en un ángulo de inclinación fijo.

Por lo general, la estructura flotante puede estar hecha de flotadores que se combinan con cerchas metálicas. Una configuración de flotador puro utiliza cuerpos auto boyantes especialmente diseñados a los que se pueden fijar directamente paneles fotovoltaicos. Estas estructuras pueden ser fabricadas por diversos proveedores.

Otro tipo de diseño utiliza estructuras metálicas para soportar paneles fotovoltaicos de una manera similar a los sistemas terrestres. Estas estructuras están fijadas a pontones cuya única función es proporcionar flotabilidad. En este caso, no hay necesidad de flotadores especialmente diseñados. La plataforma flotante se mantiene en su lugar mediante un sistema de anclaje y amarre, cuyo diseño depende de factores como la carga de viento, el tipo de flotador, la profundidad del agua y la variabilidad del nivel del agua.

La plataforma flotante generalmente se puede anclar a un banco, al fondo, a pilotes o a una combinación de los tres. El desarrollador selecciona un diseño adecuado a la ubicación de la plataforma, batimetría (perfil y profundidad del agua), condiciones del suelo y variación en el nivel del agua.

El anclaje de banco es particularmente adecuado para estanques pequeños y poco profundos, pero la mayoría de las instalaciones flotantes están ancladas al fondo. Independientemente del método, el ancla debe diseñarse para mantener la instalación en su lugar durante 25 años o más. Las líneas de amarre deben seleccionarse adecuadamente para adaptarse a las tensiones ambientales y las variaciones en el nivel del agua.

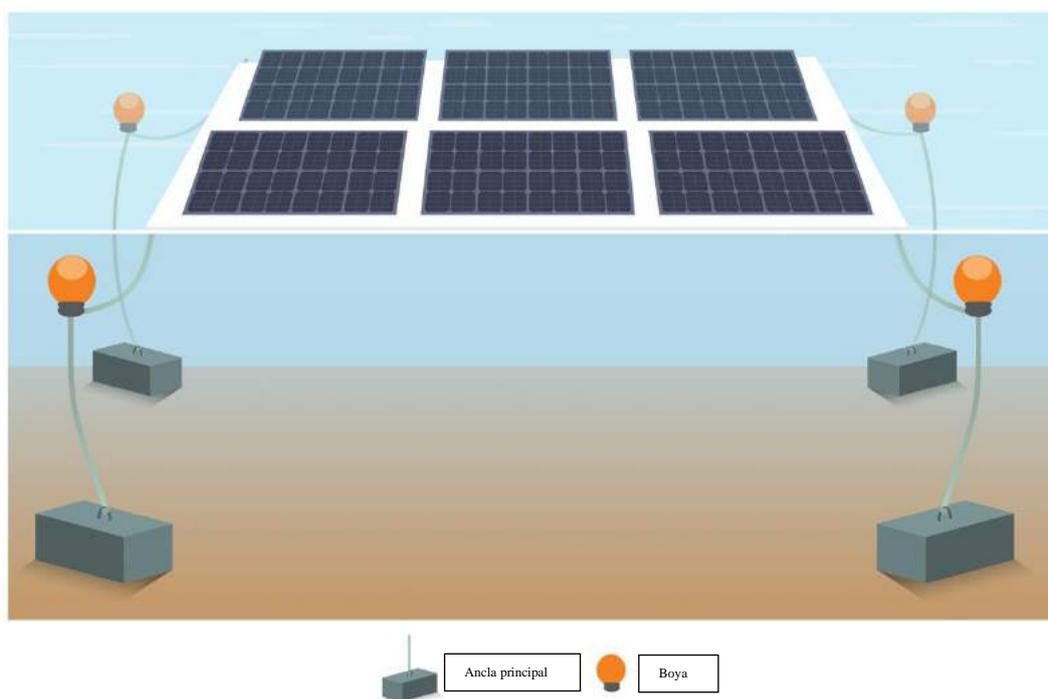


Figura 12 Esquema de la sujeción de paneles con amarre y boyas.

Nota. Fuente y elaboración: (Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS), World Bank Group y Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) 2019a)



Figura 13 Fotografía de un sistema fotovoltaico flotante (FPV)

Nota. Fuente y elaboración: (Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS), World Bank Group y Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) 2019b)

2.2.6. PRINCIPIOS DEL FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE

- **Modelamiento matemático del sistema fotovoltaico flotante**

Según Ficklin, Luo, Stewart y Maurer (2012), para un sistema fotovoltaico flotante, se debe determinar principalmente la temperatura de las celdas solares y para ello se requiere de la velocidad del viento y la temperatura.

La temperatura del lago (T_{lago}) se relaciona con la temperatura del aire (T_{air}) con la Ecuación 1.

$$T_{lago} = 5 + 0.75 * T_{air}$$

Ecuación 1. Relación de temperaturas.

Donde:

T_{lago} : Temperatura del lago (°C)

T_{air} : Temperatura ambiente del aire (°C)

Para Umoette, Ubom y Udo Festus (2016), la velocidad del viento sobre un cuerpo de agua siempre es mayor que sobre la tierra. En ese sentido, la velocidad del viento en el lago (Vw_{Lago}) se relaciona la velocidad del viento en tierra (Vw_{Tierra}) con la Ecuación 2.

$$Vw_{lago} = 1.62 + 1.17 * Vw_{Tierra}$$

Ecuación 2. Relación de Velocidades del viento.

Donde:

Vw_{lago} : Velocidad del viento en el lago (m/s)

Vw_{Tierra} : Velocidad del viento en la tierra (m/s)

Por otra parte, Muzathik (2014), precisa que la temperatura de las celdas fotovoltaicas viene dada por la Ecuación 3.

$$T_{módulo} = 0.943 * T_{air} + 0.0195 * I - 1.528 * V_w + 0.3529$$

Ecuación 3 Temperatura de las celdas

Donde:

$T_{módulo}$ en Tierra o Lago: Temperatura de las celdas fotovoltaicas en tierra o lago(°C)

V_w Tierra o Lago: Velocidad del viento en la tierra o lago(m/s)

I : Irradiancia (STC irradiación de 1000 W/m²)

Según Vaello (2021), las variaciones de la tensión, intensidad y potencia por efecto de la Temperatura, se precisan con las Ecuaciones 4, 5 y 6.

Variación de la Intensidad.

$$I_T = I_{MP} * [1 + \alpha (T_{módulo} - T_{STC})]$$

Ecuación 4 Variación de la Intensidad con la temperatura

Variación de la Tensión

$$V_T = V_{MP} * [1 + g (T_{módulo} - T_{STC})]$$

Ecuación 5 Variación de la Tensión con la temperatura

Variación de la Potencia

$$P_T = P_{MP} * [1 + \beta (T_{módulo} - T_{STC})]$$

Ecuación 6 Variación de la Potencia con la temperatura

Donde:

I_{MP} : Intensidad a máxima potencia.

V_{MP} : Voltaje a máxima potencia.

P_{MP} : Potencia máxima.

α : (%/°C) Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito o I_{sc} .

g : (%/°C) Coeficiente de temperatura de la tensión de vacío o V_{oc} .

β : (%/°C) Coeficiente de temperatura de la potencia en el $P_{máx}$.

$T_{módulo}$: Temperatura del módulo en tierra o agua.

T_{STC} : Temperatura a condiciones estándar ($T_{STC} = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$)

2.2.6.1. DISEÑO DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE.

Umoyette, Ubom y Udo Festus (2016), precisa que la producción diaria de energía del arreglo fotovoltaico se puede calcular de acuerdo con la Ecuación 7.

$$E_{PV} = W_P * \left(\frac{f_{dc}}{ac}\right) * \left(\frac{G}{G_{STC}}\right) [1 + \beta(T_C - T_{STC})]$$

Ecuación 7 Energía diaria de salida de un arreglo fotovoltaico

Donde:

W_P : Capacidad nominal de la matriz fotovoltaica (kW o W)

$\frac{f_{dc}}{ac}$: Factor de reducción de corriente continua a corriente alterna. Para la presente investigación se considera $\frac{f_{dc}}{ac} = 0.778$.

G : Radiación solar incidente en la matriz fotovoltaica (kW/m²)

G_{STC} : Radiación solar incidente en la matriz fotovoltaica bajo condiciones estándar (1 kW/m² = 1000 W/m²)

β : Coeficiente de temperatura de potencia (%/°C)

T_{STC} : Temperatura de la celda fotovoltaica bajo condiciones estándar

($T_{STC} = 25$ °C)

T_{TC} : Temperatura de la celda fotovoltaica en el intervalo de tiempo actual (°C)

Para sistemas fotovoltaicos flotantes se considera el factor de potencia de la Ecuación 8.

$$f_{temp} = 1 + \beta * (T_{módulo en Lago} - T_{STC})$$

Ecuación 8. Factor de temperatura.

Conforme a Anexo 02 - Especificaciones del módulo AS-6M144-HC, se precisa que $\beta = -0.36\%/^{\circ}C$.

- **Dimensionamiento el arreglo fotovoltaico**

Para determinar la potencia máximo pico se utiliza la Ecuación 9 que proviene de una adecuación de la Ecuación 7.

$$W_p = \frac{E_{PV}}{\left(\frac{f_{dc}}{ac}\right) * \left(\frac{G}{G_{STC}}\right) * [f_{temp}]}$$

Ecuación 9 Potencia pico del arreglo fotovoltaico

- **Selección del Voltaje del sistema**

Según Sandia National Laboratories (1995), el voltaje de funcionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo depende del voltaje requerido por las cargas y la corriente total.

Si el voltaje del sistema se establece igual al voltaje de la carga más grande, entonces estas se pueden conectar directamente a la salida del sistema. Sin embargo, el autor recomienda que la corriente en cualquier circuito se mantenga por debajo de 20 y con un límite de 100 amperios para cualquier sistema.

Mantener la corriente por debajo de esos niveles permitirá el uso de hardware eléctricos y cableado estándares y comúnmente disponibles. Asimismo, cuando las cargas requieran alimentación en corriente alterna (AC), el voltaje del sistema en corriente continua (CC) debe ser seleccionado después de revisar las características disponibles del inversor.

Otra consideración para tener en cuenta es el posible incremento de tamaño del sistema en un futuro. Lo recomendable es elegir un voltaje que funcione con un futuro sistema ampliado. Asimismo, se precisa que el costo del cableado e interruptores aumenta a medida que la corriente se incrementa.

El autor precisa que una regla práctica para seleccionar el voltaje del sistema se basa en la demanda de potencia en corriente alterna, como se puede apreciar en la Tabla 4.

Tabla 4 SELECCIÓN DEL VOLTAJE DEL SISTEMA

Selección del Voltaje del Sistema	
Demanda de potencia en AC (W)	Voltaje de entrada del inversor (V DC)
<1500	12
1500-5000	24 o 48
>5000	48 o 120

Nota. Adaptada de Sandia National Laboratories (1995), p. 18.

2.2.7. COMPONENTES PRINCIPALES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE AISLADO

Los componentes que conforman un Sistema Fotovoltaico Flotante Aislado son los que se detallan en la Figura 14.

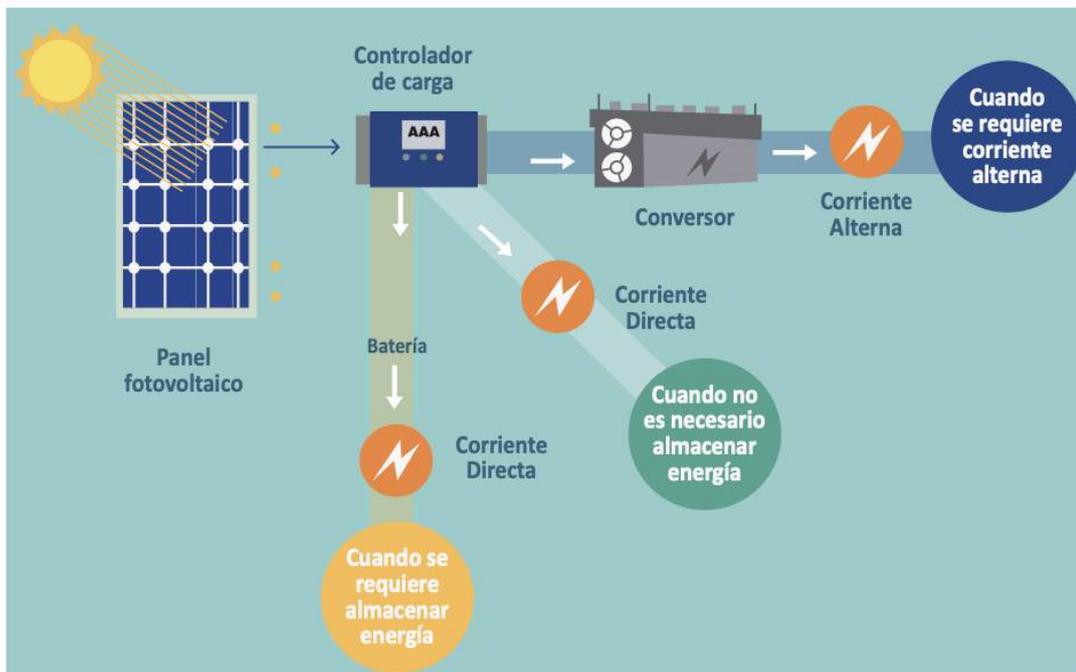


Figura 14 Esquema de un sistema fotovoltaico

Tomada de "Energías renovables experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética", por Schmerler, Velarde, Rodríguez y Solís, 2019, p. 72.

2.2.7.1. PANELES SOLARES

De acuerdo a lo mencionado por Schmerler, Velarde, Rodríguez y Solís (2019), son aquellos dispositivos planos en los que las células fotovoltaicas están instalados mecánicamente y conectadas de manera eléctrica, lo que permite una mayor conversión de la luz solar en electricidad. La variedad de estos permite que se puedan diferenciar por el tipo y la cantidad de células o arreglo.

Pietro (2014), menciona que los paneles solares tienen la siguiente clasificación:

- **Celdas de Silicio Mono y Policristalino:** son aquellas que representan el estado de la tecnología fotovoltaica comercial. El proceso de fabricación implica que el silicio sea purificado, fundido y cristalizado, variando entre lingotes o en láminas delgadas; de manera posterior se forman las celdas individuales producto del corte en obleas delgadas. La mayor parte de las celdas fotovoltaicas generan una tensión alrededor de 0,5 V, al margen del área superficial de la celda, sin embargo, a mayor superficie de la celda, mayor será la corriente que suministrará.
- **Película delgada:** se denomina así, aquellos que no poseen una estructura cristalina, considerándose como silicio amorfo. La fabricación de estas unidades de silicio, denominados amorfos, se desarrolla con el depósito de capas delgadas de silicio, evaporado al vacío, sputtering, deposición de vapor u otro procedimiento sobre un soporte que puede ser vidrio, plástico o metal.
- **Módulos Fotovoltaicos:** Es la unidad resultante de la colocación en serie de las celdas, con la finalidad de que en conjunto brinden el voltaje adecuado. En la misma medida, una gama de esas series puede ser colocadas en paralelo para incrementar la corriente; de manera posterior las celdas interconectadas en serie y sus conexiones eléctricas se encapsulan y se colocan entre dos placas que pueden ser de vidrio, o bien una de vidrio superior y una posterior plástica o metálica. Para asimilar

esfuerzos mecánicos y con el montaje como propósito, se añade un marco metálico.



Figura 15 Elementos del panel fotovoltaico

Nota. Tomada de “Determinación de la tarifa y mecanismos de remuneración para suministros en áreas no conectadas a red”, por Pietro, 2014, p. 25.

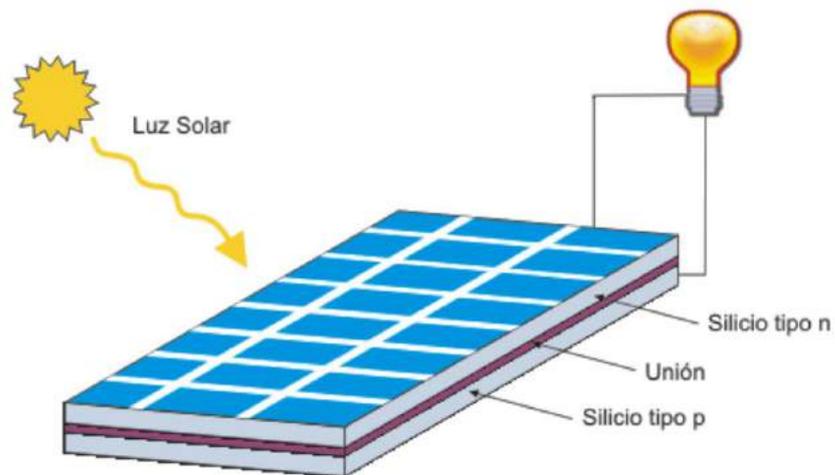


Figura 16 Funcionamiento del panel

Nota. Tomada de “Determinación de la tarifa y mecanismos de remuneración para suministros en áreas no conectadas a red”, por Pietro, 2014, p. 25.

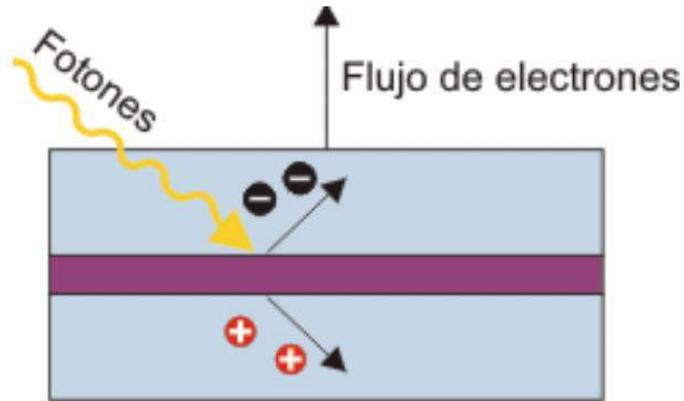


Figura 17 Funcionamiento de una celda solar

Nota. Tomada de “Determinación de la tarifa y mecanismos de remuneración para suministros en áreas no conectadas a red”, por Pietro, 2014, p. 25.

- **Selección del Número de paneles**

Cálculo del número de módulos N_M

Según Umoette, Ubom y Udo Festus (2016), para calcular el número de paneles necesarios para el sistema fotovoltaico flotante se requiere conocer la potencia máxima demandada y la potencia pico de cada módulo, las cuales se relacionan con la Ecuación 10.

$$N_M = \frac{W_p}{\text{Potencia pico de cada módulo}}$$

Ecuación 10 Número de módulos.

Cálculo del número de módulos en serie N_{MS}

De acuerdo con Umoette, Ubom y Udo Festus (2016), para calcular el número de paneles en serie necesarios para el sistema fotovoltaico flotante se requiere conocer el voltaje del sistema y el voltaje de cada módulo, las cuales se relacionan con la Ecuación 11.

$$N_{MS} = \frac{\text{Voltaje DC del sistema}}{\text{Voltaje del módulo}}$$

Ecuación 11 Número de módulos en serie.

Cálculo del número de módulos en paralelo N_{MP}

Por otro parte, el grupo de módulos en paralelo se determina con la Ecuación 12.

$$N_{MP} = \frac{N_M}{N_{MS}}$$

Ecuación 12 Número de módulos en paralelo.

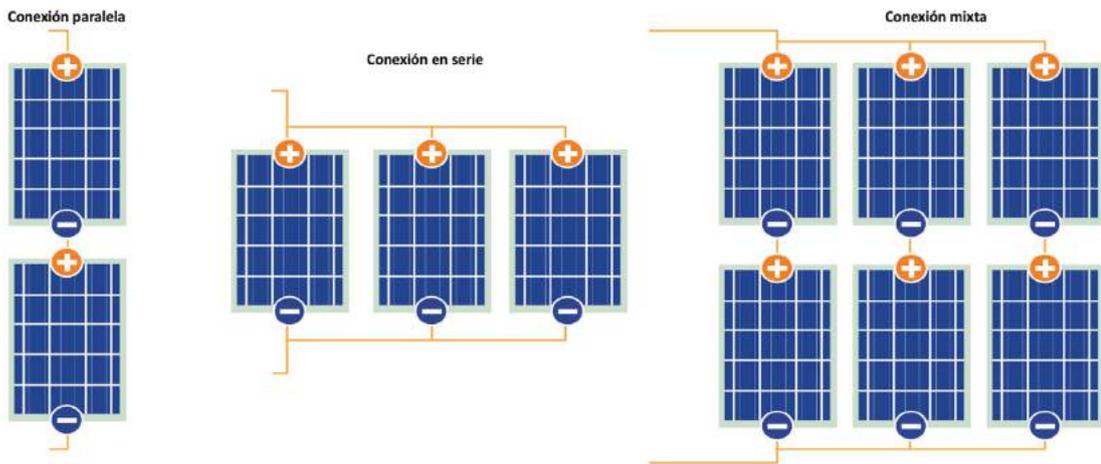


Figura 18 Tipo de conexión entre paneles.

Nota. Tomada de “Energías renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética”, por Schmerler et al, 2019, p. 70.

2.2.7.2. ÁNGULO DE INCLINACIÓN

Según Castejón y Santamaría (2010), el ángulo de inclinación se determina de tal forma que maximice el ajuste entre la captación y la demanda.

Los autores indican que, el ángulo de inclinación es aquel que forma la superficie del panel con el plano horizontal. Tiene un valor de 0° si el módulo se encuentra horizontal o 90° si el ángulo está vertical.

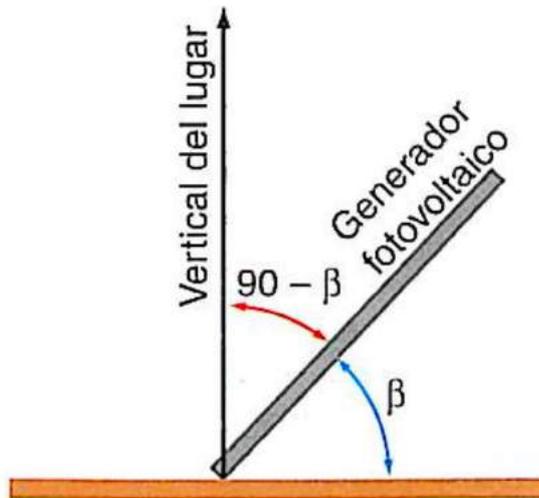


Figura 19 Ángulo de inclinación beta.

Nota. Tomado de "Instalaciones solares fotovoltaicas", por Castejón y Santamaría, 2010, p. 12.

En la práctica, se toman valores de acuerdo con el tipo de instalación y latitud del lugar.

- Para instalaciones con consumos constantes o similares a lo largo del año, se optimiza la instalación de tal forma que se capte la mayor radiación durante el invierno.

$$\beta = | \text{Latitud} | + \text{corrección}$$

Ecuación 13 Ángulo de inclinación en invierno

- Para instalaciones con consumos inferiores en invierno, se puede tomar la latitud como ángulo de inclinación. Se prefiere este ángulo en los meses de primavera y otoño.

$$\beta = | \text{Latitud} |$$

Ecuación 14 Ángulo de inclinación en primavera y otoño.

- Para instalaciones que solo se usan en verano, se determina el ángulo de inclinación, restando la latitud con una pequeña corrección.

$$\beta = | \text{Latitud} | - \text{corrección}$$

Ecuación 15 Ángulo de inclinación en verano.

Tabla 5 ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE ACUERDO CON LA LATITUD DEL LUGAR.

Latitud del Lugar	Ángulo de inclinación
0 a 15 °	15°
15 a 25 °	= Latitud
25 a 30 °	Latitud + 5°
30 a 35 °	Latitud + 10°
35 a 40 °	Latitud + 15°
> 40 °	Latitud + 20°

Nota. Adaptado de “Instalaciones solares fotovoltaicas”, por Castejón y Santamaría, 2010, p. 13.

2.2.7.3. BANCO DE BATERÍAS

Tal como señalan Schmerler, Velarde, Rodríguez y Solís (2019), Las baterías utilizadas en los SFA son de ciclo profundo, aptos para soportar elevadas descargas con un ciclo de vida significativo. Por lo general, las baterías de ion – litio son las más recomendadas, debido a su gran capacidad de almacenamiento y carga rápida. Una gran ventaja es que las baterías pueden ser utilizadas como una energía de reserva en períodos sin luz solar.

A efectos de profundizar lo mencionado en el párrafo precedente, resulta conveniente consignar lo señalado por Pietro (2014), el cual indica que la batería es el componente que se encarga de almacenar la energía eléctrica producida por los módulos durante los periodos de sol, los cuales utilizan por lo general durante las noches o periodos nublados. Del mismo modo, es importante enfatizar que las baterías se dimensionan en función a la energía que debe abastecer de manera diaria, la autonomía al proveer dicha energía durante intervalos nublados y la profundidad de la carga. Asimismo, podemos destacar algunas características mencionadas por el citado autor:

- **Temperatura:** Es el factor de mayor incidencia que disminuye la vida de una batería. El aumento de la temperatura provoca un deterioro en la rejilla positiva.

- **Capacidad:** Se determina a través de un parámetro con la finalidad de conocer cuánto tiempo puede operar una carga determinada sin que haya necesidad de recarga.
- **Profundidad de descarga:** Este criterio indica la fracción de la capacidad total de la batería que puede ser utilizada sin requerir una recarga, evitando así el daño de la batería.
- **Mantenimiento:** las baterías selladas no requieren un mantenimiento preventivo, salvo en casos de sulfatación o falso contacto.
- **Cambio por fin de vida útil:** El elemento de reposición ésta sujeto a la cantidad de ciclos por porcentaje de descarga, así como el tiempo de vida útil de la batería según la temperatura de operación, el voltaje de carga y descarga.
- **Fallas:** Las fallas se encuentran presenten en los diferentes tipos de batería, algunos de los cuales son más usuales que otros.
- Tipos de baterías

De acuerdo con la tecnología con la que están fabricadas, se pueden encontrar diversos tipos de baterías en el mercado, a continuación, se presentan las principales:

- Baterías de plomo ácido abierto

Contienen 06 compartimentos separados y conectados en serie, los cuales están sumergidos en ácido sulfúrico. Las placas de la batería contienen los electrodos polarizados positiva y negativamente. Este tipo de baterías se usan frecuentemente en instalaciones aisladas gracias a su gran rendimiento y bajo coste.

- *Baterías Absorption Glass Mat (AGM)*
Contiene placas de plomo que absorben el ácido de forma más rápida. No requieren mantenimiento gracias a su diseño sellado. Su transporte es más sencillo. Asimismo, soportan un gran número de ciclos para instalaciones muy exigentes.

- *Baterías GEL*
Contienen el electrolito gelificado, son selladas por lo que no desprenden gases nocivos. Asimismo, se pueden instalar en lugares con poca ventilación, con hasta 800 ciclos de vida, con gran durabilidad. No requiere mantenimiento, pues no se producen evaporaciones. Se recomiendan para instalaciones pequeñas y medianas.

- *Baterías Estacionarias*
Contienen un regulador que alimenta el consumo y recarga la batería cuando se produce una descarga. Se destaca porque se mantienen cargadas constantemente. Dependiendo si la batería es de electrolito absorbido o electrolito líquido, requerirá mantenimiento.

- *Baterías de Litio*
Este tipo de baterías se cargan más que las anteriormente mencionadas. Ofrecen más densidad energética y una vida útil muy alargada. Al no tener efecto memoria, se pueden descargar al 100% sin que la batería se dañe. Son menos pesadas, su transporte es sencillo y no requiere mantenimiento. No emite gases por lo que se pueden instalar en lugares sin ventilación. Se utilizan a nivel industrial y doméstico.

- Dimensionamiento de la capacidad del banco de baterías.

Según Umoette, Ubom y Udo Festus (2016), para calcular la capacidad de almacenamiento de las baterías se utiliza la Ecuación 16.

$$C_X = \frac{N_c * E_{PV}}{DoD_{m\acute{a}x} * V_b * n_{salida}}$$

Ecuación 16 Capacidad del banco de baterías en Ah.

Donde:

C_X : Capacidad del banco de baterías en Ah.

N_c : Número de días de autonomía.

E_{PV} : Demanda de energía diaria Wh o kWh

$DoD_{m\acute{a}x}$: Máxima profundidad de descarga.

V_b : Voltaje nominal de la batería = 48 V.

n_{salida} : eficiencia del batería multiplicado por eficiencia del inversor.

Asimismo, el autor precisa como determinar el número de baterías y su conexión en serie o paralelo. Esto se precisa en las Ecuaciones 17, 18 y 19.

$$N_{BR} = \frac{E_{PV}}{E \text{ almacena la batería}} = \frac{C_X}{C \text{ batería}}$$

Ecuación 17 Número de baterías requeridas

$$N_{BS} = \frac{\text{Voltaje del sistema}}{\text{Voltaje de la batería}}$$

Ecuación 18 Número de baterías en serie

$$N_{BP} = \frac{N_{BR}}{N_{BS}}$$

Ecuación 19 Número de baterías en paralelo

2.2.7.4. INVERSORES

Los autores Schmerler, Velarde, Rodríguez y Solís (2019), afirman que la energía fotovoltaica generada puede utilizarse de la misma manera que la energía de la red, convirtiendo la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna. Su utilización no siempre será requerida, pues poseen diferentes configuraciones eléctricas, pudiendo cargar las baterías directamente si se encuentran alimentados con un voltaje de DV bajo (normalmente de 12 a 48 voltios).

Asimismo, Pietro (2014) señala que los inversores son dispositivos acondicionadoras de potencia cuya función es suministrar cargas a diversos artefactos eléctricos de corriente alterna (AC). Los inversores más habituales de sistemas fotovoltaicos aislados funcionan 12, 24, 48 o 120 V de entrada en corriente directa (DC) y salida a 120 o 240 V en AC a 60 Hz.



Figura 20 Inversor de Corriente

Nota. Tomada de “Determinación de la tarifa y mecanismos de remuneración para suministros en áreas no conectadas a red”, por Pietro, 2014, p. 34.

Dentro de sus características más resaltantes, podemos detallar las mencionadas por Pietro (2014):

- **Forma o tipo de onda:** La clasificación de los inversores por lo general está vinculado al tipo de la forma de onda que producen, siendo las más usuales: la cuadrada, la sinusoidal modificada y la sinusoidal.

- **Rendimiento de la conversión de potencia:** Es el vínculo establecido entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. El grado de variación del rendimiento para sistemas independientes dependerá tipo y la demanda de carga de artefactos eléctricos.
- **Potencia de régimen:** Especifica el número de watts que el inversor puede proporcionar durante su funcionamiento habitual.
- **Régimen de funcionamiento:** Es el lapso que le toma al inversor alimentar una carga de artefactos en su nivel máximo.
- **Tensión de entrada:** Se establece por la totalidad de potencia total que necesitan todas las cargas. A mayor demanda de carga, mayor será la tensión de funcionamiento del inversor.
- **Protección de tensión:** El inversor debe estar suministrado de circuitos protectores ante una eventual tensión de entrada (alta o baja).
- **Frecuencia:** Los equipos de un nivel alto, requieren una regulación de frecuencia exacta, debido a que cualquier modificación puede originar un mal funcionamiento.
- **Modularidad:** Se denomina así a la creación de un sistema con dispositivos interconectables, que posibilite aumentar la confiabilidad del sistema.
- **Factor de potencia:** Es un factor que varía con la clase de carga, que puede determinarse como el coseno del ángulo entre las formas de onda de la tensión y de la corriente producidas por un inversor.

- Dimensionamiento del inversor

Según Umoette, Ubom y Udo Festus (2016), para dimensionar el inversor, es necesario conocer la Potencia real extraída de los dispositivos que van a funcionar al mismo tiempo. A este valor se le debe multiplicar por un factor de seguridad que permita que el sistema se expanda.

Como regla práctica se determina que un 50% de las cargas están funcionando al mismo tiempo y que se tiene un factor de seguridad de 1.25. En otros casos para conocer la potencia real consumida por los equipos se utiliza un Perfil Horario.

$$P_{inv} = P_{RS} * 1.25$$

Ecuación 20 Potencia del Inversor

Donde:

P_{inv} : Potencia del Inversor.

P_{RS} : Potencia de dispositivos funcionando al mismo tiempo.

2.2.7.5. CONTROLADOR DE CARGA

De acuerdo a lo mencionado por Schmerler, Velarde, Rodríguez y Solís (2019), es un artículo de seguridad fundamental que regula la carga de la batería, garantizando que se presente una sobrecarga, previniendo situaciones que generen perjuicios a los usuarios y la reducción del ciclo de vida del sistema.

A modo de ampliar nuestros conocimientos, es importante precisar lo señalado por Pietro (2014), gran parte de los controladores identifican el voltaje de la batería y funcionan de acuerdo con los niveles de la tensión. Los controladores no tienen como característica la simplicidad, ya que debe tener en cuenta diversos factores para medir el estado de las baterías, dentro de las cuales podemos mencionar las siguientes:

- **Capacidad del controlador:** El controlador debe contar con la capacidad suficiente para contener la máxima corriente originada por el conjunto fotovoltaico.

- **Voltaje del controlador:** cumplen una función muy importante en el diseño de sistema y vida útil de la batería.
- **Voltaje de corte:** Al poseer una protección superior, evita que las baterías se sobrecarguen y afecten sus celdas, interrumpiendo a través de un relevador o un diodo.



Figura 21 Controlador de carga

Tomada de “Determinación de la tarifa y mecanismos de remuneración para suministros en áreas no conectadas a red”, por Pietro, 2014, p. 32.

Según Umoette, Ubom y Udo Festus (2016), el dimensionamiento del controlador de carga o también llamado regulador de voltaje, se realiza en función de las capacidades de amperaje y voltaje. El controlador se selecciona de tal forma que coincida con el voltaje de la matriz fotovoltaica y las baterías.

Asimismo, un excelente controlador de carga debe tener suficiente capacidad para manejar el arreglo fotovoltaico. Para dimensionar el controlador, se determina inicialmente la corriente nominal del regulador. Ver Ecuación 21.

$$I_r = N_{MP} * I_{cc} * f_s$$

Ecuación 21 Corriente nominal del regulador

Donde:

I_{cc} : Corriente de corto circuito de los módulos fotovoltaicos.

N_{MP} : Número de paneles en paralelo.

f_s : Factor de seguridad. (1.25 para esta investigación).

Finalmente, la cantidad de controladores de carga se determina con la Ecuación 22.

$$N_{reg} = \frac{I_r}{I_{reg\ seleccionado}}$$

Ecuación 22 Cantidad de controladores de carga

2.2.7.6. CABLEADO

Tomando en consideración lo mencionado por Pietro (2014), que indica que para garantizar una operación adecuada de las cargas, resulta necesaria la realización de una adecuada y acertada selección de los cables de conexión. Aquellos cuyo recorrido se realiza de manera primordial en el exterior, deberán ser idóneos para esta condición. Por otro lado, el cableado que se utiliza en el interior debe ser blindado.

Según Zemene, Hizkiel y Gera (2020), la selección adecuada del tamaño y tipo de cable mejora el rendimiento y confiabilidad del sistema. La corriente fluye a través del cableado desde los paneles solares hasta el controlador de carga. Los autores precisan que, tanto en el cableado AC como DC, la caída de voltaje no debe exceder de 4%.

Para dimensionar el cableado se determina básicamente la sección del cable con la Ecuación 23.

$$A = \frac{\rho * L * I_{reg\ seleccionado}}{V_d}$$

Ecuación 23 Dimensionado del cableado

Donde:

ρ : Resistividad del conductor de cobre ($1.724 * 10^{-8}$)

L : Longitud del conductor

$I_{reg\ seleccionado}$: Corriente del regulador

V_d : Caída del voltaje del sistema

2.2.7.7. SUPERFICIE DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE

Según Ferrán, Ferrer, Ferrer, Redón, Sánchez, Torregrosa y Pons (2012), la superficie de la instalación fotovoltaica flotante es un sistema novedoso de un sistema de cubrición flotante fotovoltaica (CFFV) que utiliza módulos flotantes que se unen entre sí mediante amarres articulados.

De esta forma se intercepta la radiación solar incidente y se aprovecha en gran medida el recurso para la generación de energía. Asimismo, se busca contar con una buena seguridad estructural del conjunto que se adapte a diversas características de la zona de instalación.

Los autores precisan que para el diseño se debe tomar en cuenta los siguientes factores:

- Inclinación y orientación de los módulos.
- Dimensiones de los paneles solares.
- Separación entre filas de paneles solares para evitar el *shading*.
- Disposición de pasillos de servicio y mantenimiento.

Los elementos que conforman un CFFV son los siguientes:

- Plataformas flotantes
Deben garantizar flotabilidad y estabilidad. Se fabrican en polietileno de alta densidad y alto peso molecular HDPE/HWM.
- Estructura de los módulos fotovoltaicos.
Pórtico metálico de perfiles, responsables de soportar las cargas de los paneles fotovoltaicos y transmitir las cargas del viento entre plataformas.
- Enlaces metálicos articulados entre plataformas.
Elementos que sirven para conectar las plataformas y transmitir las cargas horizontales.
- Enlaces Elásticos
Posibilita la abertura de la cubierta y permite que el sistema se acople a los distintos niveles de agua. Cuando alcanza su elongación máxima no puede deformarse ya que un cabo rígido de poliéster entra en tracción.

- Cabos
Elementos que se encargan de amarrar los módulos flotantes perimetrales con el sistema de cimentación. Son de material poliéster o nailon.
- Anclajes rígidos
Es el sistema de cimentación de la cubierta flotante.

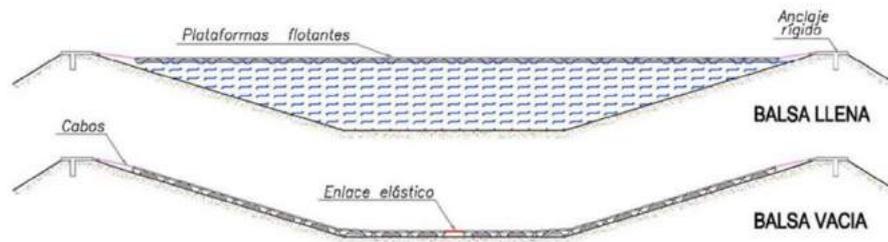


Figura 22 Esquema del sistema de flotación CFFV

Nota. Tomada de “CUBRICIÓN DE EMBALSES MEDIANTE UN SISTEMA DE CUBIERTA FLOTANTE FOTOVOLTAICO: ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO”, por Ferrán, Ferrer, Ferrer, Redón, Sánchez, Torregrosa y Pons, 2012, p. 05.

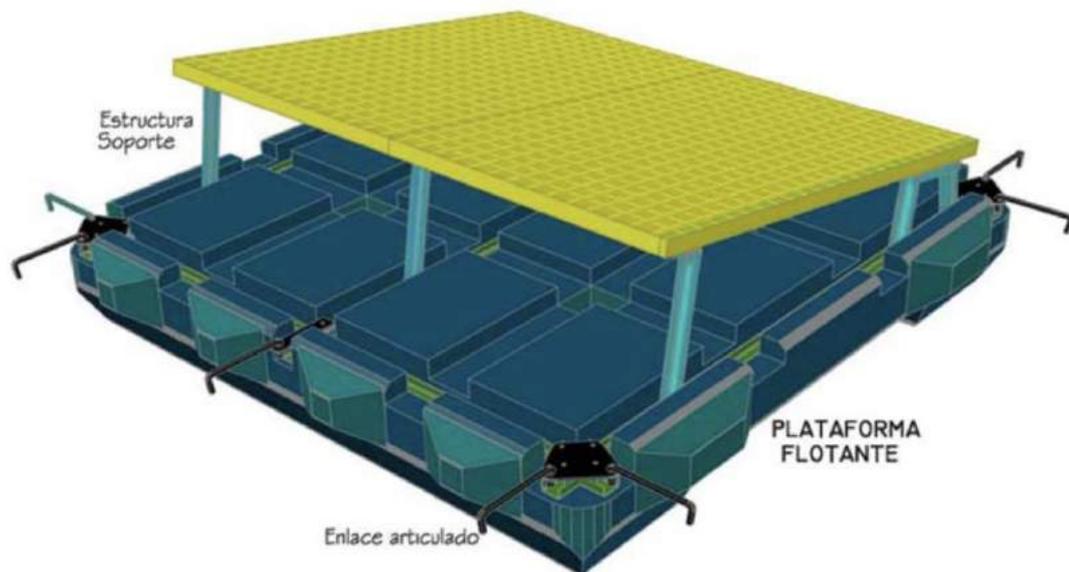


Figura 23 Diseño de una plataforma flotante

Nota. Tomada de “CUBRICIÓN DE EMBALSES MEDIANTE UN SISTEMA DE CUBIERTA FLOTANTE FOTOVOLTAICO: ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO”, por Ferrán, Ferrer, Ferrer, Redón, Sánchez, Torregrosa y Pons, 2012, p. 05.

- Análisis de los factores de diseño

De acuerdo con Ferrán, Ferrer, Ferrer, Redón, Sánchez, Torregrosa y Pons (2012), una vez se tengan las dimensiones del módulo flotante, se puede determinar el rendimiento eléctrico por unidad de superficie de cubierta. Es por ello por lo que primero es importante precisar la cubierta flotante de acuerdo con el ángulo de inclinación.

- Para Ángulo de inclinación $<10^\circ$
- Para Ángulo de inclinación $<10^\circ$

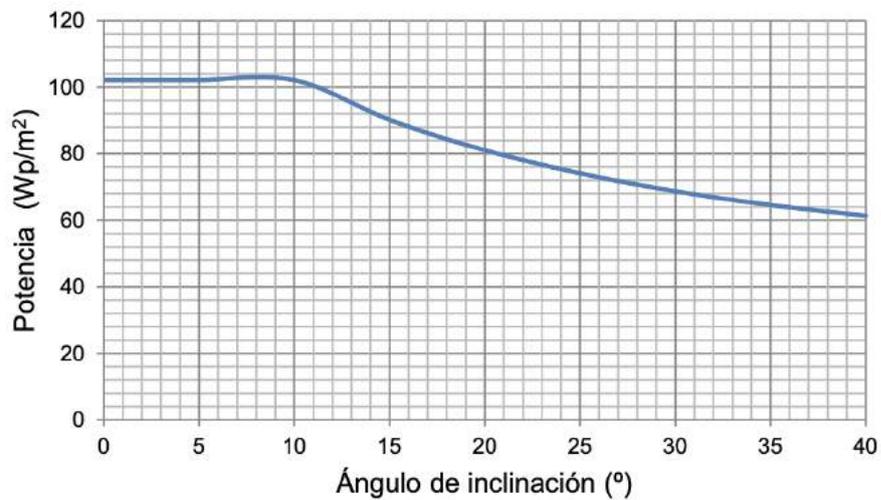


Figura 24 Variación de la potencia con el ángulo de inclinación

Nota. Tomada de “CUBRICIÓN DE EMBALSES MEDIANTE UN SISTEMA DE CUBIERTA FLOTANTE FOTOVOLTAICO: ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO”, por Ferrán, Ferrer, Ferrer, Redón, Sánchez, Torregrosa y Pons, 2012, p. 06.

En la Figura 24, se puede observar que a medida que el ángulo de inclinación es mayor, la potencia brindada por los paneles es menor.

Por otro lado, desde el punto de vista estructural, el ángulo de elevación de los paneles tiene gran influencia en cómo impacta las acciones del viento sobre la plataforma.

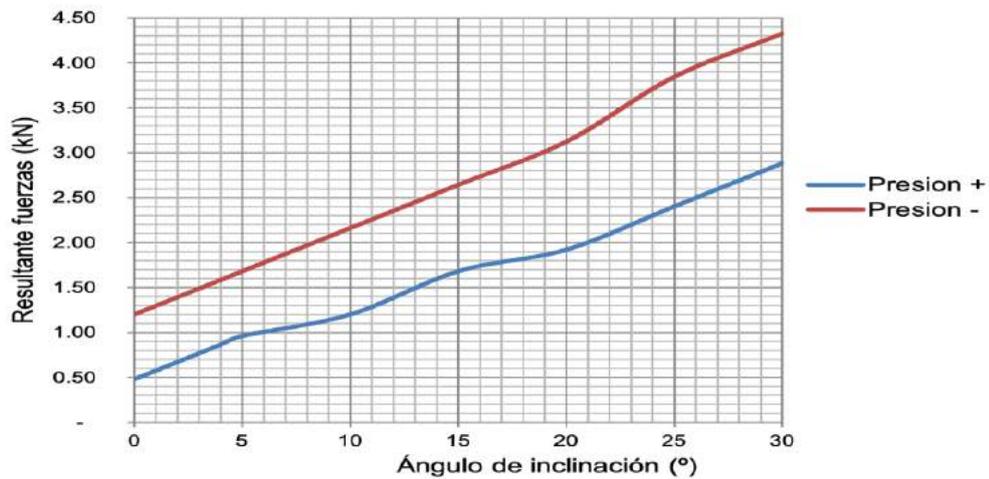


Figura 25 Impacto de las fuerzas del viento sobre un módulo FV según la inclinación

Nota. Tomada de “CUBRICIÓN DE EMBALSES MEDIANTE UN SISTEMA DE CUBIERTA FLOTANTE FOTOVOLTAICO: ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO”, por Ferrán, Ferrer, Ferrer, Redón, Sánchez, Torregrosa y Pons, 2012, p. 07.

Como se puede apreciar en la Figura 25, la presión que ejerce el viento sobre los paneles fotovoltaicos aumenta cuando el ángulo de inclinación aumenta. La componente vertical de esta fuerza es equilibrada con la fuerza de sustentación del flotador. Y la fuerza horizontal producirá una fuerza de arrastre que tiene que ser resistida por los elementos de amarre y anclaje.

2.2.8. PERFIL DE CARGA

Para instalaciones autónomas, el perfil de carga de forma práctica se determina identificando y enumerando los dispositivos a utilizar, posterior se debe establecer la cantidad de equipos y con su potencia nominal, calcular la Carga máxima (W).

Asimismo, se debe indicar la cantidad de tiempo que estas cargas estarán en funcionamiento continuo para poder determinar el uso diario de electricidad (Wh-Tiempo). Un ejemplo de perfil de carga se precisa en la Tabla 3.

El perfil de carga permite obtener el Factor de planta que viene a ser el cociente de la energía consumida en un intervalo de tiempo y la energía consumida a máxima potencia. El factor de planta mide el grado de utilización de la capacidad efectiva de una central eléctrica. Ver la Ecuación

$$Fp = \frac{\text{Energía consumida por día}}{\text{Energía consumida a máxima potencia por día}}$$

Ecuación 24 Factor de planta

2.2.9. PERFIL HORARIO

Para instalaciones aisladas, el perfil horario se determina identificando las horas de uso de los dispositivos previamente enumerados en el perfil de carga. A su vez se le designa un horario de uso a lo largo del día y se divide la potencia de cada equipo en el transcurso de esas horas. Para mayor detalle visualizar la Tabla 6.

En esta investigación, para un mejor diseño del sistema fotovoltaico flotante, se ha realizado un perfil de carga como se visualiza en la Tabla 6.

Tabla 6 PERFIL HORARIO

TABLA. PERFIL HORARIO										
Horas	Iluminación	SMART TV	Refrigeradora	Laptop	Modem de internet	Cargador de teléfono	Microondas	Reserva	Perfil 01 casa	Perfil 120 Casas
1:00:00 a. m.			120		10			18.63	148.63	17835
2:00:00 a. m.					10			18.63	28.63	3435
3:00:00 a. m.					10			18.63	28.63	3435
4:00:00 a. m.			120		10			18.63	148.63	17835
5:00:00 a. m.					10			18.63	28.63	3435
6:00:00 a. m.	30	60			10	50		18.63	168.63	20235
7:00:00 a. m.			120	65	10	50		18.63	263.63	31635
8:00:00 a. m.				65	10			18.63	93.63	11235
9:00:00 a. m.				65	10			18.63	93.63	11235
10:00:00 a. m.			120	65	10			18.63	213.63	25635
11:00:00 a. m.				65	10			18.63	93.63	11235
12:00:00 p. m.		60			10			18.63	88.63	10635
1:00:00 p. m.		60	120		10			18.63	208.63	25035
2:00:00 p. m.					10		180	18.63	208.63	25035
3:00:00 p. m.					10			18.63	28.63	3435
4:00:00 p. m.			120	65	10			18.63	213.63	25635
5:00:00 p. m.					10			18.63	28.63	3435
6:00:00 p. m.	30				10			18.63	58.63	7035
7:00:00 p. m.	30	60	120		10		180	18.63	418.63	50235
8:00:00 p. m.	30	60			10			18.63	118.63	14235
9:00:00 p. m.	30	60			10			18.63	118.63	14235
10:00:00 p. m.	30		120		10	50		18.63	228.63	27435
11:00:00 p. m.	30				10	50		18.63	108.63	13035
12:00:00 a. m.					10			18.63	28.63	3435
Total	210	360	960	390	240	200	360	447	3167	380040

Nota. El perfil horario se ha elaborado, teniendo en cuenta las horas optimas para el uso de los equipos definidos en el Perfil de Carga.

2.2.10. POTENCIA INSTALADA

Conforme a lo indicado por Pietro (2014), la potencia eléctrica máxima (PM) se entiende como el resultado de la generación constante y continua de una corriente eléctrica “I” medida en Amperios y un voltaje “V” durante un intervalo de tiempo T2 – T1. Esta expresión se precisa en la **Ecuación 25**.

$$P = I * V$$

Ecuación 25 Cálculo de la potencia eléctrica.

La potencia instalada en el Perú al 2020 se puede apreciar en la Figura 26.

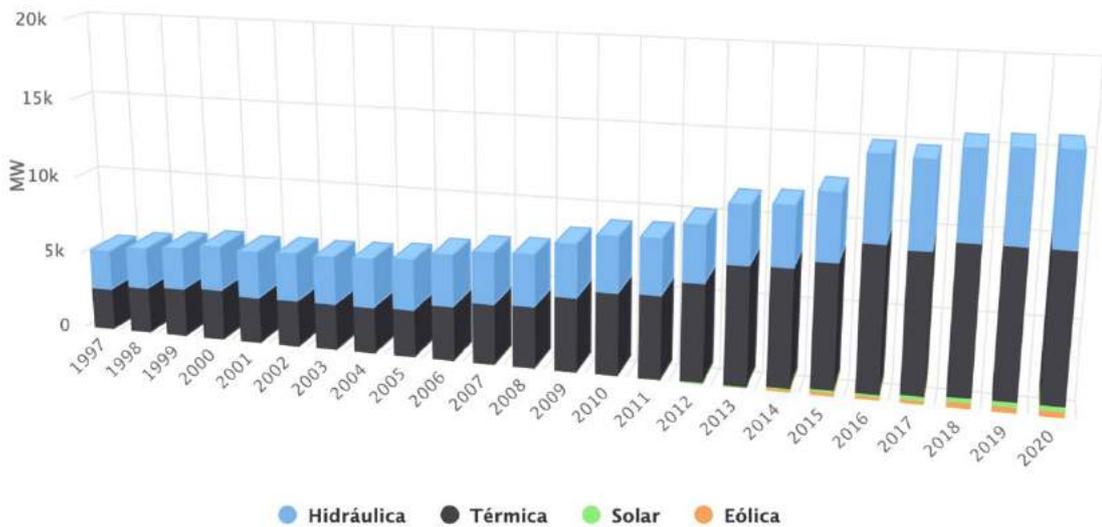


Figura 26 Evolución de potencia instalada nacional.

Al 2020 se cuenta con más de 15 mil MW instalados. Tomada de “Evolución de potencia instalada”, por MINEM y COES, 2020, Software disponible en [“https://observatorio.osinergmin.gob.pe/evolucion-potencia-instalada”](https://observatorio.osinergmin.gob.pe/evolucion-potencia-instalada).

La potencia solar instalada en el Perú al 2020 se puede apreciar en la Figura 27.

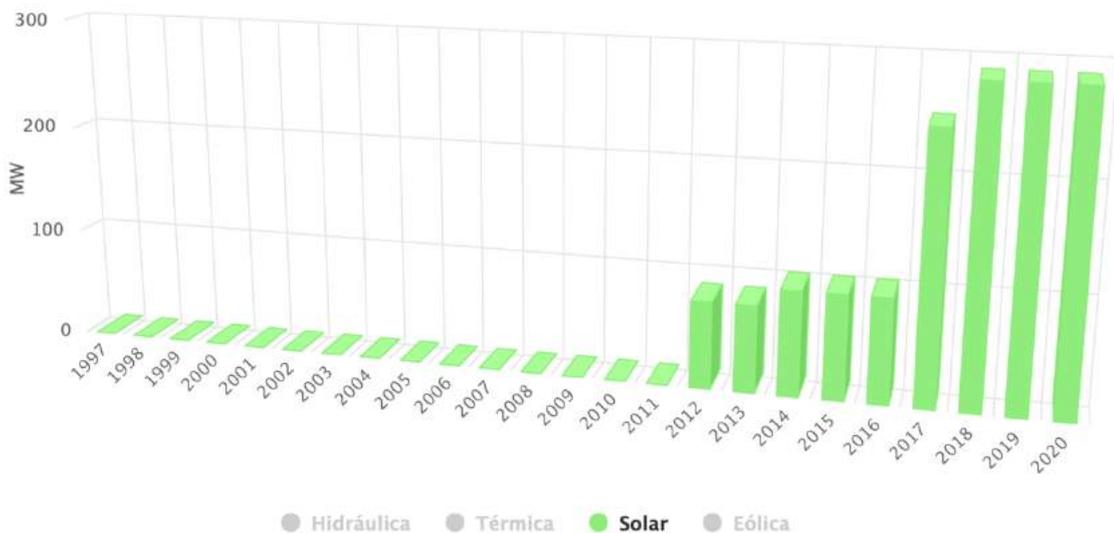


Figura 27 Evolución de potencia solar instalada

Al 2020 se cuenta con casi 300 MW de potencia solar instalados. Tomada de “Evolución de potencia instalada”, por MINEM y COES, 2020, Software disponible en [“https://observatorio.osinergmin.gob.pe/evolucion-potencia-instalada”](https://observatorio.osinergmin.gob.pe/evolucion-potencia-instalada).

2.2.11. CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Según Pietro (2014), el consumo de energía eléctrica es el consumo de las cargas típicas usadas en sistemas solares fotovoltaicos. Este consumo debe ser abastecido con el suministro de energía brindado por el sistema fotovoltaico, el cual a su vez es proporcionado por los paneles solares.

Para determinar el consumo de energía eléctrica se utiliza la potencia nominal del dispositivo eléctrico, cuyo valor se multiplica por la cantidad de equipos y por el tiempo de utilización de estos. Finalmente, obtienes un valor por lo general en unidades Wh por día.

2.2.12. PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Según Pietro (2014), las pérdidas de energía, hacen referencia a las pérdidas causadas por las baterías, el inversor DC/AC y las pérdidas que se presenten en el transporte de energía eléctrica desde el panel solar hasta el consumo final.

2.2.13. ENERGÍA DISPONIBLE PARA EL USUARIO

Conforme a lo indicado por Pietro (2014), es la energía disponible para abastecer la demanda requerida. En términos matemáticos, es la diferencia entre la energía suministrada por el sistema fotovoltaico y las pérdidas estimadas.

En la **Ecuación 26**, se precisa como calcular la energía **E**, realizando el producto de la Irradiación **I** y el tiempo **T**, el cual está evaluado en dos puntos del día. Esta energía tendrá las unidades de **kWh/m²**.

$$E = \int_{t_1}^{t_2} P * dt$$

Ecuación 26 Cálculo de Energía

Donde:

- P: Potencia solar o Irradiación
- t2: hora final
- t1: hora inicial

Por otro lado, es importante precisar que el rendimiento máximo de un panel solar se produce cuando sobre este llega una irradiación de 1000 W/m². Y la potencia máxima que se genera se llama “Potencia pico”, la cual se representa por Wp y sus unidades son en Watts.

2.3. MARCO CONCEPTUAL

VOC: *Open Circuit Voltage* o Voltaje en circuito abierto, es el voltaje que el panel expuesto al sol entrega cuando está desconectado de la instalación.

ISC: *Short Circuit Current* o Intensidad en cortocircuito, es aquella intensidad de corriente, medida en amperios, que el panel puede producir cuando está en cortocircuito. Es decir, es aquella intensidad máxima que se puede medir cuando se une el cable positivo con el cable negativo del panel.

VMP: *Maximum Power Voltage* o Voltaje a máxima potencia, es aquel valor que nos precisa que tipo de panel se tiene (12 V o 24 V). Para un panel de 12 V, el VMP debe ser entre 15 y 19 V, mientras que, para uno de 24 V, el VMP debe estar entre 36 y 39 V.

IMP: *Maximum Power Current* o Intensidad a potencia máxima, es aquel valor que nos indica la intensidad máxima en amperios que produce el panel cuando está conectado a una instalación.

P_{MAX}: *Maximum Power* o Potencia máxima, es aquel valor que determina el modelo del panel. Asimismo, se define como el producto del VMP y el IMP.

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

DoD: *Down of discharge* o Profundidad de descarga, es aquel valor que indica el porcentaje de descarga de las baterías por cada ciclo de uso. Mientras más profundas las descargas, mayor desgaste de las baterías lo que supone menor vida útil. Se recomienda un 50% para baterías de Plomo-Ácido y 80% para baterías de Litio.

SHADING: Sombreado total o parcial en una celda: Donde un objeto bloquea totalmente la luz que puede recibir una celda solar.

ALBEDO: Es el porcentaje de radiación directa y difusa que se refleja por una superficie.

III. HIPOTESIS Y VARIABLES

3.1. HIPÓTESIS

Hipótesis General:

- El diseño de un sistema fotovoltaico flotante mejora significativamente el acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca en el Perú.

Hipótesis Específicas:

- El consumo total de energía eléctrica determina la demanda energética de la zona
- El dimensionamiento del sistema fotovoltaico flotante mejora notablemente la capacidad del servicio eléctrico en la zona.
- La potencia instalada impacta considerablemente en el costo del sistema fotovoltaico flotante.

3.2. DEFINICIÓN CONCEPTUAL DE VARIABLES

- **Variable Independiente:** Diseño de un sistema fotovoltaico flotante.

Definición: El diseño de un sistema fotovoltaico flotante se evalúa tomando en cuenta el consumo total de energía, el dimensionamiento del sistema fotovoltaico flotante, y la potencia instalada, en el análisis de sus elementos medibles a través del conteo de cantidad y potencia de los equipos, el uso de la plataforma Helioscope y cálculos eléctricos.

- **Variable Dependiente:** Acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca en el Perú.

- **Definición:** El acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca en el Perú se evalúa tomando en cuenta la demanda energética de la zona, la capacidad del servicio eléctrico en la zona y el costo del sistema fotovoltaico flotante, en el análisis de sus elementos medibles a través del consumo anual de energía eléctrica, la potencia de los paneles solares instalados y cotizaciones de fabricantes.

3.2.1. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

Tabla 7 OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES

VARIABLE	DIMENSIÓN	INDICADOR	ÍNDICE	INSTRUMENTOS
Variable Independiente Diseño de un sistema fotovoltaico flotante	Consumo total de energía eléctrica (kWh)	- Cantidad y potencia de equipos a energizar. (W)	Expresado mediante cálculos y mediciones de las magnitudes físicas.	Cuadro de cargas (Conteo de cantidad y potencia de los equipos que requerirán suministro eléctrico.) (W)
	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico flotante (un)	- Cantidad de equipos a utilizar (un)	Expresado mediante cálculos y mediciones de las magnitudes físicas.	Plataforma Helioscope, METEOBLUE para los datos el clima.
	Potencia Instalada (W).	- Potencia de la matriz fotovoltaica (W)	Expresado mediante cálculos y mediciones de las magnitudes físicas.	PVGIS para la determinación de la radiación Solar. HELIOSCOPE, Este software simula todo el sistema fotovoltaico.
Variable Dependiente Acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca en el Perú.	Demanda energética de la zona	- Consumo anual de energía eléctrica (kWh)	Expresado mediante cálculos y mediciones de las magnitudes físicas.	Carga requerida por el número de horas de los equipos encendidos durante un día por 01 año. (kWh)
	Capacidad del servicio eléctrico en la zona	- Cantidad de paneles solares instalados (un)	Expresado mediante cálculos y mediciones de las magnitudes físicas.	Potencia de cada panel instalado (Wp)
	Costo del sistema fotovoltaico flotante	- Costos de los equipos del sistema (USD)	Expresado en dólares americanos	Cotizaciones de fabricantes (USD)

IV. DISEÑO METODOLÓGICO

4.1. TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

La presente investigación tiene el siguiente diseño metodológico:

Conforme a Ciro Espinoza Montes, asesor del ciclo de tesis llevado a cabo para la elaboración de esa investigación, precisa que se tienen dos tipos de investigación: Aplicada y básica.

Esta investigación conforme a su función del propósito es del tipo **Aplicada**, puesto que tiene por objetivo resolver un determinado problema o planteamiento específico. Asimismo, se enfoca en la búsqueda y consolidación del conocimiento para su aplicación práctica con el fin de enriquecer el conocimiento científico y traer beneficio a la sociedad.

Por otro lado, según el tipo de diseño, esta investigación es **No Experimental**, conocido también como Post Facto, puesto que se basa en la observación de los hechos en pleno acontecimiento, sin alterar en lo más mínimo, ni el entorno ni el fenómeno estudiado.

Análogamente, de acuerdo con su enfoque, esta investigación es **Cuantitativa**, debido a que los datos utilizados son de carácter numérico y la objetividad prevalece durante toda su estructura.

Por otra parte, conforme con los medios para obtener datos, la presente investigación es de carácter **documental y de campo**, puesto que se apoya en fuentes documentales como libros, artículos científicos, ensayos, entre otros. Y también, se apoya en datos obtenidos de campo y que se encuentra en plataformas digitales.

De la misma manera, en función de su periodo temporal, es una investigación **Transversal**, debido a que compara determinadas características o situaciones diferentes sujetos en un mismo momento.

Por añadidura, según el tiempo que se efectúa, la investigación es de carácter **Sincrónico**, puesto que estudia los fenómenos que se dan en el momento, o en un corto periodo de tiempo.

Asimismo, la investigación es **Tecnológica** puesto que en esencia busca soluciones a problemas del ámbito tecnológico. Es decir, se introduce soluciones novedosas reorganizando elementos ya existentes, en otras palabras, se realiza la inclusión de un elemento existente dentro de otro ya existente.

Finalmente, el nivel de la investigación es **Explicativa** pues se dirige a responder las causas, y su interés se centra en responder el porqué dos o más variables se relacionan.

4.2. MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN

De acuerdo con el tipo de inferencia, el método que siguió la investigación es **Hipotético-Deductivo**, puesto que se basó en un ciclo de inducción, deducción e inducción para establecer hipótesis y contrastarlas finalmente.

Se basó primero en observar el evento a estudiar, luego se creó una hipótesis para explicar dicho evento (Inducción), posterior se estudió y dedujo las consecuencias más importantes de las hipótesis(deducción) y finalmente se comprobó, contrastó o refutó el enunciado, comparándolo con otros estudios u experiencia (deducción).

4.2.1. PARÁMETROS DE DISEÑO

Para alcanzar los objetivos de esta investigación, se recopiló los criterios más importantes para comprobar las hipótesis:

- Promedio de la Irradiación solar en la zona.
- Demanda eléctrica de los pobladores.
- Información del clima.
- Información técnica de los equipos y materiales a utilizar.
- Cálculos para determinar el tipo de panel, cantidad y ángulo de inclinación.

4.2.2. ETAPAS DEL DISEÑO

Inicialmente, se recopiló datos de la zona y población de estudio. Estos brindaron la radiación solar, demanda eléctrica, actividades económicas de los pobladores y acceso a la energía eléctrica.

Posterior, se calculó la cantidad de paneles a suministrar conforme a la carga requerida. Los datos recogidos se contrastaron con la potencia de cada panel y se determinó la cantidad y área de cada panel.

Se calculó la cantidad de baterías requeridas para almacenar la energía y poder satisfacer las necesidades de las localidades. Los datos recogidos se contrastaron con la demanda eléctrica.

Asimismo, se determinó la estructura de soporte y flotación de los paneles, los cuales están soportados en bases flotantes y amarrados con cables de sujeción al fondo del lago o a las islas aledañas.

Finalmente, se seleccionó los equipos relacionados al diseño, como los inversores, y los diferentes accesorios correspondientes.

4.3. POBLACIÓN Y MUESTRA

- Población: Todas las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca, Puno, Perú.
- Muestra: Se utilizará los datos obtenidos en la Isla de los Uros, localidad ubicada en la zona de estudio.

4.4. LUGAR DEL ESTUDIO Y PERIODO DESARROLLADO

La investigación se realizará en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca, Puno, Perú.

4.5. TÉCNICAS E INSTRUMENTACIÓN PARA LA RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

- Evaluación de la zona para implementación de un sistema fotovoltaico flotante.
- Bases de datos del MIDIS, para determinar la cantidad de pobladores sin acceso a la energía eléctrica.
- PVGIS para determinar la radiación solar en la zona.
- Helioscope: Este software selecciona el tipo de panel fotovoltaico y ángulo de inclinación, asimismo la potencia que debe tener cada panel.
- Cálculos eléctricos.
- Fichas técnicas de los equipos.
- Manuales de los equipos.

4.6. ANALISIS Y PROCESAMIENTO DE DATOS

El procesamiento y cálculo de datos se realizó mediante una memoria de cálculo en el programa Microsoft Excel y programas del sector solar como PVGIS y HelioScope.

4.6.1. ÁREA DEL CASO DE ESTUDIO

Se realizó un estudio de un sistema fotovoltaico flotante en las Islas de los Uros, ubicadas aproximadamente a 3816 m.s.n.m. sobre la superficie del Lago Titicaca, en la región de Puno, Perú. Las Islas de los Uros son pequeñas plataformas flotantes y artificiales fabricadas de totora en las que habitan pequeñas comunidades en medio del lago navegable más alto del mundo. Sus coordenadas se pueden observar en la Tabla 8.

Tabla 8 UBICACIÓN DE LAS ISLAS DE LOS UROS.

Área de estudio	Islas de los Uros, Lago Titicaca, Puno, Perú.	
Ubicación	Latitud	-15.82280552
	Longitud	-69.97178746
	Ubic. Google Maps	https://goo.gl/maps/av4ws38VqwJAbTea8

Nota. Los datos fueron obtenidos de Google Maps.

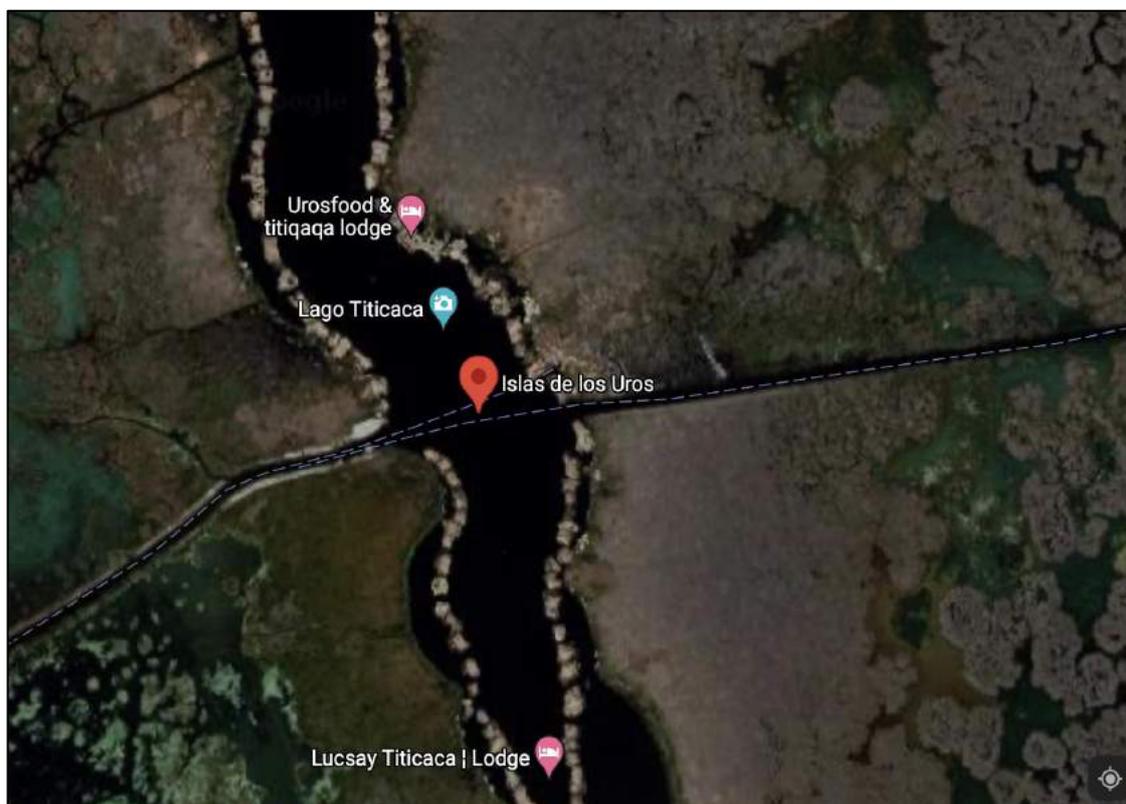


Figura 28 Ubicación de los Uros – Vista satelital.

Nota. Vista tomada de Google Maps.

La población de Los Uros habita en casas fabricadas de totora y en el 2021, cuentan con un panel solar de 120 Wp cada casa que les permite utilizar tres focos incandescentes, cargar dos teléfonos celulares y hacer uso de un pequeño radio parlante. La principal fuente de ingresos para las personas es la pesca y el turismo. Y no cuentan con espacio suficiente como para instalar un conjunto enorme de paneles solares fotovoltaicos.

Con el objetivo de preservar sus valiosas islas culturales y turísticas y poder electrificar a la comunidad, se propone el diseño de un sistema fotovoltaico sobre la superficie del Lago Titicaca que rodea las islas.



Figura 29 Vista panorámica de las Islas de Los Uros.

Nota. Fotografía tomada de National Geographic en español.

4.6.2. EVALUACIÓN DE RECURSOS

Los recursos renovables que el sistema utiliza para generar energía eléctrica dependen considerablemente de la ubicación geográfica. En este caso, el suministro de energía mediante tecnología solar fotovoltaica depende en gran medida de la latitud y el clima.

Los datos que se tienen en consideración es la cantidad de irradiación solar que incide sobre la superficie de las Islas de Los Uros en un año típico. Estos datos se recolectaron de la plataforma oficial “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)” la cual pertenece al Centro común de Investigación (JRC, por sus siglas en inglés) de la Unión Europea.

El promedio de radiación solar en la Figura 30, la temperatura ambiente promedio del aire en la Figura 31 son tomados desde el PVGIS. La temperatura ambiente máxima del aire en la Figura 32 y el promedio de la velocidad del viento en la Figura 33 es tomado desde METEOBLUE. Para mayor detalle, se puede revisar el Anexo 03. PVGIS - Radiación Mensual La-15.823 Lo-69.972 Año 2005-2015 y el Anexo 04. Clima Isla de los Uros - meteoblue.

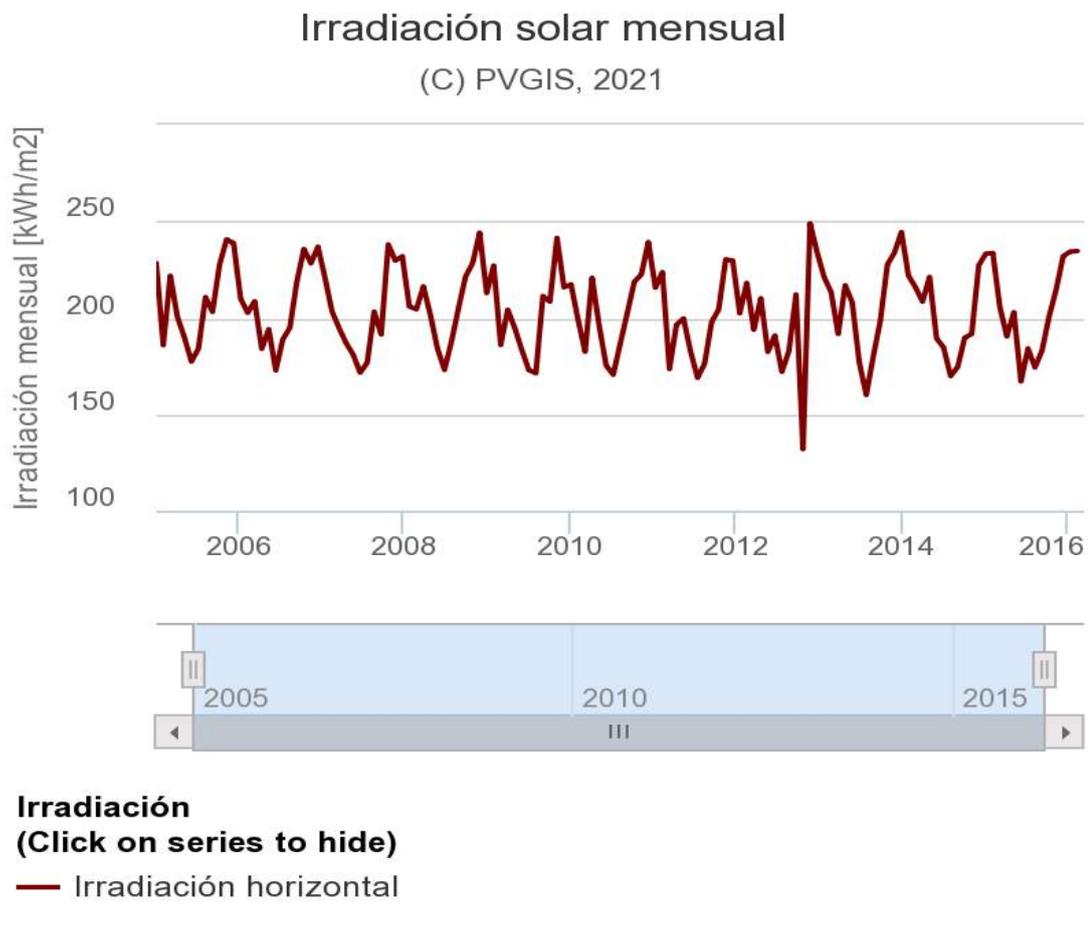


Figura 30 Irradiación solar mensual en las Islas de los Uros

Nota. Elaborada con el software PVGIS.

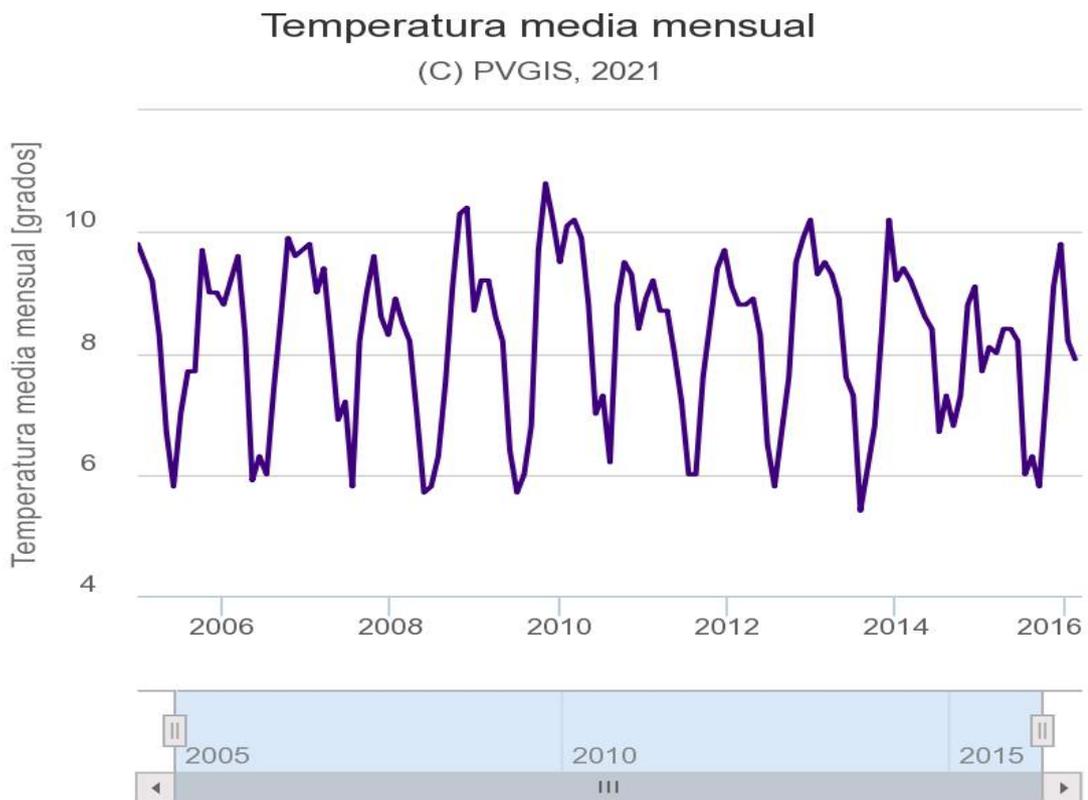


Figura 31 Temperatura media mensual en las Islas de los Uros.

Nota. Elaborada con el software PVGIS.

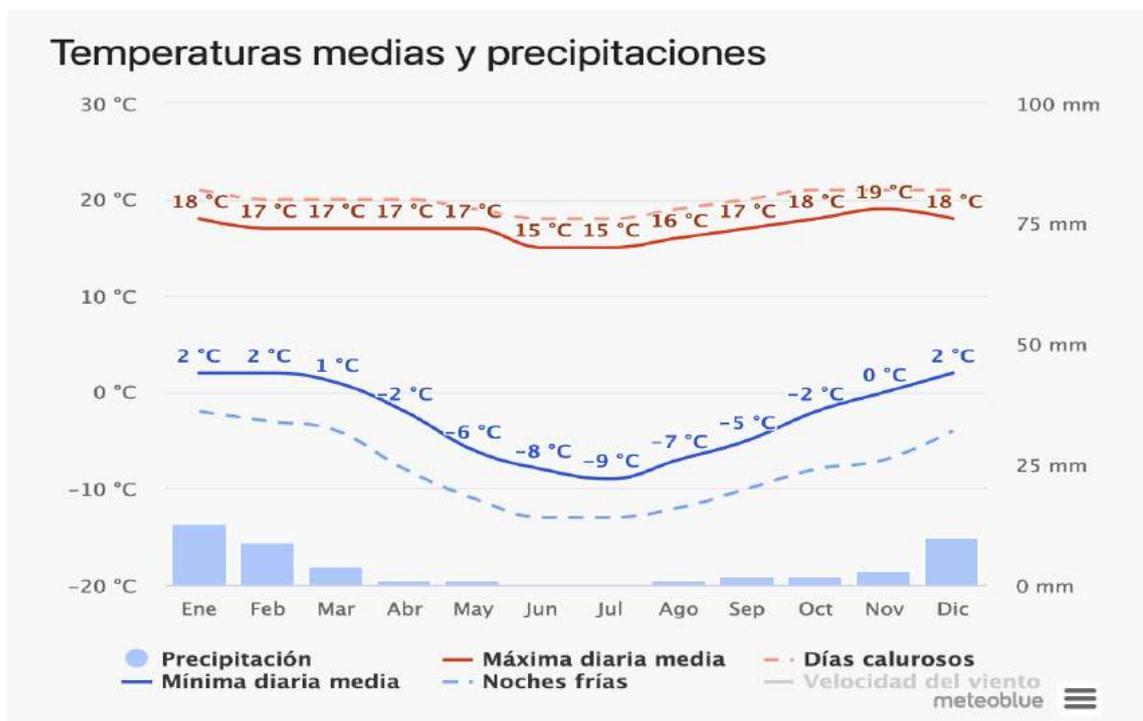


Figura 32 Temperatura máxima diaria promedio en las Islas de los Uros.

Nota. Elaborada con el software METEOBLUE.

Velocidad del viento



Figura 33 Velocidad del Viento en las Islas de los Uros – 30 años promedio.

Nota. Elaborada con el software METEOBLUE.

De los datos obtenidos, se puede indicar lo siguiente:

- **Radiación Solar Promedio:** 6.79 kWh/m² - día
- **Temperatura promedio diaria:** 8.23 °C
- **Temperatura máxima promedio diaria:** 17.00 °C
- **Velocidad del viento promedio mensual:** 2.80 m/s

4.6.3. EVALUACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El primer paso para el diseño de un sistema fotovoltaico es determinar el consumo total de energía del área de estudio. Dado que, el dimensionamiento y costo del FPV están en función del tamaño del consumo de energía. Y los pasos para estimar la energía eléctrica requerida en el área de estudio es inicialmente, enumerar los dispositivos eléctricos, verificar su potencia nominal respectiva, posterior se debe multiplicar este valor por el número de horas de funcionamiento del equipo y finalmente realizar la sumatoria de todos los vatios-hora obtenidos. Por otro lado, de acuerdo con la Legislación nacional peruana, el margen de reserva es del 30%, Ley general de electricidad.

Este proceso se puede apreciar en la Tabla 9.

Tabla 9 DEMANDA DE CARGA DIARIA DE UNA CASA TÍPICA CON BAJO CONSUMO EN LAS ISLAS DE LOS UROS.

Item	Dispositivos de uso	Marca referencial	Precio referencial (PEN)	Cantidad (un)	Potencia Nominal (W)	Horas/día	Carga máxima (W)	Uso diario de electricidad (Wh por día)
1	Iluminación - Focos Led	Philips	15.9	3	10	7	30	210
2	SMART TV (Sugerido 32")	Samsung	1149	1	60	6	60	360
3	Refrigeradora familiar (Sugerido 200 Lt)	Indurama	1299	1	120	8	120	960
4	Computadora	LENOVO	2199	1	65	6	65	390
5	Modem de internet	TPLINK	189	1	10	24	10	240
6	Cargador de teléfono	Samsung	119	2	25	4	50	200
7	Microondas (Sugerido 25 L)	LG	459	1	1200	0.3	1200	360
8	Reserva	-	0	1	447	1	447	447
Subtotal							1982	3167
Total (120 Casas)							237840	380040

Nota. La demanda de carga es obtenida con estimaciones, en función a lo que se desea implementar en la zona, puesto que actualmente no existe un perfil de carga definido. Para sistemas aislados como el que se desarrolló en la presente investigación se realiza estimaciones para determinar el perfil de carga requerido.

Existen aproximadamente ciento veinte casas en las Islas de los Uros. Estas pequeñas edificaciones construidas de Totora pueden contener hasta un máximo de cinco personas. Asimismo, debido a su actividad económica, el consumo de energía eléctrica es relativamente bajo en comparación de las grandes ciudades. Se prevé que, en caso de un crecimiento poblacional, esta demanda pueda aumentar considerablemente.

Por otro lado, no todos los habitantes de la zona tienen el mismo estatus económico. Algunas familias son relativamente más adineradas que otras, no obstante, la diferencia no es enorme, por lo que se puede considerar que el consumo total de energía es equivalente en cada familia. Asimismo, es importante mencionar que pueden existir otras cargas no consideradas en la presente investigación, como el uso de electrobombas, generadores, pequeñas escuelas, centros religiosos, centros médicos, entre otros. Sin embargo, el objeto principal es determinar la carga mínima necesaria para mejorar su acceso al uso de energía eléctrica a 120 casas, brindando mayor calidad de vida en la zona. Por lo que el consumo generado por otras cargas es materia de ampliar el sistema para diferentes propósitos.

4.6.4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE (FPV)

4.6.4.1. MODELAMIENTO MATEMÁTICO

Para un sistema fotovoltaico flotante, se debe determinar principalmente la temperatura de las celdas solares y para ello se requiere de la velocidad del viento y la temperatura.

Para ello se utiliza la Fórmula 1, conforme a lo indicado por Ficklin, Luo, Stewart y Maurer (2012):

$$T_{lago} = 5 + 0.75 * T_{air}$$

Donde:

T_{lago} : Temperatura del lago (°C)

T_{air} : Temperatura del aire (°C)

Debido al efecto de enfriamiento térmico del agua y de acuerdo con la Fórmula 1, la temperatura del agua aumentará cuando la temperatura del aire sea inferior a 20 °C.

Como la Temperatura máxima promedio diaria es 17.00 °C:

$$T_{lago} = 5 + 0.75 * T_{air}$$

$$T_{lago} = 5 + 0.75 * 17$$

$$T_{lago} = 17.75 \text{ } ^\circ \text{C}$$

Ahora, para determinar la velocidad del viento en tierra, es importante considerar que la velocidad del viento en el lago siempre es mayor que en la tierra. Para ello se utiliza la Fórmula 2 conforme a lo indicado por Umoette, Ubom y Udo Festus (2016):

$$Vw_{lago} = 1.62 + 1.17 * Vw_{Tierra}$$

Donde:

Vw_{lago} : Velocidad del viento en el lago (m/s)

Vw_{Tierra} : Velocidad del viento en la tierra (m/s)

Como la Velocidad del viento promedio mensual en Tierra es 2.80 m/s

$$Vw_{lago} = 1.62 + 1.17 * Vw_{Tierra}$$

$$Vw_{lago} = 1.62 + 1.17 * 2.80$$

$$Vw_{lago} = 4.896 \text{ m/s}$$

La temperatura de la celda fotovoltaica viene dada por la Fórmula 3, conforme a lo indicado por Muzathik (2014):

$$T_{módulo} = 0.943 * T_{air \text{ o } Lago} + 0.0195 * I - 1.528 * V_w + 0.3529$$

Donde:

$T_{módulo \text{ en } Tierra \text{ o } Lago}$: Temperatura de las celdas fotovoltaicas en tierra o Lago (°C)

$V_{W_{Tierra \text{ o } Lago}}$: Velocidad del viento en la tierra o Lago(m/s)

I : Irradiancia (STC irradiación de 1000 W/m²)

Como Temperatura máxima promedio diaria es 17.00 °C, Velocidad del viento promedio mensual en Tierra es 2.80 m/s y $V_{W_{lago}} = 4.896 \text{ m/s}$.

Temperatura de la celda fotovoltaica en tierra:

$$T_{\text{módulo en Tierra}} = 0.943 * T_{\text{air}} + 0.0195 * I - 1.528 * V_{W_{Tierra}} + 0.3529$$

$$T_{\text{módulo en Tierra}} = 0.943 * 17 + 0.0195 * 1000 - 1.528 * 2.8 + 0.3529$$

$$T_{\text{módulo en Tierra}} = \mathbf{31.61 \text{ } ^\circ\text{C}}$$

Temperatura de la celda fotovoltaica en Lago:

$$T_{\text{módulo en lago}} = 0.943 * T_{\text{lago}} + 0.0195 * I - 1.528 * V_{W_{lago}} + 0.3529$$

$$T_{\text{módulo en lago}} = 0.943 * 17.75 + 0.0195 * 1000 - 1.528 * 4.896 + 0.3529$$

$$T_{\text{módulo en lago}} = \mathbf{29.11 \text{ } ^\circ\text{C}}$$

Ahora con las Ecuaciones 4, 5 y 6, se determinará las variaciones del voltaje, amperaje y finalmente la potencia por efecto de la variación de la temperatura de las celdas.

Sistema instalado en Tierra:

$$I_T = I_{MP} * [1 + \alpha (T_{\text{módulo Tierra}} - T_{STC})]$$

Datos obtenidos del Anexo 02.

$$I_{MP} : 10.77 \text{ A}$$

$$\alpha : 0.05\%/^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{módulo Tierra}} : 31.61 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_{STC} : 25 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$I_T = 10.77 * [1 + 0.05\%(31.61 - 25)]$$

$$I_T = 10.806 \text{ A}$$

Ahora se calcula el V_t para un sistema en tierra.

$$V_T = V_{MP} * [1 + g (T_{\text{módulo}} - T_{STC})]$$

$$V_{MP} : 41.8 \text{ V}$$

$$g : -0.28\%/^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\text{módulo Tierra}} : 31.61 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{STC} : 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$V_T = 41.8 * [1 - 0.28\% (31.61 - 25)]$$

$$V_T = 41.027 \text{ V}$$

Finalmente, se calcula la P_{máx}.

$$P_T = P_{MP} * [1 + \beta(T_{\text{módulo}} - T_{STC})]$$

$$P_{MP} : 450 \text{ W}$$

$$\beta : -0.36\%/^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\text{módulo Tierra}} : 31.61 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{STC} : 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$P_T = 450 * [1 - 0.36\%(31.61 - 25)]$$

$$P_T = 439.299 \text{ W}$$

Entonces la potencia máxima del módulo cuando está instalado en tierra a una temperatura de 31.61 °C es 439.299 W.

Sistema instalado en el Lago Titicaca:

$$I_T = I_{MP} * [1 + \alpha (T_{\text{módulo Lago}} - T_{STC})]$$

Datos obtenidos del Anexo 02.

$$I_{MP} : 10.77 \text{ A}$$

$$\alpha : 0.05\%/^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\text{módulo Lago}} : 29.11 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{STC} : 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$I_T = 10.77 * [1 + 0.05\%(29.11 - 25)]$$

$$I_T = 10.792 \text{ A}$$

Ahora se calcula el V_t para un sistema en el Lago Titicaca.

$$V_T = V_{MP} * [1 + g (T_{\text{módulo}} - T_{STC})]$$

$$V_{MP} : 41.8 \text{ V}$$

$$g : -0.28\%/^{\circ}\text{C}$$

$T_{\text{módulo Lago}} : 29.11 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$T_{STC} : 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$V_T = 41.8 * [1 - 0.28\% (29.11 - 25)]$$

$$V_T = 41.319 \text{ V}$$

Finalmente, se calcula la P_{máx}.

$$P_T = P_{MP} * [1 + \beta(T_{\text{módulo}} - T_{STC})]$$

Otra forma más práctica de calcular la Potencia de salida es multiplicando el Voltaje por la Intensidad de corriente, tal como se especifica en la Ecuación 25.

$$P_T = V_T * I_T$$

$$P_T = 41.319 * 10.792$$

$$P_T = 445.92 \text{ W}$$

Entonces la potencia máxima del módulo cuando está instalado en el Lago Titicaca a una temperatura de 29.11 °C es 445.92 W.

4.6.4.2. DIMENSIONAMIENTO DE LOS COMPONENTES DEL FPV

DIMENSIONAMIENTO DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO

- Con el uso de la Fórmula 8 se calcula el factor de temperatura:

$$f_{temp} = 1 + \beta * (T_{\text{módulo en Lago}} - T_{STC})$$

Conforme a Anexo 02 - Especificaciones del módulo AS-6M144-HC, se precisa que $\beta = -0.36\%/^{\circ}\text{C}$.

$T_{STC} = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$f_{temp} = 1 + (-0.36\%) * (29.11 - 25)$$

$$f_{temp} = 0.985204$$

- La potencia de salida del arreglo fotovoltaico viene dada por la Fórmula 9.

$$W_p = \frac{E_{PV}}{\left(f_{\frac{dc}{ac}}\right) * \left(\frac{G}{G_{STC}}\right) * [f_{temp}]}$$

De la Tabla 9, $E_{PV} = 380\ 040\ Wh\ por\ día$

$$f_{temp} = 0.985204$$

$f_{\frac{dc}{ac}}$: Factor de reducción de corriente continua a corriente alterna. Para la presente investigación se considera $f_{\frac{dc}{ac}} = 0.778$.

G = Radiación Solar Promedio: $6.79 \frac{kWh}{m^2}$ por día

$G_{STC} = 1 \frac{kWh}{m^2}$ por día $\langle \rangle$ $1000 \frac{Wh}{m^2}$ por día

$$W_p = \frac{380\ 040}{(0.778) * \left(\frac{6.79}{1}\right) * [0.985204]}$$

$$W_p = 73\ 071.60\ W \langle \rangle 73.07\ kW$$

- Selección de Voltaje del Sistema con el uso de la Tabla 4.

Como la demanda de potencia en corriente alterna del sistema es de 237.84 kW, se toma la recomendación de *Sandia National Laboratories*, y se selecciona un Voltaje del sistema de 48V.

- Selección y dimensionamiento de paneles fotovoltaicos.

Para este apartado se selecciona un módulo monocristalino Amerisolar 450 W, 24 V, modelo AS-6M144-HC, con una eficiencia de 20.37%, con 20 años de vida útil.

Este módulo cuenta con una corriente de corto circuito (I_{cc}) de 11.28 A y un coeficiente de temperatura de potencia máximo de -0.36 % /°C.

- Cálculo del número de paneles

Se determina inicialmente el número de paneles (N_M) con la Fórmula 10.

$$N_M = \frac{W_p}{\text{Potencia pico de cada módulo}}$$

$$W_p = 73\,071.60\text{ W}$$

Del panel seleccionado, la potencia de cada módulo es 450 W.

$$N_M = \frac{73\,071.60}{450}$$

$$N_M = 162.38 = 163 \text{ paneles}$$

Ahora, se determina el número de paneles en serie con la Ecuación 11.

$$N_{MS} = \frac{\text{Voltaje DC del sistema}}{\text{Voltaje del módulo}}$$

Voltaje DC del sistema: 48 V

Voltaje del módulo: 24 V

$$N_{MS} = \frac{48}{24}$$

$$N_{MS} = 2 \text{ paneles en serie.}$$

Posteriormente, se calcula el número de grupos de módulos en paralelo, con la Ecuación 12.

$$N_{MP} = \frac{N_M}{N_{MS}}$$

$$N_{MP} = \frac{163}{2}$$

$$N_{MP} = 81.5 = 82 \text{ paneles en paralelo.}$$

En total se requieren 163 módulos solares de 450 w.

CÁLCULOS DE LAS VARIACIONES DEL VOLTAJE, AMPERAJE Y POTENCIA POR EFECTO DE LA VARIACIÓN DE LA TEMPERATURA DE LAS CELDAS.

Se calculó previamente la potencia de salida del arreglo fotovoltaico, cuyo valor es $W_p = 73\,071.60\text{ W} \langle \rangle 73.072\text{ kW}$. Asimismo, se determinó la cantidad de paneles solares con su potencia máxima de 450 W.

$$N_M = \frac{73\,071.60}{450}$$
$$N_M = 162.38 = 163 \text{ paneles}$$

Ahora con la variación de la Temperatura, se tienen 03 escenarios:

Escenario 01. Condiciones Ideales $T_{STC} : 25\text{ °C}$

Para este caso, $W_p = 73\,071.60\text{ W}$, la Potencia del panel es 450 W y se requieren 163 paneles.

Escenario 02. Instalación en Tierra $T_{\text{módulo Tierra}} : 31.61\text{ °C}$

Para este caso, la potencia del panel es $P_T = 439.299\text{ W}$ y se mantiene los 163 paneles ya seleccionados.

Entonces:

$$N_M = \frac{W_p}{\text{Potencia pico de cada módulo}}$$
$$163 = \frac{W_p}{439.299}$$
$$W_{p \text{ en Tierra}} = 71\,605.75\text{ W} \langle \rangle 71.606\text{ kW}$$

Entonces, $W_{p \text{ en Tierra}} < W_p \text{ STC}$:

- Diferencia:

$$W_{p \text{ STC}} - W_{p \text{ en Tierra}} = 73\,071.60 - 71\,605.75 = 1465.85\text{ W}$$

$$W_{p \text{ STC}} - W_{p \text{ en Tierra}} = 1.466\text{ kW}$$

Es decir, el sistema en tierra produce 1.466 kW menos que un sistema estándar.

Escenario 03. Instalación en el Lago Titicaca $T_{módulo\ Lago} : 29.11\text{ °C}$

Para este caso, la potencia del panel es $P_T = 445.920\text{ W}$, y se mantiene los 163 paneles ya seleccionados.

$$N_M = \frac{W_p}{\text{Potencia pico de cada módulo}}$$
$$163 = \frac{W_p}{445.920}$$

$$W_p \text{ en Lago Titicaca} = 72\,684.91\text{ W} <> 72.685\text{ kW}$$

Entonces, $W_p \text{ en Lago} < W_p \text{ STC}$:

- Diferencia:

$$W_p \text{ STC} - W_p \text{ en Lago} = 73\,071.60 - 72\,684.91 = 386.69\text{ W}$$

$$W_p \text{ STC} - W_p \text{ en Lago} = 0.387\text{ kW}$$

Es decir, el sistema en el Lago produce 0.387 kW menos que un sistema estándar.

Si bien la instalación en el Lago ofrece una potencia menor que en condiciones estándar, cuando se compara con la instalación en Tierra, es notablemente superior. Entonces, $W_p \text{ en Lago} > W_p \text{ Tierra}$:

- Diferencia:

$$W_p \text{ en Lago} - W_p \text{ en Tierra} = 72\,684.91 - 71\,605.75 = 1079.16\text{ W}$$

$$W_p \text{ en Lago} - W_p \text{ en tierra} = 1.079\text{ kW}$$

Se demuestra que una instalación en el Lago Titicaca brinda 1.079 kW más que una instalación en Tierra, es decir sobre la superficie de las islas.

Por otro lado, la población de los Uros actualmente cuenta con 485 paneles fotovoltaicos de 120 Wp, es decir que su potencia de salida es de apenas 58 kW.

Es decir, un sistema fotovoltaico flotante con una potencia de salida de 72,7 kW tiene mejores prestaciones que la actual instalación en los Uros de 58 kW y a su vez es más eficiente que una instalación fotovoltaica en tierra de 71.6 kW para las mismas condiciones dadas.

DIMENSIONAMIENTO DE LA CAPACIDAD DEL BANCO DE BATERÍAS

La selección de la batería se eligió conforme a su tecnología de fabricación. Se determinó que las baterías de litio son de mayor durabilidad y más eficientes. Asimismo, se pueden descargar hasta un 100% sin dañarse las baterías.

Se seleccionó una batería de litio BYD "Battery-box litio Premium HVS 10.2 kWh":

El cual tiene un Voltaje nominal de 409 V, 25 A, eficiencia de carga y descarga de 96%, con un DoD de 100%. Mayor detalle se puede apreciar en el Anexo 06 - BYD-Premium-HVS-HVM.

El dimensionamiento se evalúa con la Ecuación 16.

$$C_X = \frac{N_c * E_{PV}}{DoD_{m\acute{a}x} * V_b * n_{salida}}$$

$N_c = 1$, se considera 01 días de autonomía para el sistema, dado que el clima es constantemente soleado.

De la Tabla 9, $E_{PV} = 380\ 040\ Wh\ por\ día$

$DoD_{m\acute{a}x} = 100\%$, dato de fábrica.

$V_b = 409\ V$

$n_{salida} = 96\%$, dato de fábrica

$$C_X = \frac{1 * 380\ 040}{100\% * 409 * 96\%}$$

$$C_X = 967.9\ Ah$$

Como la energía requerida es 380.04 kWh, y cada módulo de baterías tiene una capacidad útil de 10.24 kWh. En ese sentido se calcula el número de baterías requeridas N_{BR} de la Ecuación 17.

$$N_{BR} = \frac{E_{PV}}{E\ almacenada\ la\ batería} = \frac{C_X}{C\ batería}$$
$$N_{BR} = \frac{380.04\ kWh}{10.24\ kWh} = \frac{967.9\ Ah}{25\ Ah}$$

$$N_{BR} = 38 \text{ baterías}$$

Ahora se determinó, el Número de baterías en serie N_{BS} y en paralelo N_{BP} de acuerdo con las ecuaciones 18 y 19.

$$N_{BS} = \frac{\text{Voltaje del sistema}}{\text{Voltaje de la batería}} = \frac{406}{406} = 1 \text{ batería en serie}$$

$$N_{BP} = \frac{N_{BR}}{N_{BS}} = \frac{38}{1} = 38 \text{ baterías en paralelo}$$

DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR.

Para determinar el dimensionamiento del inversor se hace uso de la Tabla 9 y de la Ecuación 20.

De la Tabla 6 Perfil horario, se visualiza que el punto de Energía consumida de manera simultánea más alto ocurre a las 7 pm. Cuando se tiene en funcionamiento de manera simultánea la iluminación, el TV, refrigeradora, modem de internet, microondas y el uso de una pequeña reserva.

Pico de energía: 50 235 Wh-día.

$$P_{inv} = P_{RS} * 1.25$$

No obstante, para la Potencia pico utilizada al mismo tiempo se considera un 50% del total de la potencia consumida, para un mejor diseño.

$$P_{demandada \text{ máx}} = 237.84 \text{ kW} - \text{día}$$

$$P_{RS} = P_{demandada \text{ máx}} * 50\%$$

$$P_{RS} = 237840 * 50\%$$

$$P_{RS} = 118\ 920 \text{ kW} - \text{día}$$

Entonces:

$$P_{inv} = P_{RS} * 1.25$$

$$P_{inv} = 118\ 920 * 1.25$$

$$P_{inv} = 148\ 650 \text{ W} <> 148,65 \text{ kW}$$

Para determinar la cantidad de inversores, se selecciona un inversor “SMA SUNNY TRIPOWER CORE1 STP 50-41”, mayor detalle en el Anexo 08 - Inversor SMA STP50-41-DS.

Luego, se divide la P_{inv} entre los 50 kW que tiene el inversor seleccionado.

$$Cantidad_{inv} = \frac{148,65}{50} = 2.973 <> 3 \text{ inversores de } 50 \text{ kW}$$

DIMENSIONAMIENTO DEL CONTROLADOR DE CARGA

Conforme a la Ecuación 21:

$$I_r = N_{MP} * I_{cc} * fs$$

Donde:

$$N_{MP} = 82$$

$I_{cc} = 11.28 \text{ A}$, dato obtenido de fábrica (Anexo 02).

$fs = 1.25$, mismo factor visto previamente.

$$I_r = 82 * 11.28 * 1.25$$

$$I_r = 1156.2 \text{ A}$$

Luego, se seleccionó el controlador de carga “Smart Solar MPPT 250V 100A VICTRON”, ver mayor detalle en Anexo 10. Entonces el número de reguladores viene dada por la Ecuación 22.

$$N_{reg} = \frac{I_r}{I_{reg \text{ seleccionado}}}$$

$$N_{reg} = \frac{1156.2}{100}$$

$$N_{reg} = 11.56 <> 12 \text{ controladores de carga}$$

DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO

Con el uso de la Ecuación 23, se determina el área del cableado que va desde el panel solar hasta el controlador de carga.

$$A = \frac{\rho * L * I_{reg\ seleccionado}}{V_d}$$

Donde:

ρ : Resistividad del conductor de cobre ($1.724 * 10^{-8}$) Ωm

L : 12 m

$I_{reg\ seleccionado}$: 100 A

V_d : 48 V * 4%

$$A = \frac{1.724 * 10^{-8} * 12 * 100}{48 * 0.04}$$

$$A = 10.775 * 10^{-6} <> 11mm^2$$

Comercialmente, se elige un cableado con una sección transversal de 16 mm^2 .

COSTOS DE LOS EQUIPOS

Tabla 10 COSTOS DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE

COSTOS DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE						
ÍTEM	Descripción	Marca	Precio unitario (USD)	Cantidad (un)	Costo Total (USD)	Proveedor
1	Módulo monocristalino 450 W, 24 V, modelo AS-6M144-HC.	Amerisolar	\$ 210.60	163	\$ 34,327.80	Merkasol Energías Renovables
2	Batería Litio BYD B-Box HVS Premium 10.2kWh	BYD	\$ 13,275.00	38	\$ 504,450.00	Autosolar
3	Inversor SUNNY TRIPOWER CORE 1 STP 50-40 (SMA) 50kW	SMA	\$ 6,298.14	3	\$ 18,894.42	Atersa Shop
4	Controlador SmartSolar MPPT 250V 100A	VICTRON	\$ 1,253.65	12	\$ 15,043.74	Autosolar
5	Cableado 16 mm2 ZZ-F / H1Z2Z2-K	Top Cable	\$ 4.79	12	\$ 57.42	Autosolar
6	Plataforma del sistema fotovoltaico 679 m2 - 97x7 m HDPE/HWM	Kaival	\$ 350.00	679	\$ 237,650.00	Kaival S.A.C.

Nota. Los datos fueron obtenidos de las cotizaciones enviadas por proveedores. Por otro lado, se puede calcular el factor de planta, que es el grado de utilización efectiva de la central solar. Utilizando la Ecuación 24.

$$Fp = \frac{\text{Energía consumida por día}}{\text{Energía consumida a máxima potencia por día}}$$

$$Fp = \frac{380\ 040\ kWh - día}{\text{Energía consumida a máxima potencia por día}}$$

Energía consumida a máxima potencia por día (Wp)

$W_p = 72\,684.91 \text{ W-día}$.

Tiempo: 24 h.

*Energía consumida a máxima potencia por día = 72 684.91 * 24*

Energía consumida a máxima potencia por día = 1 744 438 Wh – día

$$F_p = \frac{380\,040 \text{ Wh – día}}{1\,744\,438 \text{ Wh – día}}$$

$$F_p = 21.8\%$$

MODELAMIENTO EN HELIOSCOPE

Con los datos de entrada obtenidos, se modeló el diseño en la plataforma HelioScope, brindando los siguientes resultados:

Ubicación exacta del diseño del sistema fotovoltaico flotante: Punto rojo.

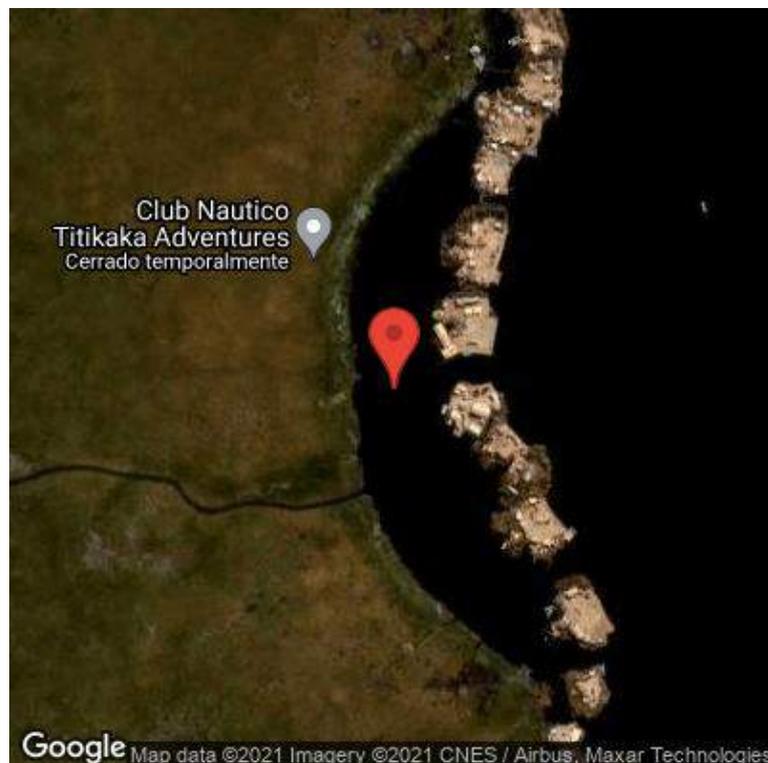


Figura 34 Ubicación exacta del diseño fotovoltaico flotante

Nota. Obtenida del software HelioScope con los datos de esta investigación.

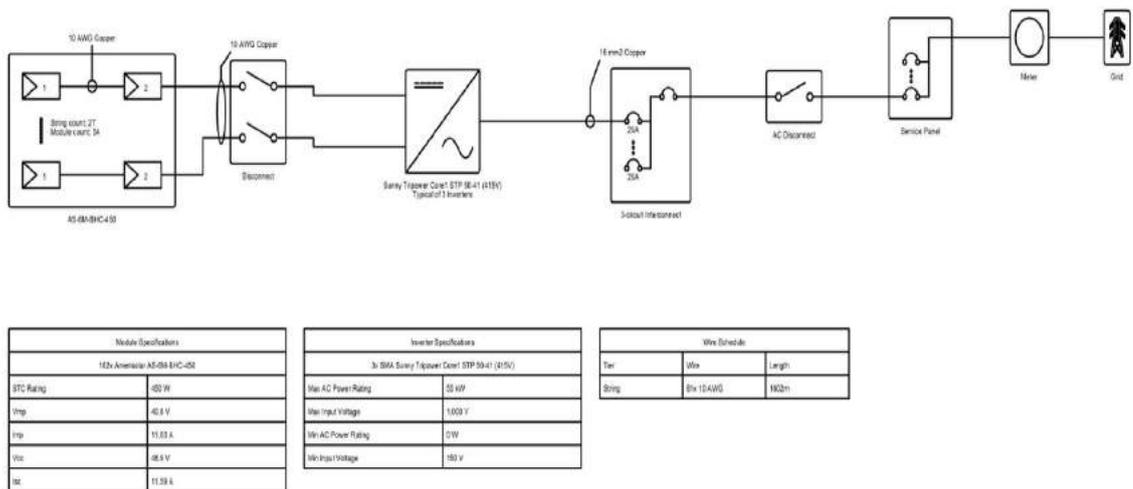


Figura 35 Esquema del sistema fotovoltaico flotante

Nota. Obtenida del software HelioScope con los datos de esta investigación.

Como se puede apreciar en la Figura 35, los paneles utilizados son Amerisolar AS-6M-BHC-450 W, el inversor es SMA Sunny Tripower STP 50-41, los cuales son los datos obtenidos en esta tesis. Mayor detalle en Anexo 14 - Esquema del sistema helioscope – sld.

- Disposición de los 163 paneles solares Amerisolar AS-6M-BHSC-450W y los inversores SMA Sunny Tripower STP 50-41.

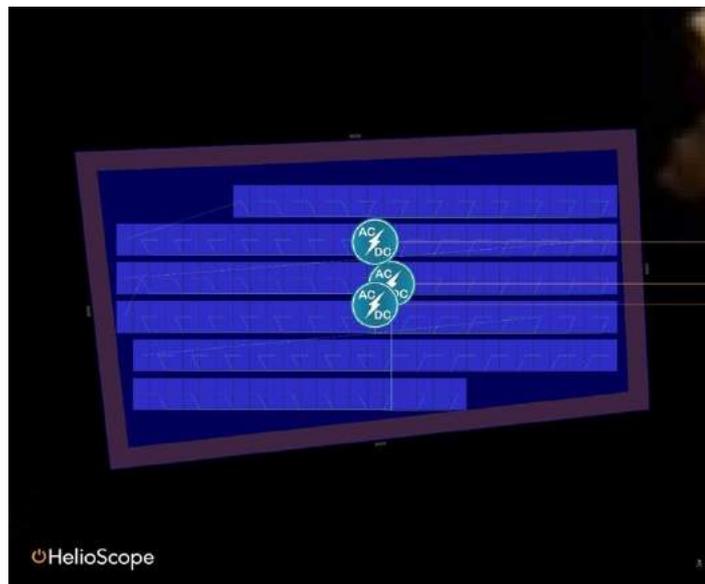


Figura 36 Disposición de los inversores y paneles solares del sistema fotovoltaico flotante diseñado.

Nota. Esquema de los paneles con los inversores, obtenido del Software HelioScope <https://www.helioscope.com/projects/2696564/conditions>.

- Esquema del efecto del sombreado en el diseño del sistema fotovoltaico flotante.

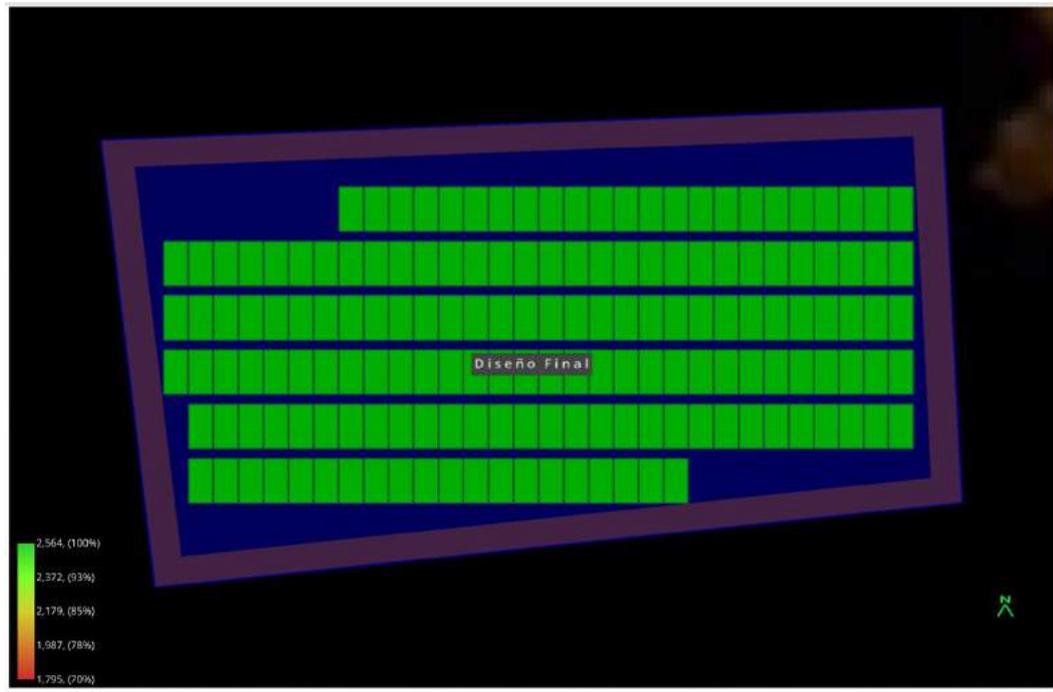


Figura 37 Esquema del efecto del sombreado en el diseño del sistema fotovoltaico flotante

Nota. Esquema del efecto del sombreado en el diseño, obtenido del Software HelioScope <https://www.helioscope.com/projects/2696564/conditions>.

El detalle exacto de estos esquemas se encuentra en los siguientes anexos adjuntos a la presente investigación:

- Anexo 14 - Esquema del sistema helioscope – sld
- Anexo 15 - Sombreado Shading Report helioscope
- Anexo 16 - Simulación del sistema en helioscope

El dimensionamiento de la plataforma del sistema fotovoltaico flotante tiene las siguientes características:

- Cada grupo se conforma de 01 marco con ángulo metálico de 1 /2" de 6.5 m de longitud x 2.15 m de ancho.
- Serie 1 agrupa 13 grupos de 6 paneles y 1 grupo de 4 paneles (82 paneles solares)

- Serie 2 agrupa 13 grupos de 6 paneles y 1 grupo de 4 paneles (82 paneles solares)
- Área de la plataforma flotante (679 m²) medidas 97 m de longitud x 7 m de ancho
- Área flotante 351 m² (formada por 1,404 cubos flotantes modulares)
- Área libre (vacío donde descansa marco con 6 paneles solares) 328 m²
- Capacidad de carga de la plataforma flotante 120 T.M.
- Peso de la plataforma flotante 3 T.M.
- Peso bruto incluyendo plataforma flotante. paneles solares y marco metálico 8.5 T.M.

Para mayor detalle de estos datos, revisar el Anexo 17 - Diagrama del sistema de flotación para paneles solares.

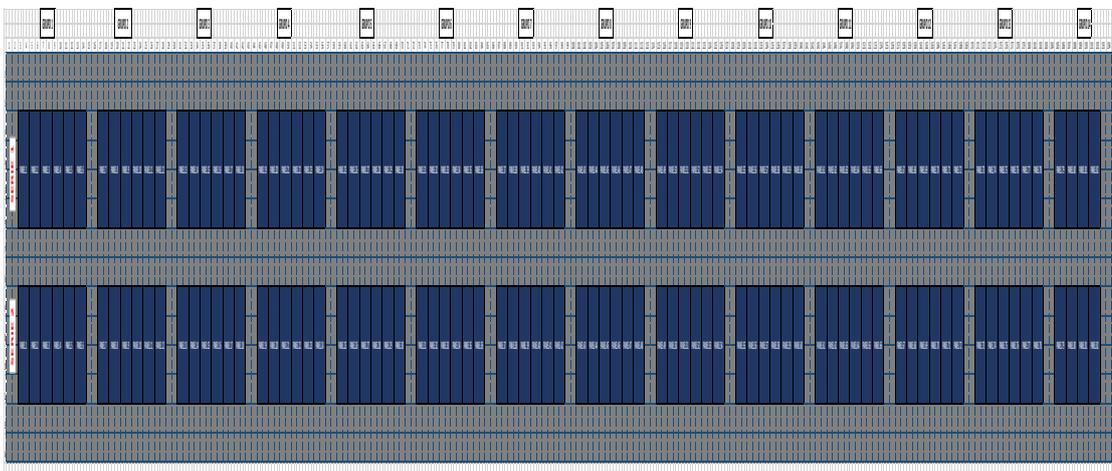


Figura 38 Diseño y distribución de la plataforma fotovoltaica flotante

Nota. Distribución obtenida del proveedor Kaival S.A.C. en su cotización de la plataforma flotante. 2021.



Figura 39 Fotografía de una instalación fotovoltaica flotante a cargo de Kaival S.A.C.

Nota. Distribución obtenida del proveedor Kaival S.A.C. en su cotización de la plataforma flotante. 2021.

V. RESULTADOS

5.1. RESULTADOS DESCRIPTIVOS

- Del diseño fotovoltaico flotante se obtuvo como resultado el dimensionamiento de los equipos, los cuales están compuestos por 163 paneles solares de 450 W monocristalinos, 38 baterías de litio de 10.2 kWh, 03 inversores de 50 kW, 12 controladores de carga de 250 V 100 A y un cableado de sección transversal de 16 mm^2 .
- De acuerdo con las cotizaciones obtenidas por los equipos principales del diseño, se ha determinado una inversión solamente del sistema por un importe de USD 572 773.38.
- Acorde con el estudio realizado se determinó una energía consumida a máxima potencia de 1 536 840 Wh-día. Para lo cual se obtuvo un factor de planta de 24.7%, el cual es un valor típico en centrales solares.
- Del sistema fotovoltaico flotante diseñado se puede indicar que tiene la capacidad de atender una demanda máxima de potencia de hasta 73.07 kW.
- El sistema fotovoltaico flotante tiene una potencia instalada de 237.84 kW, suficiente para cubrir la demanda energética de 380.04 kWh-día en la zona.
- El sistema fotovoltaico flotante alcanzó una potencia de salida de 72.685 kW mucho mayor a la potencia de salida actual en los Uros de 58 kW.
- El sistema fotovoltaico en tierra en las mismas condiciones del sistema fotovoltaico flotante alcanzó una potencia de 71.605 kW.

VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1. CONTRASTACIÓN Y DEMOSTRACIÓN DE LA HIPÓTESIS CON LOS RESULTADOS.

Hipótesis N° 1.

De la hipótesis específica N° 1, la cual indica que el consumo total de energía eléctrica determina la demanda energética de la zona. Esta es contrastada con la Tabla Nro. 09 Perfil de carga, en la que, en función del consumo total de energía generado por las cargas y dispositivos que usa la población, se logra determinar la demanda energética de la zona, por lo que se demuestra que el consumo total de energía eléctrica determina la demanda energética de la zona.

Hipótesis N° 2.

De la hipótesis específica N° 2, la cual señala que el dimensionamiento del sistema fotovoltaico flotante mejora notablemente la capacidad del servicio eléctrico en la zona. Esta se contrasta con el modelamiento matemático del sistema fotovoltaico flotante en el apartado 4.6.4 de la presente investigación, este dimensionamiento precisa una instalación en el Lago Titicaca brinda 1.079 kW más que una instalación en Tierra. Por otro lado, la población de los Uros actualmente cuenta con 485 paneles fotovoltaicos de 120 Wp, es decir que su potencia de salida es de apenas 58 kW. Lo que demuestra que una instalación fotovoltaica flotante con una potencia de salida de 72,7 kW tiene mejores prestaciones que la actual instalación en los Uros de 58 kW y a su vez es más eficiente que una instalación fotovoltaica en tierra de 71.6 kW para las mismas condiciones dadas. Finalmente, se demuestra que el dimensionamiento del sistema fotovoltaico flotante mejora notablemente la capacidad del servicio eléctrico en la zona.

Hipótesis N° 3.

De la hipótesis específica N° 3, la cual plantea que la potencia instalada impacta considerablemente en el costo del sistema fotovoltaico flotante, se contrasta con la Tabla 10 Costos de los equipos del sistema fotovoltaico flotante y los cálculos del apartado 4.6.4. en los que se especifica que, a mayor potencia instalada del sistema y mayor número de días de autonomía mediante baterías de litio, el costo total del sistema aumentaría puesto que se requeriría equipos de mayor tamaño, especialmente en las baterías que tienen un alto costo. Lo que demuestra que la potencia instalada impacta considerablemente en el costo del sistema fotovoltaico flotante.

Hipótesis General.

La hipótesis general, la cual precisa que el diseño de un sistema fotovoltaico flotante mejora significativamente el acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca en el Perú. Se contrasta con la validación y demostración de las hipótesis N° 1, N° 2 y N° 3. El sistema fotovoltaico flotante tiene una potencia instalada de 237.84 kW, suficiente para cubrir la demanda energética de 380.04 kWh-día en la zona, y a su vez, se obtuvo una mayor potencia de salida de 72.685 kW frente a un sistema fotovoltaico en tierra cuya potencia en las mismas condiciones alcanzó 71.605 kW. Es decir, el sistema fotovoltaico flotante es más eficiente brindando una potencia de salida (Wp) adicional de 1.079 kW. A su vez el sistema fotovoltaico flotante ofrece más potencia de salida que la actual instalación fotovoltaica en los Uros de 58 kW. Lo que demuestra que el diseño de un sistema fotovoltaico flotante mejora significativamente el acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca en el Perú.

6.2. CONTRASTACIÓN DE LOS RESULTADOS CON OTROS ESTUDIOS SIMILARES.

- Como resultado de la presente investigación, se dimensionó los equipos que forman parte del sistema fotovoltaico flotante, realizando el cálculo del número de paneles, potencia del inversor, entre otros. Todo ello fue capaz de abastecer el consumo energético de la zona. Abellán (2020), en su tesis titulada “Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica flotante de 2,5 MW en el embalse de San Bartolomé”, realiza un proceso similar de dimensionamiento de equipos. Por lo tanto, le da validez al dimensionamiento obtenido en esta investigación.
- Palacio (2019), en su tesis “Estudio eléctrico estable y dinámico para una Planta fotovoltaica flotante”, obtiene como resultado una central flotante fotovoltaica de 50 W. A diferencia de esta investigación que obtiene un sistema de 237.84 kW, esto se debe básicamente a que su modelamiento es mucho más grande para satisfacer mayores cargas y además su sistema tiene la posibilidad de conectarse a la red. Sin embargo, el procedimiento de diseño es similar a esta tesis. Lo que implica una validez al diseño obtenido en esta investigación.
- Zemene, Hizkiel y Gera (2020), son los autores de mayor influencia en esta investigación, puesto en su artículo científico titulado “Diseño de un sistema solar fotovoltaico flotante para un hogar típico en la isla de Debre Mariam”, describe, analizan y calculan el modelamiento matemático de un sistema fotovoltaico flotante y lo comparan con un diseño en tierra, bajo las mismas condiciones de entrada. De manera similar se ha tratado esta tesis con datos obtenidos de las Islas de Los Uros. Por otro lado, los autores obtienen como resultado que su potencia de salida en un sistema fotovoltaico flotante de 294.8 kW es mayor en 4.9 kW con respecto a un sistema en tierra de 289.9 kW, esto debido a efectos de la variación de la temperatura de las celdas. En el caso de esta investigación, se obtuvo una potencia de salida de 72.7 kW, el cual es mayor que su contraparte

en tierra de 71.6 kW, por aproximadamente 1.079 kW, esto debido a efectos de la temperatura de las celdas. Finalmente, las similitudes de los datos obtenidos de Zemene, Hizkiel y Gera con los datos obtenidos en esta tesis, brindan mayor seguridad al análisis realizado.

- Hervias (2018), en su tesis titulada “Diseño de un sistema de bombeo mediante energía solar fotovoltaica para suministrar agua potable a la población de Maynas – Perú”, realiza el diseño de un sistema fotovoltaico autónomo en la selva peruana, haciendo uso de baterías de respaldo, buscando impulsar el uso de energías renovables y mejorando el acceso a la energía eléctrica a los lugareños. De manera similar esta investigación ha desarrollado el diseño de un sistema fotovoltaico, con la particularidad de ser flotante, el cual también busca impulsar el uso de energías renovables y mejorar el acceso a la energía eléctrica de las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca en el Perú.
- Quintanilla (2020), en su tesis titulada “Diseño de un sistema solar fotovoltaico aislado para suministrar de energía eléctrica la localidad de Patahuasi - Pampa Cañahuas” tiene como objetivo realizar el diseño de un sistema fotovoltaico para mejorar el acceso a la energía eléctrica a la localidad de Patahuasi, de manera análoga, la presente investigación tiene el mismo objetivo con la diferencia que la localidad es en las Islas de Los Uros. Por otro lado, el diseño aislado de Quintanilla busca satisfacer una demanda de 325 kWh-día, a diferencia de esta tesis que busca satisfacer una demanda de 380.04 kWh-día, lo cual hace a este diseño mucho más grande. Sin embargo, los procesos de dimensionamiento son similares y ambos coinciden en brindar una vida útil entre 10 a 20 años al sistema. Esto brinda validez y seguridad a los resultados obtenidos en esta investigación.

6.3. RESPONSABILIDAD ÉTICA DE ACUERDO CON LOS REGLAMENTOS VIGENTES.

Yo, Kevin Alexander Benites Córdova, identificado con D.N.I. N° 71351528, declaro y doy fe que la presente investigación titulada “Diseño de un sistema fotovoltaico flotante para mejorar el acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca en el Perú.”, es de mi autoría y que todas las fuentes utilizadas para su elaboración han sido citadas de acuerdo con las normas establecidas para la redacción de trabajos académicos de la Universidad Nacional del Callao. Asimismo, soy consciente de que mi investigación puede ser revisada en búsqueda de algún tipo de plagio, y de encontrarse alguna irregularidad como el uso de material ajeno sin el apropiado reconocimiento del autor, me someteré a las sanciones correspondientes.

CONCLUSIONES

- El resultado de diseñar un sistema fotovoltaico flotante de 237.84 kW, ha repercutido en la mejora del acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca en el Perú, pues es capaz de satisfacer la demanda energética de 380.04 kWh-día requerido por la población.
- La correcta evaluación del consumo total de energía eléctrica permitió determinar la demanda energética de la zona la cual asciende a 50.24 kWh-día, y que el sistema es capaz de satisfacer pues brinda una potencia de salida de 72.68 kW. Esto mejoró la disponibilidad de energía eléctrica, lo que se refleja con un factor de planta de 21.8 %.
- El adecuado dimensionamiento del sistema fotovoltaico flotante permite obtener una potencia instalada de 237.84 kW, suficiente para cubrir la demanda energética de 380.04 kWh-día lo que mejora la capacidad del servicio eléctrico en la zona, y a su vez, se obtuvo una mayor potencia de salida de 72.685 kW frente a un sistema fotovoltaico en tierra cuya potencia en las mismas condiciones alcanzó 71.605 kW. Es decir, el FPV es más eficiente brindando una potencia de salida (Wp) adicional de 1.079 kW.
- Con el dimensionamiento de los equipos el cual permitió calcular la potencia instalada de 237.84 kW, se pudo determinar que el costo del sistema fotovoltaico flotante asciende a la suma de \$ 810,423.38 USD (dólares americanos).

RECOMENDACIONES

- Para el diseño de un sistema fotovoltaico flotante se recomienda realizar estudios similares que incluyan a su vez la parte de transmisión y distribución para contar con un costo total de la implementación de este diseño y permita mejorar el acceso a la energía eléctrica en la zona de estudio.
- Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico flotante se recomienda profundizar con el uso de pequeñas hélices que permitan enfriar más las celdas o en todo caso, colocar los paneles al ras del agua de tal forma que permita disminuir la temperatura de las celdas y obtener mayor potencia de salida.
- Para calcular el consumo total de energía eléctrica se recomienda ampliar la zona total de la investigación de tal forma que pueda servir para otras Islas aledañas o inclusive vender un proyecto similar a las localidades que forman parte de Bolivia en el Lago Titicaca.
- Para el cálculo de la potencia instalada se recomienda identificar todos los equipos eléctricos disponibles que son utilizados por la población y hacer un cálculo que determine como se incrementa esta potencia con el tiempo, realizando proyecciones objetivas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABELLÁN, A., 2020. Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica flotante de 2,5 MW en el embalse de San Bartolomé. , pp. 45.
- BOXWELL, M., 2017. *Solar Electricity Handbook 2017 Edition*. 11. S.I.: Greenstream Publishing Ltd. ISBN 978-1-907670-67-1.
- CASTEJON OLIVA, A. y SANTAMARIA HERRANZ, G., 2010. *Instalaciones Solares Fotovoltáicas* [en línea]. S.I.: Editex. ISBN 84-9771-749-X. Disponible en: <https://www.agapea.com/libros/Instalaciones-solares-fotovoltáicas-9788497716550-i.htm>.
- FICKLIN, D.L., LUO, Y., STEWART, I.T. y MAURER, E.P., 2012. Development and application of a hydroclimatological stream temperature model within the Soil and Water Assessment Tool: STREAM TEMPERATURE MODEL. *Water Resources Research* [en línea], vol. 48, no. 1. [Consulta: 26 noviembre 2021]. ISSN 00431397. DOI 10.1029/2011WR011256. Disponible en: <http://doi.wiley.com/10.1029/2011WR011256>.
- GOZÁLVEZ, J.J.F., FERRÁN GISBERT, P.S.F., GISBERT, C.M.F. y SANTAFÉ, M.R., 2012. CUBRICIÓN DE EMBALSES MEDIANTE UN SISTEMA DE CUBIERTA FLOTANTE FOTOVOLTAICO: ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO. , pp. 12.
- HERVIAS SEGOVIA, A.A., 2018. Diseño de un sistema de bombeo mediante energía solar fotovoltaica para suministrar agua potable a la población de Maynas – Perú. , pp. 155.
- LUQUE LÓPEZ, A. y HEGEDUS, S., 2009. *Handbook of photovoltaic science and engineering*. Repr. Chichester: Wiley. ISBN 978-0-471-49196-5.
- MINISTERIO DE DESARROLLO E INCLUSIÓN SOCIAL, 2021. REPORTE REGIONAL DE INDICADORES SOCIALES DEL DEPARTAMENTO DE PUNO. [en línea]. S.I.: Disponible en: <https://www.gob.pe/midis>.
- MUZATHIK, A.M., 2014. Photovoltaic Modules Operating Temperature Estimation Using a Simple Correlation. *International Journal of Energy*

Engineering, vol. 4, pp. 9.

- PALACIO SANCHEZ, P., 2019. Steady and Dynamic Electrical Study for a Floating Photovoltaic Plant., pp. 109.
- PRIETO GOMEZ, L., 2014. DETERMINACIÓN DE LA TARIFA Y MECANISMOS DE REMUNERACIÓN PARA SUMINISTROS EN ÁREAS NO CONECTADAS A RED. [en línea]. Lima, Perú.: C.L.S. Nro. 021-2014. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/ProcReg/FijacionCargoRERAutonomo/fijacionCargoRERautonomo2015/INF%20Determinacion%20de%20la%20tarifa%20RER.pdf>.
- QUINTANILLA RODRÍGUEZ, A.M., 2020. *DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AISLADO PARA SUMINISTRAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA LA LOCALIDAD DE PATAHUASI - PAMPA CAÑAHUAS* [en línea]. Arequipa, Perú.: Universidad Católica de Santa María. Disponible en: <http://tesis.ucsm.edu.pe/repositorio/bitstream/handle/UCSM/10422/4L.0364.IM.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- SANDIA NATIONAL LABORATORIES, 1995. *Stand-Alone Photovoltaic Systems: A Handbook of Recommended Design Practices* [en línea]. ALBUQUERQUE, NEW MEXICO: s.n. Disponible en: http://www.rivendellvillage.org/StandAlone_Photovoltaic_Systems.pdf.
- SCHMERLER, D., VELARDE, J.C., RODRIGUEZ, A. y SOLIS, B., 2019. *Energías renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética* [en línea]. Lima, Perú.: s.n. ISBN 978-612-47350-6-. Disponible en: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Energias-Renovables-Experiencia-Perspectivas.pdf.
- SOLAR ENERGY RESEARCH INSTITUTE OF SINGAPORE (SERIS), WORLD BANK GROUP y ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM (ESMAP), 2019a. *Where Sun Meets Water: Floating Solar Hand- book for Practitioners*. [en línea]. Washington, DC:

- s.n. Disponible en:
https://www.esmap.org/where_sun_meets_water_handbook.
- SOLAR ENERGY RESEARCH INSTITUTE OF SINGAPORE (SERIS), WORLD BANK GROUP y ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM (ESMAP), 2019b. *Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report*. [en línea]. Washington, DC: s.n. Disponible en:
https://www.esmap.org/where_sun_meets_water_floating_solar_market_report.
 - SOLAR ENERGY RESEARCH INSTITUTE OF SINGAPORE (SERIS), WORLD BANK GROUP y ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM (ESMAP), 2019c. *Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report—Executive Summary*. [en línea]. Washington, DC: s.n. Disponible en:
<https://www.esmap.org/node/170459>.
 - TAYE, B.Z., NEBEY, A.H. y WORKINEH, T.G., 2020. Design of floating solar PV system for typical household on Debre Mariam Island. En: A. HONRUBIA-ESCRIBANO (ed.), *Cogent Engineering*, vol. 7, no. 1, pp. 1829275. ISSN 2331-1916. DOI 10.1080/23311916.2020.1829275.
 - TIM UMOETTE, A., UBOM, E.A. y UDO FESTUS, M., 2016. Design of Stand-Alone Floating PV System for Ibeno Health Centre. *Science Journal of Energy Engineering*, vol. 4, no. 6, pp. 56. ISSN 2376-810X. DOI 10.11648/j.sjee.20160406.12.
 - VAELLO SANCHO, J.R., 2021. Variaciones de la tensión, intensidad y potencia con la irradiancia y la temperatura. *Variaciones de la tensión, intensidad y potencia con la irradiancia y la temperatura*. [en línea]. Disponible en: <https://automatismoindustrial.com/curso-energia-solar-fotovoltaica/componentes-energia-solar-fotovoltaica/variaciones-de-la-tension-intensidad-y-potencia-con-la-irradiancia-y-la-temperatura/>.
 - ZELAYA AGUILAR, M., 2015. Principios de la Energía Solar Fotovoltaica. , pp. 10.

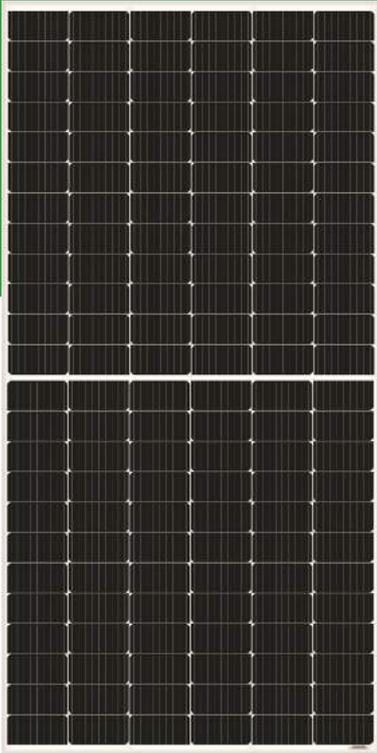
ANEXOS

- Anexo 01: Matriz de consistencia
- Anexo 02 - Especificaciones del módulo AS-6M144-HC
- Anexo 03 - PVGIS - Radiación Mensual La-15.823 Lo-69.972 Año 2005-2015
- Anexo 04 - Clima Isla de los Uros – meteoblue
- Anexo 05 - Cotización Panel Solar Monocristalino 450W 24V AMERISOLAR AS-6M144-HC Merkasol
- Anexo 06 - BYD-Premium-HVS-HVM
- Anexo 07 - Cotización Batería Litio BYD B-Box HVS Premium 10.2kWh
- Anexo 08 - Inversor SMA STP50-41-DS
- Anexo 09 - Cotización Inversor SUNNY TRIPOWER CORE 1 STP 50-40 (SMA) 50kW - Atersa Shop
- Anexo 10 - Controlador Smart Solar MPPT 250V 100A VICTRON
- Anexo 11 - Cotización Controlador Smart Solar MPPT 250V 100A VICTRON
- Anexo 12 - Cable_TOPSOLAR_ZZ-F
- Anexo 13 - Cotización Cable Unifilar 16 mm² Solar ZZ-F Rojo
- Anexo 14 - Esquema del sistema helioscope – sld
- Anexo 15 - Sombreado Shading Report helioscope
- Anexo 16 - Simulación del sistema en helioscope
- Anexo 17 - Diagrama sistema de flotación para paneles solares
- Anexo 18 - Cálculos eléctricos - Datos generales
- Anexo 19 - Perfil de Cargas
- Anexo 20 - Cálculos eléctricos - Perfil horario y Factor de planta
- Anexo 21 - Cálculos eléctricos Modelamiento matemático
- Anexo 22 - Cálculos eléctricos - Dimensionamiento de los equipos FPV
- Anexo 23 - Costos de los equipos del sistema fotovoltaico flotante
- Anexo 24 - Cotización Archer C20 _ Router Inalámbrico AC750 _ TP-Link
- Anexo 25 - Cotización Horno Microondas LG 25 L Negro Hiraoka
- Anexo 26 - Cotización Laptop IdeaPad 3 - 15.6 Intel
- Anexo 27 - Cotización Pack x3 Focos LED Ecohome 10w E27 Luz Fría
- Anexo 28 - Cotización REFRIGERADORA INDURAMA RI-379 250L NO FROST
- Anexo 29 - Cotización SAMSUNG Travel Adapter 25W USB Tipo C
- Anexo 30 - Cotización T4300 HD Smart TV 2020 Samsung Latinoamérica
- Anexo 31 - Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos

ANEXO 01: MATRIZ DE CONSISTENCIA

Título: Diseño de un sistema fotovoltaico flotante para mejorar el acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca en el Perú.

PROBLEMA GENERAL	OBJETIVO GENERAL	HIPÓTESIS GENERAL	OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES			METODOLOGÍA
			X: INDEPENDIENTE	DIMENSIONES	INDICADORES	
¿Cómo el diseño de un sistema fotovoltaico flotante mejora el acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca en el Perú?	Diseñar un sistema fotovoltaico flotante para mejorar el acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca en el Perú.	El diseño de un sistema fotovoltaico flotante mejora significativamente el acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca en el Perú	Diseño de un sistema fotovoltaico flotante	Consumo total de energía eléctrica (kWh)	Cantidad y potencia de equipos a energizar. (W)	Unidad de análisis: Población de las Islas de los Uros. Tipo de Investigación según función del propósito: Aplicada y Tecnológica
				Dimensionamiento del sistema fotovoltaico flotante	Cantidad de equipos a utilizar (un)	
				Potencia instalada	Potencia de la matriz fotovoltaica (W)	
PROBLEMAS ESPECÍFICOS	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	HIPÓTESIS ESPECÍFICAS	Y: DEPENDIENTE	DIMENSIONES	INDICADORES	Nivel de Investigación: Explicativa Naturaleza de los datos e información: Cuantitativo
¿De que manera el consumo total de energía eléctrica determina la demanda energética de la zona?	Evaluar como el consumo total de energía eléctrica determina la demanda energética de la zona.	El consumo total de energía eléctrica determina la demanda energética de la zona.	Acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca en el Perú.	Demanda energética de la zona	Consumo anual de energía eléctrica (kWh)	Diseño: No Experimental Método: Hipotético-Deductivo Periodo temporal: Transversal Tiempo que se efectúa: Sincrónico
¿Cómo el dimensionamiento del sistema fotovoltaico flotante mejora la capacidad del servicio eléctrico en la zona?	Determinar como el dimensionamiento del sistema fotovoltaico flotante mejora la capacidad del servicio eléctrico en la zona.	El dimensionamiento del sistema fotovoltaico flotante mejora notablemente la capacidad del servicio eléctrico en la zona.		Capacidad del servicio eléctrico en la zona	Cantidad de paneles solares instalados (un)	
¿Cómo la potencia instalada impacta en el costo del sistema fotovoltaico flotante?	Determinar como la potencia instalada impacta en el costo del sistema fotovoltaico flotante.	La potencia instalada impacta considerablemente en el costo del sistema fotovoltaico flotante		Costo del sistema fotovoltaico flotante	Costos de los equipos del sistema (USD)	



AS-6M144-HC

430W~450W

MONOCRYSTALLINE MODULE

ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

- High module conversion efficiency up to 20.37% by using innovative Half-cell design and Multi-busbar(MBB) cell technology.
- Low temperature coefficient and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- High reliability against extreme environmental conditions (passing salt mist, ammonia and hail tests).
- Potential induced degradation (PID) resistance.
- Positive power tolerance of 0 ~ +3 %.

CERTIFICATIONS

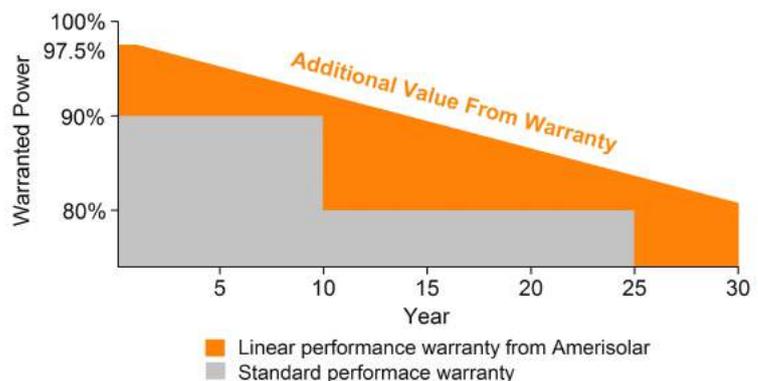


- IEC 61215, IEC 61730, UL 1703, IEC 62716, IEC 61701, IEC TS 62804, CE, CQC
- ISO 9001:2015: Quality management system
- ISO 14001:2015: Environmental management system
- ISO 45001:2018: Occupational health and safety management system

SPECIAL WARRANTY

- 20 years product warranty
- 30 years linear power output warranty

Passionately
committed to
delivering innovative
energy solution



ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC

Maximum Power (P_{max})	430W	435W	440W	445W	450W
Open Circuit Voltage (V_{OC})	48.4V	49.6V	49.8V	50.0V	50.2V
Short Circuit Current (I_{SC})	11.04A	11.10A	11.16A	11.22A	11.28A
Voltage at Maximum Power (V_{mp})	41.0V	41.2V	41.4V	41.6V	41.8V
Current at Maximum Power (I_{mp})	10.49A	10.56A	10.63A	10.70A	10.77A
Module Efficiency (%)	19.46	19.69	19.92	20.14	20.37
Operating Temperature	-40°C to +85°C				
Maximum System Voltage	1000V DC/1500V DC				
Fire Resistance Rating	Type 1(in accordance with UL1703)/Class C(IEC61730)				
Maximum Series Fuse Rating	20A				

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT

Maximum Power (P_{max})	319W	323W	327W	331W	335W
Open Circuit Voltage (V_{OC})	45.4V	45.6V	45.8V	46.0V	46.2V
Short Circuit Current (I_{SC})	8.94A	8.99A	9.04A	9.09A	9.14A
Voltage at Maximum Power (V_{mp})	37.2V	37.4V	37.6V	37.8V	38.0V
Current at Maximum Power (I_{mp})	8.58A	8.64A	8.70A	8.76A	8.82A

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell type	Monocrystalline PERC 166*83mm
Number of cells	144 (6x24)
Module dimensions	2108x1048x40mm (82.99x41.26x1.57inches)
Weight	24kg (52.9lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP68, 3 diodes
Cable	4mm ² (0.006inches ²), Portrait: 300mm (11.81inches); Landscape: 1400mm (55.12inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

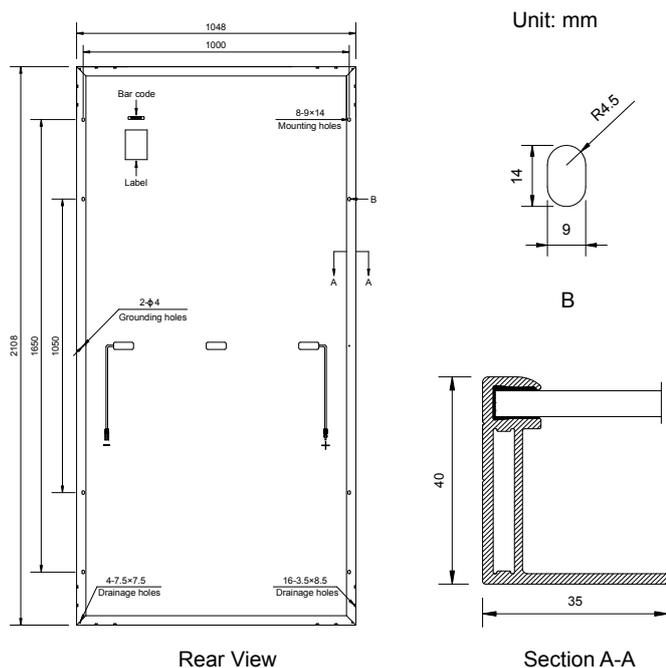
TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	43°C±2°C
Temperature Coefficients of P_{max}	-0.36%/°C
Temperature Coefficients of V_{OC}	-0.28%/°C
Temperature Coefficients of I_{SC}	0.05%/°C

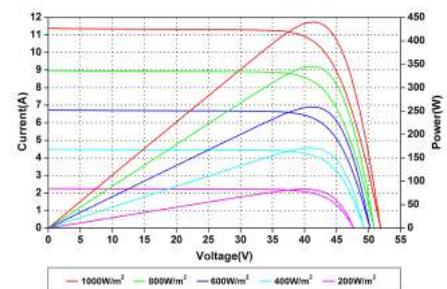
PACKAGING

Standard packaging	27pcs/pallet
Module quantity per 20' container	135pcs
Module quantity per 40' container	594pcs

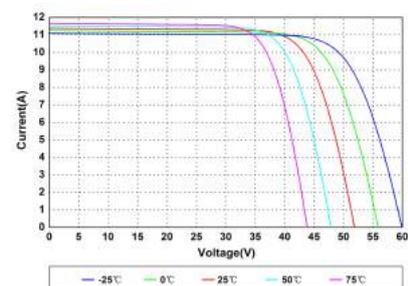
ENGINEERING DRAWINGS



IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

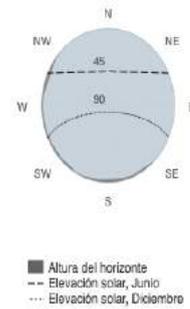
Datos mensuales de irradiación

PVGIS-5 base de datos de irradiación geoespacial

Datos proporcionados

Latitud/Longitud:	-15.823, -69.972
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-NSRDB
Año inicial:	2005
Año final:	2015
Variables incluidas en este informe:	
Irradiación global horizontal:	Si
Irradiación directa normal:	No
Irradiación global con el ángulo óptimo:	No
Irradiación global con el ángulo 15°:	No
Ratio difusa/global:	Si
Temperatura media:	Si

Perfil del horizonte:



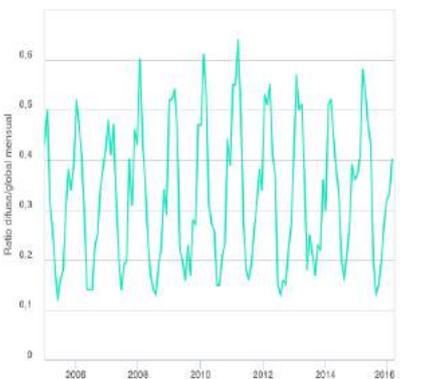
Irradiación solar mensual



Irradiación global horizontal

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Enero	228.28	209.88	220.69	205.8	227	198.97	223.57	217.98	213.21	215.75	205.58
Febrero	185.81	202.54	203.35	204.35	185.9	182.43	173.43	193.81	191.64	208.33	190.33
Marzo	221.71	208.5	194.7	216.2	204.08	220.64	196.33	210.02	216.77	221.07	202.81
Abril	200.52	183.88	186.9	201.35	194.64	195.94	199.57	182.32	207.88	189.24	167
Mayo	189.84	193.97	180.94	184.01	183.28	175.23	182.55	190.73	176.91	184.58	184.04
Junio	177.26	172.73	171.57	172.96	172.88	170.45	168.86	172.01	159.97	169.75	174.2
Julio	183.97	188.76	176.57	187.79	171.21	186.56	176.18	182.73	180.06	174.43	182.96
Agosto	210.63	194.72	203.09	205.12	211.16	202.34	197.78	211.98	198.46	189.61	200.55
Septiembre	203.07	218.68	191.33	221.34	208.34	218.6	204.2	131.87	227.55	191.56	214.42
Octubre	227.39	235.57	237.94	228.21	241.32	222.37	230.13	248.87	233.66	227.14	231.84
Noviembre	240.53	228.2	229.59	244.04	215.75	239.16	229.6	233.96	244.37	233.16	234.25
Diciembre	238.67	236.77	231.8	212.82	217.25	215.55	202.32	221.03	221.82	233.49	234.54

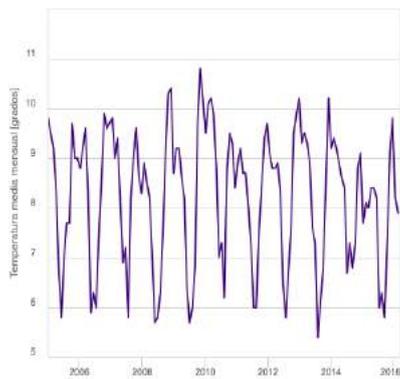
Ratio difusa a global medio mensual



Ratio difusa/global

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Enero	0.43	0.52	0.48	0.6	0.52	0.61	0.55	0.51	0.5	0.52	0.58
Febrero	0.5	0.47	0.41	0.43	0.54	0.53	0.64	0.55	0.51	0.45	0.54
Marzo	0.31	0.41	0.47	0.35	0.46	0.31	0.5	0.41	0.37	0.38	0.47
Abril	0.26	0.29	0.32	0.24	0.22	0.27	0.27	0.37	0.18	0.33	0.43
Mayo	0.18	0.14	0.2	0.17	0.2	0.26	0.18	0.15	0.25	0.2	0.2
Junio	0.12	0.14	0.14	0.14	0.16	0.15	0.16	0.13	0.21	0.16	0.13
Julio	0.16	0.14	0.19	0.13	0.23	0.15	0.19	0.16	0.17	0.21	0.15
Agosto	0.18	0.23	0.2	0.19	0.17	0.21	0.26	0.15	0.23	0.27	0.2
Septiembre	0.3	0.25	0.4	0.22	0.28	0.23	0.31	0.22	0.22	0.39	0.27
Octubre	0.38	0.34	0.31	0.34	0.27	0.44	0.38	0.27	0.36	0.36	0.32
Noviembre	0.34	0.38	0.46	0.29	0.47	0.39	0.34	0.41	0.3	0.37	0.33
Diciembre	0.39	0.42	0.43	0.52	0.47	0.55	0.53	0.57	0.51	0.41	0.4

Temperatura media mensual



Temperatura media mensual

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Enero	9.8	8.8	9.8	8.9	9.2	10.1	9.2	8.8	9.5	9.2	8
Febrero	9.5	9.2	9	8.5	9.2	10.2	8.7	8.8	9.3	8.9	8.4
Marzo	9.2	9.6	9.4	8.2	8.6	9.9	8.7	8.9	8.9	8.6	8.4
Abril	8.3	8.3	8.2	7	8.2	8.8	8	8.3	7.6	8.4	8.2
Mayo	6.7	5.9	6.9	5.7	6.4	7	7.2	6.5	7.3	6.7	6
Junio	5.8	6.3	7.2	5.8	5.7	7.3	6	5.8	5.4	7.3	6.3
Julio	7	6	5.8	6.3	6	6.2	6	6.7	6.1	6.8	5.8
Agosto	7.7	7.4	8.2	7.5	6.8	8.8	7.6	7.6	6.8	7.3	7.4
Septiembre	7.7	8.6	9	9.1	9.7	9.5	8.5	9.5	8.4	8.8	9.1
Octubre	9.7	9.9	9.6	10.3	10.8	9.3	9.4	9.9	10.2	9.1	9.8
Noviembre	9	9.6	8.6	10.4	10.2	8.4	9.7	10.2	9.2	7.7	8.2
Diciembre	9	9.7	8.3	8.7	9.5	8.9	9.1	9.3	9.4	8.1	7.9



0:00

Clima Isla de los Uros

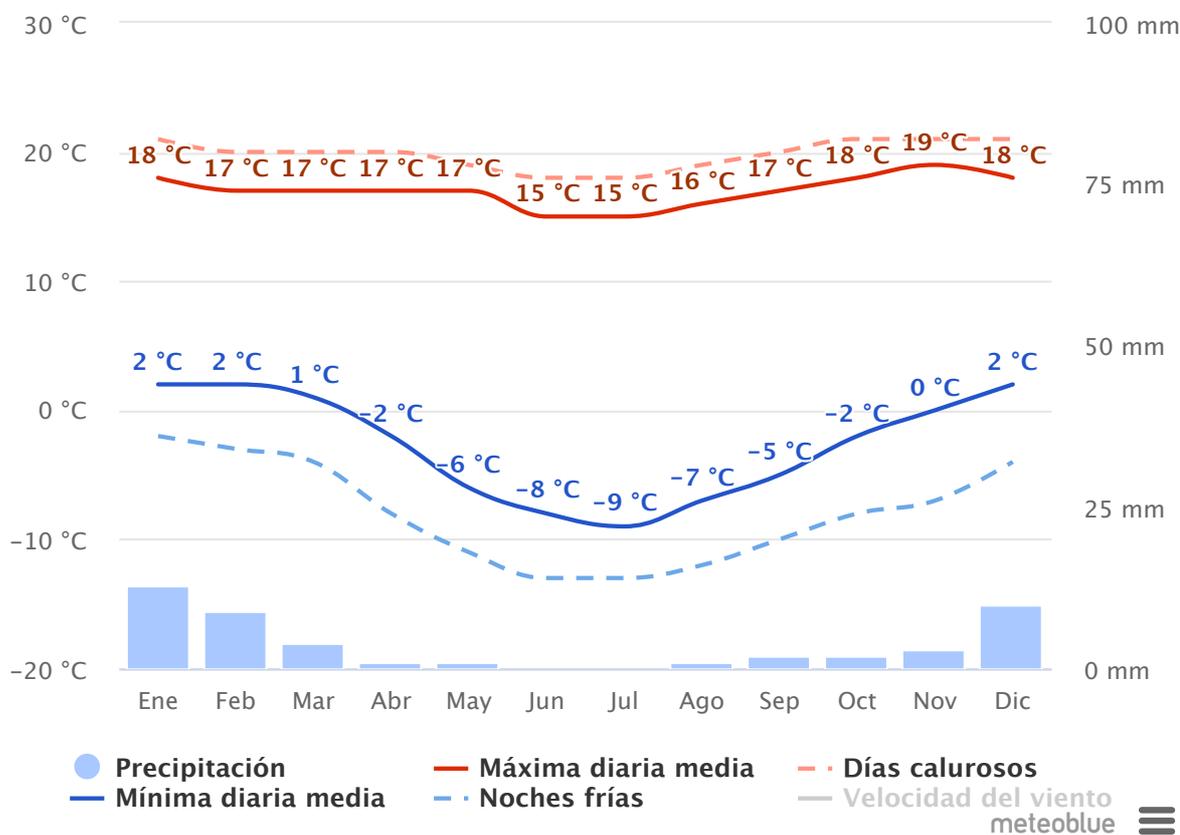
Puno, Perú, 15.82°S 69.97°O, 3810m s.n.m.

Los diagramas climáticos de meteoblue se basan en 30 años de simulaciones de modelos meteorológicos por hora y están disponibles para todos los lugares de la Tierra. Ofrecen buenas indicaciones de los patrones climáticos típicos y de las condiciones esperadas (temperatura, precipitación, insolación y viento). Los datos meteorológicos simulados tienen una resolución espacial de aproximadamente 30 km y es posible que no reproduzcan todos los efectos meteorológicos locales, como las tormentas, los vientos locales o los tornados, ni las diferencias locales que se producen en las zonas urbanas, montañosas o costeras.

Usted puede explorar el clima para cualquier lugar como la [selva amazónica](#), [sabana de África Occidental](#), [el Desierto del Sahara](#), [la tundra de Siberia](#) o el [Himalaya](#).

30 años de datos meteorológicos históricos por hora para Isla de los Uros se pueden comprar con [history+](#). Descargue variables como la temperatura, viento, nubes y precipitación como CSV para cualquier lugar de la Tierra. Las 2 últimas semanas de datos meteorológicos pasados para Isla de los Uros están disponibles para evaluación gratuita [aquí](#).

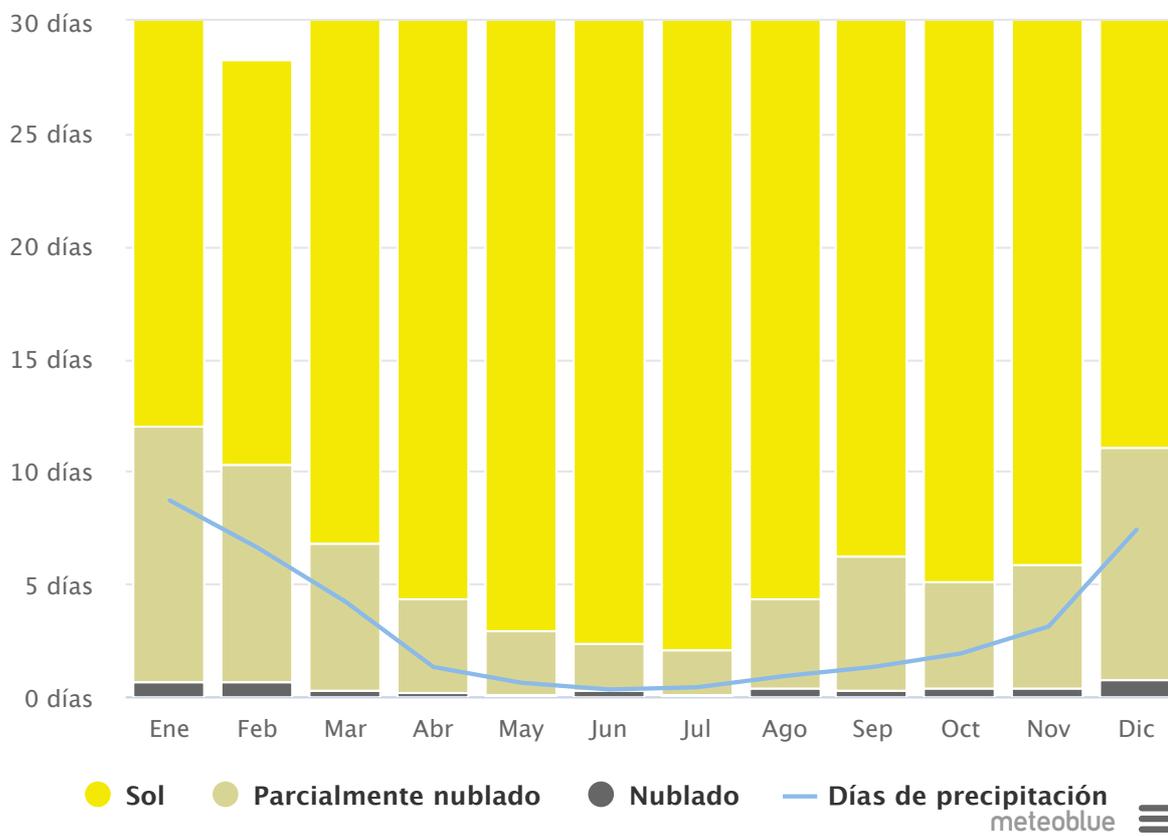
Temperaturas medias y precipitaciones



La "máxima diaria media" (línea roja continua) muestra la media de la temperatura máxima de un día por cada mes de Isla de los Uros. Del mismo modo, "mínimo diaria media" (línea azul continua) muestra la media de la temperatura mínima. Los días calurosos y noches frías (líneas azules y rojas discontinuas) muestran la media del día más caliente y noche más fría de cada mes en los últimos 30 años. Para la planificación de las vacaciones, usted puede esperar temperaturas medias, y estar preparado para días más cálidos y más fríos. Las velocidades del viento no se visualizan normalmente, pero se pueden ajustar en la parte inferior de la gráfica.

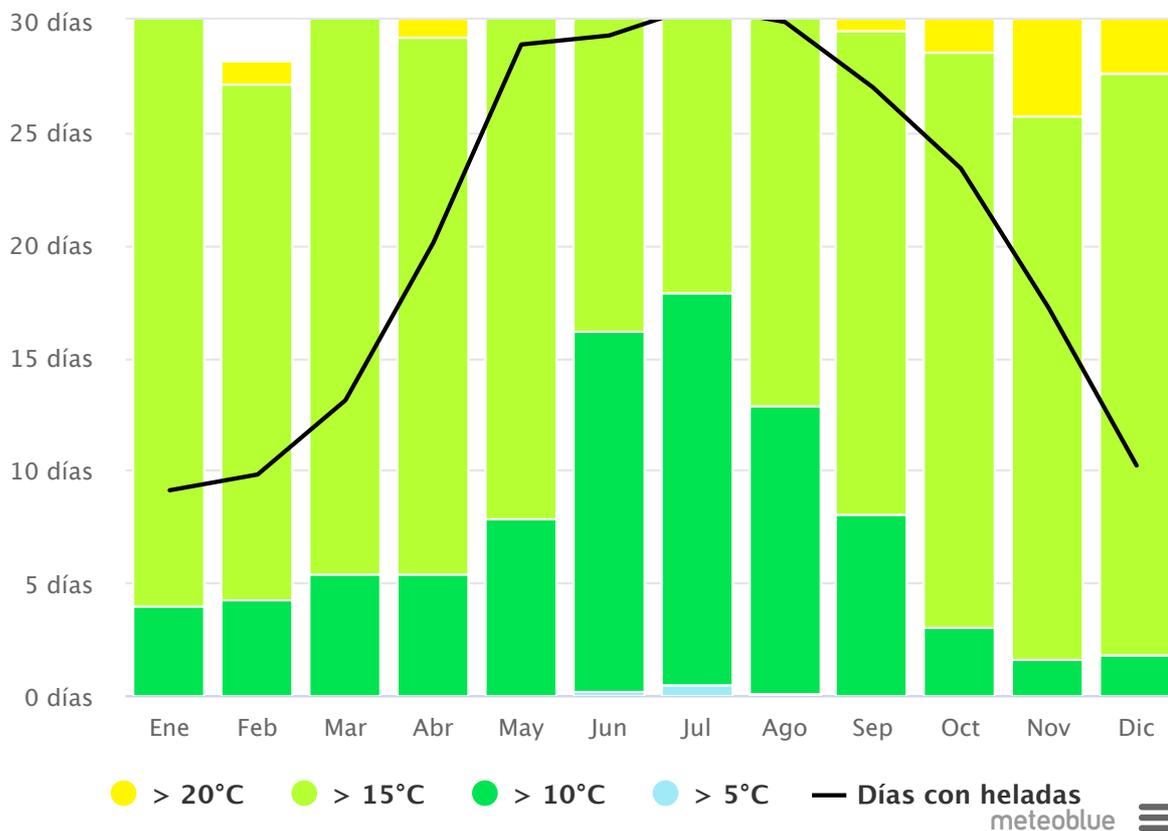
El gráfico de la precipitación es útil para la planificación de los efectos estacionales, como clima de monzón en India o temporada de lluvias en África. Precipitaciones mensuales por encima de 150 milímetros son en su mayoría húmedas, por debajo de 30 milímetros en la mayor parte secadas. Nota: Las cantidades de precipitación simulada en las regiones tropicales y terrenos complejos tienden a ser más pequeñas que las mediciones locales.

Cielo nublado, sol y días de precipitación



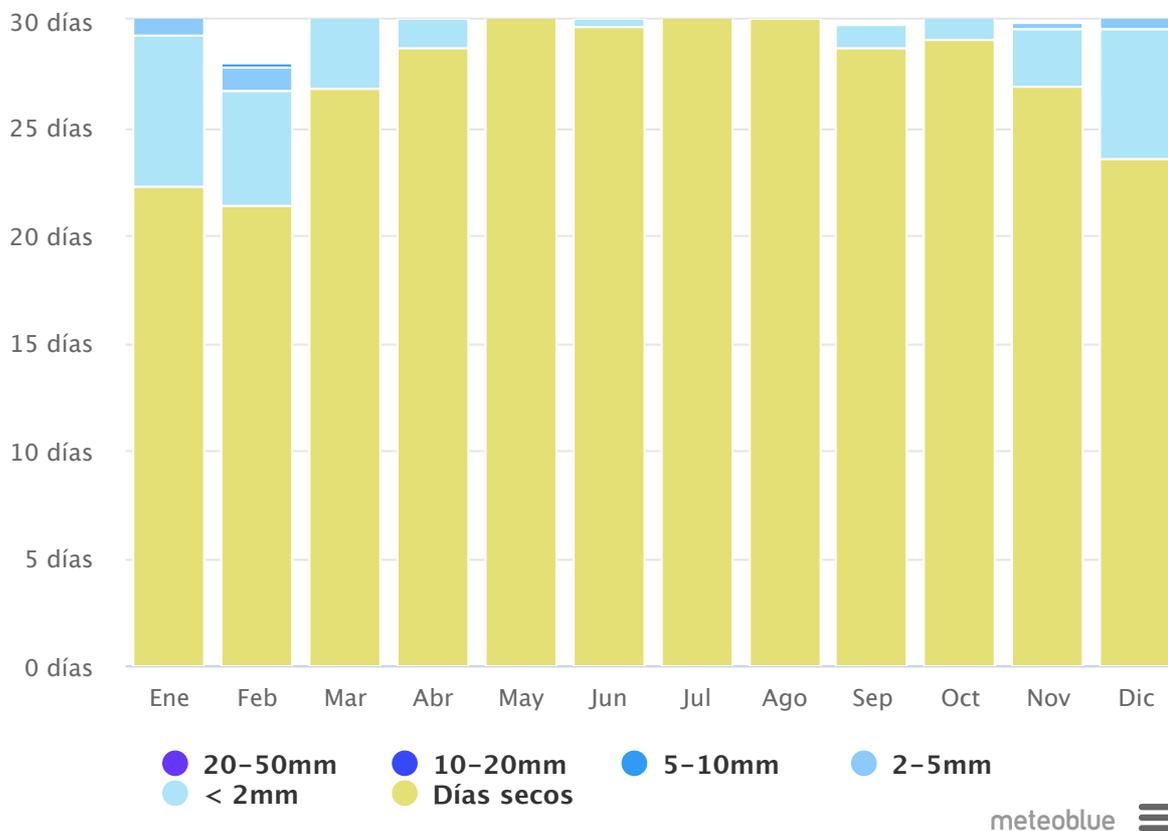
Nota: En los climas tropicales, como en Malasia o Indonesia, el número de días de precipitación puede ser sobrestimado por un factor de hasta 2.

Temperaturas máximas



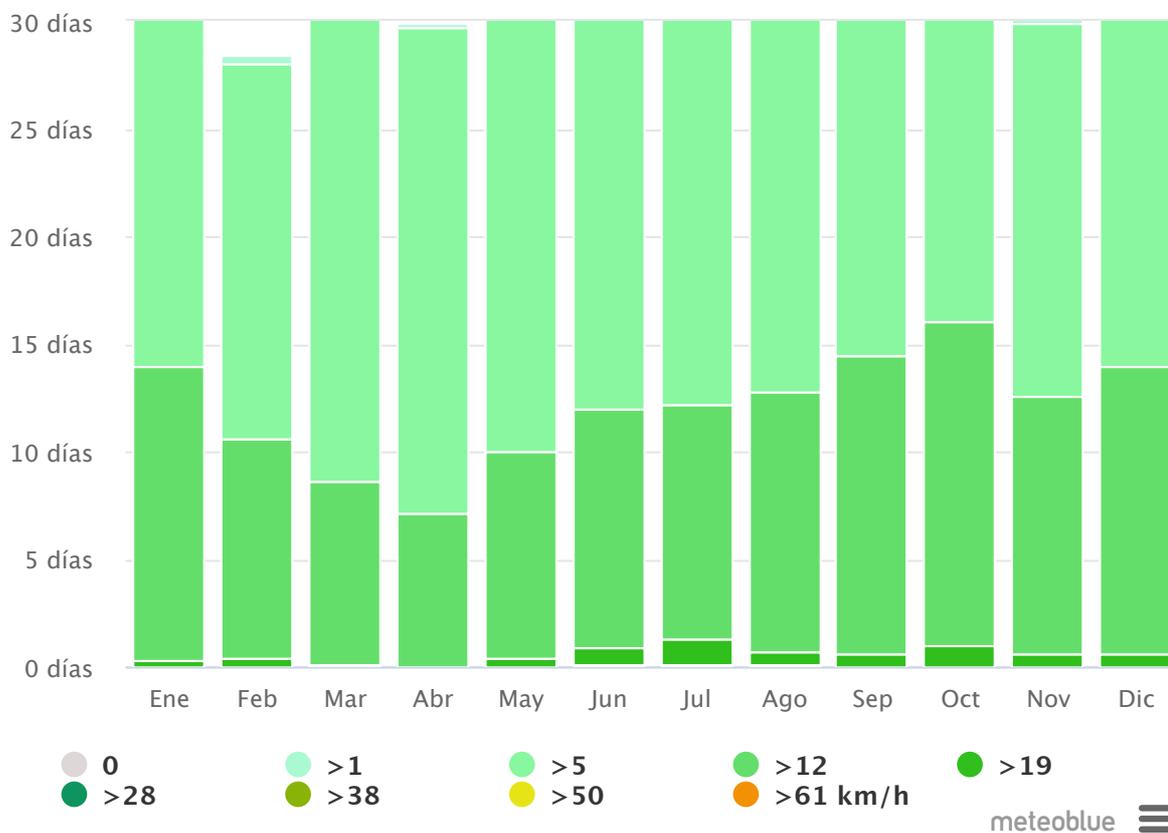
El diagrama de la temperatura máxima en Isla de los Uros muestra cuántos días al mes llegan a ciertas temperaturas. Dubai, una de las ciudades más calientes del mundo, no tiene casi ningún día por debajo de 40°C en Julio. También puede ver fríos inviernos en Mosco con algunos días que ni siquiera llegan a -10°C como máxima diaria.

Cantidad de precipitación



El diagrama de precipitación para Isla de los Uros muestra cuántos días al mes, se alcanzan ciertas cantidades de precipitación. En los climas tropicales y los monzones, los valores pueden ser subestimados.

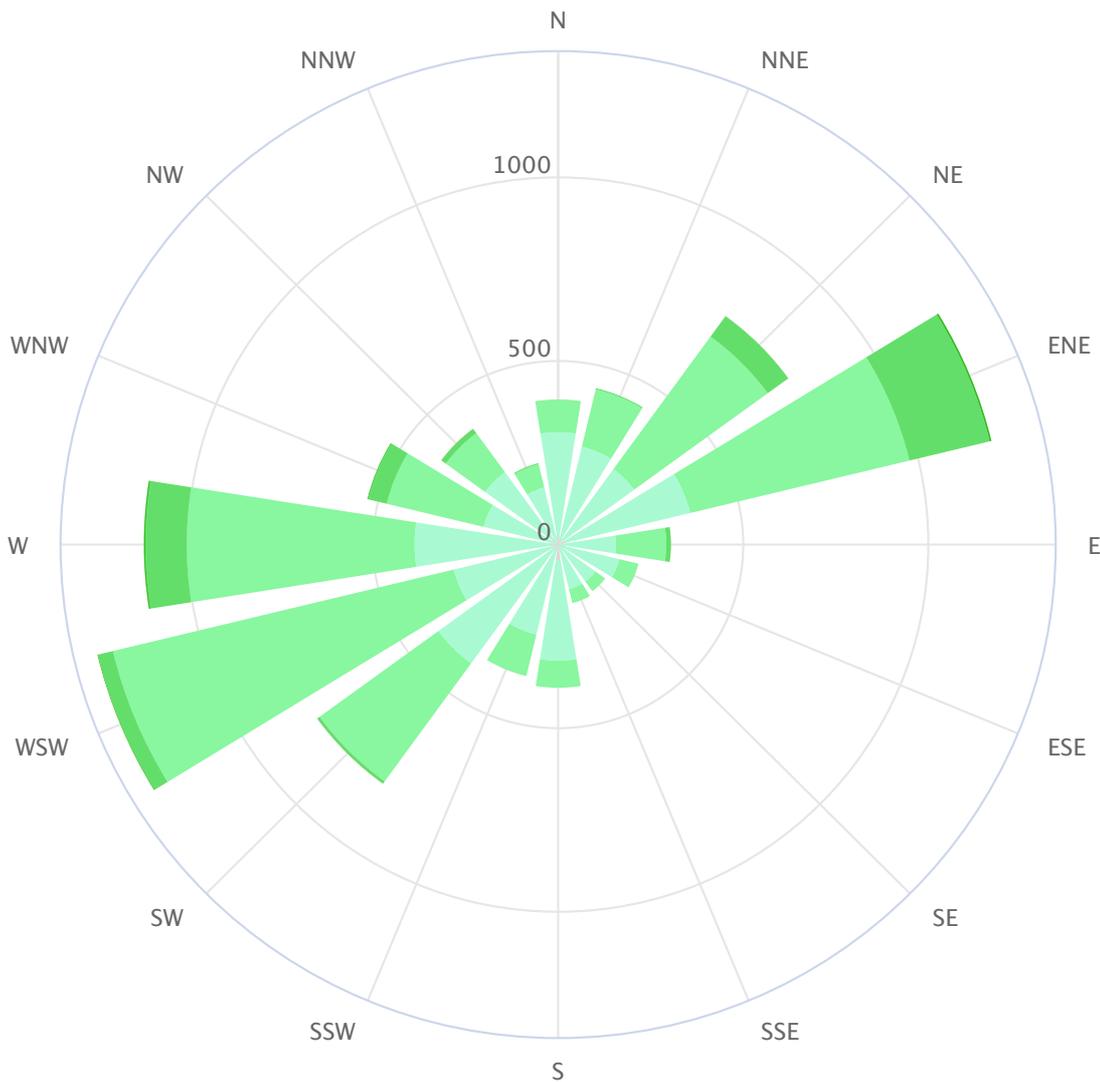
Velocidad del viento



El diagrama de Isla de los Uros muestra los días por mes, durante los cuales el viento alcanza una cierta velocidad. Un ejemplo interesante es la meseta tibetana, donde el monzón crea vientos fuertes y regulares de Diciembre a Abril y vientos tranquilos de Junio a Octubre.

Las unidades de velocidad del viento se pueden cambiar en las preferencias (arriba a la derecha).

Rosa de los vientos



La Rosa de los Vientos para Isla de los Uros muestra el número de horas al año que el viento sopla en la dirección indicada. Ejemplo SO: El viento está soplando desde el Suroeste (SO) para el Noreste (NE). Cabo de Hornos, el punto de la Tierra más meridional de América del Sur, tiene un fuerte viento característico del Oeste, lo cual hace los cruces de Este a Oeste muy difícil, especialmente para los barcos de vela.

Informaciones generales

Desde 2007, meteoblue ha archivado datos del modelo meteorológico. En 2014 empezamos a calcular modelos meteorológicos con los datos históricos a partir de 1985 y generamos una continua historia global de 30 años con datos meteorológicos por hora. Los diagramas climáticos son el primero

conjunto de datos de clima simulados hecho públicos en la Internet. Nuestra historia meteorológica cubre cualquier lugar de la tierra en cualquier momento, independientemente de la disponibilidad de las estaciones meteorológicas.

Los datos proceden de nuestro modelo meteorológico global NEMS con una resolución de aproximadamente 30 km y no pueden reproducir en detalle los efectos meteorológicos locales, como las islas de calor, los flujos de aire frío, las tormentas eléctricas o los tornados. Para lugares y eventos que requieren una precisión muy alta (como la generación de energía, los seguros, el urbanismo, etc.), ofrecemos simulaciones de alta resolución con datos horarios a través de [punto+](#), [historia+](#) y nuestra [API](#).

Licencia

Estos datos pueden ser utilizados bajo la licencia Creative Commons "Attribution + Non-commercial (BY-NC)". Cualquier uso comercial es ilegal.

Síguenos



Imprimir esta página



Panel Solar Monocristalino 450W 24V AMERISOLAR AS-6M144-HC PERC 144 Células Half-Cell

En existencias
se puede enviar en 2-3 días

Precio anterior 217,80-€

186,04 €

Monocrystalline Solar Panel 450W 24V AMERISOLAR AS-6M144-HC PERC 166 Células Half-Cell

ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

- High module conversion efficiency up to 20.37% by using innovative Half-cell design and Multi-busbar(MBB) cell technology.
- Low temperature coefficient and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- High reliability against extreme environmental conditions (passing salt mist, ammonia and hail tests).
- Potential induced degradation (PID) resistance.
- Positive power tolerance of 0 ~ +3 %.

CERTIFICATIONS

- IEC 61215, IEC 61730, UL 1703, IEC 62716, IEC 61701, IEC TS 62804, CE, CQC
- ISO 9001:2015: Quality management system



Protección al Comprador



Bueno
4.16/5.00

Utilizamos cookies propias y de terceros para realizar el análisis de la navegación de usted continúa navegando por esta página, consideramos que acepta su uso. Puede configurar u obtener más información [aquí](#).

Aceptar

- Maximum Power (Pmax) 450W
- Open Circuit Voltage (VOC) 50.2V
- Short Circuit Current (ISC) 11.28A
- Voltage at Maximum Power (Vmp) 41.8V
- Current at Maximum Power (Imp) 10.77A
- Module Efficiency (%) 20.37
- Operating Temperature -40°C to +85°C
- Maximum System Voltage /1500V DC
- Fire Resistance Rating Type 1(in accordance with UL1703)/Class C(IEC61730)
- Maximum Series Fuse Rating 20A
- STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT

- Maximum Power (Pmax) 335W
- Open Circuit Voltage (VOC) 46.2V
- Short Circuit Current (ISC) 9.14A
- Voltage at Maximum Power (Vmp) 38.0V
- Current at Maximum Power (Imp) 8.82A
- NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS

- Cell type Monocrystalline PERC 166*83mm
- Number of cells 144 (6x24)
- Module dimensions 2108x1048x40mm (82.99x41.26x1.57inches)
- Weight 24kg (52.9lbs)
- Front cover 3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating

- Frame Anodized aluminum alloy
- Junction box IP68, 3 diodes
- Cable 4mm² (0.006inches²), Portrait: 300mm (11.81inches);
- Landscape: 1400mm (55.12inches)
- Connector MC4 or MC4 compatible

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

- Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) 43°C±2°C
- Temperature Coefficients of Pmax -0.36%/°C
- Temperature Coefficients of VOC -0.28%/°C
- Temperature Coefficients of ISC 0.05%/°C

PACKAGING

- Standard packaging 27pcs/pallet
- Module quantity per 20' container 135pcs
- Module quantity per 40' container 594pcs

Información de producto adicional

Manual	
--------	--

BATTERY-BOX PREMIUM HVS / HVM

- Capacidad de Backup de Alta Potencia y de Off-Grid (aislada)
- La Más Eficiente Gracias a ser un Alto Voltaje Rea por la Conexión en Serie
- Diseño Pulgín Patentado Sin Cables Internos que permite Máxima Flexibilidad e Instalación Sencilla
- Libre de Cobalto. Litio Fosfato de Hierro (LFP): Máxima Seguridad, Ciclos de Vida y Potencia
- Compatible con Inversores Líderes en el Mercado Mono y Trifásicos
- Dos Modelos Disponibles para Cubrir un Amplio Rango de Demanda y Proyectos
- Más Altos Estándares de Seguridad como VDE2510-50



BATTERY-BOX PREMIUM HVS

BYD Battery-Box Premium HVS se compone de 2 a 5 módulos HVS conectados en serie para ofrecer un rango de capacidad útil de 5.1 kWh hasta 12.8 kWh.

Adicionalmente, desde el inicio es posible conexión directa en paralelo hasta un máximo de 3 torres HVS con el mismo número de módulos lo que permite alcanzar 38.4 kWh.

Es posible añadir módulos HVS para ampliar el sistema para cubrir necesidades futuras.



BATTERY-BOX PREMIUM HVM

BYD Battery-Box Premium HVM se compone de 3 a 8 módulos HVM conectados en serie para ofrecer un rango de capacidad útil de 8.3 kWh hasta 22.1 kWh.

Adicionalmente, desde el inicio es posible la conexión directa en paralelo hasta un máximo de 3 torres HVM con el mismo número de módulos lo que permite alcanzar 66.3 kWh.

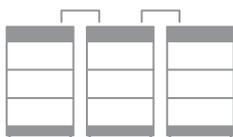
Es posible añadir módulos HVM para ampliar el sistema para cubrir necesidades futuras.



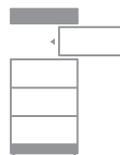
FLEXIBLE, EFICIENTE, SIMPLE



Conexión Plugín
Sin cables internos



5.1 - 66.2 kWh
Capacidad Diseñada para Cada Aplicación



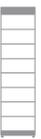
Ampliación en Cualquier Momento
Sencilla Adaptación a Necesidades Futuras



Alta Potencia
Potencia para Cada Aplicación

PARÁMETROS TÉCNICOS PREMIUM HVS / HVM

	 HVS 5.1	 HVS 7.7	 HVS 10.2	 HVS 12.8
Módulo	HVS (2.56 kWh, 102.4 V, 38 kg)			
Número de módulos	2	3	4	5
Energía Utilizable [1]	5.12 kWh	7.68 kWh	10.24 kWh	12.8 kWh
Máx. Corriente de Salida [2]	25 A	25 A	25 A	25 A
Corriente de salida pico [2]	50 A, 5 s	50 A, 5 s	50 A, 5 s	50 A, 5 s
Voltaje Nominal	204 V	307 V	409 V	512 V
Voltaje Operativo	160~240 V	240~360 V	320~480 V	400~600 V
Dimensiones (H/W/D)	712x585x298 mm	945x585x298 mm	1178x585x298 mm	1411x585x298 mm
Peso	91 kg	129 kg	167 kg	205 kg

	 HVM 8.3	 HVM 11.0	 HVM 13.8	 HVM 16.6	 HVM 19.3	 HVM 22.1
Módulo	HVM (2.76 kWh, 51.2 V, 38 kg)					
Número de módulos	3	4	5	6	7	8
Energía Utilizable [1]	8.28 kWh	11.04 kWh	13.80 kWh	16.56 kWh	19.32 kWh	22.08 kWh
Máx. Corriente de Salida [2]	50 A	50 A	50 A	50 A	50 A	50 A
Corriente de salida pico [2]	75 A, 5 s	75 A, 5 s	75 A, 5 s	75 A, 5 s	75 A, 5 s	75 A, 5 s
Voltaje Nominal	153 V	204 V	256 V	307 V	358 V	409 V
Voltaje Operativo	120~180 V	160~240 V	200~300 V	240~360 V	280~420 V	320~480 V
Dimensiones (H/W/D)	945 x 585 x 298 mm	1178 x 585 x 298 mm	1411 x 585 x 298 mm	1644 x 585 x 298 mm	1877 x 585 x 298 mm	2110 x 585 x 298 mm
Peso	129 kg	167 kg	205 kg	243 kg	281 kg	319 kg

HVS & HVM

Temperatura Operativa	-10 °C to +50°C
Tecnología de Celda	Litio Fosfato de Hierro (libre de Cobalto)
Comunicación	CAN/RS485
Protección IP	IP55
Eficiencia Ida/Vuelta	≥96%
Certificados	VDE2510-50 / IEC62619 / CEC / CE / UN38.3
Aplicaciones	ON Grid / ON Grid + Backup / OFF Grid
Garantía [3]	10 Años
Inversores Compatibles	Consulte la Lista de Configuración Mínima e Inversores Compatibles de Battery-Box Premium

[1] Energía Utilizable en CC. Condiciones de Test: 100% DO, 0.2C carga & descarga a 25°C. La energía utilizable puede variar con el inversor que se utilice

[2] Derating de corriente de carga ocurre desde -10°C a +5°C

[3] Aplican condiciones. Consulte la Carta de Garantía de BYD Battery-Box Premium





(01) 715
1357

Comercial: 993 943 927
963 812 578
945 457 588
984 435 735
956 262 497
983 598 243

autosolar@autosolar.pe

SECCIÓN ENERGÍA SOLAR

Kits Solares Fotovoltaicos ▶

Kits Bombeo Agua Solar ▶

Paneles Solares ▶

Soportes Paneles Solares ▶

Baterías Solares

Baterías Plomo Ácido Abierto ▶

Baterías AGM ▶

Baterías de GEL ▶

Acumuladores Estacionarios ▶

Baterías de Litio

Accesorios de Baterías

Inversores Solares ▶

Controladores de Carga ▶

Cargador de Baterías ▶

Cargador auto eléctrico

Iluminación

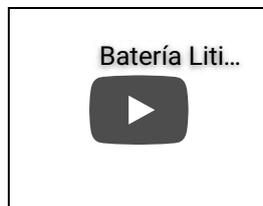
Generadores ▶

Accesorios ▶

Batería Litio BYD B-Box HVS Premium 10.2kWh



Sin stock



S/.53.100,00

Envío: **Envío gratuito a provincias!**

Fabricante: **BYD** | Cod. Artículo: 1881474

Cantidad:

Plazo de envío y garantía



Contactar vía WhatsApp

La Batería Litio BYD B-Box HVS Premium 10.2kWh es el nuevo acumulador de Ferrofosfato de Litio del conocido fabricante BYD. Esta nueva gama, junto con los modelos HVM sustituye a los modelos clásicos HV. Está preparada para trabajar tanto en aisladas como en autoconsumo y reúne una serie de características muy interesantes para nuestra instalación solar.

Descripción	Ficha Técnica	Opiniones (0)	Preguntas (0)
-------------	---------------	---------------	---------------

Batería Litio BYD B-Box HVS Premium 10.2kWh

Ficha técnica Batería Litio BYD B-Box HVS Premium 10.2kWh

[Ver Ficha técnica Batería Litio BYD B-Box HVS Premium 10.2](#)

Propiedades técnicas de Batería Litio BYD B-Box HVS Premium 10.2

El **acumulador eléctrico Litio BYD B-Box HVS Premium 10.2kWh** del fabricante chino BYD es un modelo de batería de litio de tensión eléctrica elevada, que reemplaza a la precedente gama HV, La actual gama B-Box Premium HVS implica un perfeccionamiento de propiedades muy significativas para este tipo de batería. La tecnología de producción de la Batería Litio BYD B-Box HVS Premium 10.2kWh es LiFePo (acumulador eléctrico de ferrofosfato de litio) libre de Cobalto.

Este tipo de acumulador B-Box de 10.2kWh posee con el apoyo inferior, cuatro módulos acumuladores y el BMS en su parte más elevada que funciona como administrador del acumulador. Esto le confiere las siguientes propiedades técnicas:

Energía utilizable: 10.24kWh.

Número de módulos: 4.

Voltaje nominal: 409V.

Rango de voltaje operativo: 320 a 480V.

Corriente máxima de salida: 25A.

[Dejar un mensaje](#)

PIDA COTIZACIÓN

PERSONALIZADA Y
OBTENGA UN
**DESCUENTO
EXCLUSIVO**

Nombre *

Email *

Teléfono

¿Qué necesito?

Mensaje

ENVIAR

ENTREGAMOS GRATIS A PROVINCIAS DEL PERÚ

ENVÍO GRATUITO A DELEGACIÓN DE
TRANSPORTE EN PROVINCIAS A PARTIR
DE S./500 SOLO PARA PEDIDOS
REALIZADOS EN LA WEB

IGV INCLUIDO

PRECIOS FINALES SIN SORPRESAS

autosolar.pe:

(42 Opiniones)

INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS



Corriente de salida pico: 50A durante 5 segundos.

Peso: 167Kg.

Este tipo de acumulador es extensible con desde 1 módulo adicional hasta un máximo de 5. Con esto lograremos el modelo de 12.8kWh y que funcionará a una tensión eléctrica nominal de 512V.

El **acumulador de litio BYD B-Box HVS Premium 10.2kWh** posee compatibilidad con las marcas más populares actualmente de transformadores eléctricos tanto monofásicos como trifásicos. Su voltaje de funcionamiento es de elevada tensión eléctrica, pero también está diseñado para trabajar en aislada y consumo propio según el modelo de transformador al que esté unido. La gama HVS está formada con de 2 a 5 módulos entre los que se establece conexión en serie y nos posibilita configurar un acumulador entre 5.12 y 12.8kWh. En un principio es posible realizar la conexión de forma directa en paralelo hasta tres torres de modelo HVS para un almacenaje total de 38.4kWh, por lo que poseeremos una elevada adaptabilidad para nuestras instalaciones actuales y futuras. La gama precedente HV, además de esta Battery-Box Premium HVS también se clasifica en los diseños Battery-Box Premium HVM con un conjunto de propiedades diferentes como una cantidad más elevada permitida de apilación de módulos y una tasa de descarga más alta, entre otras disparidades.

	HV	HVS	HVM
Patentado Plug-In Design sin Cables	✓	✓	✓
ON-Grid & Backup	✓	✓	✓
OFF-Grid	✗	✓	✓
Módulo	1.28 kWh 580x380x120mm, 26 kg, 51.2 V	2.56 kWh 585x298x238mm, 38 kg, 102.4 V	2.76 kWh 585x298x238mm, 38 kg, 51.2 V
Comparativa dimensiones	H10.2: 580 x 380 x 1254 mm	HVS 10.2: 585 x 298 x 1178 mm	HVM 11.0: 585 x 298 x 1178 mm
Indicador LED luminoso de estado	✗	✓	✓
Rango de Capacidad	5.1 - 11.5 kWh	5.1 - 12.8 kWh Paralelo directo 3 sist.: 38.4 kWh	8.3 - 22.1 kWh Paralelo directo 3 sist.: 65.1 kWh
Estándares de Seguridad	IEC62619 / CE / RCM / UN38.3	VDE2510-50 / IEC62619 / CEC / CE / UN38.3	VDE2510-50 / IEC62619 / CEC / CE / UN38.3
Cableado al inversor	Abrir completamente la BCU para acceder a puertos de cableado	Area especifica dedicada a conexiones	Area especifica dedicada a conexiones
Puerto de comunicación con inversor	PINs	PINs / Cable Ethernet	PINs / Cable Ethernet
Encablaje entre módulos	Gancho	Tornillo	Tornillo
Derating de corriente de carga	A +10 °C	A +5 °C	A +5 °C

Montaje y puesta en marcha de Batería Litio BYD B-Box HVS Premium 10.2kWh

Uno de los beneficios más destacables de **Batería Litio BYD B-Box HVS Premium 10.2kWh** es que posibilita ser montada de manera apilable, sin requerir ningún tipo de armario y sin conexiones por cable entre los módulos. Es posible dividir una instalación con dos módulos y gradualmente ir aumentando según nuestros requerimientos individuales. Exclusivamente habrá que tener presente que el transformador debe ser compatible con las ampliaciones que queramos realizar, ya que con cada módulo aumentaremos la tensión eléctrica del banco de acumuladores eléctricos.



HVS 5.1



3 x HVS 12.8

Descripción técnica de Batería Litio BYD B-Box HVS Premium 10.2kWh

La **Batería Litio BYD B-Box HVS Premium 10.2kWh** está producida con Ferrofosfato de Litio y no posee cobalto. Posee de comunicaciones a través RS485 y también de tipo CAN. Está desarrollada para aplicaciones de conexión a red, conexión a red con apoyo de energía de emergencia y también para aisladas. Cuenta con las certificaciones VDE2510-50 / IEC 62619 / CEC / CE / UN38.3 y además grado de protección IP55. **Posee una garantía por parte del fabricante de 10 años exclusivamente cuando se sigan todas las recomendaciones del fabricante.**

Comparativa entre modelos Batería Litio BYD B-Box HVS Premium

A continuación, se muestra la tabla de características técnicas y físicas de la gama completa de modelos HVS de BYD.

	 HVS 5.1	 HVS 7.7	 HVS 10.2	 HVS 12.8
Módulo	HVS (2.56 kWh, 102.4 V, 38 kg)			
Número de módulos	2	3	4	5
Energía Utilizable [1]	5.12 kWh	7.68 kWh	10.24 kWh	12.8 kWh
Máx. Corriente de Salida [2]	25 A	25 A	25 A	25 A
Corriente de salida pico [2]	50 A, 5 s	50 A, 5 s	50 A, 5 s	50 A, 5 s
Voltaje Nominal	204 V	307 V	409 V	512 V
Voltaje Operativo	160~240 V	240~360 V	320~480 V	400~600 V
Dimensiones (H/W/D)	712x585x298 mm	945x585x298 mm	1178x585x298 mm	1411x585x298 mm
Peso	91 kg	129 kg	167 kg	205 kg

Ficha técnica Batería Litio BYD B-Box HVS Premium 10.2kWh

[Ver Ficha técnica Batería Litio BYD B-Box HVS Premium 10.2](#)

Productos relacionados



S/. 10.803,55

Batería Litio 3.5kWh Pylontech US3000 48V



S/. 25.572,96

Batería Litio Bauer Box 8.8kWh



S/. 31.000,96

Batería Litio LG Chem Resu 7H



S/. 36.276,03

Batería Litio LG Chem Resu 10H



S/. 6.493,52

Batería Litio Pylontech US2000 48V 2,4kWh

Categorías Energía Solar

- Kits Solares Fotovoltaicos
- Kits Bombeo Agua Solar
- Paneles Solares
- Soportes Paneles Solares
- Baterías Solares
- Inversores Solares
- Controladores de Carga
- Cargador de Baterías
- Cargador auto eléctrico
- Iluminación
- Generadores
- Accesorios

Información Cliente

- Mi Cuenta
- Historial de Pedidos
- Política de Cookies
- Contacta con Nosotros

Sobre Autosolar.pe

La tienda especializada en Energía Solar. Aquí podrás encontrar información acerca de los materiales necesarios para conseguir tener una instalación solar independiente de la red eléctrica o conectada a ella.

Información

- Conoce Autosolar
- Términos y Condiciones
- Política de Privacidad
- Fabricantes
- Autosolar España
- Autosolar Colombia

SUNNY TRIPOWER CORE1

STP 50-41



STP 50-41



SMA ShadeFix
STRING LEVEL OPTIMIZATION

**AHORA también
con función de protección contra
arco voltaico
y diagnóstico de generadores I-V**

Económico

- Equipo de fácil montaje e instalación
- Sin necesidad de utilizar fusibles de CC
- Seccionador de CC integrado

Integración completa

- Acceso Wi-Fi integrado con cualquier dispositivo móvil
- 12 entradas de string directas reducen el esfuerzo de trabajo y material
- Función de protección contra arco voltaico (AFCI)
- Protección contra sobretensión CA/CC (opcional)

Instalación rápida

- Rápida conexión a la red con una configuración y una puesta en marcha sencillas del inversor
- Acceso óptimo a las zonas de conexión

Máximo rendimiento

- Sobredimensionado de hasta el 150 % del generador fotovoltaico
- Aumento del rendimiento sin trabajo de montaje gracias a la gestión de sombras integrada SMA ShadeFix
- Diagnóstico de generadores I-V

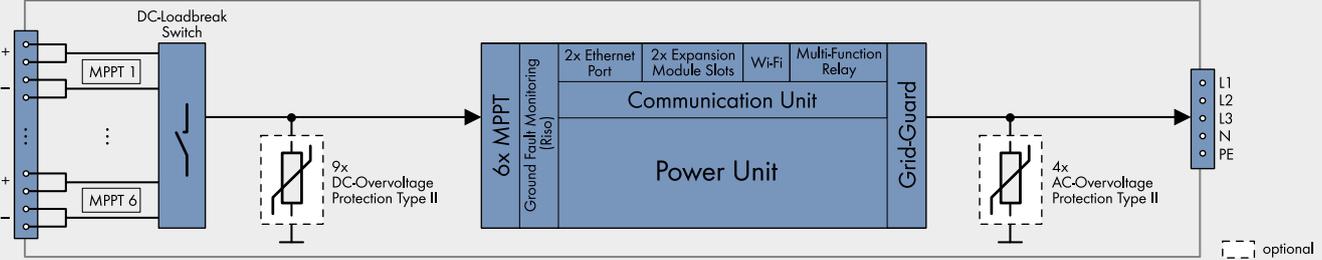
SUNNY TRIPOWER CORE1

Stands on its own

El Sunny Tripower CORE1 es el primer inversor de string de montaje independiente del mundo para sistemas descentralizados sobre tejados y espacios abiertos, así como en plazas de aparcamiento cubiertas. El CORE1 es la tercera generación de la familia de productos de éxito Sunny Tripower y revoluciona el mundo de los inversores comerciales con su concepto innovador. Los ingenieros de SMA buscaban combinar un diseño único con un método de instalación innovador para incrementar así claramente la velocidad de instalación y obtener un retorno de la inversión óptimo para todos los grupos destinatarios. Desde la entrega hasta la instalación, pasando por el funcionamiento, el Sunny Tripower CORE1 permite ahorrar grandes costes logísticos, de mano de obra, material y servicio técnico. Desde este momento, las instalaciones de energía fotovoltaica comerciales pueden convertirse en realidad de forma más rápida, segura y sencilla que antes.

DIAGRAMA DE BLOQUES

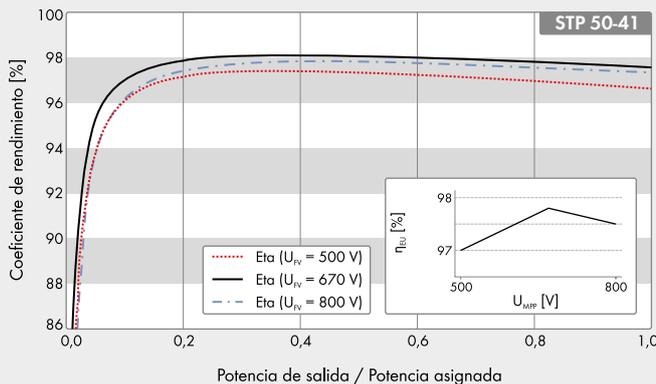
STP 50-41



Datos técnicos	Sunny Tripower CORE1	Datos técnicos	Sunny Tripower CORE1
Entrada (CC)		Rendimiento	
Potencia máx. del generador fotovoltaico	75000 Wp STC	Rendimiento máx./europ. Rendimiento	98,1 % / 97,8 %
Tensión de entrada máx.	1000 V	Datos generales	
Rango de tensión del seguidor del MPP/tensión asignada de entrada	De 500 V a 800 V / 670 V	Dimensiones (ancho x alto x fondo) sin pies y sin interruptor-seccionador de potencia de CC	569 mm/733 mm/621 mm (22.4 in/28.8 in/24.4 in)
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	Peso	84 kg (185 lb)
Corriente máx. de entrada/por seguidor del MPP	120 A/20 A	Rango de temperatura de funcionamiento	De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F)
Corriente del cortocircuito máx. por seguidor del MPP/por entrada de string	30A/30A	Emisión sonora (típica)	< 65 dB(A)
Número de entradas de seguidores del MPP independientes/Strings por entrada de seguidores del MPP	6/2	Autoconsumo (nocturno)	4,8 W
Salida (CA)		Topología/Principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	50000 W	Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65
Potencia máx. aparente de CA	50000 VA	Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H
Tensión nominal de CA	220 V / 380 V 230 V / 400 V 240 V / 415 V	Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %
Rango de tensión de CA	De 202 V a 305 V	Equipamiento/Función/Accesorios	
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz/De 44 Hz a 55 Hz 60 Hz/De 54 Hz a 65 Hz	Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Borne roscado
Frecuencia asignada de red/Tensión asignada de red	50 Hz/230 V	Patas	●
Corriente de salida máx./Corriente de salida de medición	72,5 A/72,5 A	Indicador led (estado/error/comunicación)	●
Fases de inyección/Conexión de CA	3 / 3-(N)-PE	Pantalla de cristal líquido (LCD)	○
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/De 0 inductivo a 0 capacitivo	Interfaz: Ethernet/WLAN/RS485	● (2 entradas) / ● / ○
THD	< 3 %	Interfaz de datos: SMA Modbus/SunSpec Modbus/Speedwire, Webconnect	● / ● / ●
Dispositivos de protección		Relé multifunción/Ranuras para módulos de ampliación	● / ● (2 entradas)
Dispositivo de desconexión en la entrada	●	Gestión de sombras SMA ShadeFix/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Vigilante de aislamiento/Monitorización de red	● / ●	Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●
Protección contra polarización inversa de CC/Resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / -	Garantía: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	Certificados y autorizaciones (otros a petición)	C10/11:2019, EN50549-1/-2, CE, VDE 0126-1-1, VDE AR-N 4110, VDE AR-N 4105:2018, NRS097-2-1:2017 (A3), CEI 0-16/0-21: 2020, VFR 2019, RD 1699/413, RD 661, TED/749/2020, AS 4777, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 60068-2-x, TOR Erzeuger, G99, NBR 16149
Clase de protección (según IEC 62109-1)/Categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I/CA: III; CC: II	Modelo comercial	STP 50-41
Función de protección contra arco voltaico (AFCI) / Diagnóstico de generadores I-V	● / ●		
Descargador de sobretensión de CC/CA (tipo 2, tipo 1/2)	○		

● Equipamiento de serie ○ Opcional - No disponible Datos en condiciones nominales. Versión: 06/2021

Curva de rendimiento



Accesorios

- SMA Sensor Module MD.SEN-40
- SMA IO-Module MD.IO-40
- SMA Módulo RS485 MD.485-40
- Universal Mounting System UMS_KIT-10
- AC Surge Protection Module Kit type 2, type 1/2 AC_SPD_Kit1-10, AC_SPD_KIT2_T1T2
- DC Surge Protection Module Kit type 2, type 1/2 DC_SPD_Kit4-10, DC_SPD_KIT5_T1T2

Consultar disponibilidad

Inversor Red SUNNY TRIPOWER CORE 1 STP 50-40 (SMA) 50kW

SKU: 3009830

5.563,73€

El inversor Sunny Tripower CORE1 es el primer inversor de string de montaje independiente del mundo, válido para sistemas descentralizados en tejados, espacios abiertos, y plazas de parking cubiertas. Su diseño innovador permite ahorrar en costes de logística, mano de obra, material y servicio técnico.



DEVOLUCIÓN GRATUITA



ENVÍO GRATIS



SOPORTE TÉCNICO



FINANCIACIÓN

1



COMPRAR

Producto disponible próximamente. Consúltanos disponibilidad



Cetelem Hasta 18 meses

+ info

Controladores de carga SmartSolar 250V y 99% de eficiencia

MPPT 250/60, 250/70, 250/85 & 250/100

Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT)

Especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales suelen seleccionar un MPP local, que no necesariamente es el MPP óptimo.

El innovador algoritmo de SmartSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Un algoritmo de carga totalmente programable (consulte la página de *software* de nuestra página web) y ocho algoritmos de carga preprogramados, que se pueden elegir con un selector giratorio (consulte más información en el manual).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación en función de la temperatura.

Bluetooth Smart integrado: no necesita mochila

La solución inalámbrica para configurar, supervisar y actualizar el controlador con un teléfono inteligente, una tableta u otro dispositivo Apple o Android.

VE.Direct

Para una conexión de datos con cable a un Color Control GX, otros productos GX, PC u otros dispositivos.

On/Off remoto

Para conectarse a un VE.BUS BMS, por ejemplo.

Relé programable

Se puede programar (entre otros, con un teléfono inteligente) para activar una alarma u otros eventos.

Opcional: pantalla LCD conectable

Simplemente retire el protector de goma del enchufe de la parte frontal del controlador y conecte la pantalla.



**Controlador de carga SmartSolar
MPPT 250/100-Tr
Con pantalla conectable opcional.**



**Controlador de carga SmartSolar
MPPT 250/100-MC4
Sin pantalla**

Controlador de carga SmartSolar	MPPT 250/60	MPPT 250/70	MPPT 250/85	MPPT 250/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a 12, 24 ó 48V (Se precisa una herramienta de <i>software</i> para ajustar el sistema en 36V)			
Corriente de carga nominal	60A	70A	85A	100A
Potencia FV nominal, 12 V 1a,b)	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV nominal, 24 V 1a,b)	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV nominal, 48 V 1a,b)	3440W	4000W	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	35A (máx. 30A x con. MC4)		70A (max 30A x MC4 con.)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	250V máximo absoluto en las condiciones más frías 245V en arranque y funcionando al máximo			
Eficiencia máxima	99%			
Autoconsumo	Menos de 35mA a 12V / 20mA a 48V			
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)			
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)			
Algoritmo de carga	adaptativo multifase			
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C			
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión			
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)			
Humedad	95%, sin condensación			
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth			
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)			
Relé programable	DPST	Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A CC, 1 A hasta 60 V CC	Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 V CC	Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 V CC
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)			
CARCASA				
Color	Azul (RAL 5012)			
Terminales FV 3)	35mm ² / AWG2 (modelos Tr), Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4 de 250/60 y 250/70) Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4 de 250/85 y 250/100)			
Bornes de batería	35mm ² / AWG2			
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)			
Peso	3 kg		4,5 kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215x250x95 mm		Modelos Tr: 216 x 295 x 103 mm Modelos MC4: 246x295x103 mm	
NORMATIVAS				
Seguridad	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2			
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado.				
1b) La tensión FV debe exceder en 5 V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1 V.				
2) Un generador fotovoltaico con una corriente de cortocircuito más alta puede dañar el controlador.				
3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares. Corriente máximo por conector MC4: 30A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)				



(01) 715
1357

Comercial: 993 943 927
963 812 578
945 457 588
984 435 735
956 262 497
983 598 243

autosolar@autosolar.pe

SECCIÓN ENERGÍA SOLAR

- Kits Solares Fotovoltaicos ▶
- Kits Bombeo Agua Solar ▶
- Paneles Solares ▶
- Soportes Paneles Solares ▶
- Baterías Solares ▶
- Inversores Solares ▶
- Controladores de Carga
- Controladores de Carga PWM**
- Controladores de Carga MPPT
- Accesorios de Controlador de Carga
- Cargador de Baterías ▶
- Cargador auto eléctrico
- Iluminación
- Generadores ▶
- Accesorios ▶

Controlador SmartSolar MPPT 250V 100A VICTRON

S/.5.014,58

Envío: **Envío gratuito a provincias!**

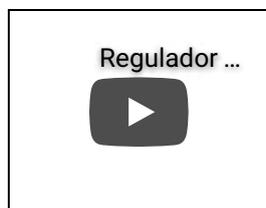
Fabricante: **Victron Energy** | Cod. Artículo: 2008110

Cantidad:



Sin stock

5 años de garantía
14 días de devolución
100% pago seguro



El Controlador SmartSolar MPPT 250V 100A VICTRON ofrece hasta 100A de corriente de carga a baterías pudiendo trabajar hasta con 250V de tensión en paneles. La tecnología Victron ofrece para toda esta gama Smart, conectividad Bluetooth gracias a la cual podremos monitorizar y configurar el controlador de carga desde nuestro celular. El gran rendimiento de los algoritmos de los MPPT de Victron aseguran un rendimiento máximo de nuestra instalación solar. Gracias al seguimiento ultrarrápido del punto de máxima potencia (MPPT) obtendremos muy buena producción fotovoltaica incluso con nubosidad parcial. Compatible con baterías de 12V, 24V y 48V, incorpora una amplia protección electrónica y un rendimiento máximo de un 99%.

Descripción	Ficha Técnica	Opiniones (0)	Preguntas (1)
-------------	---------------	---------------	---------------

Controlador de carga SmartSolar MPPT Victron 250V 100A

Ficha técnica Controlador de carga SmartSolar MPPT Victron 250V 100A

[Ver ficha técnica del Controlador de carga SmartSolar MPPT Victron 250V 100A](#)

Descripción técnica Controlador de carga SmartSolar MPPT Victron 250V 100A

El **Controlador de carga SmartSolar MPPT Victron 250V 100A** se encarga de regular el voltaje y la intensidad que recibe desde paneles solares para realizar una carga perfecta de una batería de cualquier tecnología. Puede alcanzar una corriente de carga de hasta 100A del propio controlador a la batería y admite una tensión máxima en placas fotovoltaicas de hasta de 250V.

PIDA COTIZACIÓN

PERSONALIZADA Y
OBTENGA UN
**DESCUENTO
EXCLUSIVO**

Nombre *

Email *

Teléfono

¿Qué necesito?

Mensaje

ENVIAR

**ENTREGAMOS GRATIS
A PROVINCIAS DEL
PERÚ**

ENVÍO GRATUITO A DELEGACIÓN DE
TRANSPORTE EN PROVINCIAS A PARTIR
DE S./500 SOLO PARA PEDIDOS
REALIZADOS EN LA WEB

IGV INCLUIDO

PRECIOS FINALES SIN SORPRESAS

autosolar.pe:

(42 Opiniones)



Controlador de carga SmartSolar	MPPT 250/60	MPPT 250/70	MPPT 250/85	MPPT 250/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a 12, 24 ó 48V (Se precisa una herramienta de software para ajustar el sistema en 36V)			
Corriente de carga nominal	60A	70A	85A	100A
Potencia FV nominal, 12 V 1a,b)	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV nominal, 24 V 1a,b)	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV nominal, 48 V 1a,b)	3440W	4000W	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	35A (máx. 30A x con. MC4)		70A (max 30A x MC4 con.)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	250V máximo absoluto en las condiciones más frías 245V en arranque y funcionando al máximo			
Eficacia máxima	99%			
Autoconsumo	Menos de 35mA a 12V / 20mA a 48V			
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)			
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)			
Algoritmo de carga	adaptativo multifase			
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C			
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión			
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)			
Humedad	95%, sin condensación			
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth			
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)			
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A		Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 V CC, 1 A hasta 60 V CC	
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)			
CARCASA				
Color	Azul (RAL 5012)			
Terminales FV 3)	35mm ² / AWG2 (modelos Tr), Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4 de 250/60 y 250/70) Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4 de 250/85 y 250/100)			
Bornes de batería	35mm ² / AWG2			
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)			
Peso	3 kg		4,5 kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215x250x95 mm		Modelos Tr: 216 x 295 x 103 mm Modelos MC4: 246x295x103 mm	
NORMATIVAS				
Seguridad	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2			
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado.				
1b) La tensión FV debe exceder en 5 V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1 V.				
2) Un generador fotovoltaico con una corriente de cortocircuito más alta puede dañar el controlador.				
3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares. Corriente máxima por conector MC4: 30A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)				

¿Que es un controlador de carga y que diferencia un MPPT de un PWM?

El *Controlador de carga SmartSolar MPPT Victron 250V 100A*, tiene la capacidad de cargar una batería desde una fuente de energía de paneles que trabaje a un voltaje nominal igual o superior. El **Controlador de carga SmartSolar MPPT Victron 250V 100A** puede detectar automáticamente o le podemos seleccionar manualmente el voltaje de batería al que debe de trabajar. Los modelos de 150V entrantes de paneles pueden trabajar con múltiples tensiones de batería. En este caso este Controlador de carga SmartSolar MPPT Victron 250V 100A puede trabajar a 12V, a 24V y también a 48V. El propio controlador ajustará reduciendo la tensión entrante de paneles para realizar la carga de baterías con la mayor eficiencia posible y sin perder potencia en esa conversión. Esta gama de Victron a 250V de fotovoltaica supone un nuevo hito en reguladores MPPT para instalaciones aisladas. Gracias a poder trabajar a un voltaje tan elevado de paneles, reducimos pérdidas, podemos reducir secciones de cableado en paneles y aumenta la eficiencia de la conversión, por ello **este regulador tiene una eficiencia del 99%**. Este es el caso más sencillo en el que podemos apreciar las grandes ventajas de este regulador frente a un PWM, porque no son capaces de modificar el voltaje, únicamente hacen trabajar al panel a la misma tensión que las baterías (por ello deben ser del mismo voltaje nominal) perdiendo algo de energía. Lo que puede hacer el Controlador de carga SmartSolar MPPT Victron 250V 100A es obtener el máximo rendimiento de su panel solar para aprovechar al máximo su producción simplificando la distribución de módulos pudiendo hacer series de hasta 6 paneles de 60 células o series de 5 paneles de 72 células.

Cuando las condiciones lumínicas son adversas, con nubes o lluvia, la intensidad de la radiación cambia continuamente. Gracias a sus algoritmos de funcionamiento, el Controlador de carga SmartSolar MPPT Victron 250V 100A se adapta a cada condición de manera muy rápida para que la producción de energía a cada momento sea la máxima posible, aumentando su eficiencia.

Detección avanzada del punto de máxima potencia MPPT

SmartSolar 250V 100A VICTRON

Las propias siglas MPPT en inglés significan Seguidor del punto de máxima potencia. Como hemos comentado, cuando la intensidad de la luz es inestable o no es constante, el *Controlador de carga SmartSolar MPPT Victron 250V 100A* hace trabajar al panel en su punto de máximo rendimiento para mejorar la recogida de energía en hasta un 30% respecto a un controlador PWM. Gracias al gran desempeño de Victron y su gran eficiencia, mejora en hasta un 10% la producción de energía respecto a otros MPPT de la competencia. El Controlador de carga SmartSolar MPPT Victron 250V 100A incorpora avanzados algoritmos que le permiten obtener la máxima potencia de su instalación fotovoltaica y tiene una eficacia de conversión excepcional.

Salida de carga del Controlador SmartSolar MPPT Victron 250V 100A

El Controlador SmartSolar MPPT Victron 250V 100A **no dispone de salida de consumo** en corriente continua, por lo que si deseamos tener un consumo en la misma tensión que la batería tenemos la posibilidad de conectarlo directamente a la misma, aunque hay que tener en cuenta que este consumo puede agotar totalmente la batería ya que no estaría regulado. En el caso de necesitarlo se puede adquirir un convertidor de corriente o bien utilizar la salida de consumo de otro controlador de carga para prevenir una descarga excesiva de la batería.

Interfaz Bluetooth del Controlador SmartSolar MPPT Victron 250V 100A

Victron está ofreciendo en toda su gama Smart, la posibilidad de una monitorización local integrada muy interesante para el usuario. Gracias al gran desarrollo de la electrónica que tiene el Controlador SmartSolar MPPT Victron 250V 100A, en sus proximidades estará disponible la conectividad bluetooth que nos permitirá **poder configurar nuestro MPPT, monitorizar el funcionamiento en tiempo real y consultar un histórico del rendimiento** de este controlador de carga.

Mediante nuestro terminal Android o Apple, instalando la App de Victron podremos tener en la palma de nuestra mano toda la información que el Controlador SmartSolar MPPT Victron 250V 100A está manejando. Además al incorporar también el puerto VE.Direct, podremos comunicar nuestro regulador de carga con un monitor Color Control.

Pantalla LCD del Controlador SmartSolar MPPT Victron 250V 100A

Opcionalmente, este Controlador SmartSolar MPPT Victron 250V 100A se puede equipar con una pequeña pantalla LCD que se conecta en la parte frontal del chasis. Retirando la pequeña cubierta de goma, podremos conectar un pequeño display que nos muestra la información tanto de funcionamiento como del estado en tiempo real del controlador de carga. **Esta pantalla es un accesorio opcional** y se puede añadir a este controlador, por lo que tendremos la posibilidad de monitorizarlo o configurarlo tanto por bluetooth, sobre el propio controlador con la pantalla opcional y también si disponemos de un cuadro como el Color Control de Victron, que lo comunicaremos mediante un cable VE.Direct.

Aspectos destacados del Controlador SmartSolar MPPT Victron 250V 100A

- Limitación de la potencia fotovoltaica **para batería de 12V: 1450W, para batería a 24V: 2900W y para batería a 48V: 5800W.**
- Tensión máxima del circuito abierto fotovoltaico: 250V.
- Sin ventilador, con disipación pasiva del calor. Eficiencia máxima del 99%.
- Consumo propio de entre 20 y 35mA en función del voltaje de trabajo.
- Temperatura de trabajo entre -30 y +60°C. Corriente de salida completa hasta los 40°C. Protección IP22 para humedad máxima del 95%
- Protección polaridad inversa de paneles y de baterías (fusible no accesible por el usuario).
- Protección contra sobrecalentamiento.
- Protección de cortocircuito en salida.
- Sensor de temperatura interna con compensación de tensión de carga
- Compatible con VE.Direct para comunicaciones.
- 4,5Kg de peso y dimensiones de 216x295x103mm.

Cualquier duda respecto a este controlador de carga o a cualquier componente de Victron relacionado puede contactar con el equipo de AutoSolar Energía del Perú. Estaremos encantados de asesorarle sobre la opción que mejor se adapta a sus necesidades.

Ficha técnica Controlador SmartSolar MPPT Victron 250V 100A

["Ver ficha técnica del Controlador SmartSolar MPPT Victron 250V 100A"](#)

Productos relacionados



S/. 765,71

Controlador MPPT 100V 50A SRNE 12/24V



S/. 761,93 **Descuento 11%**

Controlador SmartSolar MPPT 100V 20A VICTRON



S/. 1.808,65 **Descuento 15%**

Controlador MPPT 250V 70A LCD 12/24/48V SRNE



S/. 643,64

Controlador SmartSolar MPPT 75V 15A VICTRON



S/. 2.522,58 **Descuento 15%**

Controlador MPPT 250V 100A LCD 12/24/48V



S/. 1.770,00

Controlador SmartSolar MPPT 100V 50A VICTRON

Categorías Energía Solar

- Kits Solares Fotovoltaicos
- Kits Bombeo Agua Solar
- Paneles Solares
- Soportes Paneles Solares
- Baterías Solares
- Inversores Solares
- Controladores de Carga
- Cargador de Baterías
- Cargador auto eléctrico
- Iluminación
- Generadores
- Accesorios

Información Cliente

- Mi Cuenta
- Historial de Pedidos
- Política de Cookies
- Contacta con Nosotros

Sobre Autosolar.pe

La tienda especializada en Energía Solar. Aquí podrás encontrar información acerca de los materiales necesarios para conseguir tener una instalación solar independiente de la red eléctrica o conectada a ella.

Información

- Conoce Autosolar
- Términos y Condiciones
- Política de Privacidad
- Fabricantes
- Autosolar España
- Autosolar Colombia

Autosolar Energía del Perú S.A.C. RUC 20602492118
Megacentro Lurín km 29,5 Panamericana Sur, Referencia: Frente a Campomar, Parada Puente Vidu, 15047 Lurín, Lima , 01 715 1357

This site is protected by reCAPTCHA and the Google [Privacy Policy](#) and [Terms of Service](#) apply.



TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

DISEÑO

1. Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228

2. Aislamiento

Goma libre de halógenos

3. Cubierta

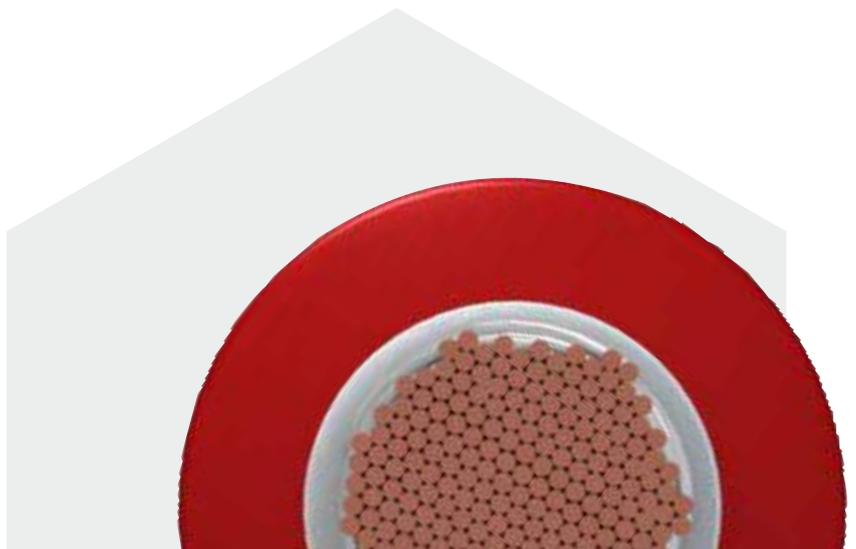
Goma libre de halógenos de color negro o rojo.

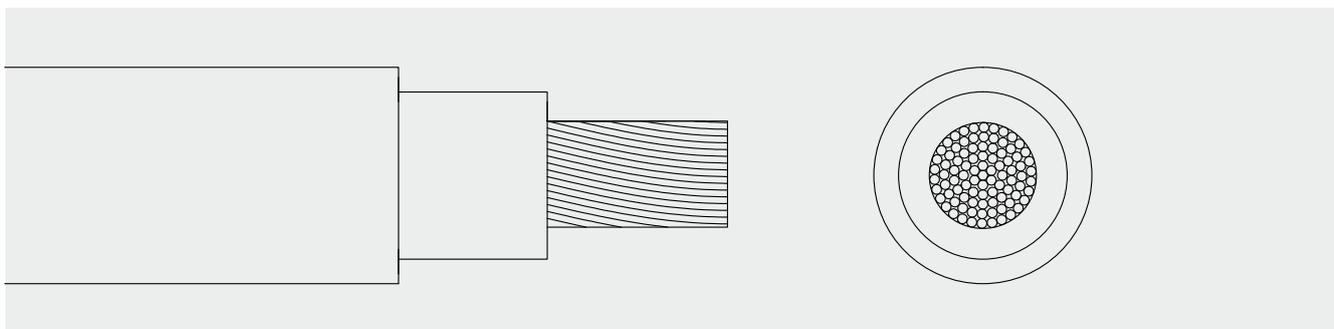
APLICACIONES

El cable Topsolar ZZ-F, certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua a alterna. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías.

Este render es un ejemplo de las diversas configuraciones de este cable. Puede ser suministrado en diversas secciones y número de conductores.

TOP CABLE TOPSOLAR PV ZZ-F





CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 1,5/1,5 · (1,8) kV



Norma de referencia

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502



Certificaciones

Certificados

CE
TÜV
EN
RoHS



Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 120°C.
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).
Temp. mínima de servicio: -40°C



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.



Características mecánicas

Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior.
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características químicas

Resistencia a grasas y aceites: excelente.
Resistencia a los ataques químicos: excelente.



Resistencia a los rayos Ultravioleta

Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618 y TÜV 2Pfg 1169-08.



Presencia de agua

Presencia de agua: AD8 sumergida.



Vida útil

Vida útil 30 años: Según UNE-EN 60216-2



Otros

Marcaje: metro a metro.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.



Aplicaciones

Instalaciones solares fotovoltaicas.





(01) 715
1357

Comercial: 993 943 927
963 812 578
945 457 588
984 435 735
956 262 497
983 598 243

autosolar@autosolar.pe

SECCIÓN ENERGÍA SOLAR

- Kits Solares Fotovoltaicos ▶
- Kits Bombeo Agua Solar ▶
- Paneles Solares ▶
- Soportes Paneles Solares ▶
- Baterías Solares ▶
- Inversores Solares ▶
- Controladores de Carga ▶
- Cargador de Baterías ▶
- Cargador auto eléctrico ▶
- Iluminación ▶
- Generadores ▶
- Accesorios
 - Cables
 - Cable Unifilar
 - Cable Vulcanizado
 - Interruptores Diferenciales
 - Fusibles
 - Portafusibles
 - Termomagnéticos
 - Repartidores de Corriente
 - Cajas Estancas de Paso
 - Tableros Adosables
 - Canaletas de Cableado
 - Terminales de Compresión
 - Kits de Material Eléctrico

Cable Unifilar 16 mm2 SOLAR PV ZZ-F Rojo



S/.19,14

Envío: Envío gratuito a provincias por más de S/. 500

Entrega: Recójalos el miércoles 1 de diciembre en agencia Marvisur o Shalom de provincias

Fabricante: Top Cable | Cod. Artículo: 5201022

Cantidad:

AÑADIR AL CARRITO

COMPRAR

2 años de garantía 14 días de devolución 100% pago seguro



Cable Unifilar 16 mm2 Solar ZZ-F rojo, especial para instalaciones eléctricas. Se trata de un cable de potencia libre de halógenos. El cable Solar ZZ-F es un cable flexible de potencia diseñado para satisfacer los requisitos industriales más exigentes, como por ejemplo las conexiones industriales de baja tensión, redes urbanas, instalaciones en edificios

Descripción	Ficha Técnica	Opiniones (0)	Preguntas (0)
-------------	---------------	---------------	---------------

Cable Rojo Solar ZZ-F 16mm2

Ficha Técnica Cable Rojo Solar ZZ-F 16mm2(

[Ver Ficha Técnica del Cable Solar ZZ-F](#)

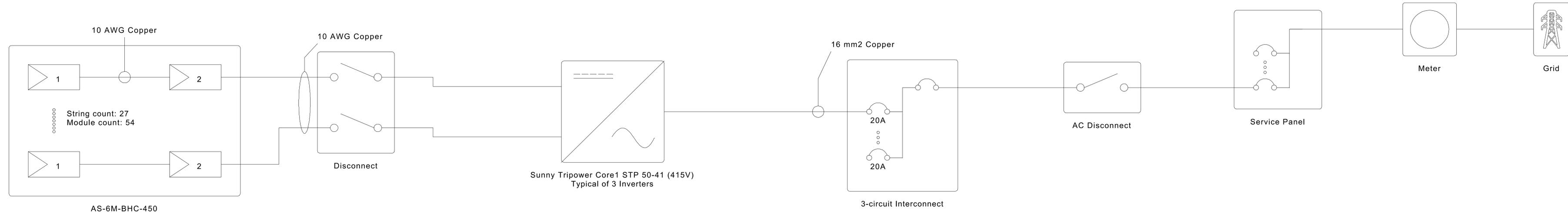
Características Técnicas del Cable Rojo Solar ZZ-F 16mm2(

El cable de 16mm2 es utilizado en las instalaciones solares como cable de transporte de la corriente desde el repartidor de corriente hasta el regulador de carga, en instalaciones que dispongan de un número de paneles solares elevado, superando los 40 ó 50 amperios de paso de corriente, o que la distancia entre el campo de paneles solares y el regulador de carga sea lejana.

El cable Solar ZZ-F de 16mm2; se trata de un cable libre de halógenos con recubrimiento de PVC.

El cable Solar ZZ-F es un cable flexible de potencia diseñado para satisfacer los requisitos industriales más exigentes, como por ejemplo las conexiones industriales de baja tensión, redes urbanas, instalaciones en edificios, etc. Su flexibilidad lo hace particularmente adecuado en trazados difíciles. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado en todo tipo de condiciones ambientales: zonas húmedas y secas, instalación al aire libre enterrado, e incluso sumergido en agua (AD7), sin que perjudique la vida útil del cable.

Productos relacionados



Module Specifications	
162x Amerisolar AS-6M-BHC-450	
STC Rating	450 W
Vmp	40.8 V
Imp	11.03 A
Voc	48.9 V
Isc	11.59 A

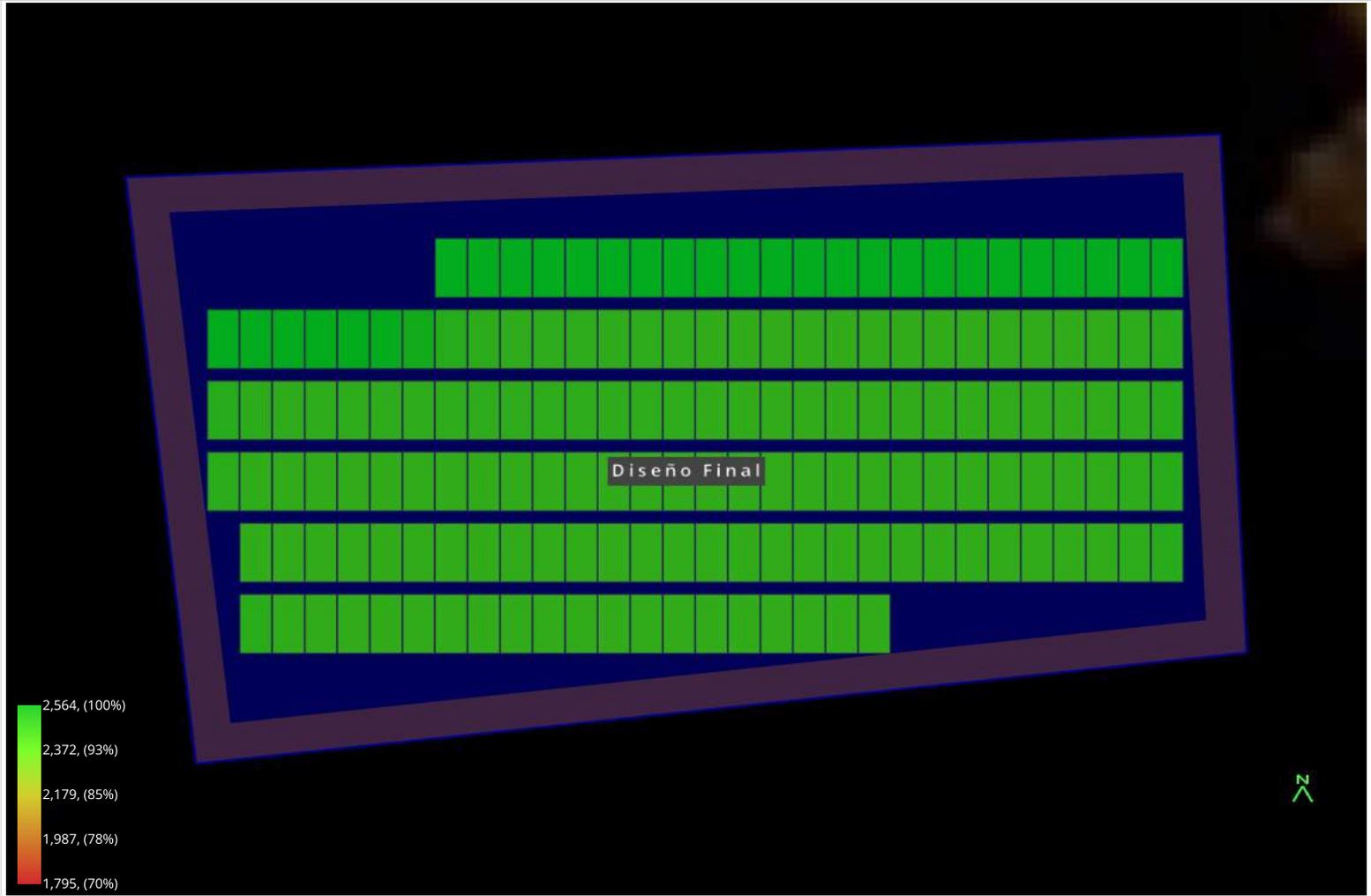
Inverter Specifications	
3x SMA Sunny Tripower Core1 STP 50-41 (415V)	
Max AC Power Rating	50 kW
Max Input Voltage	1,000 V
Min AC Power Rating	0 W
Min Input Voltage	150 V

Wire Schedule		
Tier	Wire	Length
String	81x 10 AWG	1602m

Diseño de un sistema fotovoltaico flotante para mejorar el acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca, Perú.

Diseño de un sistema fotovoltaico flotante en el Lago Titicaca, Perú., islas de los uros

Shading Heatmap



Shading by Field Segment

Description	Tilt	Azimuth	Modules	Nameplate	Shaded Irradiance	AC Energy	TOF ²	Solar Access	Avg TSRF ²
Diseño Final	15.0°	0.0°	162	72.9 kWp	2,466.9kWh/m ²	0h ¹	99.9%	96.3%	96.2%
Totals, weighted by kWp			162	72.9 kWp	2,466.9kWh/m²	0h	99.9%	96.3%	96.2%

¹ approximate, varies based on inverter performance
² based on location Optimal POA Irradiance of 2,563.9kWh/m² at 23.8° tilt and 5.0° azimuth

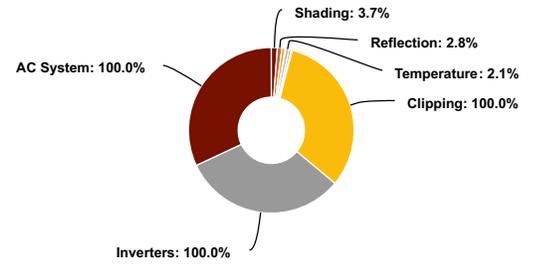
Solar Access by Month

Description	jan	feb	mar	apr	may	jun	jul	aug	sep	oct	nov	dec
Diseño Final	99%	99%	99%	98%	93%	87%	90%	97%	99%	99%	99%	99%
Solar Access, weighted by kWp	98.5%	98.6%	98.8%	97.8%	92.5%	87.1%	89.9%	96.9%	99.0%	98.8%	98.7%	98.6%
AC Power (kWh)	0.0											

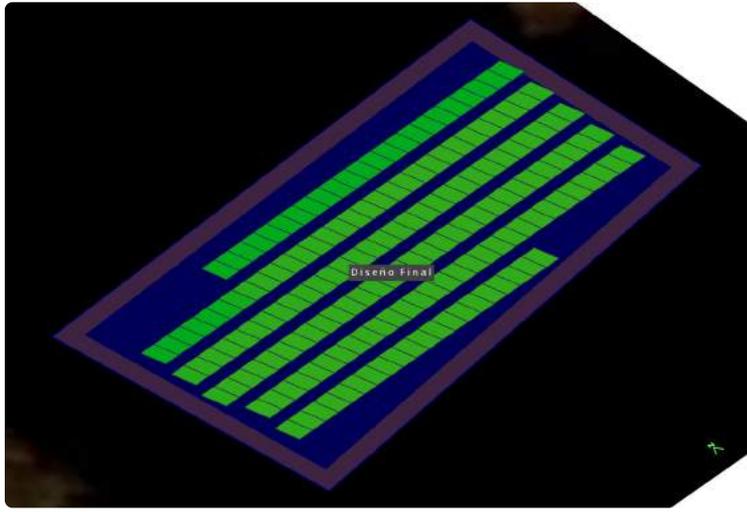
Monthly Production



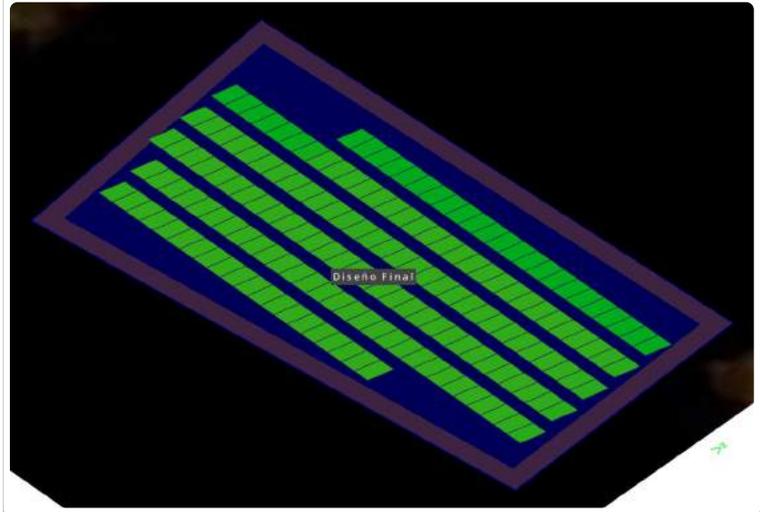
Sources of System Loss



Southwestern Angle



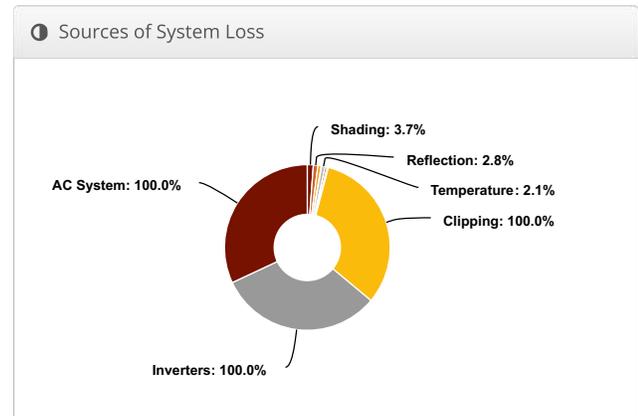
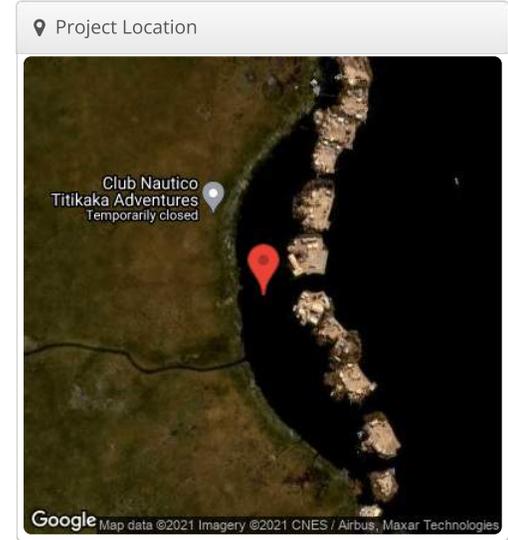
Southeastern Angle



Diseño de un sistema fotovoltaico flotante para mejorar el acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca, Perú. Diseño de un sistema fotovoltaico flotante en el Lago Titicaca, Perú., islas de los uros

Report	
Project Name	Diseño de un sistema fotovoltaico flotante en el Lago Titicaca, Perú.
Project Address	islas de los uros
Prepared By	Kevin Alexander Benites Cordova kevin.alexio.24@gmail.com

System Metrics	
Design	Diseño de un sistema fotovoltaico flotante para mejorar el acceso a la energía eléctrica en las localidades ubicadas sobre la superficie del Lago Titicaca, Perú.
Module DC Nameplate	72.9 kW
Inverter AC Nameplate	150.0 kW Load Ratio: 0.49
Annual Production	0h
Performance Ratio	0.0%
kWh/kWp	0.0
Weather Dataset	TM5, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)
Simulator Version	f32791ae32-2bc0e40f0c-8e3c28cfc5-f831c3d7b8



⚡ Annual Production

	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	2,446.1	
	POA Irradiance	2,560.8	4.7%
	Shaded Irradiance	2,466.9	-3.7%
	Irradiance after Reflection	2,397.8	-2.8%
	Irradiance after Soiling	2,349.9	-2.0%
	Total Collector Irradiance	2,349.8	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	171,308.0	
	Output at Irradiance Levels	170,853.2	-0.3%
	Output at Cell Temperature Derate	167,191.9	-2.1%
	Output After Mismatch	165,184.0	-1.2%
	Optimal DC Output	163,897.9	-0.8%
	Constrained DC Output	0.0	-100.0%
	Inverter Output	0.0	-100.0%
		Energy to Grid	0.0
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		10.1 °C
	Avg. Operating Cell Temp		22.7 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours	4622	
	Solved Hours	4622	

☁ Condition Set

Description	Condition Set 1											
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)											
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng											
Transposition Model	Perez Model											
Temperature Model	Sandia Model											
Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b	Temperature Delta								
	Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C								
	Flush Mount	-2.81	-0.0455	0°C								
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Irradiation Variance	5%											
Cell Temperature Spread	4° C											
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%											
AC System Derate	0.50%											
Module Characterizations	Module	Uploaded By	Characterization									
	AS-6M-BHC-450 (Amerisolar)	Folsom Labs	Spec Sheet Characterization, PAN									
Component Characterizations	Device	Uploaded By	Characterization									
	Sunny Tripower Core1 STP 50-41 (415V) (SMA)	Folsom Labs	Spec Sheet									

📦 Components

Component	Name	Count
Inverters	Sunny Tripower Core1 STP 50-41 (415V) (SMA)	3 (150.0 kW)
AC Home Runs	16 mm2 (Copper)	3 (487.5 m)
Strings	10 AWG (Copper)	81 (1,602.2 m)
Module	Amerisolar, AS-6M-BHC-450 (450W)	162 (72.9 kW)

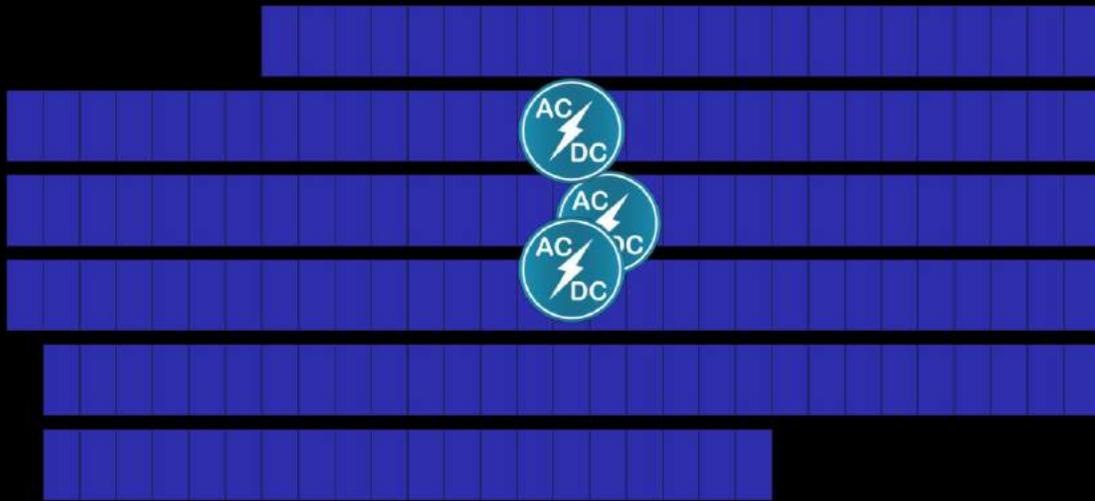
🔌 Wiring Zones

Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	1-2	Along Racking

🏠 Field Segments

Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Diseño Final	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	15°	0°	0.4 m	1x1	162	162	72.9 kW

Detailed Layout



DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE PARA MEJORAR EL ACCESO A LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS LOCALIDADES UBICADAS SOBRE LA SUPERFICIE DEL LAGO TITICACA EN EL PERÚ

Área de estudio Islas de los Uros, Lago Titicaca, Puno, Perú.
 Latitud -15.8228052
 Longitud -69.97178746
 Ubic. Google Maps <https://goo.gl/maps/av4ws38VqwiAbTea8>
 Casas/Hogares 120 unidades
 Máxima demanda energética (kW) 237.84 kW-día
 Máxima energía requerida (kWh-día) 380.04 kWh-día
 Radiación Solar Promedio 6.79 kWh/m² - día
 Temperatura promedio diaria 8.23 °C
 Temperatura máxima promedio diaria 17.00 °C
 Velocidad del viento promedio mensual 2.80 m/s < 10 km/h
 Tipo de Instalación Sistema Aislado



Fuente: PVGIS

Irradiación Global	kWh/m ² - mes											
Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Enero	228.28	209.88	220.69	205.8	227	198.97	223.57	217.98	213.21	215.75	205.58	
Febrero	185.81	202.54	203.35	204.35	185.9	182.43	173.43	193.81	191.64	208.33	190.33	
Marzo	221.71	208.5	194.7	216.2	204.08	220.64	196.33	210.02	216.77	221.07	202.81	
Abril	200.52	183.88	186.9	201.35	194.64	195.94	199.57	182.32	207.88	189.24	167	
Mayo	189.84	193.97	180.94	184.01	183.28	175.23	182.55	190.73	176.91	184.58	184.04	
Junio	177.26	172.73	171.57	172.96	172.88	170.45	168.86	172.01	159.97	169.75	174.2	
Julio	183.97	188.76	176.57	187.79	171.21	186.56	176.18	182.73	180.06	174.43	182.96	
Agosto	210.63	194.72	203.09	205.12	211.16	202.34	197.78	211.98	199.46	189.61	200.55	
Septiembre	203.07	218.68	191.33	221.34	208.34	218.6	204.2	131.87	227.55	191.56	214.42	
Octubre	227.39	235.57	237.94	228.21	241.32	222.37	230.13	248.87	233.66	227.14	231.84	
Noviembre	240.53	228.2	229.59	244.04	215.75	239.16	229.6	233.96	244.37	233.16	234.25	
Diciembre	238.67	236.77	231.8	212.82	217.25	215.55	202.32	221.03	221.82	233.49	234.54	

Irradiación Global	kWh/m ² - día											
Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Enero	7.61	7.00	7.36	6.86	7.57	6.63	7.45	7.27	7.11	7.19	6.85	
Febrero	6.19	6.75	6.78	6.81	6.20	6.08	5.78	6.46	6.39	6.94	6.34	
Marzo	7.39	6.95	6.49	7.21	6.80	7.35	6.54	7.00	7.23	7.37	6.76	
Abril	6.68	6.13	6.23	6.71	6.49	6.53	6.65	6.08	6.93	6.31	5.57	
Mayo	6.33	6.47	6.03	6.13	6.11	5.84	6.09	6.36	5.90	6.15	6.13	
Junio	5.91	5.76	5.72	5.77	5.76	5.68	5.63	5.73	5.33	5.66	5.81	
Julio	6.13	6.29	5.89	6.26	5.71	6.22	5.87	6.09	6.00	5.81	6.10	
Agosto	7.02	6.49	6.77	6.84	7.04	6.74	6.59	7.07	6.62	6.32	6.69	
Septiembre	6.77	7.29	6.38	7.38	6.94	7.39	6.81	6.40	7.59	6.39	7.15	
Octubre	7.58	7.85	7.93	7.61	8.04	7.41	7.67	8.30	7.79	7.57	7.73	
Noviembre	8.02	7.61	7.65	8.13	7.19	7.97	7.65	7.80	8.15	7.77	7.81	
Diciembre	7.96	7.89	7.73	7.09	7.24	7.19	6.74	7.37	7.39	7.78	7.82	

Temperatura máxima	°C											
Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Enero	9.80	8.80	9.80	8.90	9.20	10.10	9.20	8.80	9.50	9.20	8.00	
Febrero	9.50	9.20	9.00	8.50	9.20	10.20	8.70	8.80	9.30	8.90	8.40	
Marzo	9.20	9.60	9.40	8.20	8.60	9.90	8.70	8.90	8.90	8.60	8.40	
Abril	8.30	8.30	8.20	7.00	8.20	8.80	7.00	8.30	7.60	8.40	8.20	
Mayo	6.70	5.90	6.90	5.70	6.40	7.00	7.20	6.50	7.30	6.70	6.00	
Junio	5.80	6.30	7.20	5.80	5.70	7.30	6.00	5.80	5.40	7.30	6.30	
Julio	7.00	6.00	5.80	6.30	6.00	6.20	6.00	6.70	6.10	6.80	5.80	
Agosto	7.70	7.40	8.20	7.50	6.80	8.80	7.60	7.60	6.80	7.30	7.40	
Septiembre	7.70	8.60	9.00	9.10	9.70	9.50	8.50	9.50	8.40	8.80	9.10	
Octubre	9.70	9.90	9.60	10.30	10.80	9.30	9.40	9.90	10.20	9.10	9.80	
Noviembre	9.00	9.60	8.60	10.40	10.20	8.40	9.70	10.20	9.20	7.70	8.20	
Diciembre	9.00	9.70	8.30	8.70	9.50	8.90	9.10	9.30	9.40	8.10	7.90	

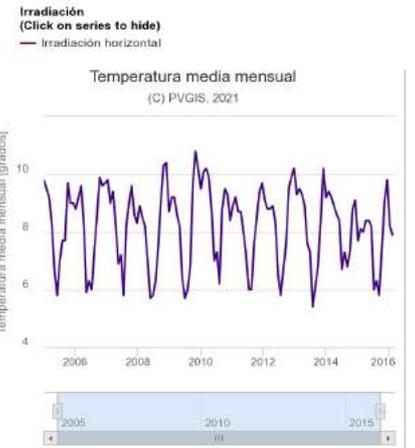
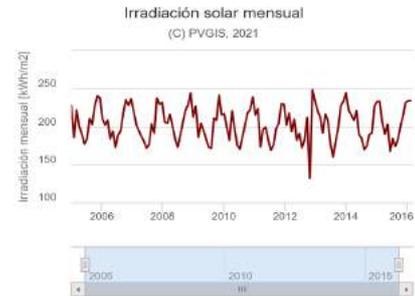


TABLA. PERFIL DE CARGAS

Item	Dispositivos de uso	Marca referencial	Precio referencial (PEN)	Cantidad (un)	Potencia Nominal (W)	Horas/día	Carga máxima (W) por día	Uso diario de electricidad (Wh por día)
1	Iluminación - Focos Led	Philips	15.9	3	10	7	30	210
2	SMART TV (Sugerido 32")	Samsung	1149	1	60	6	60	360
3	Refrigeradora familiar (Sugerido 200 Lt)	Indurama	1299	1	120	8	120	960
4	Laptop	LENOVO	2199	1	65	6	65	390
5	Modem de internet	TPLINK	189	1	10	24	10	240
6	Cargador de teléfono	Samsung	119	2	25	4	50	200
7	Microondas (Sugerido 25 L)	LG	459	1	1200	0.3	1200	360
8	Reserva	-	0	1	447	1	447	447
Subtotal							1982	3167
Total (120 Casas)							237840	380040

Prs

118920 W-día

TABLA. PERFIL HORARIO

Horas	Iluminación	SMART TV	Refrigeradora	Laptop	Modem de internet	Cargador de teléfono	Microondas	Reserva	Perfil 01 casa	Perfil 120 Casas
1:00:00 a. m.			120		10			18.63	148.63	17835
2:00:00 a. m.					10			18.63	28.63	3435
3:00:00 a. m.					10			18.63	28.63	3435
4:00:00 a. m.			120		10			18.63	148.63	17835
5:00:00 a. m.					10			18.63	28.63	3435
6:00:00 a. m.	30	60			10	50		18.63	168.63	20235
7:00:00 a. m.			120	65	10	50		18.63	263.63	31635
8:00:00 a. m.				65	10			18.63	93.63	11235
9:00:00 a. m.				65	10			18.63	93.63	11235
10:00:00 a. m.			120	65	10			18.63	213.63	25635
11:00:00 a. m.				65	10			18.63	93.63	11235
12:00:00 p. m.		60			10			18.63	88.63	10635
1:00:00 p. m.		60	120		10			18.63	208.63	25035
2:00:00 p. m.					10		180	18.63	208.63	25035
3:00:00 p. m.					10			18.63	28.63	3435
4:00:00 p. m.			120	65	10			18.63	213.63	25635
5:00:00 p. m.					10			18.63	28.63	3435
6:00:00 p. m.	30				10			18.63	58.63	7035
7:00:00 p. m.	30	60	120		10		180	18.63	418.63	50235
8:00:00 p. m.	30	60			10			18.63	118.63	14235
9:00:00 p. m.	30	60			10			18.63	118.63	14235
10:00:00 p. m.	30		120		10	50		18.63	228.63	27435
11:00:00 p. m.	30				10	50		18.63	108.63	13035
12:00:00 a. m.					10			18.63	28.63	3435
Total	210	360	960	390	240	200	360	447	3167	380040

Pico de energía 50235 Wh-día

Factor de planta

P máx de uso 72684.91 W-día

Tiempo 24 horas

Energía consumida a máxima potencia por día 1744438 kWh-día

$$F_p = \frac{380\,040 \text{ Wh} - \text{día}}{1\,536\,840 \text{ Wh} - \text{día}}$$

Factor de planta 21.8%

$$F_p = 24.7\%$$

1. Cálculo de la temperatura del Lago Titicaca en los Uros

$$T_{lago} = 5 + 0.75 * T_{air}$$

T air 17.00 °C

T lago 17.75 °C

$$T_{lago} = 17.75 \text{ °C}$$

2. Cálculo de Velocidad del viento en el Lago Titicaca en los Uros

$$V_{wlago} = 1.62 + 1.17 * V_{wTierra}$$

Vw Tierra 2.80 m/s

Vw Lago 4.896 m/s

$$V_{wlago} = 4.896 \text{ m/s}$$

3. Cálculo de la temperatura de la celda en tierra:

$$T_{módulo en Tierra} = 0.943 * T_{air} + 0.0195 * I - 1.528 * V_{wTierra} + 0.3529$$

T air 17.00 °C

Vw Tierra 2.80 m/s

Irradiancia 1000.00 W/m²

T módulo en

Tierra 31.61

$$T_{módulo en Tierra} = 31.61 \text{ °C}$$

4. Cálculo de la temperatura de la celda en el Lago:

$$T_{módulo en lago} = 0.943 * T_{lago} + 0.0195 * I - 1.528 * V_{wlago} + 0.3529$$

T lago 17.75

Vw Lago 4.90

Irradiancia 1000.00

T módulo en

Lago 29.11

$$T_{módulo en lago} = 29.11 \text{ °C}$$

5. Variaciones del voltaje, amperaje y potencia por efecto de la variación de la temperatura de las celdas.

Sistema puesto en Tierra

$$I_T = I_{MP} * [1 + \alpha (T_{módulo Tierra} - T_{STC})]$$

I_{mp} 10.77 A

Dato obtenido de la ficha técnica del panel fotovoltaico.

α 0.05% /°C

Dato obtenido de la ficha técnica del panel fotovoltaico.

T módulo en

Tierra 31.61 °C

T_{stc} 25 °C

$$I_T = 10.77 * [1 + 0.05\%(31.61 - 25)]$$

I_{t tierra} 10.806 A

Ahora se calcula el V_t

$$V_T = V_{MP} * [1 + g (T_{módulo} - T_{STC})]$$

V_{mp} 41.8 V

Dato obtenido de la ficha técnica del panel fotovoltaico.

g -0.28% /°C Dato obtenido de la ficha técnica del panel fotovoltaico.
 T módulo en
 Tierra 31.61 °C
 Tstc 25 °C

$$V_T = 41.8 * [1 - 0.28\% (31.61 - 25)]$$

Vt tierra 41.027 V

Finalmente, se calcula la Pmáx.

$$P_T = P_{MP} * [1 + \beta(T_{módulo} - T_{STC})]$$

Pmp 450 W Dato obtenido de la ficha técnica del panel fotovoltaico.
 β -0.36% /°C Dato obtenido de la ficha técnica del panel fotovoltaico.
 T módulo en
 Tierra 31.61 °C
 Tstc 25 °C

$$P_T = 450 * [1 - 0.36\%(31.61 - 25)]$$

Pt 439.299

$$P_T = 439.299 W$$

Entonces la potencia máxima del módulo cuando está instalado en tierra a una temperatura de 31.61 °C es 439.299 W.

Sistema puesto en el Lago Titicaca

$$I_T = I_{MP} * [1 + \alpha (T_{módulo\ Lago} - T_{STC})]$$

Imp 10.77 A Dato obtenido de la ficha técnica del panel fotovoltaico.
 α 0.05% /°C Dato obtenido de la ficha técnica del panel fotovoltaico.
 T módulo en
 Lago 29.11 °C
 Tstc 25 °C

$$I_T = 10.77 * [1 + 0.05\%(29.11 - 25)]$$

It Lago 10.792 A

Ahora se calcula el Vt

$$V_T = V_{MP} * [1 + g (T_{módulo} - T_{STC})]$$

Vmp 41.8 V Dato obtenido de la ficha técnica del panel fotovoltaico.
 g -0.28% /°C Dato obtenido de la ficha técnica del panel fotovoltaico.
 T módulo en
 Lago 29.11 °C
 Tstc 25 °C

$$V_T = 41.8 * [1 - 0.28\% (29.11 - 25)]$$

Vt Lago 41.319 V

Finalmente, se calcula la Pmáx.

$$P_T = P_{MP} * [1 + \beta(T_{módulo} - T_{STC})]$$

Otra forma más práctica de calcular la Potencia de salida es multiplicando el Voltaje por la Intensidad de corriente

$$P_T = V_T * I_T$$

$$P_T = 41.319 * 10.792$$

Pt 445.920 W

$$P_T = 445.92 W$$

Entonces la potencia máxima del módulo cuando está instalado en tierra a una temperatura de 29.11 °C es 445.920 W.

Análisis del impacto de la variación de la temperatura en la potencia de salida del arreglo fotovoltaico.

Escenario 01. Condiciones Ideales T_{STC} : 25 °C

Para este caso: $W_p = 73\ 071.60 W$

W_p 73071.6

Potencia del panel es 450 W y se requieren 163 paneles.

Escenario 02. Instalación en Tierra $T_{módulo Tierra}$: 31.61 °C

Para este caso, la potencia del panel es $P_T = 439.299 W$

Y se mantiene constante los 163 paneles ya seleccionados.

Entonces:

$$N_M = \frac{W_p}{\text{Potencia pico de cada módulo}}$$

$$163 = \frac{W_p}{439.299}$$

W_p en tierra 71605.75 W

W_p en tierra 71.606 kW

W_p STC 73071.6 W

La instalación en tierra genera menor potencia de salida que una instalada en cond. estándar
Esto debido a variaciones en la Temperatura

La instalación en tierra < instalación a condiciones estándar.

$$W_{pSTC} - W_{p\text{en Tierra}} = 73\ 071.60 - 71\ 605.75$$

Potencia de s: 1465.85 W

$$W_{pSTC} - W_{p\text{en Tierra}} = 1.466 kW$$

Es decir, el sistema en tierra produce 1.466 kW menos que un sistema estándar.

Escenario 03. Instalación en el Lago Titicaca T(módulo Lago) : 29.11 °C

Para este caso, la potencia del panel es $P_T=445.920 W$, y se mantiene los 163 paneles ya seleccionados.

$$N_M = \frac{W_p}{\text{Potencia pico de cada módulo}} \quad P_T = 445.92 W$$

$$163 = \frac{W_p}{445.920}$$

W_p en Lago 72684.91 W

W_p en Lago 72.685 kW

W_p STC 73071.6 W

W_p en tierra 71605.75 W

La instalación en el Lago Titicaca genera menor potencia de salida que una instalada en cond. estándar
debido a variaciones en la Temperatura

La instalación en Lago < instalación a condiciones estándar.

$$W_{pSTC} - W_{p\text{en Lago}} = 73\ 071.60 - 72\ 684.91$$

Potencia de s: 386.69 W

$$W_{pSTC} - W_{p\text{en Lago}} = 0.387 \text{ kW}$$

Es decir, el sistema en el Lago produce 0.387 kW menos que un sistema estándar.

Si bien la instalación en el Lago ofrece una potencia menor que en condiciones estándar, cuando se compara con la instalación en Tierra, es notablemente superior.

Entonces: $W_{p\text{en Lago}} > W_{p\text{Tierra}}$

$$W_{pSTC} - W_{p\text{en Lago}} = 72\,684.91 - 71\,605.75$$

Wp diferencia 1079.16 W

$$W_{pSTC} - W_{p\text{en Lago}} = 1.079 \text{ kW}$$

Finalmente, una instalación en el Lago Titicaca, brinda 1.079 kW más que una instalación en Tierra

DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE

1. Dimensionamiento de la matriz fotovoltaica

Cálculo del factor de temperatura:

$$f_{temp} = 1 + \beta * (T_{módulo \text{ en Lago}} - T_{STC})$$

Conforme a Anexo 02 - Especificaciones del módulo AS-6M144-HC, se precisa que $\beta = -0.36\%/^{\circ}C$

$$T_{STC} = 25 \text{ }^{\circ}C$$

$$f_{temp} = 1 + (-0.36\%) * (29.11 - 25)$$

f temp 0.985204

$$f_{temp} = 0.985204$$

Cálculo de la potencia de salida del arreglo fotovoltaico

$$W_P = \frac{E_{pv}}{\left(f_{dc/ac}\right) * \left(\frac{G}{G_{STC}}\right) * [f_{temp}]}$$

E_{pv} 380040 Wh por día

f temp 0.985204

f_{dc/ac} : Factor de reducción de corriente continua a corriente alterna.

Para la presente investigación se considera :

$$f_{dc/ac} = 0.778$$

G_{STC} 1 kWh/m² por día

G 6.79 kWh/m² por día

$$W_P = \frac{380\ 040}{(0.778) * \left(\frac{6.79}{1}\right) * [0.985204]}$$

W_p 73071.60 W

W_p 73.07 kW

1.1 Cálculo del número de paneles

Se selecciona un módulo monocristalino Amerisolar 450 W, 24 V, modelo AS-6M144-HC, con una eficiencia de 20.37%

Nro. Paneles

$$N_M = \frac{W_p}{\text{Potencia pico de cada módulo}}$$

N_m 162.38 unidades

N_m 163 unidades paneles

$$N_M = 162.38 = 163 \text{ paneles}$$

Nro. Paneles en serie

$$N_{MS} = \frac{\text{Voltaje DC del sistema}}{\text{Voltaje del módulo}}$$

Voltaje del sistema 48 V

Voltaje del módulo 24 V

$$N_{MS} = \frac{48}{24}$$

$$N_{MS} = 2 \text{ paneles en serie}$$

N_{ms} 2

Nro. módulos en paralelo

$$N_{MP} = \frac{N_M}{N_{Ms}}$$

Nmp 81.5
Nmp 82 grupos de paneles en paralelo

$$N_{MP} = 81.5 = 82 \text{ grupos de paneles en paralelo}$$

En total se requieren 163 módulos solares.

1.2 Dimensionamiento de la capacidad del banco de baterías

Cálculo de Ah - día

$$C_X = \frac{N_c * E_{PV}}{DOD_{m\acute{a}x} * V_b * \eta_{salida}}$$

Nc 1 días de autonomía
E_{pv} 380040 Wh por día
DoD máx 100% Dato de la ficha técnica de la batería
V_b 409 V, Voltaje nominal de la batería
n salida 96% Dato de la ficha técnica de la batería

$$C_X = \frac{1 * 380\ 040}{100\% * 409 * 96\%}$$

C_x 967.9 Ah

$$C_X = 967.9 \text{ Ah}$$

Se selecciona BATTERY-BOX LITIO PREMIUM HVS 10.2 kWh

Se requiere 380.04 kWh-día de autonomía
Capacidad úti 10.24 kWh, dato de fábrica
baterías 38 Baterías HV 10.2 kWh conectadas en paralelo

$$N_{BR} = \frac{E_{PV}}{E \text{ almacena la batería}} = \frac{C_X}{C \text{ batería}}$$

$$N_{BR} = \frac{380.04 \text{ kWh}}{10.24 \text{ kWh}} = \frac{967.9 \text{ Ah}}{25 \text{ Ah}}$$

$$N_{BR} = 38 \text{ baterías}$$

Número de baterías en serie

$$N_{BS} = \frac{\text{Voltaje del sistema}}{\text{Voltaje de la batería}} = \frac{406}{406} = 1$$

Número de baterías en paralelo

$$N_{BP} = \frac{N_{BR}}{N_{BS}} = \frac{38}{1} = 38$$

1.3 Dimensionamiento del Inversor

$$P_{inv} = P_{RS} * 1.25$$

P demandada máxima 237840 W-día
Potencia pico utilizada al mismo tiempo se considera un 50% del total de la potencia consumida,

para un mejor diseño.

$$P_{RS} = P_{demandada\ máx} * 50\%$$

Prs 118920 W-día

Entonces

$$P_{inv} = P_{RS} * 1.25$$

$$P_{inv} = 118\ 920 * 1.25$$

Pinv 148650 W-día

El inversor seleccionado debe ser de mayor capacidad de 148,65 kW.

Se selecciona un inversor "SMA SUNNY TRIPOWER CORE1 STP 50-41

Luego, se divide la Pinv entre los 50 kW que tiene el inversor seleccionado

$$Cantidad_{inv} = \frac{148,65}{50}$$

Cantidad de ir 2.973

$$Cantidad_{inv} = \frac{148,65}{50} = 2.973 \langle \rangle 3\ inversores\ de\ 50\ kW$$

1.4 Dimensionamiento del controlador de carga

$$I_r = N_{MP} * I_{CC} * f_s$$

Nmp 82

Icc 11.28 A, dato obtenido de fábrica

fs 1.25

$$I_r = 82 * 11.28 * 1.25$$

Ir 1156.2 A

$$I_r = 1156.2\ A$$

Ahora para calcular el Número de controladores de carga se determina de la siguiente manera:

$$N_{reg} = \frac{I_r}{I_{reg\ seleccionado}}$$

Ir 1156.2 A

Se seleccionó el controlador de carga "SmartSolar MPPT 250V 100A VICTRON"

Ireg 100 A

$$N_{reg} = \frac{1156.2}{100}$$

Nreg 11.562 unidades

$$N_{reg} = 11.56 \langle \rangle 12\ controladores\ de\ carga$$

1.5 Cableado

$$A = \frac{\rho * L * I_{reg\ seleccionado}}{V_d}$$

ρ 1.724E-08 Ω m

L 12 m

Ireg 100 A

Vd 1.92 V

A 0.000010775 mm²

$$A = \frac{1.724 * 10^{-8} * 12 * 100}{48 * 0.04}$$

$$A = 10.775 * 10^{-6} \langle \rangle 11 \text{mm}^2$$

Comercialmente, se elige un cableado con una sección transversal de 16 mm².

Selección del Voltaje del Sistema	
Demanda de potencia en AC (W)	Voltaje de entrada del inversor (V DC)
<1500	12
1500-5000	24 o 48
>5000	48 o 120

COSTOS DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO FLOTANTE

ÍTEM	Descripción	Marca	Precio unitario (USD)	Cantidad (un)	Costo Total (USD)	Proveedor
1	Módulo monocristalino 450 W, 24 V, modelo AS-6M144-HC.	Amerisolar	\$ 210.60	163	\$ 34,327.80	Merkasol Energías Renovables
2	Batería Litio BYD B-Box HVS Premium 10.2kWh	BYD	\$ 13,275.00	38	\$ 504,450.00	Autosolar
3	Inversor SUNNY TRIPOWER CORE 1 STP 50-40 (SMA) 50kW	SMA	\$ 6,298.14	3	\$ 18,894.42	Atersa Shop
4	Controlador SmartSolar MPPT 250V 100A	VICTRON	\$ 1,253.65	12	\$ 15,043.74	Autosolar
5	Cableado 16 mm2 ZZ-F / H1Z2Z2-K	Top Cable	\$ 4.79	12	\$ 57.42	Autosolar
6	Plataforma del sistema fotovoltaico 679 m2 - 97x7 m HDPE/HWM	Kaival	\$ 350.00	679	\$ 237,650.00	Kaival S.A.C.
	Total				\$ 810,423.38	



Archer C20

Router Inalámbrico de Banda Dual AC750

- Soporta el estándar 802.11ac - la próxima generación Wi-Fi.
- Conexiones simultáneas de 2.4GHz y 5GHz a 300Mbps y 433Mbps para un total de 733Mbps de ancho de banda disponible.
- Señal omnidireccional estable y cobertura inalámbrica superior.

AC 750

Router Inalámbrico de Doble Banda

Red de Invitados

Controles
Parentales

Soporte IPv6

Fácil
Configuración

APP Tether

INALÁMBRICOS

Standards	Wi-Fi 5 IEEE 802.11ac/n/a 5 GHz IEEE 802.11n/b/g 2.4 GHz
WiFi Speeds	AC750 5 GHz: 433 Mbps (802.11ac) 2.4 GHz: 300 Mbps (802.11n)
WiFi Range	Casas de 2 dormitorios <hr/> 3 antenas fijas Varias antenas forman una matriz de refuerzo de señal para cubrir más direcciones y áreas grandes
WiFi Capacity	Media <hr/> Doble banda Asignar dispositivos a diferentes bandas para un rendimiento óptimo
Working Modes	Modo de router Modo de punto de acceso Modo extensor de rango

HARDWARE

Processor	CPU de un solo núcleo
Ethernet Ports	1 puerto WAN de 10/100 Mbps 4 puertos LAN de 10/100 Mbps
Buttons	Botón WPS / Wi-Fi Botón de encendido / apagado Botón de reinicio
Power	9 V = 0.6 A

SEGURIDAD

WiFi Encryption	WEP WPA WPA2 WPA/WPA2-Enterprise (802.1x)
Network Security	Cortafuegos SPI Control de acceso Enlace IP y MAC Puerta de enlace de capa de aplicación
Guest Network	Red de invitados de 1 × 5 GHz 1 red de invitados de 2,4 GHz

SOFTWARE

Protocols	IPv4 IPv6
Parental Controls	Filtrado de URL Controles de tiempo
WAN Types	IP dinámica IP estática PPPoE PPTP L2TP
Quality of Service	QoS por dispositivo
NAT Forwarding	Servidor virtual Reenvío de puertos Activación de puerto DMZ UPnP
IPTV	IGMP Proxy IGMP Snooping
DHCP	Dirección de reservas Lista de clientes DHCP Servidor
DDNS	NO-IP Comex DynDNS
Management	Aplicación Tether Página web Verificar el emulador web>

PHYSICAL

Dimensions (WxDxH)	9.1 × 5.7 × 1.4 in (230 × 144 × 35 mm)
Package Contents	Router Wi-Fi Archer C20 Adaptador de corriente Cable Ethernet RJ45 Guía de Instalación Rápida

OTHER

System Requirements	Internet Explorer 11+, Firefox 12.0+, Chrome 20.0+, Safari 4.0+ u otro navegador habilitado para JavaScript Módem por cable o DSL (si es necesario) Suscripción con un proveedor de servicios de Internet (para acceso a Internet)
Certifications	FCC, CE, RoHS
Environment	Temperatura de funcionamiento: 0 °C ~ 40 °C (32 °F ~ 104 °F) Temperatura de almacenamiento: -40 °C ~ 70 °C (-40 °F ~ 158 °F) Humedad de funcionamiento: 10% ~ 90% sin condensación Humedad de almacenamiento: 5% ~ 90% sin condensación

TEST DATA

WiFi Transmission Power	CE: <20dBm(2.4GHz) <23dBm(5GHz)
WiFi Reception Sensitivity	5GHz: 11a 54M: -76dBm; 11ac VHT20 MCS8: -71dBm; 11ac VHT40 MCS9: -66dBm; 11ac VHT80 MCS9: -62dBm 2.4GHz: 11g 54M: -76dBm; 11n HT20 MCS7: -73dBm; 11n HT40 MCS7: -71dBm

Para más información sobre su versión de hardware, por favor, vaya a la página de soporte, y consulte el datasheet de su versión.

LG

Horno microondas LG MS2536GIS 25L

EasyClean: Elimina hasta una 99.99% de bacterias. Cocina saludable y Descongela Uniforme. Magnetrón Smart Inverter con 10 años de garantía.

CODIGO 108259

PRECIO ONLINE **S/ 459.00**

Normal S/ 509.00

Disponible más de 10 unidades

Cantidad

AÑADIR AL CARRO

Disponibilidad y tiempos de entrega

Disponible para despacho a domicilio

Comparte este producto



Descripción del producto



Horno Microondas NeoChef 25 Litros con EasyClean, luz interior y base estable

MS2536GIS

EasyClean™: Elimina hasta un 99.99% de bacterias

Cocina y Descongela Uniformemente

Cocina Rápido

Magnetron Smart Inverter con 10 años de garantía

Cocina saludable

*Las imágenes de los productos son solo ilustrativas y pueden diferir del producto real.

DIMENSIONES



CERRAR

PRODUCTO

Tipo de Horno Sin Dorador

CAPACIDAD

Litros 25

ESPECIFICACIONES GENERALES

Color	Negro	Pantalla del controlador	LED
Interior	Easy Clean™	Panel de Control	Panel Táctil
Tipo Luz Interior	LED	Anillo Estable Hexagonal	Sí

CARACTERÍSTICAS

Smart Inverter	Sí	Fácil Limpieza Antibacterial	Sí
Temporizador de cocina	Sí	Inicio rápido	Sí
Reloj	Sí	Bloqueo para niños	Sí
Ahorro de Energía Eco-on	Sí		

TIPOS DE COCCIÓN

Potencia Eléctrica en Microondas	1000W		
---	-------	--	--

FUNCIONES ADICIONALES

Reloj	Sí	Ajuste del tiempo	Sí
Bloqueo para niños	Sí	Inicio rápido	Sí
Más/menos	Sí	Mantener Caliente	Sí

Nivel de Potencia	Sí	Descongelado Inverter	Sí
Menú Gourmet	Sí	Cocina Inverter	Sí

DIMENSIONES (A X ALT. X P) CM

Ancho	47.6	Altura	27.2
Profundidad	36.9		



Ficha técnica

Atributo	Detalle
Precio	S/ 509.00
Marca	LG
Modelo	MS2536GIS
Alto	27.2 cm
Ancho	47.6 cm
Profundidad	36.9 cm
Peso	9.5 kg
Alto empaque	29.4 cm
Ancho empaque	54 cm
Profundidad empaque	41.7 cm
Peso con empaque	11 kg
Tipo de panel	Digital
Cantidad de programas	6
Alimentación	Red eléctrica
Potencia	1200 W
Niveles de potencia	10
Función de descongelado	Sí

Grill	No
Diametro de bandeja	29 cm
Material de las bandejas	Vidrio templado
Iluminacion interior	Sí
Bloqueo de seguridad	Sí
Color	Negro
Incluye	Manual
Garantía del proveedor	Magnetron Smart Inverter con 10 años de garantía

Productos Relacionados



BOSCH

Campana Extractora Bosch DHS64I42AG
60cm

S/ 649.00



MABE

Campana Extractora Mabe CMU9020PIO
90cm

PRECIO
ONLINE **S/ 499.00**

Normal S/ 619.00

COLDEX

Cocina GLP C

S/ 1,299.00

CYBER WEEK |

¡siguen los descuentos! envío gratis en todos los productos y paga en hasta **12** cuotas sin interés (con medios de pago seleccionados)

Ver ofertas

Inicio > Laptops > Ideapad > Serie 300 > Notebook IdeaPad 3i (15" Intel)

IdeaPad 3i (15.6", Intel)



Se adapta a tu rendimiento

- Procesamiento hasta Intel® Core™ de 10ma generación
- Pantalla de 15.6" hasta FHD touch (opcional)
- Opciones de tarjeta gráfica independiente en algunos modelos
- Tapa de privacidad para la cámara web y teclado numérico para mayor productividad
- Lector de huellas en botón de encendido y unidad óptica opcionales;
- puertos/ranuras pueden variar - colores sujetos a disponibilidad

Desde: S/2,199.00

Impuestos incluidos

Productos incluidos

IdeaPad 3 15" - Abyss Blue

Procesador ⓘ

10ma generación Intel® Core™ i3-1005G1 (4M Cache, 1.20 GHz hasta 3.40 GHz con Turbo Boost, Cores: 2, Threads: 4)

Sistema Operativo ⓘ

Windows 10 Home Single Language 64 (Español)

Pantalla ⓘ

15.6" HD (1366x768), TN Anti Reflejante, 220 nits

Memoria ⓘ

12 GB DDR4 2666MHz (4 GBDDR4 2666MHz Soldada + 8 GB SO-DIMM DDR4 2666MHz)"

Almacenamiento ⓘ

256 GB SSD (Solid State Drive), M.2, 2242, PCIe NVMe, TLC

Garantía

1 año Depósito o con Transporte

Puedes mejorarla o extenderla en el siguiente paso.

Adaptador de Corriente

65W Round Tip

Tarjeta Gráfica ⓘ

Gráficos integrados

Batería ⓘ

2 celdas, 35Wh

Cámara

0.3MP con PrivacyShutter

Lápiz Óptico

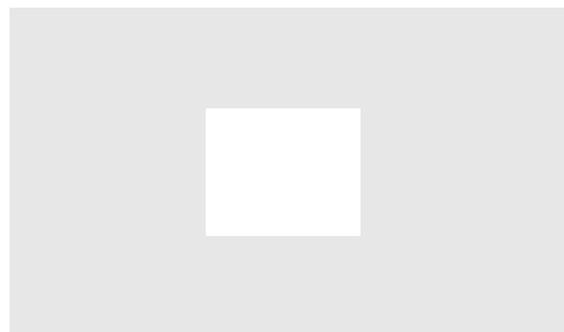
NI-

Lenovo Tab M8 HD Gen 2 - Iron Grey ⓘ

Se adapta a tu rendimiento



Fotos



Videos

<p>Procesador (opcionales)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Intel® Celeron® 5205U ● Intel® Pentium® Gold 6405U ● Intel® Core™ i3-10110U ● Intel® Core™ i3-1005G1 ● Intel® Core™ i5-10210U ● Intel® Core™ i5-1035G1 ● Intel® Core™ i5-1035G4 ● Intel® Core™ i7-10510U ● Intel® Core™ i7-1065G7
<p>Sistema operativo (opcionales)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Windows 10 Home 64 ● Windows 10 Home en modo S ● Windows 10 Pro 64 <p>Actualización gratuita a Windows 11 cuando esté disponible*</p> <ul style="list-style-type: none"> ● El plan de lanzamiento de la actualización se está finalizando y está programado para comenzar a finales de 2021 y continuar durante 2022. ● Los tiempos específicos variarán según el dispositivo. ● Algunas características requieren hardware específico, consulta: https://www.microsoft.com/windows/windows-11?icid=mscom_marco información. ● Vigencia: A partir del lanzamiento oficial de la actualización por parte de Microsoft para tu equipo en adelante. Consulta status en https://www.microsoft.com/windows/windows-11?icid=mscom_marcom_H1a_Windows11
<p>Pantalla (opcionales)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● FHD IPS de 39,62 cm (15.6"), resolución de 1920 x 1080, 250 nits ● FHD de 39,62 cm (15.6"), resolución de 1920 x 1080, 220 nits ● HD de 39,62 cm (15.6"), resolución de 1366 x 768, 220 nits ● Touch opcional
<p>Gráficos (opcionales)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Intel UHD ● Intel Iris Plus ● NVIDIA® GeForce® MX130 ● NVIDIA® GeForce® MX330 ● NVIDIA® GeForce® MX350
<p>Memoria (opcionales)</p>	<p>Hasta 12 GB máx / 2400MHz DDR4 (modelos Celeron, Pentium Gold) o 2666MHz I</p>
<p>Batería (opcionales)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Integrada de polímero de litio de 35Wh o 45Wh (esta última soporta Rapid Charge 65W opcional) ● Hasta 9 horas (35Wh); hasta 11.5 horas (45Wh)* <p><i>*Todas las cifras sobre la duración de la batería son aproximadas y se basan en los resultados comparativos de la vida útil de la batería realizadas con MobileMark® 2014. La duración depende de factores como la configuración y el uso del producto, el uso del software, la función de administración de energía y el brillo de la pantalla.</i></p>



San Miguel



Mi Cuenta

BAÑO, COCINA Y LIMPIEZA

AIRE LIBRE, JARDÍN Y PARRILLAS

AUTOMÓVILES Y CAR CENTER

CONSTRUCCIÓN Y FERRETERÍA

DECORACIÓN, MENAJE E ILUMINACIÓN

ELECTROHOGAR, TECNOLOGÍA Y CLIMATIZACIÓN

HERRAMIENTAS Y MAQUINARIAS

MUEBLES Y ORGANIZACIÓN

PISOS, PINTURAS Y TERMINACIONES

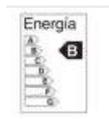
SERVICIOS HOGAR

PROYECTOS E INSPIRACIÓN

Home > Campanas > Imbatibles > Pack x3 Focos LED Ecohome 10w E27 Luz Fría



Diseñados para el confort de tus ojos.



Descripción



Cuida tus ojos eligiendo la luz adecuada para cada ambiente

Trabaja en casa cómodo y eficiente, elige un espacio bien iluminado



Concéntrate para trabajar en casa con la iluminación adecuada, combinado con un espacio cómodo y tranquilo te lo facilitará. Se

Philips

Código 3913562

Pack x3 Focos LED Ecohome 10w E27 Luz Fría

★★★★★ (0)

S/ 15.90 C/U

CMR **Obtén tu CMR VISA**
¡Y disfruta un mundo de beneficios!

[Solicítala aquí >](#)

- 1 +

Agregar al carro

Satisfacción Garantizada [ver más](#)

Si este producto no cumple con tus expectativas tienes 10 días desde su recepción para devolverlo en cualquiera de nuestras tiendas o llamando al (01) 203 0420 opción 4



Opciones de entrega para San Miguel

No disponible **Despacho a domicilio** [otros distritos](#)

Disponible **Retiro en tienda** [ver tiendas](#)

No disponible **Stock en tienda** [otras opciones](#)

Complementa tu compra



Bticino Wall Socket Oval Blanco



S/8.90 C/U



Dairu



Otras ventajas de elegir Philips LED

 Luz blanca cálida Crea una atmósfera cálida y acogedora con iluminación LED	 Bajo consumo Ahorra hasta 90% de energía	 Calidad Encendido instantáneo y sin tiempo de calentamiento	 Regulable Crea la atmósfera perfecta
--	---	--	---

Elige la iluminación para cada ambiente.

Luz cálida
Luz fría



Ver todos los productos

Elige la iluminación para cada ambiente.

Luz cálida
Luz fría



Ver todos los productos

[Ver menos descripción](#)

Ficha técnica



Marca	Philips
Color de luz	Blanca
Garantía	1 año
Led	Sí
Potencia	10 W
Rosca	E27
Tipo de luz	LED
Vida útil	6000 h
Voltaje	220-240 V
Características	Con estándar Eye Comfort
Contenido	3 unidades
Temperatura de color	6500 K
Flujo luminoso	750 lm
Equivalencia	65 W
Familia	Iluminación y Ventiladores

Reseñas



Más Opciones para Escoger





Sigue tu pedido

Inicio \ REFRIGERADORA INDURAMA RI-379 250L NO FROST - PLATEADO

-23%

REFRIGERADORA INDURAMA RI-379 250L NO FROST - PLATEADO

SKU:RI-379

~~S/1,689.00~~**s/ 1,299.00**

Precio exclusivo en web

10% Dcto. En todo Electro por compras a partir de s/999 con  . Usa el cupon:
10EFFECTIVA

Podrás comprar esta refrigeradora LG y muchos productos más con un solo clic desde la página web de tiendas EFE.

Cantidad

1

AÑADIR AL CARRO

Me gusta 2

Compartir



Despacho a domicilio

Stock Disponible

[Consultar costo](#)

Recojo en tienda o en puntos autorizados

GRATIS

Stock Disponible

[Consultar tienda](#)

DESCRIPCIÓN

FICHA TÉCNICA

Modelo:	RI-379
Peso (kg):	53 kg
Alto:	156 cm
Ancho:	55 cm
Profundidad:	60 cm
Garantía:	1 año
Potencia:	120 W
Alarma puerta abierta:	No
Clasificación energética:	A

Control de temperatura:	Manual
Iluminación interna:	Si
Ruedas de desplazamiento:	Si
Temperatura máxima:	-18 °C
Panel digital:	No
Anaqueles en puerta:	Si
Cantidad de bandejas:	3
Cantidad de cajones:	1
Capacidad del freezer:	53 L
Dispensador de agua:	No
Dispensador de hielo:	No
Material de bandejas:	Vidrio templado
Número de puertas:	2
Tipo de refrigeradora:	Top Mount, 2 Puertas
Capacidad bruta:	250 L
Capacidad neta:	227 L
Sistema de enfriamiento:	No Frost



Categorías

¿Qué buscas



Inicia Sesión
Mi Cuenta

Mis órdenes

0
Bolsa

FONOCOMPRAS 203-7050

V. EMPRESAS 951-752-112

Nuestras tiendas

Novios

CMR puntos

Pide tu CMR

ENVÍO GRATIS A TODO EL PERÚ

en todo Vestuario, Calzado, Accesorios, Belleza y Juguetes

Por compras mayores a ~~S/99~~

COMPRANDO POR TU

VER TODO →



> Otros Accesorios



SAMSUNG

Código: 18044062

Travel Adapter 25W USB Tipo C



★★★★★ 5.0 (1) [Escribir comentario](#) 14% DCTO

Falabella

S/ 119 (Oferta)
S/ 139

Acumula 119 CMR Puntos

Características destacadas

- ◇ **Marca:** Samsung
- ◇ **Modelo:** EP-TA800XBEGWW
- ◇ **Tipo:** Cargadores y baterías
- ◇ **Alto:** 8.35
- ◇ **Largo:** 8.35

[Ver más características](#)

Unidades disponibles: 10+

AGREGAR A LA BOLSA



¿AÚN NO TIENES TU CMR VISA?

¡Pídela ahora y obtén S/80 de descuento!

Tipo de entrega

Despacho a domicilio

[Revisar disponibilidad](#) >

Retiro en tienda

[Selecciona una tienda](#) >

Satisfacción garantizada

Para cambios o devoluciones. [Más información](#) →

Si tu producto requiere ser armado o instalado, recuerda debe ser realizado por el técnico de la marca para que mantenga la garantía

Especificaciones

Marca	Samsung
Modelo	EP-TA800XBEGWW
Tipo	Cargadores y baterías
Alto	8.35
Largo	8.35
Peso	0.051
Conexión	USB-C
Compatibilidad	No aplica
Contenido	Unitario
Material principal	PC

Comentarios

Calificación general

 5.0 / 5 | 1 comentario

Selecciona una nota para ver los comentarios

ESCRIBIR COMENTARIO



T4300 HD Smart TV 2020

UN32T4300APXPA

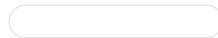
★★★★★ 4.9 (109)

[Escriba una reseña](#)

- Funciones Smart Hub y One Remote
- PurColor
- Visión ultranítida

T4300 HD Smart TV 2020

[Dónde comprar](#)



360°

Video



Mira, juega, conecta

Diseño elegante para tu espacio

Delgado

Este diseño maravillosamente delgado se funde con cualquier decoración existente y mejora el estilo sin invadir el ambiente.



Especificaciones

Serie	Resolución	Conectividad	USB
4	1,366 x 768	2	1

Tipo de producto LED

Serie 4

Pantalla Tamaño de pantalla 32" Resolución 1,366 x 768

Video**Motor de imágenes**

Hyper Real

Índice de movimiento

60

PQI (Índice de calidad de la imagen)

900

HDR (Alto rango dinámico)

HDR

Contraste

Mega Contrast

Color

PurColor

Microatenuación

Microatenuación profesional

Potenciador de contraste

Si

Modo de película

Si

Soporte para Modo natural

Si

Audio**Dolby Digital Plus**

Yes

Salida de sonido (RMS)

10W

Tipo de altavoz

2CH

Enlace para habitaciones múltiples

Si

Servicio inteligente**Televisor inteligente Samsung**

Inteligente

Sistema operativo

Tizen™

Navegador web

Si

Soporte para aplicaciones

SmartThings

Si

Galería

Si

Convergencia

Móvil a TV: Duplicación, DLNA

Si

Acceso remoto

Si

Wifi Direct

Yes

Sintonizador/transmisión

Transmisión digital

ISDB-T/DVB-T/ATSC

Sintonizador análogo

Sí (Trinorma)

Conectividad

HDMI

2

USB

1

Entrada para componente (Y/Pb/Pr)

1

Entrada combinada (AV)

1 (Uso común del componente Y)

Ethernet (LAN)

1

Salida para audio digital (Óptico)

1

Entrada para RF (Entrada terrestre y de cable)

1/1 (Uso común de la entrada terrestre)/0

Soporte para HDMI A / Canal de retorno

Si

Interruptor rápido para HDMI

Si

LAN inalámbrico integrado

Sí (WiFi4)

Anynet+ (HDMI-CEC)

Si

Diseño

Diseño

Moldeado

Tipo de bisel

VNB

T4300 HD Smart TV 2020

[Características](#)
[Especificaciones](#)
[Reseña](#)
[Soporte](#)
[Comparar](#)

Tipo de soporte

MINIARCO

Color del soporte

NEGRO

Función adicional

Detección de brillo y color

Detección de brillo

Accesibilidad-Guía de voz

Inglés estadounidense

Accesibilidad-Aprende sobre el control remoto del TV/Aprende sobre la pantalla de menú

Inglés estadounidense

Accesibilidad-Otros

Agrandar/Contraste alto/Audio de múltiples salidas/Repetición de botón de cámara lenta

Visión ultranítida

Si

Visión nítida digital

Si

Búsqueda automática de canales

Si

Apagado automático

Si

Subtítulos

Si

Connect Share™ (HDD)

Si

ConnectShare™ (USB 2.0)

Si

EPG

Si

Modo de juego

Sí (básico)

Idioma en pantalla

Idiomas locales

Soporte para USB HID

Si

Soporte para IPv6

Si

Función Eco

Sensor ecológico

Si

Alimentación

Fuente de alimentación

AC100-240V 50/60Hz

Consumo de energía (máx.)

60 W

Dimensiones

Tamaño del paquete (ancho x alto x prof.)

879.0 x 500.0 x 127.0 mm

Ajustar medida con soporte (anch. x alt. x prof.)

737.4 x 465.4 x 150.5 mm

Ajustar medida sin soporte (anch. x alt. x prof.)

737.4 x 438.0 x 74.1 mm

Soporte (básico) (anch. x prof.)

732.5 x 150.5 mm

Peso

Peso del paquete

5.8 kg

Peso del equipo con soporte

4.1 kg

Peso del equipo sin soporte

4.0 kg

Accesorio

Modelo de control remoto

TM1240A

Baterías (para el control remoto)

Si

Compatible soporte Vesa para montaje en pared

Si

Manual para usuarios

Si

Manual electrónico

Si

Cable de alimentación

Si

[Ocultar todas las specs ^](#)



Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos



Edición:

Ministerio de Energía de Chile
Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449
Edificio Santiago Downtown II, piso 13 y
14
Santiago de Chile
T +56 22 365 6800
I www.energia.gob.cl

Responsable:

Gabriel Prudencio,
Jefe División de Energías Renovables,
Ministerio de Energía

Apoyado por:

NAMA: Energías renovables para
Autoconsumo en Chile
Marchant Pereira 150 piso 12 oficina
1203
7500654 Providencia
Santiago - Chile
T +56 22 30 68 600
I www.giz.de

Responsable:

Rainer Schröder/ Stephan Remler

Título:

Guía de operación y mantenimiento de
Sistemas fotovoltaicos

Autores:

Guillermo Soto Olea,
División Energías Renovables,
Ministerio de Energía.
Javier Hernández Venegas,
División de Ingeniería Eléctrica,
Superintendencia de Electricidad y
Combustible.
Daniel Almarza, Asesor GIZ Chile.
Ignacio Jofré, Asesor GIZ Chile.
Asier Ukar, PI Photovoltaik Institut
Berlin AG.

Ilustraciones facilitadas por DGS
Berlin e. V. y PI Photovoltaik Institut
Berlin AG.
Asesoría técnica: DGS Berlin e. V.,
Eva-Maria Schubert, Rainer E. Wuest

Aclaración

Esta publicación ha sido preparada por encargo del Proyecto "NAMA: Energías Renovables para el Autoconsumo en Chile" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de NAMA Facility del Ministerio de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU) de Alemania y del Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial (DBEIS) de Gran Bretaña. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, noviembre 2018.

Índice

Capítulo	Página
Glosario de términos y acrónimos	1
1 Introducción	5
1.1 Objetivos	6
1.2 Breve Historia	7
1.3 Beneficios del Mantenimiento	8
1.4 Componentes de Sistemas Fotovoltaicos	9
2 Prerrequisitos para el mantenimiento	13
2.1 Planificando el rendimiento de la Instalación	13
2.2 Documentación	14
2.3 Garantías	16
3 Aspectos de Seguridad	19
3.1 Seguridad Eléctrica	19
3.2 Seguridad laboral en la altura / Protección Anticaídas	26
3.3 Herramientas Manuales y Eléctricas	30
3.4 Equipos de Protección Personal (EPP)	31
4. El Plan de Mantenimiento	32
4.1 Mantenimiento Preventivo	35
4.2 Mantenimiento Correctivo	51
4.3 Mantenimiento Predictivo	76
4.4 Ahorros y Costos en O&M	83
4.5 Requerimientos para Contratistas	87
4.6 Contratos de O&M	89
4.7 Indicadores de Rendimiento	91
4.8 Aspectos Clave en Contratos de O&M	94
5. Recursos Adicionales	95
6. Referencias	96
7. Anexos	98
Anexo A: Descripción de Actividades de Gestión Activos de O&M SFV	98
Anexo B: Descripción de Servicios y Cualificación para O&M de SFV	99
Anexo C: Descripción de Actividades de Mantenimiento Preventivo	101
Anexo D: Descripción de Actividades de Mantenimiento Correctivo	109
Anexo E: Comprobante de Mantención Limpieza Módulos Fotovoltaicos	112

Glosario de términos y acrónimos

Alcalina: se denomina a un elemento con un PH mayor a 7, en una escala de 1 a 14.

Anodizado: se refiere al proceso electroquímico para incrementar el espesor de la capa natural de óxido del aluminio para la protección de este.

Armónicos: frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental de trabajo del sistema eléctrico y cuya amplitud va decreciendo conforme aumenta el múltiplo.

Arreglo FV: subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador (RGR N°2/2017).

As Built: Apto para construcción. Se utiliza para denominar la condición final en la que ha sido construida un proyecto.

Asset Management: actividad de administración de activos.

Big Data: se refiere a la tecnología que procesa gran cantidad de información para análisis y predicción de comportamientos.

Browning: se refiere a la opacidad en el reverso de un panel fotovoltaico.

CA: corriente alterna.

Caja de conexión: se refiere a la caja que se encuentra en el reverso de los paneles fotovoltaicos que incluye los diodos de *by-pass* y cables para la conexión de los paneles.

Cajas de combinación: elementos en los cuales se conectan y agrupan varios *strings* en corriente continua.

CC: corriente continua.

Conector MC4: se refiere al modelo de conector solar de la marca *Multi Contact*.

Conexión a barras (*busbars*): son las conexiones entre las celdas fotovoltaicas que componen un panel.

Contador: medidor eléctrico con capacidad de almacenar datos.

Crimpadora: herramienta utilizada para la unión de conectores solares.

Curva IV: corresponde a la curva característica que mide corriente y voltaje en un panel fotovoltaico.

Datalogger: en esta guía se denomina a un equipo electrónico que almacena datos de un SFV y que puede poseer la capacidad de transmitirlos.

Diodos de *by-pass*: la caja de conexión contiene normalmente 2 diodos de *by-pass* que están conectados en polaridad opuesta a las celdas; de esta forma, no conducen en operación normal. En caso de celdas o paneles sombreados, estas celdas no actúan como generador, sino que el diodo interno está operando en polarización inversa y, en consecuencia, no deja pasar corriente. (Aplicaciones de Energía Solar Fotovoltaica: Diseño, Implementación, Experiencias, Pg. 40, Reinhold Schmidt, 2012).

EPC: ingeniería, abastecimiento y construcción, por sus siglas en inglés. En esta guía se denomina EPC a empresas que realizan instalaciones fotovoltaicas "llave en mano".

EPP: elemento de protección personal.

Equipotencial: unión permanente de partes metálicas para formar un trayecto eléctricamente conductivo que asegure la continuidad eléctrica y la capacidad para conducir con seguridad cualquier corriente impuesta

FV: fotovoltaico.

Gradiente térmica: variación de temperatura por unidad de distancia.

GW: gigawatt.

Hardware: componentes físicos de un sistema informático. En este caso se también se usa para denominar a los componentes físicos de un sistema de electrónica de potencia.

Hot Spots: se denominan puntos calientes a la concentración de calor en un punto del panel, lo que reduce su eficiencia.

Imp_p: corriente en máxima potencia.

IP: índice de protección.

I_{sc}: corriente de corto circuito.

kV: kilovolt.

kW: kilowatt.

kW_p: kilowatt *peak*.

Ley 20.571: la Generación Ciudadana, establecida mediante la Ley 20.571, es un sistema que permite la autogeneración de energía en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente. Esta Ley, conocida también como Netbilling, Netmetering o Generación Distribuida, entrega el derecho a los usuarios a vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica a un precio regulado, el cual está publicado en el sitio web de cada empresa distribuidora.

Línea de vida: sistema de protección diseñado para evitar el riesgo de caídas desde altura.

Lux: medida de luminosidad.

MPPT: Seguidor de punto de máxima potencia, consiste en un dispositivo electrónico que busca el balance entre el voltaje y la corriente en el que los paneles fotovoltaicos operan a su máxima potencia.

Multitester: herramienta que permite medir distintas variables eléctricas.

MW: megawatt.

MW_p: megawatt *peak*.

N dopado: Los átomos con un electrón más de valencia que el silicio se utilizan para producir material semiconductor "de tipo n"

NCh: acrónimo que se refiere a "Norma Chilena".

NOTC: condiciones de prueba estándar ajustadas a una temperatura de 45°C e irradiancia de 800 W/m², velocidad de viento de 1 m/s a una temperatura del aire de 20°C. *Nominal Operating Cell Temperature* por sus siglas en inglés.

O&M: operación y mantenimiento.

P dopado: Los átomos con uno menos de los electrones de valencia resultan en material "tipo p"

Pasillo técnico: estructura que permite el tránsito que se instala en el techo de un inmueble para el paso seguro de personas.

PID: degradación inducida por potencial.

Piranómetro: equipo de medición de irradiancia solar.

Plug In: se refiere a un artefacto que puede ser acoplado a otro y configurados automáticamente entre sí.

PM: plan de mantenimiento.

Pmpp: potencia en el punto de máxima eficiencia.

PR: índice de desempeño (*performance ratio*) de un SFV.

Prensa estopa: elemento usado para la confección de armarios eléctricos que permite el ingreso de un cable al armario sin comprometer la estanqueidad de este.

Prueba de continuidad: procedimiento mediante el cual se busca detectar fallas en circuitos eléctricos.

PSI: unidad de presión que se refiere a libras inglesas por pulgadas cuadradas.

PTSP: Programa Techos Solares Públicos del Ministerio de Energía.

Puntos de anclaje: son anclas permanentes en la superficie de una estructura.

Relé: dispositivo electromagnético que abre o cierra un circuito dada cierta condición.

SCADA: Supervisión, Control y Adquisición de Datos, por sus siglas en inglés.

SFV: sistema fotovoltaico.

Sobretensión: voltaje superior a un rango definido.

Software: conjunto de programas y rutinas que permiten a un computador realizar determinadas tareas. En esta guía también se utiliza para referirse a la programación de equipos electrónicos.

SPD: dispositivo de protección contra sobretensión.

SPT: sistema de puesta a tierra.

STC: condiciones de prueba estándar por sus siglas en inglés (*standard test condition*) que considera 1000 W/m² de irradiancia y 25 °C y una masa de aire de 1,5 AM.

String: cadena de paneles conectados en serie.

Termómetro IR: es un equipo de medición de temperatura infrarrojo.

UV: ultravioleta.

V: unidad de voltaje, voltios.

VAC: voltaje en corriente alterna.

VCC: voltaje en corriente continua.

Vmpp: voltaje en máxima potencia.

Voc: voltaje de circuito abierto.

1. Introducción



Esta guía se ha preparado para las instituciones públicas, así como a otros interesados, con el propósito de orientar y sugerir tareas y estrategias de operación y mantenimiento (O&M) de manera de asegurar una operación segura, alta disponibilidad de la planta y un alto rendimiento en las instalaciones fotovoltaicas.

Desde el punto de vista del mantenimiento, se busca maximizar la generación de energía, evitar los tiempos de inactividad, minimizar las fallas, evitar las fallas más costosas y aumentar la vida útil de la planta fotovoltaica. Aunque un sistema fotovoltaico (SFV) funciona automáticamente, un mantenimiento regular es una tarea indispensable y necesaria. Una instalación fotovoltaica puede tener buenos equipos instalados, pero sin un programa de mantenimiento regular y adecuado al sitio, no se puede garantizar la funcionalidad de los sistemas, la seguridad y confiabilidad.

El Plan de Mantenimiento (PM) que se debe realizar a cada SFV depende de su contexto operacional, es decir, de las condiciones ambientales del sitio, los equipos utilizados y el lugar de instalación. Es difícil proponer un PM que sea solución única para todos los proyectos que se instalen. Sin embargo, existen buenas prácticas de O&M en común que aplican a una amplia variedad de instalaciones. Por esta razón, esta guía se ha elaborado en base a una recopilación de buenas prácticas nacionales e internacionales de O&M para SFV. Como tal, debe ser entendida como una ayuda que establece prácticas razonables, sugerencias y recomendaciones de O&M para proyectos de media escala y debe ser usada por personal previamente capacitado en SFV conectados a la red.

Este documento se ha organizado de la siguiente manera: En la primera sección se presenta un contexto general sobre SFV, una breve historia, beneficios de la O&M, además de mostrar la experiencia en O&M del Ministerio de Energía a través de la instalación de los SFV en edificios públicos, en el marco de Ley 20.571 de Generación Distribuida.

En la segunda sección, se describen los principales prerequisites para un plan de mantenimiento exitoso. En la tercera parte, se ilustra uno de los aspectos más importantes en un plan de O&M de SFV, la *seguridad*. En la cuarta parte, se explican en detalle los tipos de mantenimiento para un SFV: mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo y mantenimiento predictivo. Finalmente, se plantean estimaciones de costos de O&M, ahorros y una propuesta de plan de mantenimiento.

1.1 Objetivos

Esta Guía tiene como propósito describir la operación y mantención de SFV. Esta caracterización permitirá al lector, lo siguiente:

- Evaluar aspectos críticos de los equipos y componentes de los sistemas fotovoltaicos, con el propósito de elaborar un Plan de O&M.
- Identificar las actividades de mantenimiento preventivo regulares y su frecuencia de ejecución.
- Comprender el procedimiento a seguir antes, durante y después de la intervención del Equipo de O&M en el marco del mantenimiento correctivo.
- Identificar fallas, proponer indicadores de rendimiento de la planta y abordarlas con un mantenimiento predictivo que ayude a reducir el número de intervenciones y reparaciones.
- Determinar y seguir prácticas de seguridad probadas en la ejecución del mantenimiento.
- Entender las capacidades requeridas y competencias profesionales del personal a cargo de realizar trabajos en el SFV.
- Entender cómo realizar un monitoreo de las pérdidas por suciedad.
- Mostrar los distintos tipos de contratos de O&M existentes en la industria y las garantías asociadas a los mismos.
- Comprender los beneficios del uso de sistemas de monitoreo en el marco del mantenimiento preventivo.

1.2 Breve Historia

Aunque el efecto fotovoltaico se conoce desde hace mucho tiempo y las primeras aplicaciones fotovoltaicas datan desde antes de los años setenta, la tecnología fotovoltaica puede considerarse una tecnología joven si se compara con otras fuentes de generación de energía como por ejemplo la generación térmica o hidroeléctrica. Recién en el año 2004 la capacidad instalada mundial superó 1 GW [1]. Sin embargo, en los últimos 10 años, con su reducción de precio, su implementación ha ido aumentando rápidamente, masificando esta tecnología.

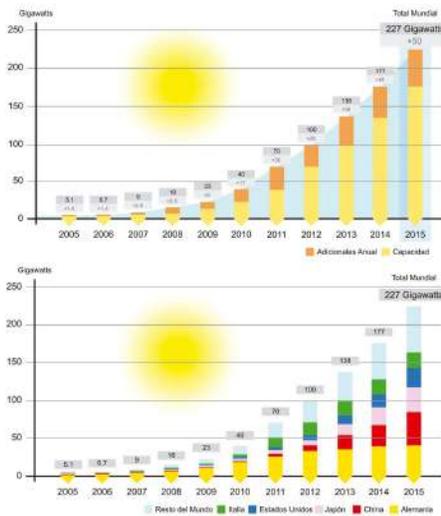


ILUSTRACIÓN 1 CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA MUNDIAL (ARRIBA). 10 PAÍSES CON MAYOR CAPACIDAD ACUMULADA INSTALADA (ABAJO) [GW] [1]

El desarrollo rápido de esta tecnología a través de investigación, aprendizajes y estándares ha mejorado velozmente la calidad de los equipos e instalaciones. Una medida de aprendizaje fueron los programas de incentivo “1.000 techos solares” y “100.000 techos solares” en Alemania durante la década de los años 90. Con esta cantidad de instalaciones se pudo evaluar los componentes bajo condiciones reales (intemperie) en gran escala. Así empezó la curva de aprendizaje, que continúa con el crecimiento mundial. Estas y otras experiencias permitieron mejorar ampliamente la calidad de los componentes y su confiabilidad.

La industria se ha adaptado rápidamente, lo que ha posibilitado la creación de empresas, puestos de trabajo y desarrollo técnico. El proceso de Operación y Mantenimiento (O&M) es fundamental para garantizar el avance de la tecnología solar FV. Una de las razones que justifica esta afirmación es que la mayoría de las fallas no se produce a causa de los componentes, sino que están relacionadas con la planificación, diseño, instalación y la mantención [2].

1.3 Beneficios del Mantenimiento

En general los SFV son muy confiables y seguros, y su vida útil puede extenderse hasta los 25 años. Sin embargo, un SFV está expuesto a condiciones ambientales muchas veces adversas como cambios bruscos de temperatura, lluvia o tormentas, radiación UV, polución, entre otros, que con el paso del tiempo pueden afectar su rendimiento. Pese a que todos los componentes de un SFV tienen que cumplir los requerimientos normativos para su instalación en la intemperie, las fallas (por ejemplo, un fusible defectuoso) igualmente se pueden presentar. A veces, estas fallas pueden ser reparadas a bajo costo, de lo contrario afectan el rendimiento y los ahorros esperados en la cuenta de electricidad de manera perceptible.

Las ventajas de implementar un Plan de O&M se expresan, por ejemplo, en:

- Mejorar el rendimiento del SFV, aumentando la cantidad de energía entregada durante su operación.
- Maximizar la operación del SFV su disponibilidad de la planta y la energía entregada.
- Aumentar la vida útil de la planta FV.
- Minimizar los costos de operación y mantenimiento del SFV.

Por otro lado, se debe considerar que el mantenimiento de la planta fotovoltaica debe ser financiado, y dependerá de las circunstancias de cada beneficiario/dueño de la instalación para asegurar su implementación. Algunas de las opciones que se pueden considerar para la implementación de un Plan de O&M son [3]:

- Usar personal propio capacitado para realizar el mantenimiento.
- Contratar el mantenimiento a la empresa que ejecutó la instalación.
- Contratar a un proveedor de mantenimiento externo.

La ventaja de un contrato de mantenimiento es que personal calificado de una empresa especialista ejecuta el mantenimiento y emite un reporte del estado del sistema, indicando las fallas que presenta y las medidas de corrección respectivas, en caso de que éstas se presenten. Sin embargo, debe existir una contraparte técnica capacitada capaz de validar el Plan de Mantenimiento y aprobar el trabajo. Por otra parte, determinado tipo de contratos transfieren la totalidad de los riesgos al contratista, lo cual supone ventajas legales y financieras para el dueño, y que pueden llegar a compensar con creces los costos asociados al servicio de O&M. Así, antes de decidir de qué manera se realizará el mantenimiento se debe tener en consideración un análisis de costos y beneficios. En el capítulo 4 se ilustrarán los contratos de O&M más comunes.

1.4 Componentes de Sistemas Fotovoltaicos

Los SFV convierten la energía solar en energía eléctrica, la que puede ser utilizada para el consumo propio y, en caso de haber excedentes (sistemas conectados a red), estos pueden ser inyectados a la red eléctrica. Los SFV tienen tres componentes principales: los paneles FV, el inversor y la estructura de soporte de los paneles FV. A continuación, se entrega una breve descripción de cada uno de estos componentes.

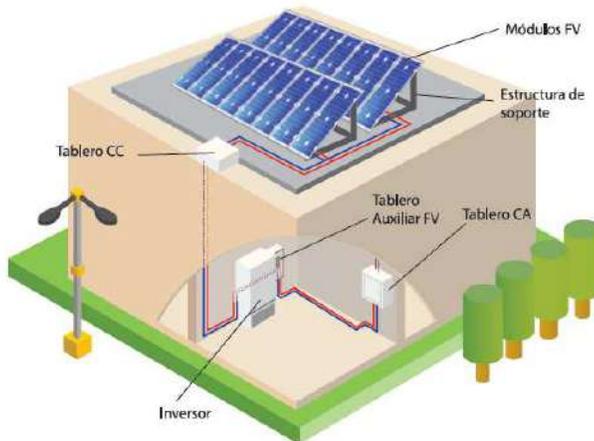


ILUSTRACIÓN 2 COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO
(FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA)

Módulos fotovoltaicos: los módulos o paneles son el principal componente del SFV y son los encargados de transformar la energía solar, en energía eléctrica de corriente continua. Para ello se han desarrollado varias tecnologías de manera masiva, siendo los paneles fotovoltaicos cristalinos una tecnología madura y



ILUSTRACIÓN 3 EJEMPLO MÓDULOS EN UN SFV, TELETÓN SANTIAGO
(FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA)

confiable cuya vida útil puede sobrepasar los 20 años. En Chile, estos equipos deben estar autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para ser instalados bajo la Ley de Generación Distribuida o de Facturación Neta. El listado del equipamiento autorizado para ser comercializado y utilizado en Chile se puede encontrar en el sitio web de la SEC. ¹

¹ www.sec.cl

Inversor: Entre las funciones de este equipo electrónico está la transformación eficiente de la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos a corriente alterna para usarla en el edificio o inyectarla a la red eléctrica, la optimización del voltaje a nivel de *string* (o cadena de paneles), el monitoreo de los parámetros de entrada y salida del equipo, la vigilancia de aislación y la operación de protecciones ante sobretensión, sobrecorriente, cortocircuito, variaciones de potencia y frecuencia de la red. La calidad, eficiencia y vida útil de los inversores ha avanzado rápidamente. Actualmente, estos equipos son capaces de transformar la energía hasta con un 98% de eficiencia máxima y su vida útil se puede extender más allá de los 10 años.

Estructura de soporte: fija de manera segura los módulos fotovoltaicos a la superficie dispuesta para su instalación (techo de un edificio, cobertizo, galpón, suelo) en la orientación e inclinación de diseño. Su diseño depende del tipo de superficie donde se instalará el sistema. Así, por ejemplo, en superficies planas, la estructura de soporte debe ser inclinada de manera de maximizar la generación de energía y mejorar la limpieza de los módulos (ver ilustración 4). En superficies inclinadas normalmente la estructura se adapta a la inclinación de dicha superficie (ver ilustración 5). En la instalación de SFV mayores a 30 kWp se debe considerar la memoria de cálculo estructural obligatoria y que la empresa que realizará el O&M tenga este documento a la vista.

También es posible instalar los paneles fotovoltaicos en estructuras montadas sobre el suelo, siendo este el caso de las grandes centrales de generación solar, que generalmente superan los 1,5 MWp. Este tipo de montaje es especialmente útil cuando se cuenta con el terreno disponible y el suelo es relativamente plano.

Se distinguen principalmente tres tipos de anclaje de módulos FV a la estructura de un techo:

- (i) Anclaje con lastre: Este sistema utiliza elementos pesados para anclar los sistemas fotovoltaicos a un techo plano.



ILUSTRACIÓN 4 INVERSOR DE 33 kW
(FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA)



ILUSTRACIÓN 5 PLANTA FOTOVOLTAICA LASTRADA EN FISCALÍA DE CALAMA (FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA)

Entre las ventajas de este sistema se incluye la instalación simple y que no requiere penetración en el techo. Como desventajas puede citarse su limitación a techos planos, el requerimiento de evaluaciones de carga de viento más avanzadas y el hecho de que las cargas concentradas pueden dañar la integridad del techo.

- (ii) **Anclaje con penetración:** Este sistema se ancla mediante perforación del techo para montar sistemas fotovoltaicos en cualquier tipo de techo. El número de perforaciones requeridas dependerá de la estructura del techo, del diseño del sistema fotovoltaico y de los códigos locales de construcción.



ILUSTRACIÓN 6 PLANTA FOTOVOLTAICA ANCLADA MEDIANTE PENETRACIÓN (FUENTE: PI BERLIN AG)

Entre las ventajas de este sistema cuentan el hecho de que puede usarse tanto en techos inclinados como planos, y que la carga queda mejor distribuida sobre el techo debido al gran número de penetraciones. Como desventajas puede citarse el hecho de que tardan más tiempo en instalarse y que el mal sellado de los orificios de penetración puede dar lugar al filtrado de agua de lluvia al interior del tejado.

- (iii) Anclaje mediante abrazaderas: Este procedimiento utiliza un sistema de bastidores, guías o “racks” sobre los cuales se montan los paneles mediante grapas especiales.

Entre las ventajas de este sistema se incluye la rapidez de la instalación, su aplicabilidad a cualquier tipo de inclinación, la homogeneidad en la distribución de la carga y la eliminación de la perforación del techo. Como desventajas puede citarse el hecho de que el acceso entre filas y la instalación de los pasillos técnicos puede ser complicada debido al gran número de elementos constructivos que entorpecen el paso.

En el caso de instalaciones sobre el suelo existe variedad respecto a la disposición de los paneles, material de la estructura, tipo de anclaje y soporte. No se incluye un listado detallado, ya que esta guía está enfocada para SFV instalados sobre techo.



ILUSTRACIÓN 7 DERECHA: ESTRUCTURA DE SOPORTE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS INCLINADOS. IZQUIERDA: PLANTA FOTOVOLTAICA EDIFICIO GAM. (FUENTE PI BERLIN AG)



ILUSTRACIÓN 8 ESTRUCTURA DE SOPORTE DE MÓDULOS FV PARALELOS AL TECHO (FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA)

2. Prerrequisitos para el mantenimiento



2.1 Planificando el rendimiento de la Instalación

La etapa de O&M no está diseñada para corregir problemas que han ocurrido en el diseño, ingeniería o instalación de un SFV. Fallas de este origen deben ser reparados finalmente durante la puesta en marcha. Por lo mismo, es muy importante planificar la O&M desde el diseño de la instalación.

La planificación del rendimiento de un SFV es un proceso que comienza en la selección del emplazamiento del sistema y finaliza en la etapa de O&M.

A continuación, se muestra a modo de ejemplo, las etapas de un SFV dentro del PTSP (Programa Techos Solares Públicos²) y las consideraciones que se han incorporado para un exitoso plan de O&M. El proceso mostrado a continuación puede aplicar para otras instalaciones FV.



² Programa Techos Solares Públicos: <http://www.minenergia.cl/techossolares>

Etapa	Descripción
Elegibilidad o selección preliminar	Selección de edificios que cumplan con los criterios técnicos. Estos requerimientos involucran buenas condiciones del techo existente, un área útil homogénea y libre de sombras, buena orientación de los techos, buenas condiciones en la instalación eléctrica interior, disponibilidad de información (planos, memorias) y acceso al techo del inmueble.
Diseño	Se establece tamaños de planta PV, trazados y ubicaciones de equipos a partir de antecedentes disponibles y visitas técnicas a terreno. Se confeccionan informes de factibilidad para el edificio, determinando producción de energía, ahorros esperados y verificando que es factible instalar un sistema fotovoltaico en el inmueble tanto desde el punto de vista eléctrico como estructural.
Licitación	Se realiza a través de un proceso de licitación, en donde se describe el estándar de calidad que deben tener todos los proyectos. Primero, que cumplan con la normativa de la SEC, y que además den garantías de fabricación y rendimiento para los equipos. Además, incluye accesos mediante escaleras fijas y pasillos técnicos para realizar de manera segura futuras mantenciones. Se solicita que los inversores tengan servicio técnico en Chile. Por último, se solicita un sistema de monitoreo independiente para todos los proyectos del PTSP.
Ingeniería	Se solicita que sólo instaladores autorizados por la SEC (Clase A o B) o personas calificadas realicen y sean los responsables de la ingeniería de detalle del proyecto. Una contraparte técnica revisará dicha ingeniería, asegurándose del cumplimiento de la normativa vigente, verificando memorias explicativas y planos, para subsanar errores de diseño y aprobar la construcción de la planta. Esta etapa puede omitirse para proyectos pequeños y bastará con la revisión de planos y memorias explicativas por parte de la SEC. Adicionalmente, se revisa que se dejen los espacios necesarios entre los equipos, pasillos técnicos y cuerdas de vida para la futura mantención de la planta.
Instalación	El contratista debe respetar el plan de trabajo y la ingeniería de detalle aprobada, procurando en todo momento, seguir las instrucciones de instalación de los equipos y sus normativas aplicables. Durante este proceso, se realiza una inspección técnica de obra que permite detectar problemas de instalación.
Puesta en Marcha	Previa a la puesta en marcha, se requiere la declaración del proyecto fotovoltaico ante la SEC ³ . Se aplican los protocolos de puesta en marcha indicados por la misma, que se basan en reconocidas buenas prácticas internacionales. Se incluye una completa documentación de la planta, según las normas vigentes, para que la planta pueda ser fácilmente entendida por los profesionales que realizarán la mantención.

TABLA 1 DESCRIPCIONES DE LAS ETAPAS DEL PTSP Y LAS CONSIDERACIONES REALIZADAS PARA LA O&M.

2.2 Documentación

Es muy importante para el personal que realizará el mantenimiento del sistema fotovoltaico, conocer todos los detalles de sus componentes, planificación, diseño e instalación. Así, el personal de mantenimiento podrá encontrar posibles fallas y solucionarlas oportunamente.

³ http://www.sec.cl/edeclarador/edeclarador_inicio.html

Los requerimientos mínimos de documentación de un SFV conectado a red de distribución eléctrica bajo la Ley 20.571 de Generación Distribuida, están definidos en el Instructivo técnico RGR N°1 y N°2 (2017) de la SEC. El instructivo describe los documentos que se deben presentar a la Superintendencia, como también los que tienen que ser entregados al cliente final. La documentación generada por los instaladores es necesaria para el personal que realizará el mantenimiento de la planta.

Es importante considerar que la documentación de la planta FV debe coincidir siempre con la situación “*as-built*” de la misma, es decir, que en el caso en el que se realicen modificaciones electromecánicas en la planta FV, éstas deben documentarse adecuadamente modificando los planos y documentos correspondientes.

Los instructivos técnicos también indican los requisitos mínimos de documentación que deberá tener la memoria explicativa, puesta en marcha e inspección. Esto tiene por objetivo asegurar que el usuario final, cliente, inspector o ingeniero de mantenimiento, tenga a disposición los antecedentes básicos del sistema fotovoltaico. Además, se sugiere proporcionar al dueño de la planta la información relacionada con el Plan de O&M del sistema instalado.

Según los instructivos técnicos y las recomendaciones generales de buenas prácticas, la información de O&M debe incluir, al menos, los siguientes puntos [35]:

- Información de la ubicación, acceso y propiedad tanto de la planta FV como del edificio o del sitio de emplazamiento.
- Documentación técnica de la planta: planos de la ubicación de los paneles FV y demás equipos, planos unifilares, memoria técnica, estudio estático del tejado y de la estructura, hojas de datos de los componentes y manuales de instalación y operación de los equipos.
- Procedimiento para verificar la correcta operación del sistema en base al uso de un sistema de monitoreo.
- Una lista de comprobación sobre qué hacer en caso de una falla en el sistema. Documentación del plan de actuación general ante fallas y clasificación de los niveles de intervención según la falla (ver capítulo 4.2.6).
- Instrucciones de apagado de emergencia.
- Definición de los tiempos de reacción dependiendo de la falla (ver capítulo 4.2.7).
- Recomendaciones de mantenimiento y limpieza.
- Consideraciones para cualquier trabajo en el sitio de emplazamiento que afecte al SFV (por ejemplo, trabajos en la cubierta del tejado).
- Documentación de garantías de mano de obra o estanqueidad del techo a intervenir.
- Manuales de mantenimiento preventivo de los equipos y componentes utilizados junto con los intervalos de inspección.

Se aconseja a las instituciones solicitar al desarrollador o ejecutor del proyecto FV la información (digital e impresa) presentada a la SEC y la información de O&M indicada previamente.

2.3 Garantías

Cuando un SFV es construido, el instalador debe proveer las garantías de instalación y equipamiento a la institución mandante para que estén disponibles en caso de falla. Si los componentes no fueron instalados según las instrucciones del fabricante o presentan deterioro por intervención de terceros, o no se ejecuta el mantenimiento preventivo, podría no aplicar en caso de falla. A continuación, se describen las algunas de las garantías más comunes:

- **Garantía de Operación del SFV:** generalmente un SFV debe tener una garantía de al menos un año por el buen funcionamiento. Dentro de ese plazo el proveedor deberá responder por la correcta operación de la misma y por fallas inherentes a la operación de la misma.
- **Garantía de los paneles FV:** los paneles han mejorado mucho en cuanto a su calidad y seguridad. Así, los fabricantes han sido capaces de otorgar garantías extendidas de su fabricación y rendimiento. Hay que diferenciar entre:
 - **Garantía de Fabricación:** la mayoría de los paneles tienen una garantía mayor o igual a 10 años. Esto significa que si un módulo tiene una falla de fábrica debe ser sustituido.
 - **Garantía de rendimiento:** los módulos FV cristalinos sufren una pequeña degradación en el tiempo, lo que los lleva cada año a producir un poco menos dependiendo del tipo y de la calidad del módulo. Sin embargo, la mayoría de los paneles tienen una garantía de potencia de salida, al año 25 después de la puesta en marcha de 80%, igual o superior a la potencia nominal del módulo. A continuación, se puede observar un ejemplo de garantía de rendimiento de un módulo FV.

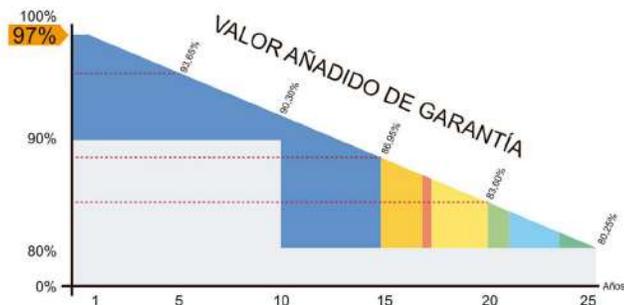


ILUSTRACIÓN 9
EJEMPLO DE GARANTÍA DE RENDIMIENTO MOSTRADA EN LA HOJA DE DATOS DE UN MÓDULO FOTVOLTAICO
(FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA)

En la Ilustración 9 se observa cómo el fabricante de paneles FV contempla dos degradaciones distintas:

- (i) **LID:** La degradación inducida por luz, “estabilización de la potencia” (*Light Induced Degradation*), es una pérdida de rendimiento que aparece en los módulos cristalinos en las primeras horas de exposición al sol. La pérdida por LID está relacionada con la calidad de la fabricación de la celda fotovoltaica, y puede alcanzar un valor entre 0,5% y 3%. El efecto del LID sólo surge con las celdas convencionales tipo-p dopadas con boro. Las tecnologías no convencionales (celdas tipo-n dopadas) no se ven afectadas. En el ejemplo utilizado en la Ilustración 9, se observa cómo al año de operación de una planta FV la potencia nominal podría sufrir una caída del 3% en el rendimiento.
 - (ii) **Degradación anual:** Los módulos fotovoltaicos de silicio sufren una degradación natural debido a las reacciones físicas (flujo de electrones) a través de las uniones p-n del módulo fotovoltaico, aumento de la resistencia en serie de los conectores o empañamiento del vidrio, entre otros factores. Esta degradación natural del desempeño del módulo se ubica en torno al 0,5% anual. Los fabricantes de paneles FV garantizan generalmente como máximo una degradación del 0,7% anual.
- **Garantía del Inversor:** la mayoría de los inversores tienen una garantía igual o mayor a 5 años. También se recomienda revisar la declaración de garantía del fabricante para saber específicamente qué cubre, cuándo comienza la



vigencia de la garantía y bajo qué circunstancia la garantía no puede hacerse efectiva.

- **Estructura:** tiene una garantía respecto de sus materiales. Por ejemplo, para el PTSP esta garantía es de mínimo 5 años. También es necesaria la información sobre las causales de garantía para cada fabricante, ya que muchos fabricantes proporcionan 10 ó 20 años en garantía de materiales.

3. Aspectos de Seguridad

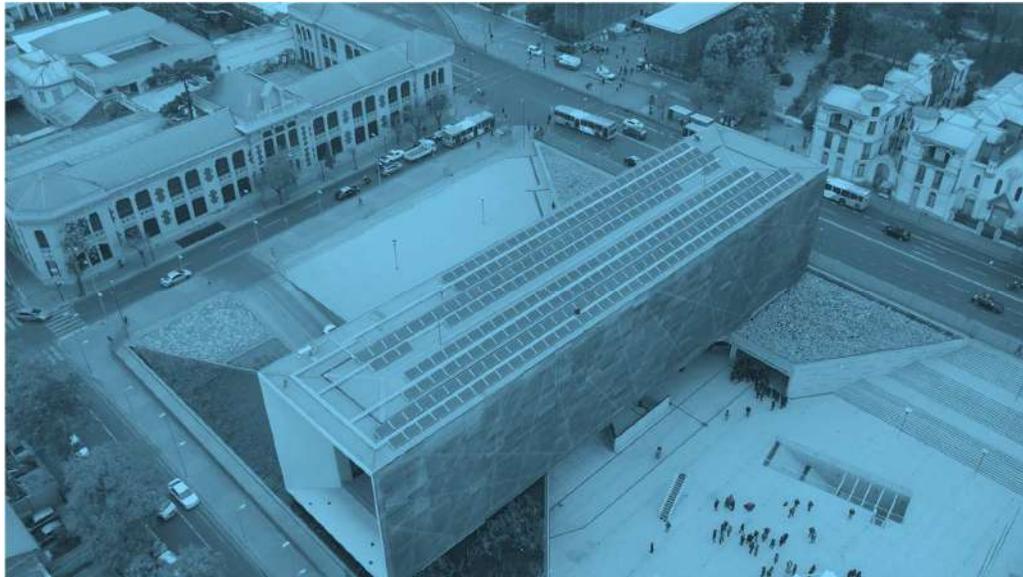


FOTO: MUSEO DE LA MEMORIA Y LOS DERECHOS HUMANOS, SANTIAGO.

(FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA)

La seguridad es una de las áreas más importantes en el mantenimiento de SFV. En el caso de plantas solares en techos hay dos aspectos para tener en consideración: la seguridad eléctrica y la seguridad durante las actividades de montaje y mantenimiento en altura.

En el caso de las instalaciones sobre suelo se consideran los mismos riesgos, omitiendo el riesgo de caídas de altura.

3.1 Seguridad Eléctrica

En cualquier tipo de instalaciones eléctricas, como es el caso de una instalación fotovoltaica, se deben tener en consideración los riesgos eléctricos al momento de efectuar las tareas propias de mantenimiento. A continuación, se presentan los principales riesgos y medidas de seguridad que se deben implementar para realizar un mantenimiento seguro.

Es importante mencionar, que no seguir la normativa vigente puede resultar en accidentes o lesiones del personal (o usuario), como también en daños a la propiedad.

Dentro de los riesgos se destacan:

- Choque eléctrico y electrocución.
- Quemaduras eléctricas.
- Caídas de distinto nivel a causa de un choque eléctrico.
- Efecto isla.

Bajo el efecto “*islanding*” o “efecto isla” se entiende la condición en la que un generador distribuido (comercial o doméstico) continúa energizando una sección de la red eléctrica, aun cuando ésta ya no está disponible por ejemplo debido a una falla. El efecto *islanding* puede ser peligroso para los trabajadores de servicios públicos, que pueden no darse cuenta de que un circuito todavía está energizado. Así mismo, la red eléctrica deja de controlar esa parte aislada del sistema de distribución, que contiene tanto carga como generación, de manera que se pueda comprometer la seguridad, el restablecimiento del servicio y la fiabilidad del equipo. El objetivo de la detección del efecto isla es desconectar el inversor de la instalación eléctrica interrumpiendo así el suministro de corriente en caso de fallas en la red eléctrica o en caso de ausencia de la misma. En muchos códigos de red, la ley requiere que un sistema de energía solar conectado a la misma tenga un inversor con función anti-isla, es decir, que sea capaz de detectar cuándo ocurre un corte de energía y se desconecte automáticamente.

Desde el punto de vista operativo, los trabajos de mantenimiento deberán realizarse conforme a las disposiciones laborales vigentes, incluyendo lo estipulado en la Ley 16.744 (Ministerio del Trabajo y Previsión Social, el cual “Establece normas sobre accidentes del trabajo y enfermedades profesionales”) y sus decretos asociados, con el fin de brindar un entorno de trabajo saludable, minimizando y controlando los riesgos derivados de las actividades relacionadas a las instalaciones fotovoltaicas. Se deberá considerar procedimientos escritos de trabajo, análisis de riesgo, procedimientos de emergencia y comunicaciones entre las partes (Dueño de las instalaciones, Empresas Eléctricas, Empresas Contratistas, Autoridad, o las que sean necesarias).

Las condiciones para realizar el mantenimiento de forma segura para SFV conectados bajo la Ley 20.571, están reglamentadas en el RGR N°2 de la SEC, el que incluye:

- Disposiciones generales de O&M.
- Seguridad en las labores de O&M.
- Exigencias para realizar intervenciones seguras.

La instalación, reemplazo, puesta en servicio y mantenimiento de los componentes de una instalación fotovoltaica, puede significar una exposición del trabajador a un choque eléctrico, si las medidas preventivas no se llevan a cabo. Las lesiones pueden ser directas (choque eléctrico, quemaduras, electrocución), secundarias (caídas desde altura al recibir una descarga y no usar sistemas anticaídas), o producir contusiones y daños oculares.

En un SFV se pueden sufrir lesiones en la parte de corriente alterna como en la de corriente continua. Cabe resaltar que un voltaje de operación bajo no implica un bajo nivel de riesgo; por ejemplo, en los sistemas de corriente continua, un contacto eléctrico puede significar quemaduras de gravedad.

3.1.1 Espacios de trabajo alrededor de sistemas eléctricos

Se deberá proveer las condiciones necesarias para trabajar en una instalación fotovoltaica, incluyendo módulos o tablero de disyuntores, las unidades de inversores y su interruptor. Se sugiere que todos los equipos y componentes estén instalados con suficiente espacio alrededor para moverse libremente, facilitando el acceso y las tareas propias de mantenimiento.

Se debe procurar un nivel de iluminación adecuado a las necesidades de manipulación de los dispositivos (300 lux, de acuerdo con el DS N°594) y autorizar el ingreso a estos sectores, previo análisis de riesgo del entorno y tomando las medidas de prevención con el fin de no provocar alteraciones o fallas en las instalaciones existentes.

3.1.2 Inversores y Módulos FV

Los inversores representan riesgos si se manipulan o intervienen por personal no capacitado. Se debe tener presente que pueden existir niveles de voltaje alterno de 380 VAC, lo que representa un peligro de choque eléctrico (el voltaje de seguridad en lugares secos es hasta 50 VAC y en lugares húmedos de 24 VAC de acuerdo a la Norma 4/2003). Cada módulo FV que recibe luz natural debe considerarse en la condición “energizado” o “con energía viva”. La conexión de múltiples módulos en serie significa un voltaje alto de hasta 1.000 VCC, lo que implica tomar medidas efectivas para evitar contactos con las partes energizadas. Un cortocircuito en corriente continua puede generar un arco eléctrico permanente que se mantiene hasta que los contactos se queman o se interrumpe la energía de la fuente (campo fotovoltaico). El arco está acompañado por temperaturas altas que representan un peligro de incendio o quemaduras al personal y al equipamiento.

3.1.3 Requisitos de identificación y marcado

Las señales de marcado de una instalación fotovoltaica están reglamentadas en el RGR N°2 de la SEC según lo establece la ley 20.571. Es deber del instalador autorizado velar por que las señales estén visibles (sin deterioro) y se respeten en todo momento.

3.1.4 Riesgo Eléctrico y Mitigación

Se deben seguir las reglas y normas de la SEC para instalaciones eléctricas. Además, en el SFV es especialmente importante utilizar las siguientes medidas para minimizar los riesgos eléctricos:

- Conexión de todas las partes metálicas del SFV incluidas pasillos técnicos, gateras u otros elementos de seguridad, al sistema equipotencial (Sistema de Puesta a Tierra SPT) de la instalación. La continuidad del sistema equipotencial y su conexión a tierra debe verificarse periódicamente como parte del mantenimiento preventivo.
- Verificación periódica de los niveles de aislamiento de los circuitos eléctricos como parte del mantenimiento preventivo y según lo indicado en la IEC 62446, e incorporación en el inversor de un sistema de monitoreo del aislamiento. Los inversores con monitoreo del aislamiento sólo funcionan con conexión equipotencial.
- Usar dispositivos con protección de contacto o aislamiento, de lo contrario procede trabajar como si la instalación estuviera energizada.
- Abrir y bloquear los circuitos (CC o CA). Esta operación se debe llevar a cabo mediante cerrojos o candados.
- Señalizar mediante tarjetas de operación (“No Operar”, “Fuera de Servicio”, etc.), la condición de bloqueo, ver las normas vigentes y usar las señales adecuadas.
- Verificar si los componentes están desenergizados a través de instrumentos de medición adecuados.
- Partes energizadas que no pueden ser desenergizadas deben ser cubiertas de manera de evitar contacto accidental.
- En caso de cables de alta tensión, si no es posible desenergizarlos, cubrir o en mínimo cumplir la distancia de protección.
- Antes de separar los conectores que unen los paneles, primero se debe apagar el inversor al cual están asociados dichos paneles. Nunca se deben desconectar si el inversor está encendido, ya que esto puede provocar un arco eléctrico.
- Los módulos no se pueden desenergizar durante el día, por tanto, no se deben tocar las partes que puedan llevar energía como las partes metálicas.
- Las herramientas eléctricas deben ser apropiadas al trabajo (Ej. nivel de voltaje) y aisladas.



ILUSTRACIÓN 11 EN CASO DE EXISTIR LÍNEAS CERCANAS AL TECHO SE DEBE CUMPLIR CON LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD. (FUENTE: DGS BERLIN E. V.)



ILUSTRACIÓN 11 EJEMPLO DE SEÑALIZACIÓN PARA EL BLOQUEO

3.1.5 Falla a tierra

Bajo condiciones de operación normal la energía circula entre el lado positivo y el negativo. Sin embargo, en el caso de una falla a tierra, los componentes que normalmente no están energizados pueden energizarse, lo cual se vuelve peligroso. Por ejemplo, si se tiene un módulo con uno de sus cables cortados, expuesto y en contacto con el marco del módulo, eso puede hacer que la corriente circule por el marco del módulo, en vez de circular por el lado positivo y negativo.

En caso de falla a tierra, el inversor y el sistema de monitoreo debe mostrar la falla (generalmente es un led rojo) e interrumpir el flujo de corriente, según la instrucción técnica RGR N°2.



ILUSTRACIÓN 12 EJEMPLO DE UN INVERSOR INDICANDO BUEN FUNCIONAMIENTO, BAJO LA LUZ VERDE UNA LUZ ROJA INDICARÁ UNA FALLA A TIERRA.

En caso de una falla, sólo personal autorizado puede intervenir el sistema, utilizando siempre los elementos de protección personal necesarios. Es deber de un profesional con experiencia determinar el lugar de la falla y corregirla.

3.1.6 Riesgo de incendio

El riesgo de incendio depende principalmente de la flamabilidad de los componentes empleados en el SFV y de los peligros de ignición presentes en el mismo. Uno de los factores que afectan a la flamabilidad de los componentes es el tipo de material usado, cuán cerca se encuentra dicho material de la superficie, de las esquinas y áreas perimetrales. Otros factores de riesgo son la dirección y velocidad del viento y el espacio entre las filas de los módulos.

Entre los peligros de ignición se encuentran, entre otros aspectos, el arco eléctrico, la presencia de madera u otros materiales combustibles (hojas secas), cortocircuitos en las cajas de combinación, recalentamiento de terminales y conectores, fallo de componentes electrónicos en el inversor o daños en el aislamiento de los cables.

Para profundizar en los riesgos de incendio es posible referirse a la “Evaluación de los riesgos de incendios en plantas fotovoltaicas y elaboración de planes de seguridad que minimicen los riesgos” elaborada por el Ministerio de Energía y GIZ.



ILUSTRACIÓN 13 IZQ. ARRIBA: ACUMULACIÓN DE HOJAS SECAS EN LA PLANTA FOTOVOLTAICA. DER. ARRIBA: CONECTOR CORROÍDO. IZQ. ABAJO: EXPLOSIÓN EN CONECTOR POR ACUMULACIÓN DE POLVO; DER. ABAJO: PANEL FV INCENDIADO (FUENTE: PI BERLÍN AG)

Con el objeto de prevenir incendios, pueden introducirse una serie de medidas preventivas en el sistema, tales como:

- Uso de componentes retardantes al fuego.
- Construcción de pasillos técnicos que actúen como cortafuegos.
- Extensión del sistema de detección y extinción de incendios hasta el techo o hasta el emplazamiento del SFV.
- Instalación de componentes y sistemas de monitoreo que pueden detectar fallos tales como fallas de tierra o arcos. Estos dispositivos informarán sobre la probabilidad de un incendio.

3.1.7 Intervención de bomberos en caso de incendio

La combinación de agua y conductores vivos durante la intervención de un bombero puede conducir a la electrocución y representa por tanto un riesgo alto de seguridad. Además, un tejado de metal energizado durante un incendio puede también conducir a la electrocución.

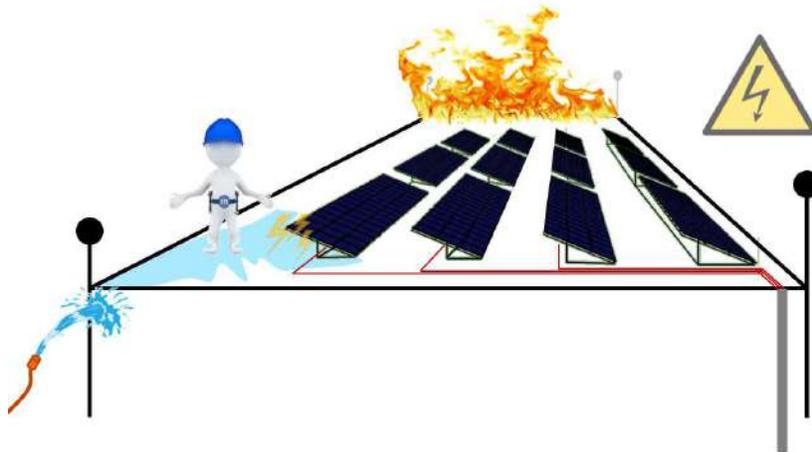


ILUSTRACIÓN 14 RIESGO DE ELECTROCUCIÓN DURANTE LA INTERVENCIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEROS
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

Por lo anterior, la implementación de un análisis de riesgos en las primeras etapas del diseño del SFV debe ser obligatoria, lo cual incluye también la aprobación de los planos de la planta FV por parte del departamento antiincendios, incorporando si es necesario medidas de prevención como las indicadas previamente. La nueva clasificación de resistencia ante el fuego del tejado (*fire rating*) debe ser igual o superior a la que el edificio poseía antes de la instalación de la planta FV e incluirá

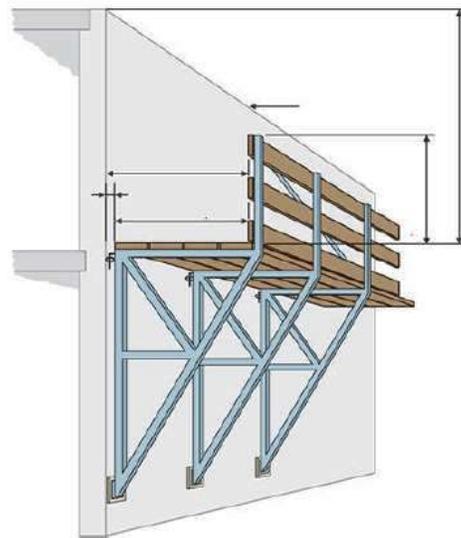
en su análisis no sólo los paneles FV, sino también otros componentes como el cableado, la puesta a tierra, la estructura de montaje, el inversor o las cajas de combinación.

Información adicional sobre el tema se puede encontrar en la guía *Evaluación de los riesgos de incendios en plantas fotovoltaicas y elaboración de planes de seguridad que minimicen los riesgos*.⁴

3.2 Seguridad laboral en la altura / Protección Anticaídas

Dentro de los aspectos que se deben controlar en los trabajos relacionados a instalaciones fotovoltaicas en altura, es el uso de:

- Protección anticaída, para lo cual se deben revisar las recomendaciones de las instituciones de seguridad laboral.
- Plataformas elevadoras, andamios y escalas deben ser usados según las especificaciones del fabricante y sus normas.
- Elementos de Protección Personal (EPP) en buen estado.

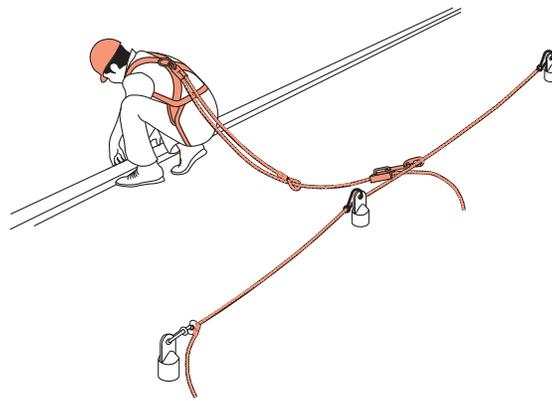


**ILUSTRACIÓN 15 EJEMPLO PROTECCIÓN ANTICAÍDA TECHO PLANO
(FUENTE: DGS BERLÍN E. V.)**

⁴ <http://www.minenergia.cl/techossolares>



**ILUSTRACIÓN 16 EJEMPLO PROTECCIÓN ANTICAÍDA TECHO INCLINADO
(FUENTE: PI BERLÍN AG)**



**ILUSTRACIÓN 17 PROTECCIÓN ANTICAÍDA, EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL
(FUENTE: DGS BERLÍN E. V.)**

Para el trabajo en altura, el personal de mantenimiento deberá procurar lo siguiente:

- **Capacitación, entrenamiento y condición física apta:** se debe capacitar al personal en relación con el uso de medios de protección anticaídas (arnés, cinturón u otro), puntos de anclaje y medios de sujeción. El personal debe contar con las condiciones físicas adecuadas, acreditando mediante exámenes de altura física entregado por una institución médica acreditada.
- **Identificación de peligros y evaluación de los riesgos:** donde se realiza el mantenimiento de los SFV, considerando los factores constructivos de las techumbres, vigas, pilares y cúpulas de luz. Se debe considerar los medios de levante de los módulos, equipos y herramientas especiales a ser utilizados, además de pasillos técnicos y cuerdas de vida.
- **Plataformas elevadoras, escaleras de mano y superficies de trabajo (andamios, plataformas):** adecuadamente montadas con las certificaciones respectivas, montaje de acuerdo con especificaciones del fabricante y realizado por personal calificado. Las escalas móviles se utilizan sólo para acceder a las superficies en altura, deben instalarse en ángulos adecuados, sobrepasar en un metro la máxima altura donde se posicionan, estar amarradas, entre otros aspectos de seguridad especificados en las respectivas normas que se enumeran en el próximo punto.
- **Arneses, anclajes y el uso de cuerdas de vida:** adecuados a las necesidades específicas para realizar la actividad y de acuerdo con la anatomía del personal que los utiliza, líneas de vida correctamente ancladas en los puntos necesarios para el desplazamiento del personal y el adecuado montaje de los elementos que se montan en altura.



**ILUSTRACIÓN 20 EJEMPLO DE MEDIDAS DE SEGURIDAD PARA PROTECCIÓN CONTRA CAÍDAS
(FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA)**

La información específica para consultar sobre las disposiciones para trabajos en altura, se encuentran en las siguientes normas:

- NCh1258/1.Of2004 Arneses para el cuerpo completo.
- NCh1258/2.Of2005 Estrobos y amortiguadores de impacto.
- NCh1258/3.Of2005 Líneas de vida autorretráctiles.
- NCh1258/4.Of2005 Rieles verticales y líneas de vida verticales.
- NCh1258/5.Of2005 Conectores con puertas de trabado automático.
- NCh1258/6.Of2005 Ensayos de comportamiento de sistema.
- NCh 997/Of. 1999 Terminología y clasificación.
- NCh 998/Of. 1999 Requisitos generales de seguridad.
- NCh 999/Of. 1999 Andamios de Madera doble pie derecho.
- NCh 2501/Of.2000 Andamios metálicos tubulares prefabricados.
- NCh. 2458/Of.1999 Sistemas de protección para trabajos en altura.
- Guía para la selección y control de equipos de protección personal para trabajos con riesgo de caídas, Instituto de Salud Pública de Chile, Ministerio de Salud.
- Protocolo de Andamios / SEREMI Salud.

3.3 Herramientas Manuales y Eléctricas

Para asegurar un trabajo seguro y correcto las herramientas manuales y eléctricas deben estar en un estado adecuado. Las medidas básicas necesarias para su utilización son:

- Realizar la mantención adecuada y regular las herramientas de trabajo.
- No quitar los seguros o protecciones que las herramientas traen incorporadas.
- Usar las herramientas adecuadas para la actividad específica.
- Seguir las instrucciones del fabricante.
- Utilizar sistemas de alimentación eléctrica en buen estado y montado de acuerdo con normas específicas (por ejemplo, grupos electrógenos, extensiones, tableros de faena con disyuntores, protecciones diferenciales operativas, y sistema de puesta a tierra de protección, entre otros).
- Utilizar los Elementos de Protección Personal necesarios.

3.4 Equipos de Protección Personal (EPP)



ILUSTRACIÓN 21 EQUIPO PROTECCIÓN PERSONAL PARA TRABAJAR EN SISTEMAS ENERGIZADOS DE BAJA TENSIÓN (FUENTE: H.ZWEI.S GMBH)

En general, se recomienda la utilización de Elementos de Protección Personal (EPP) de acuerdo a los riesgos evaluados. Por ejemplo, si se trabaja en altura o desnivel, se requerirá un arnés de cuerpo completo, adicionalmente al resto de equipos de uso general.

En general, los Elementos de Protección Básicos recomendados son:

- Casco clase A (Nch 461/77, caso de seguridad dieléctrico clase 20 kV).
- Guantes de seguridad.
- Protección visual (lentes de seguridad y protección facial cuando se requiera).
- Ropa de trabajo adecuada.
- Zapatos de seguridad que sean del tipo dieléctrico o aislante apropiado para los voltajes involucrados.
- Cuando por razones técnicamente necesarias se requiera intervenir la instalación fotovoltaica en modo energizado (pruebas eléctricas, verificaciones en puntos sin aislación, etc.), se deberá proveer al trabajador de los elementos de protección adicionales para este tipo de actividades:
Guantes aislantes con guante de cuero protector para el nivel de tensión requerido (Nch 1668/2005: Ropa de protección: guantes de material aislante para trabajos eléctricos):
 - Clase 00: para tensiones hasta 500 V.
 - Clase 0: para tensiones hasta 1 kV.
- Se sugiere ropa de trabajo ignífuga (mínimo estándar recomendado de algodón y evitar fibras sintéticas, polar u otra ropa que favorece la combustión ante eventos de arco eléctrico). Aprobada según norma NFPA 70E - ASTM F-1506.
- Se sugiere una careta facial con protección anti arco eléctrico (Aprobada según norma NFPA 70E - ASTM F-2178).

4. El Plan de Mantenimiento



La operación y mantenimiento para este tipo de instalaciones se desarrolla dentro del contexto que la planta FV genere suficientes retornos (ahorros) sobre la inversión. En consecuencia, la correcta gestión (O&M) del activo que se incorpora a la infraestructura existente, desde el punto de vista de la continuidad operacional de la planta fotovoltaica, se traduce en un uso eficiente de los recursos comprometidos. Por lo tanto, al momento de planificar las actividades de mantenimiento que se realizarán, hay que estar muy conscientes de la inversión que se hizo y de los ahorros esperados del proyecto.

Los principales componentes de un plan de mantenimiento son: el mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo.

Considerando la variabilidad de los SFV instalados en el mercado, las distintas condiciones ambientales, las distintas capacidades de las instituciones y la variedad de equipos e instaladores que participan desarrollando proyectos fotovoltaicos de Generación Distribuida, no es posible diseñar un plan de mantenimiento que se ajuste completamente a todos los proyectos. Así, en esta sección se dan recomendaciones

de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo e información sobre costos de O&M, las cuales deben ser entendidas como recomendaciones generales.



ILUSTRACIÓN 22 PRINCIPALES COMPONENTES DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO
(FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA)

Un plan de O&M debe incluir [5]:

- Lista de información de contacto del responsable del mantenimiento y del propietario del inmueble, así como los números de emergencia.
- Descripción y documentación del sistema con planos *as-built*, especificaciones, registros fotográficos y las consideraciones de seguridad especiales (tener en consideración la información mencionada en la sección de documentación).
- Estimaciones de rendimiento y estudios de irradiación/sombra, incluyendo una descripción de las condiciones nominales para que sea más fácil identificar el mal funcionamiento o desviaciones.
- Los manuales de los equipos donde se señalen las descripciones de indicadores operacionales, medidores y mensajes de error, guía con problemas comunes e instrucciones para acercarse a la solución de cada problema.
- Lista de actividades de mantenimiento preventivo (inspecciones) que deben realizarse, con frecuencia, estimación de duración y recursos físicos estimados para cada una de ellas.
- Las actividades de mantenimiento previamente mencionadas deben ser valorizadas. Además, se debe estimar un presupuesto adicional como una provisión de recursos en el caso que la instalación fotovoltaica presente fallas.
- Procedimientos para las pruebas después de intervención o una reparación.
- Listado de todos los equipos con marca, modelo y números de serie y mapa de ubicación en el sistema.
- Informes mensuales, trimestrales y anuales.
- Garantías del instalador y equipos del sistema (tener en consideración lo descrito en la sección de garantías).
- En el caso de un mantenimiento externo, se deberá contar con los contratos de mantenimiento, identificando el alcance del servicio, la documentación de



operación existente, los tiempos de respuesta especificados y la disponibilidad acordada p. ej. 24 h x 7 días por semana, entre otros.

- Presupuesto para el mantenimiento que incluye además los costos operativos de monitoreo y diagnóstico, mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo, y un importe global para cubrir gastos adicionales, tales como reemplazar componentes después de la garantía.

4.1 Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo busca evitar o mitigar las consecuencias de fallas de los equipos y del SFV en general y, de esta manera, aumentar su disponibilidad, limitar los costos y aumentar su vida útil. El mantenimiento preventivo se debe balancear de manera tal que sus costos no sobrepasen los beneficios. Los protocolos de mantenimiento preventivo dependen del sistema, tamaño, diseño y entorno. Las condiciones ambientales que afectan el mantenimiento incluyen [3]: humedad, gradientes térmicos altos, nieve, polen, presencia de aves, altos índices de radiación ultravioleta, ambientes marinos, vientos fuertes, emisiones industriales o polvo causado por movimiento de tierras o tráfico (agricultura o construcciones cercanas).

Procedimiento general

Operar un SFV significa observar e interpretar los datos del monitoreo continuamente. Puesto que el monitoreo envía una alarma en caso de una falla grave, muchas veces se puede identificar el desarrollo de problemas antes de que se produzcan daños graves. Sin embargo, existen excepciones, en las cuales la interpretación de los datos no es evidente y se requiere que un especialista analice la situación.

Una lista detallada de acciones de mantenimiento preventivo se provee en el Anexo C.



**ILUSTRACIÓN 23 SENSOR DE RADIACIÓN CON SUCIEDAD,
NO SE PUEDE DETECTAR EN LOS DATOS DE MONITOREO
FÁCILMENTE.**

(FUENTE: PI BERLIN AG)

4.1.1 Módulos

Limpieza

La acumulación de polvo y suciedad en los módulos FV, al igual que objetos como hojas, polen, papeles, excrementos de animales, ramas de árboles o contaminación urbana, reduce o anula la producción de energía en las células FV.

Los siguientes factores condicionan la pérdida de generación eléctrica por suciedad en un módulo FV:

- Composición fisicoquímica del material.
- Espesor.
- Inclinación.
- Humedad relativa del aire.
- Disposición horizontal o vertical de los módulos.
- Uso de paneles con o sin marco.



**ILUSTRACIÓN 24 EJEMPLO DE MÓDULO FV
CON ACUMULACIÓN DE EXCREMENTO DE
ANIMALES.
(FUENTE MINISTERIO ENERGÍA)**

Las imágenes a la izquierda de la Ilustración 25 muestran la acumulación de polvo sobre los paneles FV y, a la derecha, cómo ésta deriva en la aparición de hotspots o puntos calientes, los cuales pueden provocar daños al panel.

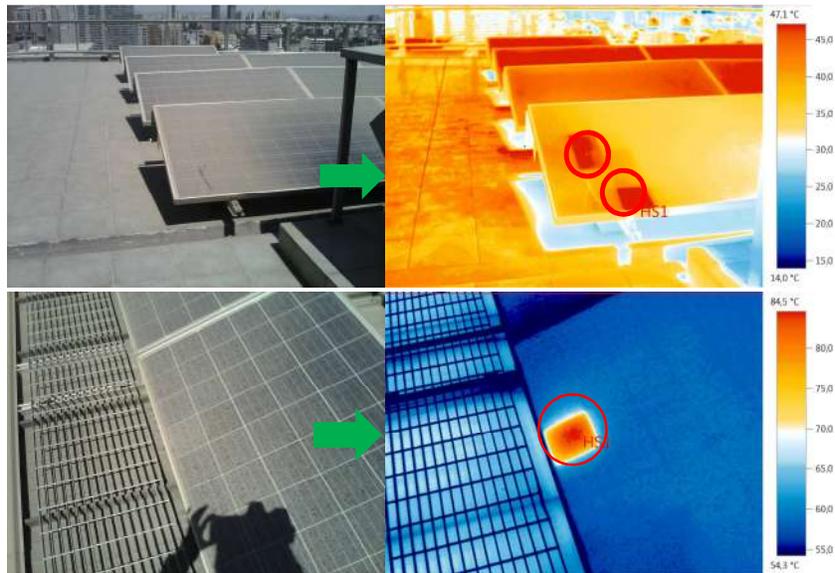


ILUSTRACIÓN 25 EJEMPLO DE MÓDULO SUCIO Y LA CORRESPONDIENTE APARICIÓN DE HOTSPOTS.
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

El intervalo recomendado de limpieza dependerá de:

- Los costos de limpieza dividiéndose éstos en los costos de personal, uso de equipos y agua. Es común expresar los costos en \$/m² de superficie mantenida.
- La cantidad de suciedad acumulada sobre los paneles expresada en un porcentaje de pérdidas eléctricas o de irradiación (%/día, %/mes o %/año).
- Índices de radiación: a mayor radiación, mayor sentido tiene la limpieza.
- El precio de venta de la energía: a mayor precio, mayor sentido tiene la limpieza.
- Frecuencia de precipitaciones: algunos operadores de planta confían en la lluvia como único método de limpieza. Es importante sin embargo diferenciar entre la lluvia torrencial y la lluvia fina e intermitente, siendo esta última menos efectiva en términos de limpieza. Por ejemplo, en lugares con poca lluvia, mucha contaminación y polvo en suspensión, la limpieza de los módulos puede ser requerida mensual o bimensualmente.

La limpieza por tanto será económica y eficiente cuando el beneficio en términos de producción supere el costo de la limpieza. En general, se recomienda realizar una limpieza frecuente durante los meses de mayor generación (entre octubre y marzo). Ahora bien, antes de la limpieza es necesario considerar algunas precauciones de seguridad [6]:

- Leer las instrucciones de limpieza del fabricante del módulo.
- Tomar todas las medidas de seguridad necesarias: EPP, plataforma elevadora y/o andamio en caso de sistemas en altura.
- No se debe caminar sobre los módulos FV. No solo daña a los módulos, además se corre el riesgo de resbalar. Se recomienda usar bastones telescópicos no conductores y mangueras para alcanzar los módulos FV.
- Confirmar que no hay módulos rotos. Nunca rociar agua sobre módulos dañados.
- Identificar zonas de riesgo que podrían ser muy resbaladizas al caerles agua.
- Planificar hacia dónde va a escurrir el agua (presencia de drenajes) y en caso de usar productos químicos, recoger el agua usada.
- Verificar la temperatura del módulo. Evitar diferencias de temperatura entre el agua y el módulo, es decir, no usar agua muy fría sobre un módulo caliente y viceversa. Grandes diferencias de temperatura podrían ocasionar la fractura del vidrio. Preferentemente realizar cuando existe poca diferencia. Privilegiar la limpieza temprano por la mañana o al final del día.

Durante la limpieza de los módulos se deben considerar los siguientes aspectos [6]:

- Determinar si hay una fuente de agua cercana (grifo) o si es necesario traerla de una fuente externa usando una manguera o cisterna.
- No usar agua destilada.
- Usar agua pobre en cal (no alcalina).
- Verificar que el agua utilizada no tiene sales en demasía o componentes que dejen rastros sobre el vidrio de los módulos.
- De manera general, se recomienda usar cantidades abundantes de agua (sin detergentes o disolventes) y un utensilio de limpieza de cerdas suave, por ejemplo, una esponja, una tela o algodón. Es preferible agua desionizada para evitar manchas. Se debe procurar no cepillar o limpiar con instrumentos rígidos o metálicos, como una espátula, para evitar rayar la superficie. Esto es especialmente importante cuando el módulo tiene capa antirreflejo sobre la superficie del vidrio.
- No usar agua a presión. Se recomienda una presión de 50 a 70 libras por pulgada cuadrada (psi).

Existen algunos fabricantes de paneles que pueden retirar la garantía de sus productos en el caso de que el sistema de limpieza comprometa las propiedades ópticas y fisicoquímicas del mismo [34].



ILUSTRACIÓN 26 CEPILLO ESPECIAL CON MANGO TELESCÓPICO
(FUENTE: SCHEIDER-SOLAR.DE)

Por ello, es importante considerar los siguientes aspectos:

- La fuente de suciedad.
- Las propiedades fisicoquímicas que componen la suciedad.
- La frecuencia de limpieza.
- La calidad del agua empleada.
- Presión de las mangueras ya sean de agua, aire o vapor.



ILUSTRACIÓN 27 LIMPIEZA CON PLATAFORMA ELEVADORA (FUENTE: TOGGENBURGER.CH)

Estimaciones basadas en experiencias prácticas

A manera de ejemplificación, el Programa Techos Solares Públicos (PTSP), con el apoyo de GIZ, contrató el servicio de limpieza por una vez de 35 sistemas fotovoltaicos de distintos tamaños (entre 5 – 100 kWp) entre las comunas de Calama y Parray. La técnica de limpieza utilizada, conocida como limpieza en seco, consistió

en limpiar los paneles sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos, utilizado paños multifibras para evitar posibles daños al vidrio. Sólo se utilizó agua en aquellos casos en que se necesitó de una mayor intervención, tal es el caso de retiro de material sólido. En los casos en que se utilizó agua, se realizó un secado inmediato de los paneles una vez removida la suciedad, esto con el objeto de evitar manchas o la huella de minerales en el módulo.

La siguiente tabla muestra, a modo de referencia, información del tiempo necesario para la limpieza de paneles y la cantidad de agua utilizada (en litros) por metro cuadrado de panel. Cabe señalar que esta información es solamente referencial, ya que el ensuciamiento depende de las condiciones específicas del lugar (tipo de polvo, viento, humedad, etc.) donde se encuentra emplazado el proyecto.

	Regimiento Copiapó	Centro Cultural GAM	CESFAM Parral
Potencia	30 kWp	100 kWp	60 kWp
Actividades	Tiempo en horas por tarea	Tiempo en horas por tarea	Tiempo en horas por tarea
1. Limpieza del polvo	2	1,5	2
2. Retiro de manchas y excrementos	0,5	1	1
3. Lavado de panel con agua u otro líquido	1	1	1
4. Secado de Panel	0,25	1	1
5. Repaso al vidrio y marco anodizado	0,25	1	1
TOTAL TIEMPO UTILIZADO	4hrs. x 3 personas	5,5hrs. x 3 personas	6 hrs.x 3 personas
Litros de agua utilizado	76	225	800

Después de la limpieza es conveniente documentar la actividad con fines de control. En el Anexo E se puede encontrar un formato de comprobante de limpieza de módulos FV, elaborado por el PTSP.

Monitoreo y determinación de los intervalos de limpieza de los módulos FV

La frecuencia de limpieza de una planta FV puede determinarse de la siguiente manera:

-Se definirá en primer lugar un *string* de referencia que se mantendrá limpio continuamente.

-La corriente de operación de dicho *string* se monitoreará junto a la corriente de operación de otro *string* que no haya sido limpiado.

-En el momento en el que la desviación entre ambas corrientes supere un valor máximo elegido con anterioridad (por ejemplo, un 2%), el equipo de O&M sabe que debe iniciar el proceso de limpieza.

La comparación puede realizarse también entre la corriente de operación del *string* limpio y la media de las corrientes de operación del resto de los *strings*.

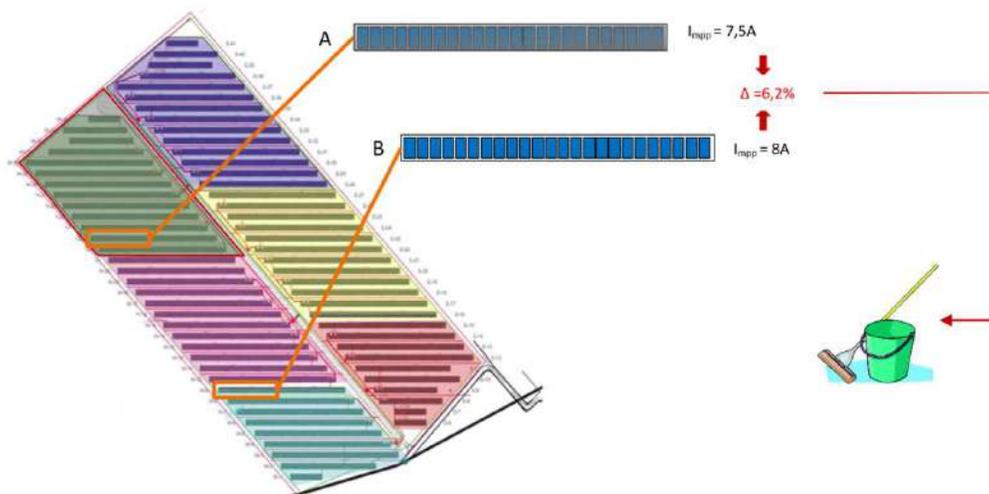


ILUSTRACIÓN 28 MONITORIZACIÓN DE LA SUCIEDAD DE LA PLANTA. LA ILUSTRACIÓN MUESTRA CÓMO LAS PÉRDIDAS POR SUCIEDAD HAN ALCANZADO UN 6,4%. (FUENTE: PI BERLIN AG)

El incremento de la corriente en los *strings* una vez limpios, es por tanto el beneficio real proporcionado por la limpieza de los paneles.

Otros aspectos relevantes en el mantenimiento preventivo de módulos FV

Efecto de sombras

Para un buen rendimiento de los módulos FV se debe evitar que objetos en el entorno produzcan sombra sobre ellos. La sombra no sólo disminuye la generación de energía, sino que también puede ocasionar que los módulos FV se sobrecalienten, acortando su vida útil.

La inspección visual frecuente de la instalación es una tarea recomendable. Esta actividad consiste en una revisión visual para identificar objetos y en caso necesario buscar alternativas para mitigar la sombra, tal como la poda de árboles u otro elemento que provoque este efecto, si es posible.



ILUSTRACIÓN 29 EJEMPLO DE MÓDULOS FV CON SOMBRAS COMO CONSECUENCIA DE LUCERNARIAS, PARARRAYOS Y LÍNEAS ELÉCTRICAS (FUENTE: PI BERLÍN AG)

Análisis de infrarrojos

La termografía o el análisis de infrarrojos (IR) es una técnica de medición no destructiva, que proporciona de forma rápida y en tiempo real, distribuciones bidimensionales de “características” térmicas de los módulos fotovoltaicos y de otros dispositivos eléctricos. Las mediciones se pueden realizar durante el funcionamiento normal tanto para módulos fotovoltaicos individuales, como para la exploración de sistemas completos. A continuación, se enumeran una serie de aspectos importantes relacionados con los equipos usualmente empleados y las condiciones de medición requeridas.

Equipo de infrarrojos y condiciones de medida:

- Cámara de infrarrojos (ej: Testo 885) con rango espectral 8-14 μm .
- Irradiación mínima de 600 W/m^2 en el plano del módulo FV.
- Velocidad del viento: brisa moderada (max. 20-28 km/h).
- Nubosidad: Max. 2 okta = $\frac{1}{4}$ parte del cielo está cubierto por nubes. No debe consistir en nubes de cúmulos, debido a las reflexiones sobre los módulos.

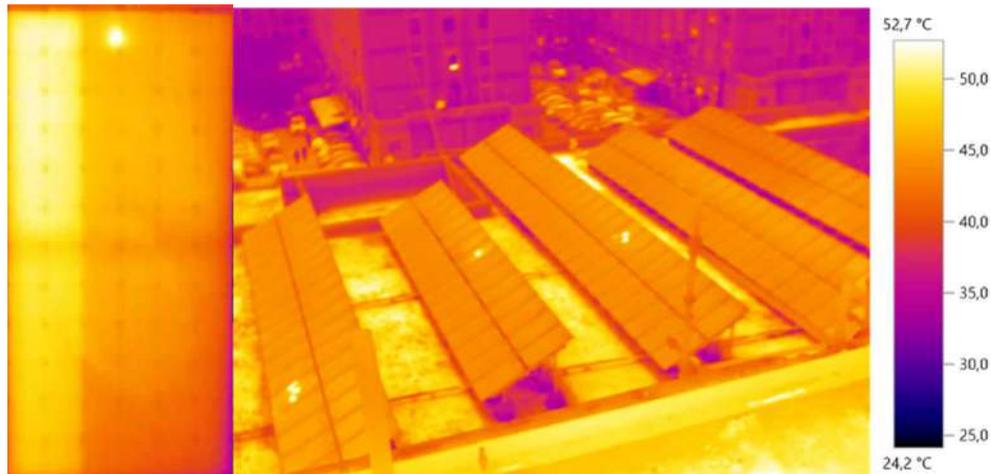


**ILUSTRACIÓN 30 CÁMARA TERMOCRÁFICA
(FUENTE: TESTO)**

A pesar de que la termografía de módulos FV es un procedimiento no destructivo y generalmente no representa exposición a riesgos eléctricos, los protocolos de seguridad estándar para trabajos eléctricos tienen que ser seguidos. Durante la operación, la cámara no debe dirigirse hacia el sol u otras fuentes intensas de radiación (i.e., objetos con temperaturas superiores a 550 °C, o 1,400 °C si se utiliza el rango de medición de alta temperatura). Esto puede conducir a graves daños al

sensor. La cámara de infrarrojos debe disponer de protección para la exposición prolongada en el exterior a rayos UV.

El análisis de infrarrojos es útil para la detección de fallos en la conexión de celdas, fallos en diodos, conexión a barras o identificación de puntos calientes (*hot spots*). En la Ilustración 31, se muestra un ejemplo de utilización de la cámara termográfica para la detección de fallos por celdas inactivas (izquierda de la imagen) y *hot spots* (a la derecha).



**ILUSTRACIÓN 31 IZDA: STRING DE CELDAS INACTIVO; DRCHA: PRESENCIA DE HOT SPOTS
(FUENTE: PI BERLÍN AG)**

Electroluminiscencia

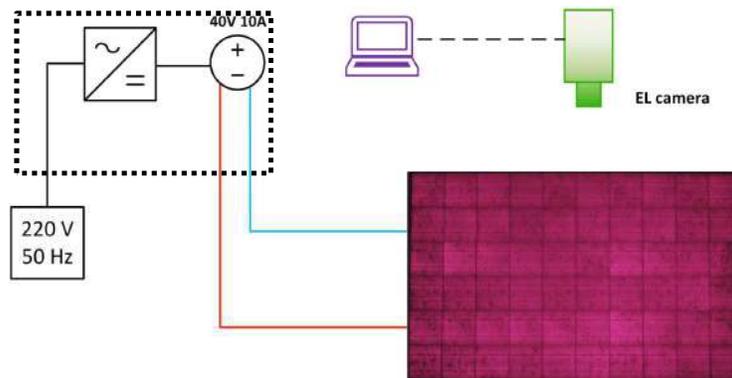
La electroluminiscencia es un procedimiento óptico para la evaluación cualitativa de fallos en módulos fotovoltaicos. De manera global, se evalúa la diferencia del brillo entre y dentro de las celdas solares. La intensidad de una “característica óptica” (fallo) dependerá del tiempo de exposición y de la corriente aplicada. El módulo se alimenta con corriente continua para estimular la recombinación radiactiva en las celdas solares. Esta emisión de electroluminiscencia (EL) es detectada por una cámara con dispositivo de silicio de carga acoplada (CCD) disponible en el mercado. Las imágenes EL se realizan habitualmente en un ambiente oscuro (noche) debido a que la cantidad de radiación de infrarrojo emitida por el módulo solar es baja comparada con la radiación emitida por la iluminación de fondo.



ILUSTRACIÓN 32 MEDICIÓN DE
ELECTROLUMINSCENCIA EN PLANTA
(FUENTE: PI BERLIN AG)

El equipo de electroluminiscencia consta de los siguientes componentes:

- Para energizar los paneles solares, se necesita una fuente estable de corriente continua y la tensión nominal del módulo FV o el *string* objeto de medida.
- Cable-extensión para exteriores de 220 V en CA.
- Cámara CCD.
- Filtro de borde de paso-alto 850 nm y lámpara de infrarrojos.
- Software de procesamiento de imágenes.
- Trípode.
- Guantes de seguridad.



**ILUSTRACIÓN 33 ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE UN EQUIPO DE ELECTROLUMINESCENCIA
(FUENTE: PI BERLÍN AG)**

Desde el punto de vista de la seguridad, es importante desconectar la fuente de alimentación antes de conectar y desconectar los módulos y *strings* que se vayan a alimentar. El análisis de electroluminiscencia es útil para la detección de *strings* de celdas inactivos, degradación inducida por potencial (*PID*) o roturas y fisuras en celdas. A continuación, se muestran algunos ejemplos de fallas detectables con electroluminiscencia.



**ILUSTRACIÓN 34 EJEMPLOS DE IMPACTO DE HERRAMIENTA SOBRE LA PARTE POSTERIOR DEL
PANEL
(FUENTE: PI BERLÍN AG)**

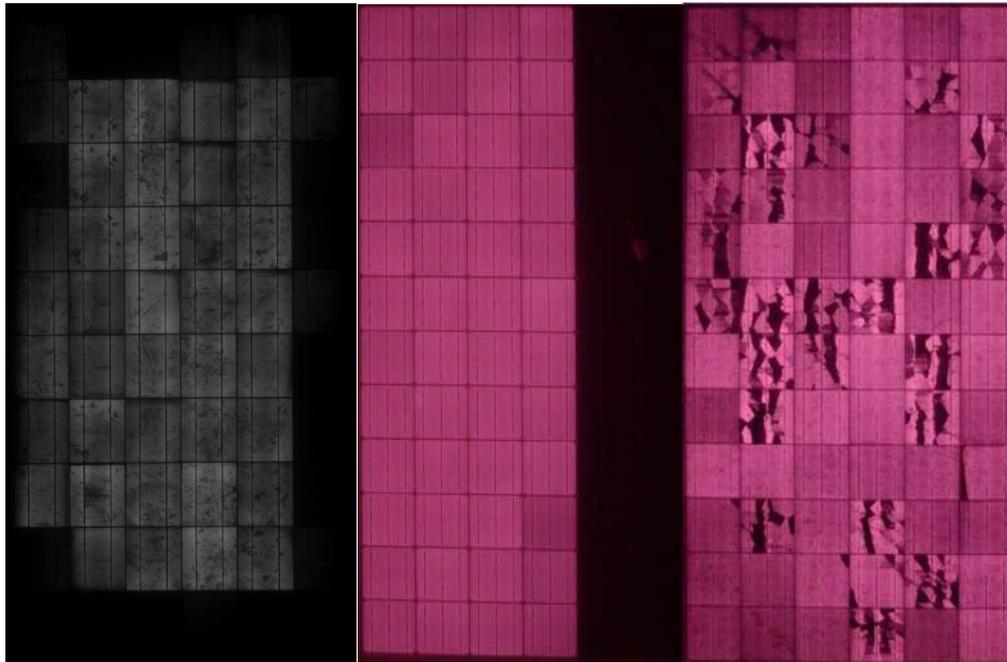


ILUSTRACIÓN 35 IZDA: DEGRADACIÓN INDUCIDA POR POTENCIAL (PID); CENTRO: MÓDULO CON UN *STRING* DE CELDAS INACTIVO; DER: MÓDULO CON ROTURAS SEVERAS DEBIDO A UN MALTRATO DURANTE LA FASE DE INSTALACIÓN (FUENTE: PI BERLÍN AG)

Medición de la curva característica de los módulos y *strings*

La medición de la curva característica I-V (corriente y voltaje) de los módulos determinará, entre otros parámetros, la corriente de cortocircuito (I_{sc}), la tensión en circuito abierto (V_{oc}), intensidad en máxima potencia (I_{mpp}), voltaje en máxima potencia (V_{mpp}) y potencia máxima (P_{mpp}). Se puede determinar el comportamiento eléctrico de uno o varios paneles mediante los análisis de la curva característica I-V, utilizando radiación natural o artificial.

Las mediciones de la curva característica I-V del campo fotovoltaico en condiciones reales in situ y su debida extrapolación a las condiciones estándar de medida (STC o NOCT) puede proporcionar información sobre la potencia nominal real, del desempeño energético del arreglo FV comparado con las especificaciones de diseño, de posibles diferencias entre las características de los módulos in situ y las mediciones en laboratorio o fábrica, así como de la detección de una posible degradación del rendimiento de un módulo o *string* respecto de las mediciones iniciales.

Para realizar una adecuada medición de la curva I-V el equipo necesario básico es:

- Instrumento de medición de curva I-V con sensor de irradiación.
- Termómetro IR.
- Pinza amperimétrica.
- Controlador del ángulo de irradiación.
- Guantes de seguridad de 1000 V.
- Conectores.

La medición de la curva I-V debe realizarse bajo condiciones de radiación alta. Las condiciones necesarias para la medición serán las siguientes:

- Irradiación sobre el plano inclinado: $E > 700 \text{ W/m}^2$.
- Cielo despejado.
- Incidencia lo más ortogonal posible de la luz solar sobre el plano inclinado ($\pm 10^\circ$).
- Superficie de los módulos limpia y completamente libres de sombras.

Desde el punto de vista de la seguridad, debe considerarse lo siguiente:

- Antes de conectar o desconectar cualquier dispositivo en el arreglo FV, familiarizarse con el sistema y sus componentes (interruptor principal, fusibles, etc.).
- Nunca separar un módulo de una cadena que se encuentra bajo carga eléctrica.
- Al abrir el interruptor principal de CC en la caja de combinación o inversor, utilizar siempre los guantes de seguridad de 1000 V.
- Cuando se abran los fusibles utilice siempre los guantes de seguridad de 1000 V.
- Asegurarse de la efectiva desconexión de las cadenas usando la pinza amperimétrica en los módulos o strings que se van a medir.
- Desconectar los módulos FV en los cuales se llevará a cabo la medición de la curva I-V utilizando los guantes de seguridad de 1000 V.

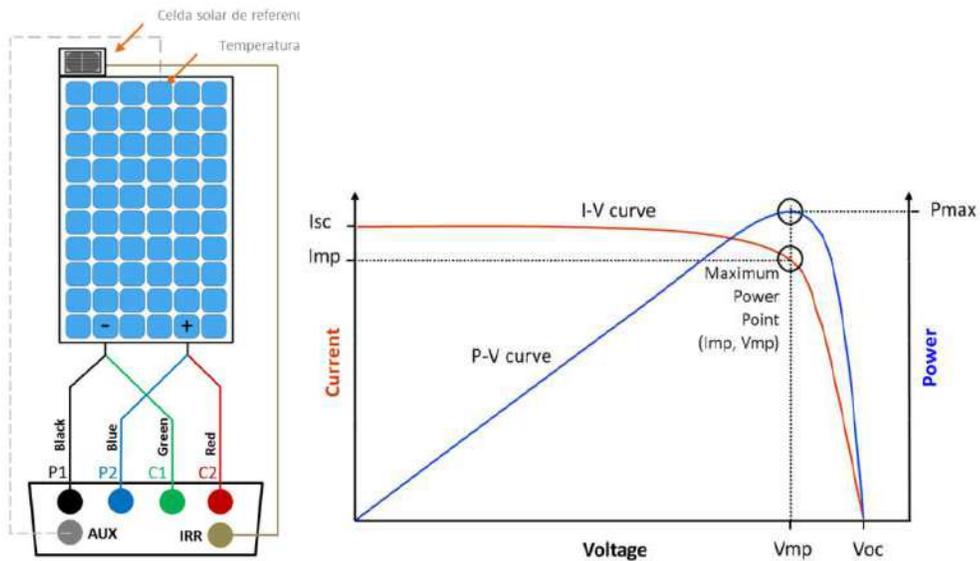


ILUSTRACIÓN 36 ESQUEMA DE MEDICIÓN Y FORMA DE LA CURVA CARACTERÍSTICA I-V Y P-V
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

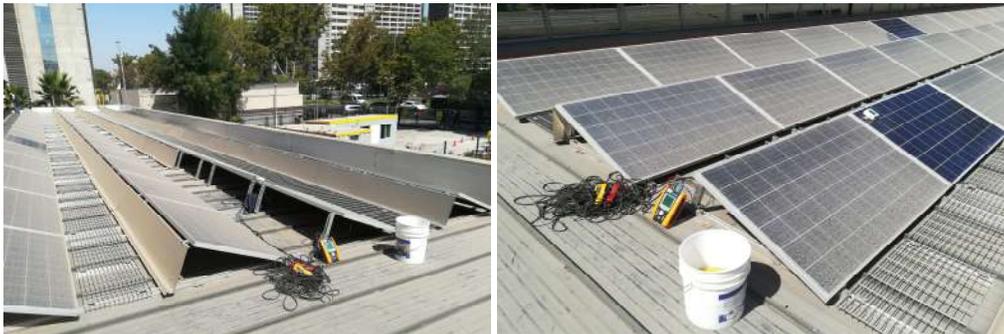


ILUSTRACIÓN 37 MEDICIÓN DE LA CURVA CARACTERÍSTICA EN MODULOS LIMPIOS Y SUCIOS EN LA PLANTA FOTOVOLTAICA TELETÓN SANTIAGO.
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

4.1.2 Inversor

Los inversores son equipos electrónicos diseñados para operar cubiertos por una carcasa, protegidos de la intemperie y de la lluvia. Aunque muchos de estos equipos ya cuentan con un índice de protección (en general, el mercado de inversores presenta índices igual o superior a IP65) que les permite funcionar a la intemperie, deben ser protegidos de la radiación solar directa para evitar temperaturas altas ya que estas pueden incidir negativamente en su rendimiento. También deben mantenerse alejados de fuentes de polvo y de la lluvia.



ILUSTRACIÓN 38 IZDA: INVERSORES DESPROTEGIDOS DEL EFECTO DE RADIACIÓN SOLAR DIRECTA (FUENTE: DGS BERLÍN E. V.); DRCHA: INVERSORES PROTEGIDOS DE LA RADIACIÓN SOLAR DIRECTA (FUENTE: PI BERLÍN AG)

En general los inversores requieren bajo nivel de mantenimiento. Pese a lo anterior, las actividades de mantenimiento consisten en verificar que el área de ubicación del inversor se mantenga limpia, seca, bien ventilada y que no sea atacada por insectos u otros animales; de ser así, se debe contactar a especialistas (Ej. representante del fabricante) [7]. Si los inversores cuentan con un índice de protección bajo el estándar IP 65 deben instalarse en un gabinete eléctrico ventilado para asegurar su buen funcionamiento. El primer dígito del índice IP se refiere a la protección de ingreso de elementos sólidos, y el segundo dígito se refiere a la protección de ingreso de elementos líquidos. El primer dígito se evalúa desde el 0 al 6, mientras que el segundo dígito se evalúa entre el 0 al 8.

Una actividad que debe realizarse de manera regular es la verificación de la correcta ventilación del inversor (ventiladores, filtros, disipadores etc.) para que el sistema de refrigeración funcione adecuadamente. En caso de mal funcionamiento el inversor se sobrecalienta innecesariamente, lo que puede resultar en limitación de potencia temporal, significando una pérdida de rendimiento. Muchos inversores lo indican con una luz roja. Es importante seguir las instrucciones del fabricante, pues cualquier intervención indebida puede ocasionar la pérdida de garantía.

Los pasos para la limpieza del ventilador varían entre modelos y fabricantes y siempre debe ser efectuado por personal técnico calificado. Muchos fabricantes piden que se apague el sistema desde los interruptores de desconexión del lado CA y CC, y que se espere algunos minutos hasta que el capacitor interno se descargue antes de abrir el espacio que alberga el ventilador [3].

Existen inversores que permiten remover el ventilador por completo. En este caso es importante desconectar las conexiones eléctricas del ventilador. Antes de volver a instalar el ventilador debe asegurarse que no hay nada atrapado y que sus aspas están girando con facilidad. [3].

Otros tipos de inversores no permiten sacar el ventilador por completo. Algunos tienen un filtro para la entrada de aire, la cual se debe remover y limpiar según las indicaciones del fabricante. Se puede usar aire comprimido o en ocasiones basta con soplar para retirar el polvo. En caso de acumulación de residuos, hay fabricantes que permiten utilizar un pequeño cepillo y frotar hacia fuera. Algunos inversores pueden tener múltiples filtros [3].

Adicional al ventilador para la entrada de aire, normalmente se tiene otro para la salida con un tubo de escape exterior. También se debe revisar que el tubo de escape no esté obstruido.

Cada vez hay más inversores que no tienen ventiladores integrados. Estos tipos de inversores tienen una ventilación pasiva por convección en la parte frontal que disipa el calor por medio del movimiento del aire a través de unas aletas. En este caso, solo se necesita comprobar que las aletas no tienen residuos, acumulación de objetos, insectos o excremento de pájaros. [3].

En cuanto a la ergonomía y la seguridad operacional, los inversores deben ser fácilmente accesibles para el personal de O&M evitando así posiciones que dificulten los trabajos y favorezcan los accidentes laborales. Las siguientes dos fotografías muestran dos ejemplos de mal acceso a los inversores.

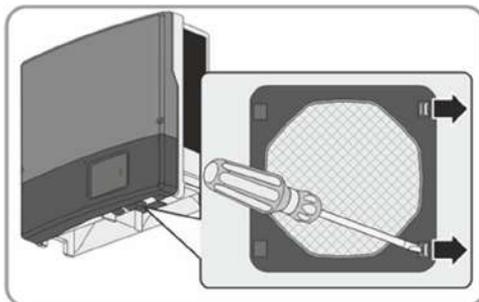


ILUSTRACIÓN 39 LIMPIEZA DE LA VENTILACIÓN A LOS LADOS DE UN INVERSOR STP 17 TL (FUENTE: SMA SOLAR TECHNOLOGY AG)

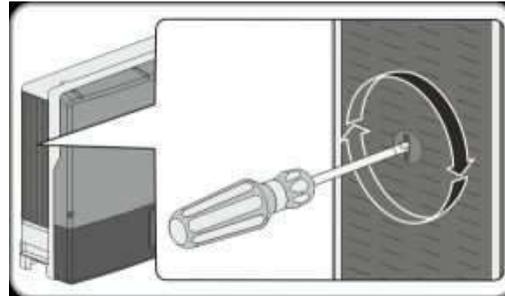


ILUSTRACIÓN 40 LIMPIEZA DE LA VENTILACIÓN DE UN INVERSOR STP 17 TL, EXTRAER LA REJILLA (FUENTE: SMA SOLAR TECHNOLOGY AG)

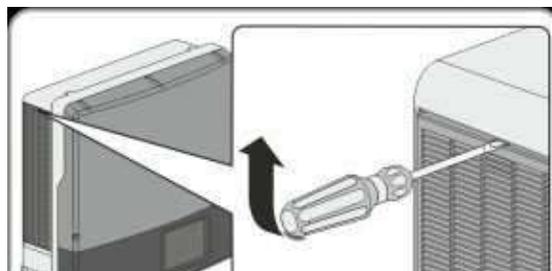


ILUSTRACIÓN 41 EXTRAER LAS REJILLAS DE UN INVERSOR STP 17 TL (FUENTE: SMA SOLAR TECHNOLOGY AG)



**ILUSTRACIÓN 42 INVERSORES DIFÍCILMENTE ACCESIBLE PARA EL PERSONAL DE O&M
(FUENTE: PI BERLÍN AG)**

4.2 Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo corresponde a todas las operaciones de reparación y/o sustitución de partes necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil. Aunque el objetivo del mantenimiento preventivo es reducir la necesidad de reparaciones inesperadas, es importante conocer los procedimientos de éste para poder hacer frente a situaciones que requieran de acciones inmediatas, de tal forma que se reduzcan los costos asociados al tiempo de inactividad no planificado del sistema o la reducción en la generación.

4.2.1 Fallas Típicas

Las fallas más comunes en los SFV se presentan en los inversores; razón por la cual el mantenimiento de los inversores representa el mayor porcentaje en costos (aproximadamente el 50% de los costos totales de mantenimiento de todo el SFV). Las fallas en los inversores son responsables de la mayoría de las paradas de la planta no planificadas. Entre el 60-69% de las fallas reportadas corresponden al inversor (sin considerar fallas por problemas en la instalación) según estudios a instalaciones en Alemania, Inglaterra, Suiza, Japón y Taiwán [8] [6] [9] [10]. La vida útil promedio de los inversores es de unos 10 años.

La Ilustración 43 muestra el número de eventos y la energía perdida por cada falla típica en un SFV.

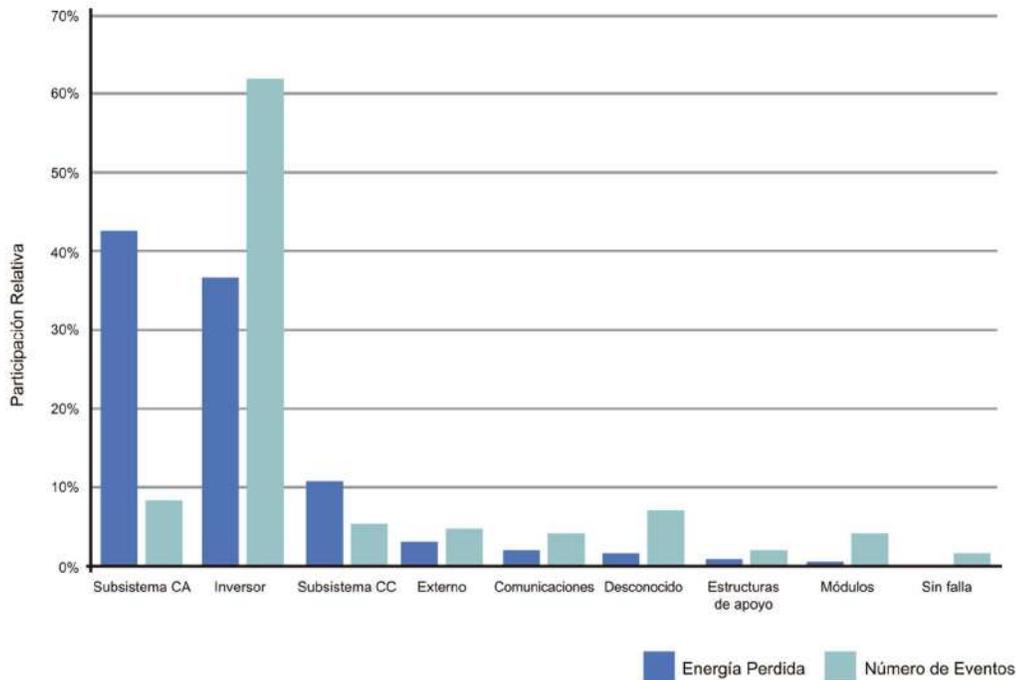


ILUSTRACIÓN 43 FRECUENCIA DE FALLOS Y PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA PARA CADA PARTE DE UN SFV [8].

4.2.2 Inversor

La confiabilidad de los inversores en el mercado ha aumentado considerablemente en los últimos años. Sin embargo, un plan de O&M para SFV debe considerar la avería del inversor al menos una vez durante la vida útil del sistema, pues, es la parte del sistema más propensa a causar pérdidas en la generación.

El primer paso es que se identifique que el inversor no está funcionando correctamente. Para lograr esto es importante ajustar las alarmas de monitoreo, para que en caso de falla envíe una alarma a la persona responsable del funcionamiento de la planta. Es fundamental que el monitoreo esté claramente definido en el plan de O&M a implementar.

Los periodos en los que el inversor no está operando son considerados las causas de las pérdidas más grandes del sistema y pueden ser ocasionadas por muchas razones, como, por ejemplo:

- Interrupción total del inversor a causa de mantenimiento o falla en la red eléctrica.
- Interrupción total del inversor como consecuencia de algún trabajo en el sistema eléctrico del edificio.
- Operación de protecciones de la instalación existente.
- Falla de los ventiladores por exceso de material acumulado (generalmente polvo).

- Falla del inversor, condición que continúa hasta su reparación o reemplazo.
- Corriente residual demasiado alta.
- Corriente de fuga demasiado alta.
- Corriente CC demasiado alta.
- Limitación de potencia a causa de temperaturas altas o sobrecarga (configuración desfavorable).
- Falta de sincronización con la red.
- Voltaje y/o frecuencia fuera de rango.

El segundo paso es que el encargado de la O&M tenga claro qué hacer en caso de falla del inversor. Esta información la entrega el fabricante en el manual del inversor. Normalmente consiste en las instrucciones sobre qué hacer para detectar la causa de interrupción y con qué medidas solucionarla. También contiene el contacto de asistencia profesional si el problema solo se puede solucionar por personal especializado en inversores de este fabricante. Algunos fabricantes otorgan inversores de recambio durante el tiempo de reparación, pero no todos. Bajo garantía el fabricante decide si va a reparar o va a reemplazarlo. Es importante que el instalador y/o quién realizará el O&M entreguen información simplificada de las principales fallas de los inversores para así poder minimizar los mantenimientos correctivos en caso de fallas comunes y de fácil solución, por ejemplo, una falla en la sincronización con la red.

En caso de que la (repetida) interrupción o (repetida) falla del inversor se origine por un comportamiento de la red irregular (posiblemente por mala calidad de suministro), una intervención de la compañía distribuidora de electricidad puede ser necesaria. Alternativamente, se puede realizar un reclamo a través de la página web de la SEC (www.sec.cl), indicando el problema que se presenta en la red.

4.2.3 Módulos FV

Los módulos FV son la base de la generación de energía, por lo tanto, cualquier falla afecta el funcionamiento global del sistema. A continuación, se describen algunas de las principales causantes de fallas en los módulos FV [12] [13] [34].

Rotura del vidrio

A continuación, se presenta una imagen en la cual se observa un módulo fotovoltaico con el vidrio roto producto de un golpe con algún elemento contundente.



**ILUSTRACIÓN 44 ROTURA DE MÓDULO POR IMPACTO MECÁNICO - REEMPLAZAR EL MÓDULO.
(FUENTE: PI BERLIN AG)**

Degradación del laminado

La función del laminado es proteger los componentes internos de los módulos del ingreso de humedad y contaminación, reforzar la estructura y servir de aislante eléctrico entre las celdas y los contactos. La degradación del laminado afecta no solo la intensidad de energía solar que ingresa a las celdas que se transforma en electricidad, sino que también puede desencadenar corrosión y así una serie de fallas internas. El laminado puede ser de EVA u otro material, como se encuentra expuesto a la intemperie puede generar un envejecimiento, que algunas veces está acompañado por coloración entre amarillo y marrón.



ILUSTRACIÓN 45 MÓDULO FOTOVOLTAICO AFECTADO POR DECOLORACIÓN, LO QUE CAUSA UNA BAJA REDUCCIÓN DEL RENDIMIENTO (FUENTE: PI BERLIN AG)

Delaminación

A continuación, se muestran dos paneles que han sufrido un proceso de delaminación.



ILUSTRACIÓN 46 DELAMINACIÓN DEL MÓDULO (FUENTE: PI BERLÍN AG)

Interconexión defectuosa

La corriente eléctrica circula a través de la celda FV por una red de conductores finos, que se unen en las barras de distribución (*busbar*). Entre las celdas la corriente fluye por las conexiones que están soldadas. Si las soldaduras no tienen un buen contacto, se puede generar un estrés mecánico y térmico. Una soldadura defectuosa significa una resistencia alta, que siempre está acompañado con temperaturas altas, lo que puede dañar hasta quemar el laminado y el folio de la parte posterior.

Las conexiones defectuosas también ocurren en o cerca de las cajas de conexión. Un módulo FV está comúnmente dividido en tres *strings* de celdas conectadas en serie. En el caso en el que la interconexión entre las celdas de un *string* se vea interrumpida, el *string* completo quedará inutilizado. La interrupción de la conexión puede darse también a la entrada de la caja de diodos del módulo FV.

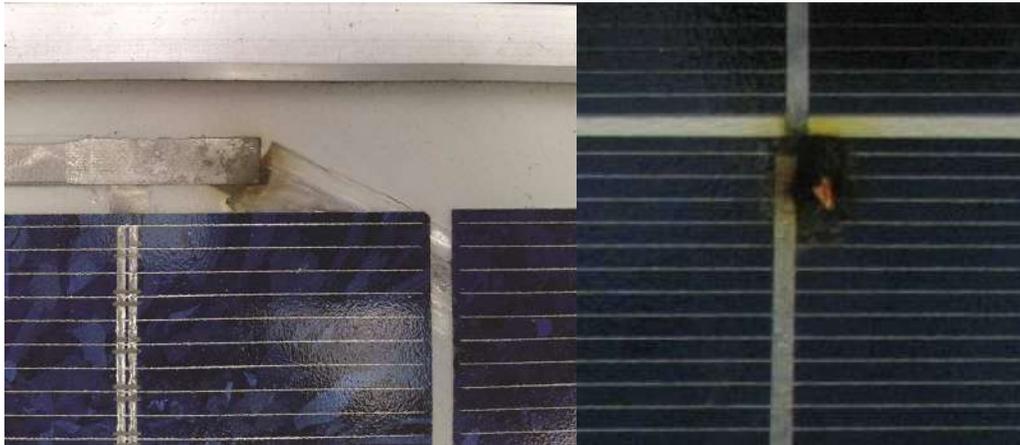
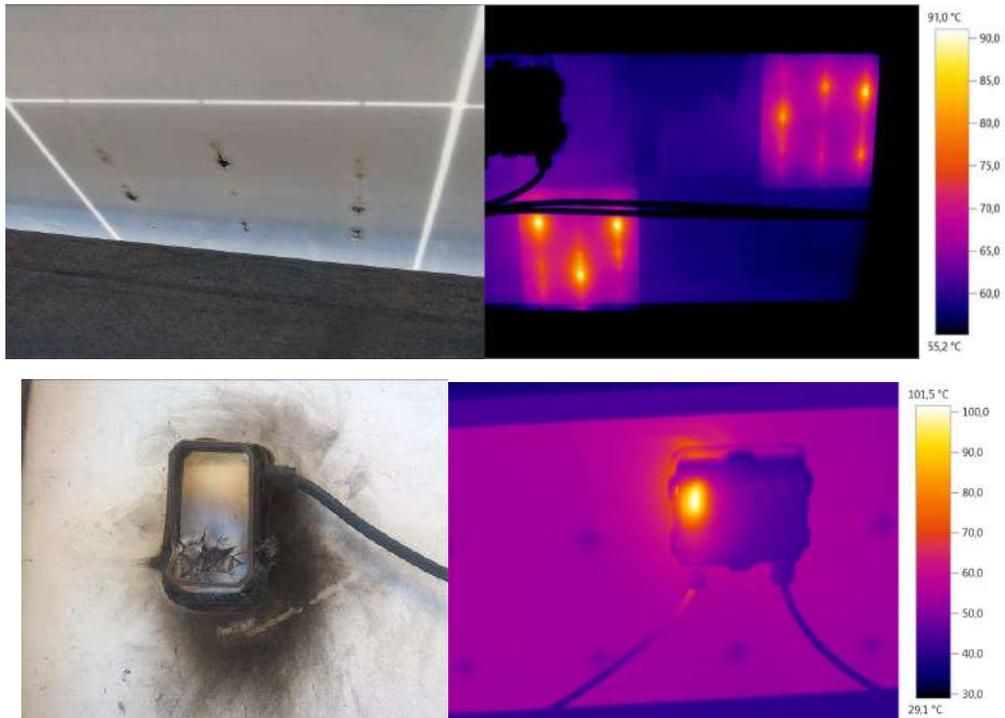
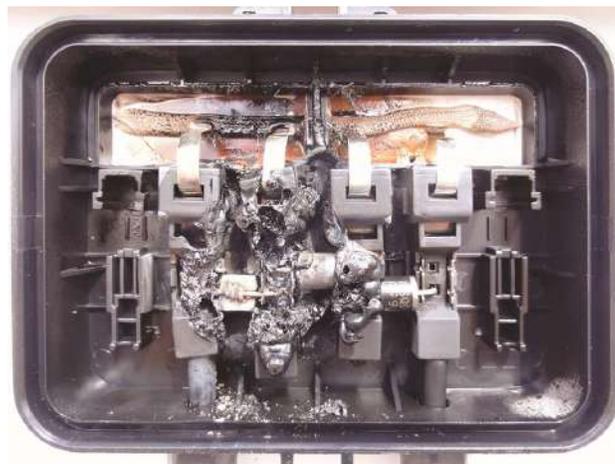


ILUSTRACIÓN 47 (IZQ.) INTERCONEXIÓN ROTA EN UN STRING DE CELDAS (FUENTE: PI BERLIN).
(DER.) INTERRUPCIÓN DE LA CONEXIÓN ANTES DE LA ENTRADA A LA CAJA DE RODOS
(FUENTE: DGS BERLIN E.V.)



**ILUSTRACIÓN 48 CAJA DE CONEXIÓN QUEMADA POR CONEXIÓN INTERNA DEFECTUOSA
(FUENTE: PI BERLÍN AG)**



**ILUSTRACIÓN 49 CAJA DE CONEXIÓN CON DIODOS BYPASS
DESTRUIDOS POR SOBRETENSIÓN
(FUENTE: DGS BERLIN E. V.)**

Roturas y micro-roturas

Pueden ser causadas por estrés mecánico o térmico sobre la celda durante la fabricación, transporte, instalación o por condiciones ambientales como viento o en algunos lugares nieve. Es difícil evitar micro-roturas en las celdas finas de la actualidad. En qué medida afectan estas micro-roturas el rendimiento de una celda depende de su cantidad, longitud y su curso, aspecto que sigue sujeto a estudio. No obstante, es importante identificar las roturas e informar al fabricante o instalador, pues siempre existe el riesgo que se multipliquen y generen en el futuro una reducción del rendimiento. Es importante recordar que los daños producidos en las celdas por maltrato durante el transporte o instalación quedan excluidos de la garantía. Este tipo de averías es de difícil detección, por lo que se usa la técnica de electroluminiscencia, vista anteriormente en el capítulo 4.1.1.

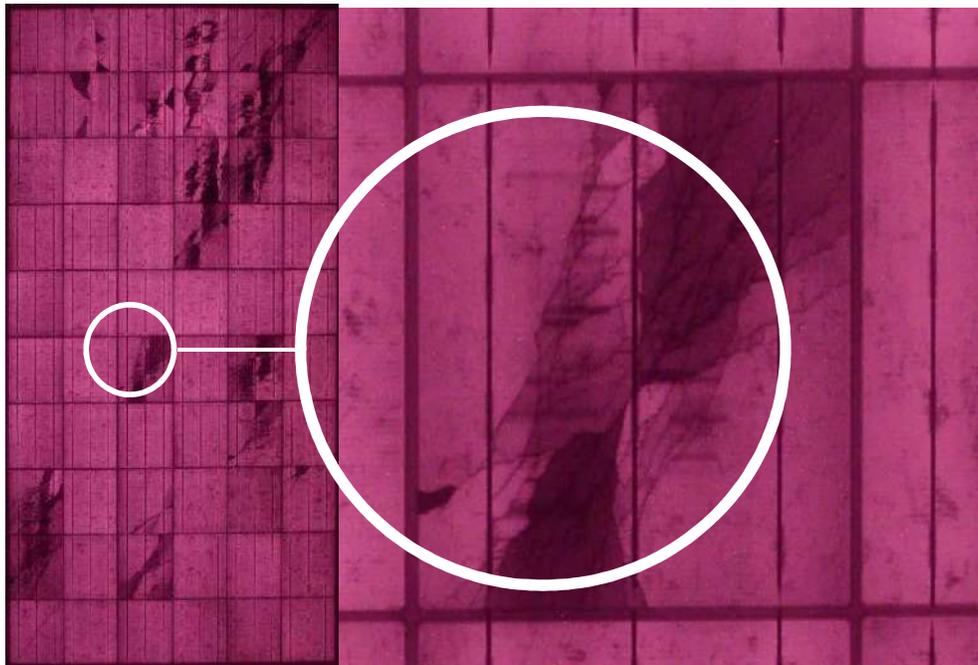


ILUSTRACIÓN 50 MÓDULO FV CON ROTURAS (IMAGEN TOMADA MEDIANTE ELECTROLUMINISCENCIA
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

Puntos y celdas calientes (*Hot spots*)

El sobrecalentamiento localizado en una celda ocurre cuando una ella está cubierta (por ejemplo, por sombras) y actúa como consumidor (disipando calor), alcanzando altas temperaturas.

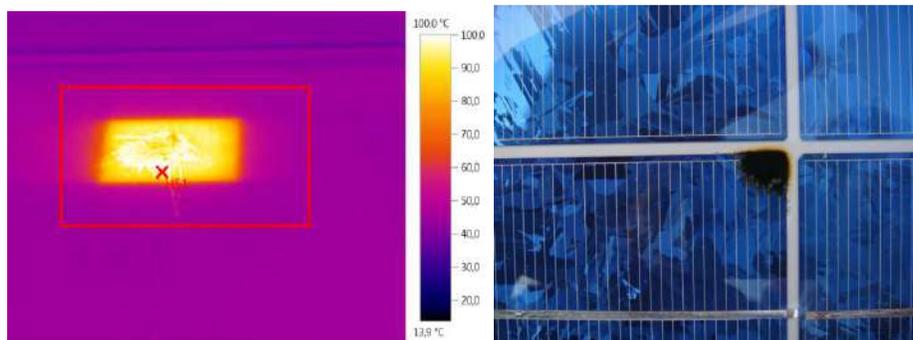


ILUSTRACIÓN 51 IZDA: PUNTO CALIENTE CAUSADO POR UN EXCREMENTO DE PÁJARO (FUENTE: PI BERLÍN AG); DCHA: PUNTO DAÑADO IRREVERSIBLEMENTE POR TEMPERATURA ALTA (FUENTE: PI BERLÍN AG)

Las causantes principales son condiciones de sombra junto con la falla de un diodo *bypass*. El diodo *bypass* es el sistema de protección contra puntos calientes y permite que la corriente circule por la(s) celdas sombreada(s) y así reducir la pérdida de potencia dentro del módulo sombreado y su efecto al *string*, alargando la vida útil del módulo. Por su construcción, este elemento es propenso a sobretensión, principal razón de su falla.

Aunque las pérdidas de potencia asociadas a los puntos calientes son bajas, esta parte de la celda queda dañada de manera irreversible. Se puede detectar visualmente y también con una cámara térmica.

Las celdas calientes o *hotspots* ocurren cuando solo una parte de la celda permite el paso de corriente, a causa de roturas de la celda o cuando el contacto del colector de corriente falla.

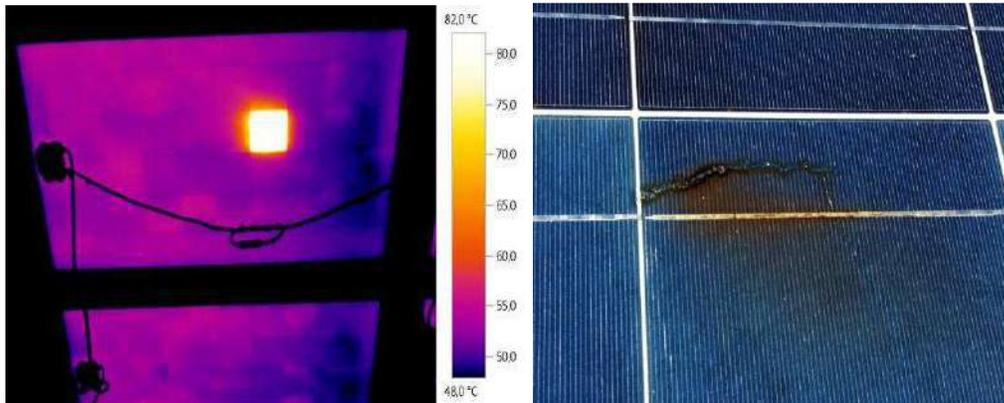


ILUSTRACIÓN 52 CELDA CON ROTURA VISIBLE
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

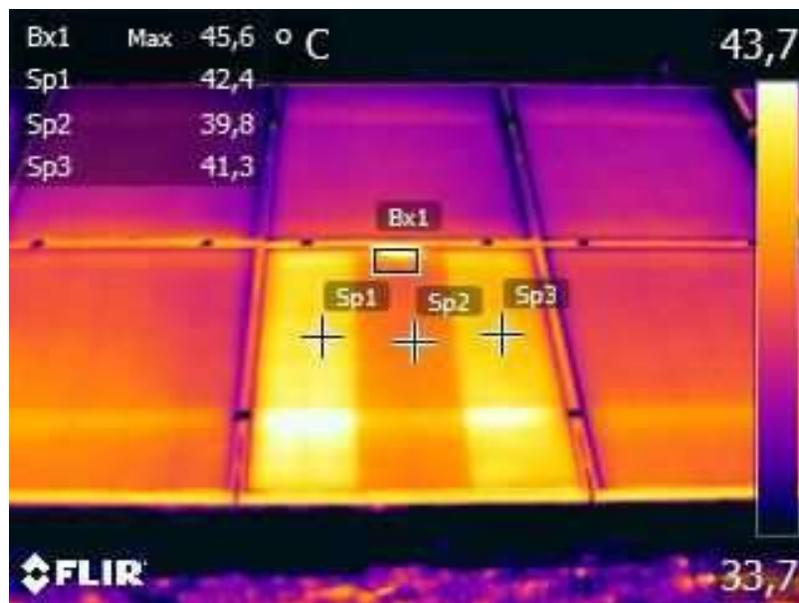


ILUSTRACIÓN 53 DOS TERCIOS DEL MÓDULO EN CIRCUITO ABIERTO A CAUSA
DE DOS DIODOS BYPASS DEFECTUOSOS
(FUENTE: DGS BERLIN E. V.)

Scratches

El “*scratch*” o rayadura se produce principalmente por la manipulación inadecuada de los paneles durante la etapa de instalación. La forma de la rayadura es muy típica del daño producido al contactar una arista o esquina del marco de aluminio de un panel con la lámina posterior (blanda y fina) de otro panel. Este daño se produce típicamente al arrastrar un panel que se encuentra apilado sobre otro y cuando dicho panel es levantado por una única persona en vez de dos, contradiciendo las indicaciones del manual del fabricante.

El principal problema de este fallo es que afecta a la seguridad del panel FV, comprometiendo el grado IP y la protección de clase II (doble protección ante contacto), suponiendo por tanto un alto riesgo para los operarios de la planta, ya que el panel FV no se encuentra debidamente aislado. La exposición directa de las células solares al medio puede acarrear fenómenos de corrosión en las mismas, siendo éstas responsables de una disminución de la eficiencia del panel a futuro. En aquellos paneles en los cuales se dan además roturas o fisuras de celdas producidas por el *scratch*, éstos pueden llegar a ser visibles en la parte frontal.

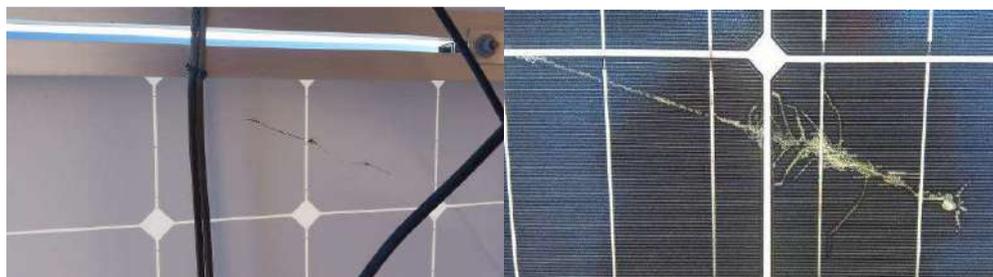


ILUSTRACIÓN 54 MÓDULOS FV AFECTADOS POR RAYADURAS
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

4.2.4 Cableado y conexiones

Un cableado ejecutado según las normas vigentes minimiza el riesgo de fallas. Sin embargo, es importante revisar el cableado que está expuesto a la intemperie regularmente para identificar roturas en el aislamiento (por ejemplo, debido a daños por roedores), degradación por acción de los rayos UV o cuarteamiento de la envolvente. Las conexiones “*plug in*” deben ser del mismo tipo y unirse correctamente. Por otra parte, la conexión de los conectores al cable debe ser efectuada con la herramienta adecuada (crimpadora) y según las instrucciones del fabricante. Es posible detectar conexiones defectuosas a través de un análisis termográfico de estos, en los casos que esto sea posible.

A continuación, se presentan algunas fotografías con fallos típicos en el cableado de una planta FV.

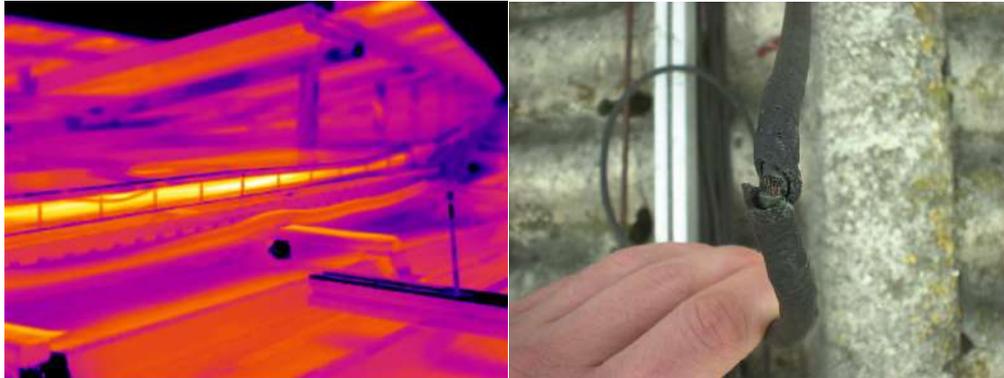


ILUSTRACIÓN 55 IZDA: REDUCCIÓN DE LA AMPACIDAD POR ACUMULACIÓN DE CALOR (FUENTE: PI BERLÍN AG); DCHA: AISLAMIENTO DEL CABLE DEFECTUOSO POR ACCIÓN DE ROEDORES (FUENTE: DGS BERLÍN E. V.)



ILUSTRACIÓN 56 IZDA: CONECTORES QUEMADOS POR MALA CONEXIÓN (FUENTE: DGS BERLÍN E. V.); DCHA: CONECTOR NO DEBIDAMENTE CERRADO (FUENTE: PI BERLÍN AG)



**ILUSTRACIÓN 57 RADIO DE CURVATURA INSUFICIENTE
(FUENTE: PI BERLIN AG)**



**ILUSTRACIÓN 59 IZDA: INCOMPATIBILIDAD DE CONECTORES MC₄ (FUENTE: PI BERLIN AG);
DCHA: FALTA DE IDONEIDAD PARA EXTERIOR DE LOS CABLES (FUENTE: PI BERLIN AG)**



**ILUSTRACIÓN 58 FALTA DE SELLADO DE LOS TUBOS DE ACOMETIDA
(FUENTE: PI BERLIN AG)**



ILUSTRACIÓN 6o IZDA: SELLADO INADECUADO DE ORIFICIOS (FUENTE: PI BERLIN AG); DCHA: CUARTEAMIENTO DE LA ENVOLVENTE DEL CABLE (FUENTE: PI BERLIN AG)



ILUSTRACIÓN 61 : SUJECIÓN INADECUADA DE LOS TERMINALES DE LOS CABLES DE STRING Y RECALENTAMIENTO DE LOS MISMOS (FUENTE: PI BERLIN AG)



ILUSTRACIÓN 62 DAÑOS EN EL CABLEADO POR ABRASIÓN PRODUCIDA POR ARISTAS VIVAS (FUENTE: PI BERLIN AG)



ILUSTRACIÓN 63 EXPLOSIÓN DE LOS CONECTORES POR CORROSIÓN EN LA CONEXIÓN
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

4.2.5 Estructura de Montaje

Ensamblaje mecánico

Durante el mantenimiento es importante verificar que la estructura está bien fijada. Por tanto, todos los tornillos y fijaciones deben revisarse regularmente. En las ilustraciones 64 y 65 siguientes se muestran fallos en el anclaje de las piezas que componen la estructura de sujeción de los paneles.



ILUSTRACIÓN 64 SUJECIÓN DE LOS MÓDULOS CON ABRAZADERAS INADECUADAS
(FUENTE: PI BERLÍN AG)



ILUSTRACIÓN 65 IZDA: SUJECIÓN DE LOS MÓDULOS A LA ESTRUCTURA DEL TEJADO CON CINTAS DE AMARRE (FUENTE: PI BERLÍN AG); DCHA: AFLOJAMIENTO DE LOS TORNILLOS DE SUJECIÓN DE LOS PERFILES TRANSVERSALES (FUENTE: PI BERLÍN AG)

Corrosión superficial

Idealmente, toda la estructura de montaje del SFV instalado debe ser de aluminio, acero inoxidable, acero galvanizado u otro material resistente a agentes agresivos del ambiente y/o corrosivos. En el caso en el que se combinen metales con potenciales de ionización distintos, se deben revisar periódicamente los puntos de unión en busca de corrosiones químicas.



ILUSTRACIÓN 66 IZQ: MEDICIÓN DE LA CAPA DE GALVANIZADO DEL PERFIL TRANSVERSAL DE LA ESTRUCTURA DE SUJECIÓN DE LOS PANELES (FUENTE: PI BERLÍN AG); DER: OXIDACIÓN DE LA SUPERFICIE DE LA ESTRUCTURA DE SUJECIÓN DE LOS PANELES (FUENTE: PI BERLÍN AG)

Anclaje al tejado

En el caso de sistemas instalados sobre techumbre, el anclaje de los módulos FV al tejado se debe realizar con lastres, penetración o abrazaderas metálicas. El sistema empleado debe mantener sus propiedades estáticas durante toda la vida útil de la planta y además no comprometer la integridad estructural del tejado. En el caso particular de que sea necesario atravesar la techumbre, se deberá tener especial precaución en evitar cualquier tipo de filtración de agua al interior de la instalación interior. La estanqueidad del sistema de anclaje debe ser exigida al instalador y también debe ser verificada con quién realizará el O&M.



ILUSTRACIÓN 67 DAÑOS EN EL TEJADO POR TRÁNSITO DE PERSONAS (FUENTE: PI BERLÍN AG)



ILUSTRACIÓN 68 IZDA: PÉRDIDA DE ANCLAJE DE LA ZAPATA DE HORMIGÓN A LA SUPERFICIE DEL TEJADO (FUENTE: PI BERLÍN AG); DCHA: FALTA DE SELLADO DE LOS ORIFICIOS DE PENETRACIÓN (FUENTE: PI BERLÍN AG)

4.2.6 Plan de actuación y niveles de intervención

El plan de actuación por parte del personal de O&M ante la aparición de una falla, se compone de 6 pasos que deben respetarse tanto en lo relativo a la secuencia como a las actividades asociadas a los mismos:

1. Localización y delimitación de la falla dentro del tiempo establecido por contrato.
2. Análisis de los datos registrados, prueba de plausibilidad y procesamiento del evento registrado.
3. Selección de las piezas de repuesto en el caso en el que sea necesaria una sustitución.
4. Reemplazo de la(s) pieza(s) defectuosa(s).
5. Control y supervisión de las medidas de reparación o sustitución.
6. Documentación y seguimiento de la falla en la siguiente visita.



ILUSTRACIÓN 6g: FUEGO OCASIONADO EN PLANTA (FUENTE: PI BERLÍN AG)

Dependiendo del tipo de falla que se registre, se diferencian tres niveles de intervención posibles:

- (i) Nivel de intervención primario: Este nivel de intervención no requiere de la sustitución del componente para restaurar la funcionalidad del sistema afectado. En general, esta medida de mantenimiento correctivo sólo implica costos de mano de obra, pero no cambios de equipos. El dueño de la planta asumirá los costos sólo si la labor correctiva no está incluida

en los servicios de O&M y es necesaria la intervención de un técnico subcontratado.

Un ejemplo de este nivel de intervención puede ser un fallo en la estación meteorológica.

- (ii) Nivel de intervención secundario: Este nivel de intervención requiere de la sustitución del o los componentes de manera de restaurar la funcionalidad del sistema afectado. En general, esta medida de mantenimiento correctivo implica costos de mano de obra y de equipos. El dueño asumirá los costos sólo si la labor correctiva no está incluida en los servicios de O&M y es necesaria la intervención de un técnico subcontratado.

Un ejemplo de este nivel de intervención puede ser un fallo en el inversor debido a un ventilador defectuoso. En el marco del mantenimiento correctivo se sustituirá el ventilador para restaurar la funcionalidad del inversor.

- (iii) Nivel de intervención terciario: Este nivel de intervención requiere la manipulación del software del componente para restaurar la funcionalidad del sistema afectado. En general, esta medida de mantenimiento correctivo implica costos de reemplazo de equipos y costos de mano de obra. El dueño asumirá los costos sólo si la labor correctiva no está incluida en los servicios de O&M y es necesaria la intervención de un técnico subcontratado.

Un ejemplo de este nivel de intervención puede ser un fallo en el inversor debido a errores en el software, producido por problemas de compatibilidad con otros componentes del sistema.



ILUSTRACIÓN 70 INTERRUPCIÓN DE LA CORRIENTE EN VARIOS *STRINGS* A LA ENTRADA DE LA CAJA DE COMBINACIÓN . FOTO REALIZADA CON UNA CÁMARA DE INFRARROJOS (FUENTE: PI BERLIN AG)

4.2.7 Tiempos de reacción

La velocidad de actuación del equipo de O&M dependerá de los tiempos de reacción definidos por contrato y de la clasificación que cada fallo recibe en función de su impacto en la seguridad y rendimiento del sistema. Una clasificación típica podría ser la siguiente:

- (i) Clase I: fallo en el transformador → tiempo de reacción inferior a 4 h.
- (ii) Clase II: fallo en un *string* de paneles → tiempo de reacción inferior a 24 h.
- (iii) Clase III: módulo roto → reparar en la siguiente visita.

4.2.8 Diagnósticos y Pruebas

La siguiente tabla elaborada por la Sociedad Alemana de Energía Solar (DGS) [7] y el PI Photovoltaik Institut Berlín AG [34], muestra algunas de las fallas más comunes y las pruebas o medidas que se puede realizar para detectarlas. Cabe señalar que las fallas no siempre se comportan de la misma manera, por lo tanto, no siempre es posible utilizar las pruebas que a continuación se mencionan. Las pruebas que están marcadas con una "X" azul son particularmente convenientes de realizar y las pruebas marcadas con una "X" entre paréntesis deben ser aplicadas bajo ciertas condiciones. A menudo para detectar la falla es conveniente combinar varios métodos. Antes de arreglar la falla debe examinarse si aplican las garantías correspondientes a los equipos que presentaron la falla.

TABLA 2: TIPO DE FALLAS, PRUEBAS Y MEDIDAS QUE SE PUEDEN USAR PARA DETECTARLAS [7], [34]

Tipo de falla		Inspección visual	Multitester (V, Ω)	Medición de corriente de operación	Medición de puesta a tierra	Medición de resistencia de aislamiento	Curva característica	Curva característica oscura	Termografía	Pruebas de continuidad	Electroluminiscencia	Análisis de datos del inversor / monitoreo	Análisis de la red CA	Análisis funcional
Módulo FV	Ensuciamiento y sombras	X		X			x		X			(X)		(X)
	Delaminación	X												
	Diodos <i>bypass</i>		X	X			X	X	X			X		X
	Contactos/Conexiones	X		X			X	X	X		X	X		X
	Humedad	X				X								
	Rotura de vidrio	X		(X)		X	X	X	X					X
	Roturas y microrroturas de células	X					X				X			
	Puntos calientes	X		X			X		X					X
	Scratches	X				X								
	Degradación			X			X	X	X			X		X

Tipo de falla		Inspección visual	Multímetro (V, Ω)	Medición de corriente de operación	Medición de puesta a tierra	Medición de resistencia de aislamiento	Curva característica	Curva característica oscura	Termografía	Pruebas de continuidad	Electroluminiscencia	Análisis de datos del inversor / monitoreo	Análisis de la red CA	Análisis funcional	
Inversor	Eficiencia de conversión								(X)					X	
	Eficiencia del MPPT											X		X	
	Armónicos												X		
	Ajuste de torques	X													
	Pérdida de aislamiento					X									
	Apagados incorrectos	(X)										X	X		
	Puesta a tierra de la carcasa									X					
	Identificación de circuitos	X													
	Funcionalidad del paro de emergencia														X
	Ventilación inadecuada	X							X						
	Falla en la red (mala calidad de suministro)		X									X	X		

Tipo de falla		Inspección visual	Multímetro (V, Ω)	Medición de corriente de operación	Medición de puesta a tierra	Medición de resistencia de aislamiento	Curva característica	Curva característica oscura	Termografía	Pruebas de continuidad	Electroluminiscencia	Análisis de datos del inversor / monitoreo	Análisis de la red CA	Análisis funcional
Instalación de corriente continua	Fusible defectuoso	X	X	X			X	X	X			X		X
	Ventilación de la caja de conexiones	X								X				
	Limpieza de la caja de conexiones	X												
	Puesta a tierra de la carcasa									X				
	Sellado de los prensaestopas	X												
	Ajuste de torques de los terminales	X												
	Identificación de circuitos	X												
	Protección de cables frente a radiación UV	X												
	Protección de cables frente a daños mecánicos	X				X								
	Sujeción adecuada de los cables a la estructura	X												
	Radios de curvatura mínimos	X												
	Diodo de <i>string</i> defectuoso		X	X			X	X	X			X		X
	Cortocircuito	X	X			X	X	X	X			X		X
	Protección de sobretensión defectuosa	X	X											
	Cable defectuoso (rotura/corrosión)			X			X	X	X			X		X
	Aislamiento defectuoso, falla a tierra	X	X			X						(X)		
	Conexiones defectuosas	X	X	X			X	X	X			X		X
	Resistencia a tierra elevada		X		X									

4.2.9 Gestión de piezas de repuesto

Consideraciones comerciales

En general, no se considera económico almacenar piezas de repuesto para todo tipo de fallos posibles. Por ello, antes de comenzar la fase de operación, la empresa de O&M y el dueño de la planta acordarán un *stock* mínimo de piezas de repuesto basado en un análisis costo-efectivo. Como regla general, si un elemento concreto de una planta FV tiene una frecuencia de fallo igual o superior a 1 evento por año y los costos debidos a las pérdidas energéticas asociadas son superiores al costo del propio componente, entonces se incluirá dicha pieza en el *stock*.

La distribución y cantidad de piezas de repuesto dependen mucho del proyecto y del lugar en el que se encuentra la planta, y dependerán de los siguientes criterios:

- Frecuencia de fallo.
- Impacto económico del fallo.
- Costo de la pieza de repuesto.
- Degradación de la pieza de repuesto con el tiempo.
- Tiempo de envío de la pieza de repuesto.
- Tiempos de reacción y disponibilidad requeridos por contrato.

Los contratos de O&M generalmente no incluyen los costos de hardware asociados a las piezas de repuesto, siendo el dueño de la planta el encargado de reponer las piezas cuando éstas se consumen. Generalmente, la empresa de O&M únicamente gestiona y documenta el uso de dichas piezas.

Debido a la gran competitividad entre empresas de O&M, se observa una creciente tendencia a incluir también los costos de reemplazo de equipos en el contrato. Aquellas empresas de O&M que acceden a cubrir dichos costos, fijarán un límite de costos que están dispuestos a cubrir. Dicho límite suele ser equivalente al valor de contrato. De acuerdo a los últimos estudios [35], los contratos de O&M que incluyen los costos de hardware de las piezas de repuesto suelen ser en torno a un 25% más caros. Existen soluciones intermedias como, por ejemplo, acuerdos en los cuales el dueño de la planta paga únicamente el primer repuesto.

Aquellas empresas de O&M que han realizado previamente la construcción o el EPC en el mismo proyecto o que son los suministradores de los inversores, suelen acceder más fácilmente a firmar un contrato que incluya los costes de las piezas de repuesto. Esta situación se da especialmente en aquellos casos en los cuales el EPC confía en la calidad constructiva de la planta y el fabricante de inversores confía plenamente en la calidad de su producto.

Repuestos necesarios en planta

Si bien la cantidad final de piezas que se destinará al stock depende en gran medida (i) de las condiciones ambientales del lugar, (ii) la calidad constructiva de la planta y

(iii) la eficiencia del plan de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo, la siguiente lista aporta una referencia respecto a qué piezas deben ser parte del *stock* en bodega:

- Módulos fotovoltaicos (entre un 2%-5% del total de módulos instalados se considera aceptable).
- Conectores de módulos.
- Inversores para conexión a la red (varistores, fusibles, interruptores automáticos, platinas, ventiladores, etc.).
- Materiales para la sustitución de uno o varios paneles FV.
- Pernos de sujeción para los perfiles transversales.
- Pernos de anclaje estructural – cimentación.
- Cajas de distribución.
- Cableado de corriente continua y alterna.
- Cable de tierra desnudo y conexiones a tierra.
- Cableado para cajas de monitoreo.
- Fusibles LT DC.
- Sensor de temperatura.
- Celda calibrada.
- Cables de monitoreo para todos los sensores.
- Piranómetro.

4.3 Mantenimiento Predictivo

El mantenimiento predictivo (o basado en la condición) es la práctica de usar información en tiempo real para llevar a cabo medidas preventivas como limpieza, monitorización de la temperatura del inversor, o mantenimientos correctivos, anticipándose así a fallas o encontrándolas tempranamente [5]. Las medidas de mantenimiento que se activan por la condición son en gran medida las mismas que las de mantenimiento preventivo o correctivo, por esta razón no están listadas por separado. Su objetivo es disminuir la frecuencia de las medidas correctivas, reduciendo el impacto en los costos del mantenimiento correctivo. Por ejemplo, si una falla es detectada en el sistema de monitoreo, hay que tomar una decisión respecto a si la falla es tan grave como para realizar un mantenimiento. En general, no evita el mantenimiento preventivo, pero puede extender el periodo hasta la próxima visita y así reducir el tiempo fuera de operación y aumentar el rendimiento.

Las ventajas del mantenimiento predictivo pueden resumirse en:

- Optimización de la seguridad y funcionalidad de los equipos y subsistemas a lo largo del ciclo vital de la planta.
- Anticipación de actividades de mantenimiento (tanto correctivas como preventivas).
- Retraso, eliminación y/o optimización de ciertas labores de mantenimiento.
- Reducción de tiempos de sustitución.
- Reducción de costes de sustitución (piezas de repuesto).
- Reducción de costes de administración de activos (*asset management*).
- Aumento de la disponibilidad, rendimiento y producción de la planta.
- Reducción de emergencias y actividades no contempladas.

Fundamental para esta labor de mantenimiento es el monitoreo de la instalación en tiempo real. En la siguiente sección se resumen sus funcionalidades.

4.3.1 Monitoreo

Un sistema de monitoreo recolecta información de la planta FV y su entorno (en el caso que tenga sensores) para que los operadores puedan tener acceso en todo momento a los datos importantes. Los portales de monitoreo facilitan esta información de manera sencilla e intuitiva empleando tablas, diagramas o gráficos, para poder así analizar y comparar de manera manual o automática determinadas tendencias y detectar divergencias de su funcionamiento normal. También existen funciones de reporte automáticas de generación de energía y fallas que pueden ser configurables.

En general los sistemas de monitoreo se distinguen por el alcance de los datos adquiridos, las opciones del reporte y de la visualización. La mayoría de los



fabricantes ofrece la visualización centralizada en un portal web, donde se puede visualizar y comparar los diferentes SFV. Si el operador tiene diversas plantas, un portal que las centralice todas es más eficiente.

El registrador de datos (*datalogger*) se comunica con el inversor con un cable o de manera inalámbrica y graba los datos del inversor y de los sensores (opcionales) para mostrar el rendimiento y los valores eléctricos. Los sensores de irradiación, temperatura de módulo y/o ambiente sirven para la evaluación de datos. Con esos sensores es más fácil localizar la falla o la divergencia de la producción esperada. Idealmente, los sensores medirán un valor cada 5 segundos y se guardarán valores medios a intervalos de 15 minutos. Es clave que el sistema de monitoreo tenga una disponibilidad superior al 99%.

En la Ilustración 71, se presenta un esquema general de los componentes de un sistema de monitoreo centralizado y descentralizado para SFV.

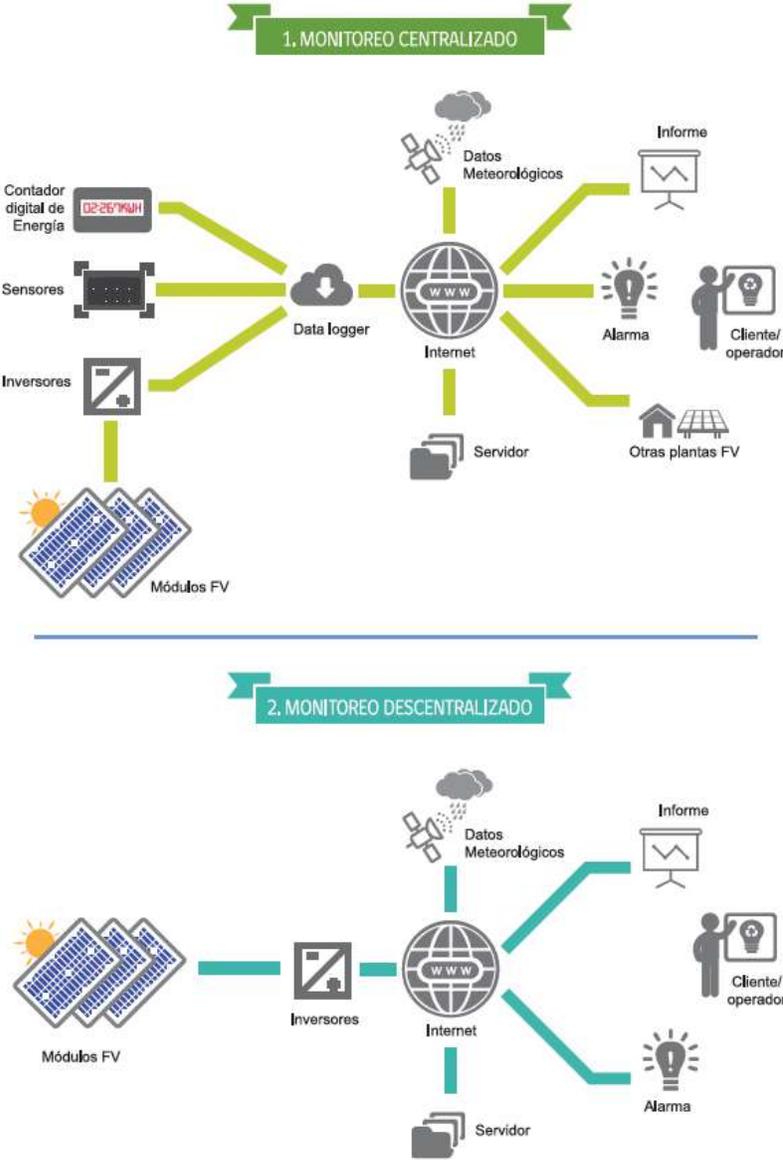


ILUSTRACIÓN 71 ESQUEMA SISTEMA DE MONITOREO. (1) MONITOREO CENTRALIZADO (2) MONITOREO DESCENTRALIZADO. (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.)



**ILUSTRACIÓN 72 EJEMPLO DE REGISTROS DE DATOS EXTERNOS O DATALOGGERS
(FUENTE: (1) METEOCONTROL Y (3) SOLARLOG)**

La utilidad del sistema de monitoreo dentro del mantenimiento predictivo es grande y se centra en la creación de algoritmos de predicción basados en el análisis y evaluación de todos los parámetros significativos de los sensores instalados. Los componentes instalados en planta deben proporcionar información sobre su estado de manera que la empresa de O&M pueda evaluar tendencias o eventos que apunten hacia una bajada del rendimiento de un componente concreto. Para ello se evaluarán datos históricos desde el comienzo de la operación de la planta.



**ILUSTRACIÓN 73 SENSORES DE TEMPERATURA AMBIENTAL (IZDA.) Y DE TEMPERATURA DE MÓDULO (DCHA)
(FUENTE: PI BERLÍN AG)**

En caso de que se observe una tendencia decreciente de la producción de energía o se alcancen valores críticos de operación en determinados componentes, el sistema avisa automáticamente a través de un mensaje. Las alarmas pueden ser ajustadas y

personalizadas en el portal. Las alarmas no sustituyen el control regular de los datos de monitoreo, porque no todas las fallas pueden ser detectadas automáticamente.

Un portal de monitoreo típico permite visualizar o ajustar lo siguiente:

- Irradiación horizontal y en el plano de los módulos.
- Temperatura ambiente.
- Velocidad y dirección del viento.
- Humedad relativa.
- Temperatura del módulo y del transformador.
- Pérdidas por suciedad tomando strings de referencia limpios.
- Corrientes y voltajes de *string*.
- Lectura del contador.
- Parámetros de operación de los circuitos de AC y relés.
- Parámetros de red (frecuencia, tensión, etc.).
- Inversores
 - Voltaje y corriente DC.
 - Potencia DC.
 - Voltaje y corriente AC.
 - Potencia AC.
 - Energía AC.
 - Factor de potencia.
 - Potencia reactiva.
 - Temperatura del inversor.
 - Temperatura del gabinete.
- Configuración de mensajes de alarma, cuando existen divergencia de los datos reales respecto a los parámetros configurados.
- Realizar consultas o exportación de datos y gráficas comparativas.
- Informes con la opción de personalización para analizar los datos y dispositivos.
- Un mapa con la(s) planta(s) FV.

A modo de ejemplo, el Programa Techos Solares Públicos (PTSP) ha instalado un sistema de monitoreo centralizado en más de 100 plantas FV al largo de Chile. Este sistema permite visualizar en tiempo real la generación de energía solar y avisar en caso de fallas. La siguiente ilustración muestra una vista general de todas las plantas instaladas. Los interesados pueden visitar el portal de monitoreo en la página web del programa ⁵.

⁵ <http://www.minenergia.cl/techossolares>

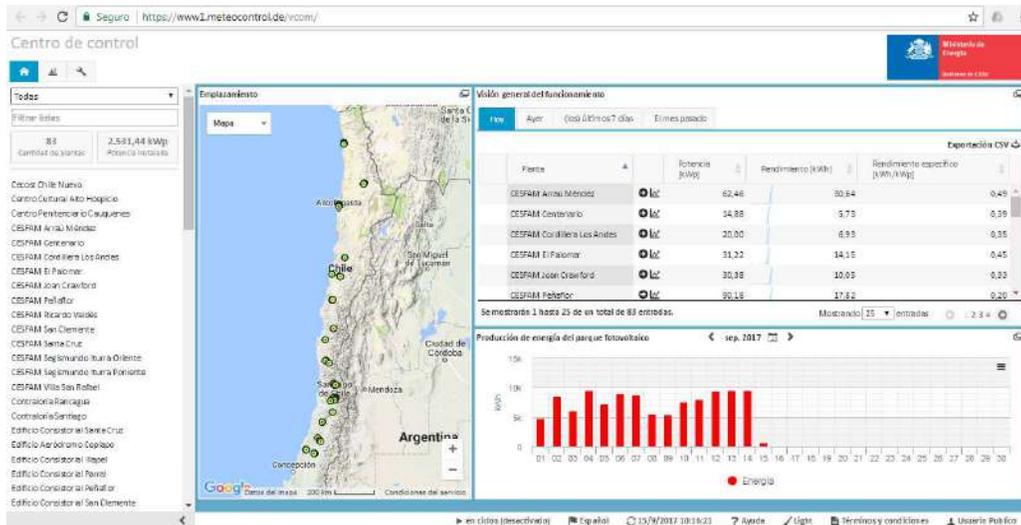


ILUSTRACIÓN 74 EJEMPLO PORTAL DE MONITOREO CENTRALIZADO INSTALADO EN EL MARCO DEL PROGRAMA TECHOS SOLARES PÚBLICOS

Al día de hoy se observa cómo los fabricantes de inversores están comenzando a integrar sistemas de adquisición de datos en sus productos. Mediante el SCADA clásico se está llevando a cabo un proceso de adquisición y almacenamiento de datos que constituye una buena base para implementar sistemas *big data* orientados al mantenimiento predictivo. En términos generales, se requieren al menos 6 meses de datos históricos para poder llevar a cabo un mantenimiento predictivo de un componente específico. Se espera que en pocos años el mantenimiento predictivo sea parte de los contratos de O&M.

4.3.2 Ejemplos de aplicación del mantenimiento predictivo

Ejemplo 1

Pérdida de la eficiencia de los paneles FV por acumulación de calor. Para ello se monitorearán en paralelo las filas más y menos expuestas a un incremento térmico y se intervendrá en el caso en el que los valores de temperatura se acerquen a valores límite que puedan comprometer la integridad del panel FV.



ILUSTRACIÓN 75 PANEL INTEGRADO EN TEJADO DAÑADO POR SOBRECALENTAMIENTO (FUENTE: PI BERLIN AG)

Ejemplo 2

Monitorización de la temperatura en el transformador e intervención antes de que dicha temperatura alcance los valores límite del fabricante. Para ello se monitorean y comparan las temperaturas de todos los transformadores y se fija un valor límite para la intervención inferior al valor límite del fabricante. Este sistema es particularmente efectivo para transformadores en seco instalados en cubículos mal ventilados y ubicados en zonas áridas con gran acumulación de polvo.



ILUSTRACIÓN 76 TRANSFORMADOR DE RESINA DAÑADO POR VENTILACIÓN INADECUADA Y ACUMULACIÓN DE POLVO (FUENTE: PI BERLIN AG)

Ejemplo 3

Inspección del caudal de aire de entrada/salida de la sala de inversores y sustitución de los ventiladores y filtros antes de que la mala ventilación ocasione un fallo por sobre-temperatura.

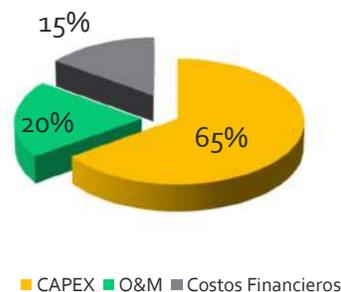


**ILUSTRACIÓN 77 SALA DE INVERSORES AFECTADA POR TEMPERATURAS ALTAS FRUTO DE LA MALA VENTILACIÓN
(FUENTE: PI BERLÍN AG)**

4.4 Ahorros y Costos en O&M

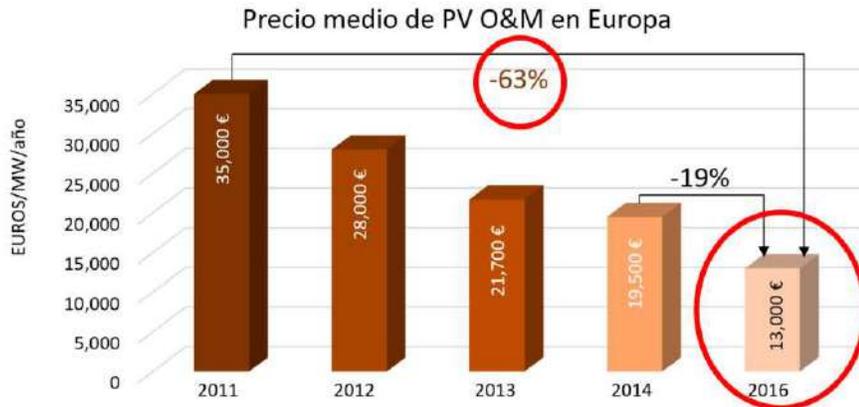
Los SFV tienen una necesidad menor de mantenimiento en comparación a otros sistemas generadores de electricidad. Aun así, el mantenimiento es un componente relevante para garantizar el rendimiento esperado. En general, el mantenimiento es de bajo costo y las fallas corregidas generalmente compensan el gasto y así se garantiza el retorno de la inversión. Sin embargo, siempre hay que tener presente que un sistema que no funciona correctamente no genera ahorros, por lo mismo, se deben contraponer las pérdidas posibles por el no funcionamiento y los costos de mantenimiento.

La siguiente gráfica muestra el impacto de los costos de mantenimiento en los costos totales del proyecto durante su vida útil [35].



Aquellos mercados con una alta presencia de empresas de O&M y, por lo tanto, con altos niveles de competitividad, aportan mayor confort a los dueños de las plantas, ya que éstos poseen mucho mayor poder de negociación sobre el precio, el alcance y la duración de los contratos. Se requiere impulsar la innovación y las mejoras en la eficiencia del sector.

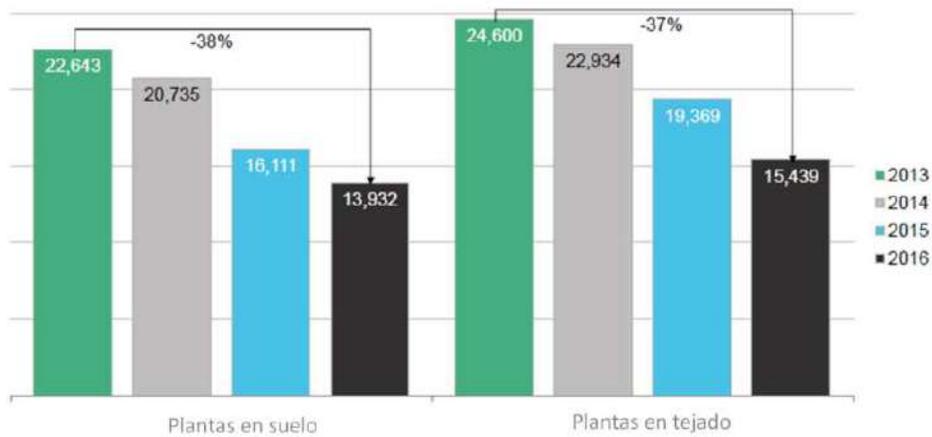
En el caso de los mercados europeos, los precios promedio por la mantención de un SFV han bajado un 63% entre 2011 y 2016 y casi un 20% entre 2014 y 2016, tal como muestra la siguiente gráfica.



Promedio de precios de O&M de servicio-completo acumulado en Europa (2016). Fuente: BNEF

ILUSTRACIÓN 78 TENDENCIA DEL PRECIO DEL O&M EN EUROPA DESDE 2011
(FUENTE: BNEF)

En general, los costos de O&M por kW instalado en proyectos de pequeña y media escala son ligeramente superiores en comparación con proyectos grandes. Esto se puede observar en la Ilustración 79, en donde se muestra la evolución de los costos de O&M en los últimos años y se separa por tipo de instalación (en techo o en suelo).



Promedio de precios de O&M para proyectos en los USA, 2013-2016 (\$/MW/annum). Fuente: BNEF

ILUSTRACIÓN 79 COMPARATIVA DE LOS COSTES DE O&M PARA PLANTAS EN SUELO Y EN TECHO
(FUENTE: BNEF)

A la hora de cuantificar los costos de O&M a futuro, deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- Mantenimiento administrativo (corregido con la inflación).
- Mantenimiento preventivo (corregido con la inflación).
- Costos de reposición de componentes multiplicados por la probabilidad de que ocurra una falla en ese año.

La probabilidad de que un componente falle en un año determinado se calcula mediante una distribución de Weibull.

Los costos asociados a una falla y a la mano de obra derivada para subsanarla serán costos efectivos para el dueño de la planta si, (i) dicha pieza está fuera del periodo de garantía o (ii) aún estando dentro del periodo, el fabricante no cubre los costes por el motivo que sea (por ejemplo, por maltrato durante la etapa de instalación).

Debe tenerse en cuenta que la distribución de probabilidad de falla muestra un costo promedio bastante uniforme por año, sin embargo, algunas reparaciones costosas pueden ocurrir todas a la vez, por ejemplo, las reparaciones de los inversores al final de la vida útil de los mismos, tal y como muestra la siguiente gráfica.

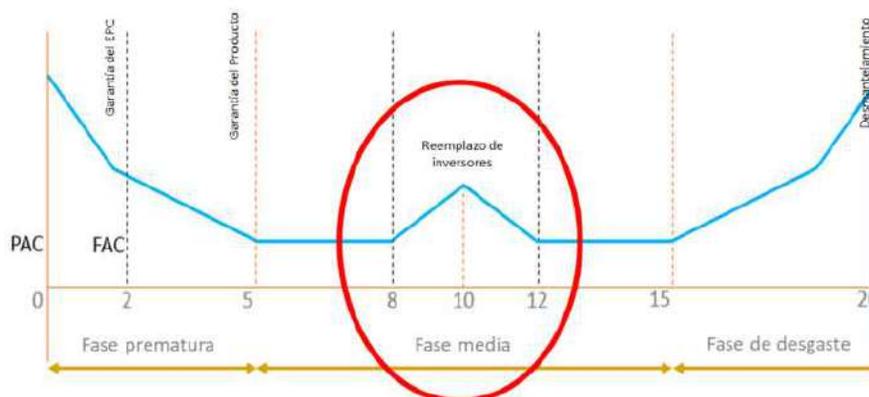


ILUSTRACIÓN 8o ÍNDICE DE FALLOS EN UNA PLANTA FV A LO LARGO DE LA VIDA ÚTIL DEL PROYECTO

(FUENTE: PI BERLÍN AG)

Es por ello que un análisis financiero trata de modelar los costos a futuro para conocer la exposición máxima a posibles riesgos. Este tipo de análisis puede ir acompañado del bloqueo de un cierto monto económico como parte de una cuenta de reserva.

Costos por Limpieza

El ensuciamiento de los módulos disminuye la producción de energía y puede reducir la generación, en general, entre un 10% y un 20% en regiones con alta polución [8]. Estos porcentajes deben considerarse solo como referencia, ya que el rendimiento depende de las condiciones particulares de cada sitio (ej. mayor polución). En consecuencia, de no realizar la limpieza de módulos, se afectará el ahorro en el consumo eléctrico, la rentabilidad del proyecto y el periodo de retorno de la inversión que el SFV busca obtener. Es importante tener en cuenta el costo de la limpieza que ofrecen los proveedores locales al momento de calcular los costos de mantenimiento.

La gráfica de la Ilustración 81 muestra el efecto en la generación de energía que tuvo la limpieza realizada el día 12 de febrero de 2015 en la planta FV en el Ministerio de Energía [14]. Después de la limpieza la generación de energía aumentó aproximadamente un 10%.

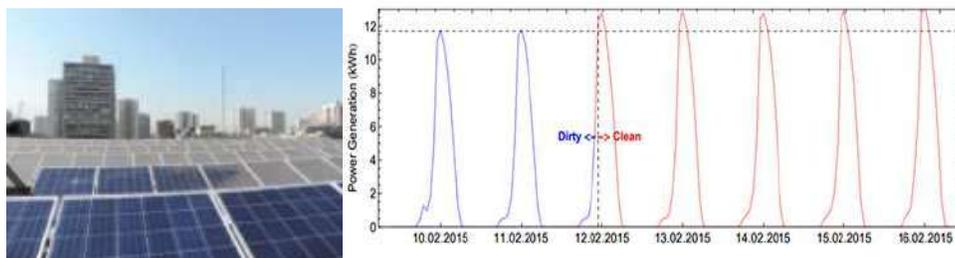


ILUSTRACIÓN 81 IMPACTO EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA DEBIDO A LA LIMPIEZA
(FUENTE: RAÚL CORDERO, U. SANTIAGO.)

En Chile existe una gran dispersión de precios en cuanto a los costos por limpieza o por la contratación del servicio de mantención, lo que muestra que todavía existe un mercado inmaduro para esta tecnología y este tipo de servicios. Es importante señalar que las referencias internacionales consultadas informan un costo anual de entre 0,5% y 2% de la inversión [15] [5] para la mantención anual de un SFV.

A nivel local, durante el año 2016 GIZ licitó la limpieza de los módulos de 35 plantas fotovoltaicas, con una potencia de 5 a 100 kWp, localizadas entre las comunas de Calama y Parral, y construidas a través del Programa Techos Solares Públicos (PTSP). La limpieza se realizó en seco, con paños multifibras y solo se utilizó agua en el caso de retiro de materiales sólidos. El costo total de la licitación fue de 7.5 millones de pesos.

4.5 Requerimientos para Contratistas

Como se ha mencionado antes, los SFV son fáciles de mantener, sin embargo, no cualquier persona está capacitada para realizar este tipo de trabajo. En general, no todos los instaladores eléctricos están familiarizados con los trabajos en corriente continua, por eso es muy importante que las personas que trabajen en el mantenimiento de los sistemas tengan capacitación en SFV y además cuenten con experiencia comprobada en mantenimiento.

A continuación, se dan algunas recomendaciones generales sobre los requisitos que deben cumplir los contratistas para poder realizar trabajos de O&M.

Experiencia de la Empresa

- Se sugiere que la empresa tenga experiencia (comprobable) en mantenciones de SFV de potencias mayores a 5 kW.

Experiencia del Equipo de Trabajo

- El equipo de trabajo debe contar un instalador eléctrico autorizado por la SEC, clase A o B, con experiencia en la instalación y mantención de SFV. En concreto, el equipo de O&M tendrá experiencia operativa en relación con paneles solares e inversores, cableado de corriente continua y alterna, sistemas de monitoreo incluida la estación meteorológica, sistemas de protección eléctrica, equipos de interrupción eléctricos, transformadores, relés y equipos de prueba.
- En caso de que sea necesario diagnosticar y reparar alguna falla mayor del inversor, el personal debe tener capacitación del fabricante del inversor. Para conocer las capacidades que debe tener el equipo de trabajo a cargo de realizar cada actividad específica, se puede revisar los Anexo A, B, C y D.
- Debe contar con habilidades de comunicación y administración tales como la planificación del mantenimiento, seguimiento financiero, experiencia en la gestión de subcontratos, administración de contratos de mantenimiento, experiencia en la redacción de informes y gran capacidad para centralizar y procesar información importante procedente de varias fuentes.

Instrumentos y Herramientas

- Dependiendo del tamaño de la instalación, se deben tener los equipos apropiados para diagnosticar fallas, siendo los instrumentos más importantes: *multitester*, equipos de medición de puesta a tierra, sonda de corriente, verificador del aislamiento, medidor de curva característica y cámara termográfica. Dependiendo de la inspección que se va a realizar o de la falla a diagnosticar, se puede ver en la sección de Diagnóstico y Pruebas, cuales son las mediciones más apropiadas a realizar.

Seguridad

- El contratista debe seguir las recomendaciones de seguridad indicadas en las normas chilenas y en este documento o proponer sus propias recomendaciones antes de iniciar los trabajos. Se puede contrastar las recomendaciones de seguridad propuesta por las empresas con las de esta Guía o con indicaciones de un especialista en prevención de riesgos.

Documentación

- Se le debe facilitar al contratista, el Plan de O&M, así como también toda la información que se tenga de la planta. El contratista debe dejar un registro de las actividades de mantención realizadas, tales como: observaciones de condiciones actuales, las condiciones ambientales en el momento de la visita (radiación, temperatura, viento etc.) trabajo realizado, lecturas del medidor, imágenes térmicas y resultados de las pruebas al sistema. Se deben incluir informes de no conformidad para identificar posibles problemas de producción de energía a corto y a largo plazo. Un informe anual es ventajoso, si el contratista también es responsable de la operación.

Estructura del personal

La siguiente gráfica muestra una estructura típica de un equipo de O&M que gestiona un elevado número de plantas FV.



ILUSTRACIÓN 82 TÍPICA ESTRUCTURA DEL PERSONAL DE UN EQUIPO DE O&M
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

De manera alternativa, la supervisión y monitoreo puede ser llevada a cabo para varias plantas simultáneamente desde un centro de control centralizado.

4.6 Contratos de O&M

La Ilustración 83 muestra el desarrollo histórico y la tendencia de los contratos de O&M para plantas FV.



ILUSTRACIÓN 83 EVOLUCIÓN DE LOS CONTRATOS DE O&M [35]

A continuación, se describirán los diferentes modelos de contrato disponibles en el mercado [35].

Tipos de contratos de O&M

(i) Contrato a todo riesgo

Este tipo de contrato proporciona cobertura total de mano de obra, *hardware* e intervenciones de emergencia, lo cual motiva al proveedor de O&M a incrementar los esfuerzos en el mantenimiento predictivo y preventivo para minimizar los costos del mantenimiento correctivo. Una de las ventajas de este modelo para los dueños de las plantas, es el hecho de que la totalidad del riesgo se transfiere al contratista y que además proporciona facilidad a la hora de modelar los costos ya que se eliminan los componentes variables asociados a la inversión en piezas de repuesto. Como riesgo cabe señalar que, si el contratista de O&M carece de suficiente experiencia o ha ofertado un precio excesivamente bajo sólo para ganar el contrato, el propietario puede tender a romperlo ante la amenaza de fallos catastróficos fruto de un mantenimiento preventivo deficiente.

(ii) Full-labor service contract

Este modelo cubre el 100% de los costes de mano de obra de reparación, sustitución y mantenimiento de los equipos y el propietario de la planta se encarga de financiar las piezas de repuesto necesarias. Los costos asociados

a intervenciones de emergencia donde se requiere la presencia de técnicos externos suelen recaer en el dueño. El contratista de O&M se compromete sin embargo a reaccionar ante las fallas en un tiempo determinado y estipulado por contrato. Este tipo de modelos sí incluyen como parte del mantenimiento preventivo los costes de piezas menores como fusibles, pernos o filtros. Este modelo de contrato es el segundo más caro a corto plazo y resulta más ventajoso para propietarios con portafolios amplios que les permiten comprar repuestos en masa y a precio reducido. El riesgo que el contratista de O&M corre en este modelo de contrato es significativamente menor comparado al modelo anterior.

(iii) Servicio de mantenimiento preventivo

Este modelo es el más común y se basa en un costo anual fijo y en una serie de servicios rutinarios de mantenimiento preventivo. La mayor ventaja de este modelo es su bajo costo a corto plazo comparado con los dos modelos anteriores. Las mayores dificultades surgen a la hora de cuantificar los costos asociados a piezas de repuesto o servicios de emergencia con personal externo. Bajo este modelo la mayor parte del riesgo queda del lado del dueño, por ello es importante que el propietario entienda las necesidades de la planta en relación al mantenimiento preventivo que precisa, de manera de evitar que los servicios acordados con el contratista no se ajusten a las necesidades de la planta.

(iv) Servicio de inspección a demanda

El propietario contrata a costo fijo un número fijo de inspecciones al año que incluyen una serie de actividades pero que quedan lejos de la rigurosidad propia de un mantenimiento preventivo, propio de los modelos previos. A corto plazo este es el modelo de negocio más económico, pero puede resultar ser el más caro a largo plazo debido a un mantenimiento preventivo deficiente prolongado en el tiempo. Si bien estos contratos no son especialmente lucrativos para los contratistas de O&M, se contemplan como un método para fidelizar a los clientes y mantener una buena relación con los mismos de cara a obtener nuevos contratos. En general, si el propietario mantiene una relación con un contratista bajo este modelo de negocio, es más probable que el primero llame al segundo cuando se den averías o emergencias. En estos casos el contratista emitirá facturas separadas para estos servicios concretos. La mayor ventaja de este modelo es su costo reducido, lo que lo hace especialmente atractivo para dueños con portafolios pequeños y sistemas simples.

4.7 Indicadores de rendimiento

En el presente apartado se indicarán los indicadores de rendimiento más importantes en plantas FV. Estos indicadores no se limitan sólo a cuantificar el rendimiento de una planta o de un servicio de O&M, sino que tienen asociadas consecuencias comerciales dependiendo de si están o no reflejados en los contratos de O&M.

(i) Performance Ratio

El *Performance Ratio* (PR) es un indicador cuantitativo del rendimiento de la planta y debe ser monitoreado de manera continua. Se expresa en porcentaje e indica el efecto de las pérdidas del sistema en el generador FV. El PR se define de la siguiente manera de acuerdo a la IEC 61724:

$$PR (\%) = \frac{E_{AC} * I_{STC}}{I_{rr} * P}$$

siendo:

E_{AC} energía acumulada en el contador en un intervalo dado [kWh].

I_{rr} irradiación acumulada en el plano inclinado en un intervalo dado [kWh/m²].

P potencia instalada en DC [kWp].

I_{STC} 1.000 W/m².

Cuanto mayor sea el PR, mayor es la eficiencia del sistema. El PR de un SFV oscila típicamente entre un 75% y un 85% dependiendo del lugar y del tipo de sistema. Es importante tener en cuenta que la temperatura del panel tiene una gran influencia en el rendimiento del sistema. Las consecuencias de este parámetro dependen más de las condiciones ambientales que de la calidad constructiva de la planta, por ello, en ocasiones se tiende a corregir su efecto de modo que pueda analizarse el rendimiento de la planta sin la influencia meteorológica. Es común que el efecto de la temperatura varíe con los meses y que los PR resultantes varíen también. Esto hace difícil comparar el PR de un intervalo corto con un valor anual fijado por contrato. La corrección o normalización del PR se realiza en base a la temperatura del módulo de acuerdo al año meteorológico tipo empleado para la simulación del valor contractual [34].

(ii) Disponibilidad temporal

La disponibilidad es el parámetro que representa el tiempo en el que la planta está operando respecto al tiempo posible total que es capaz de operar. El tiempo posible comienza a contar en el momento en que la planta está expuesta a niveles de irradiación por encima del umbral de irradiación mínima del generador, por lo general en torno a los 50 W/m². Solamente la

interrupción del flujo de corriente en el generador o en una de sus partes, será considerado como una pérdida de disponibilidad. Valores de irradiación registrados antes o después del tiempo de funcionamiento del inversor serán excluidos. También serán excluidos aquellos periodos en los cuales se dé una interrupción del flujo de corriente debido a causas de fuerza mayor tales como:

- Nieve y hielo en los módulos fotovoltaicos.
- Daños debido a vandalismo efectuado por terceros.
- Desconexión o reducción de la generación de energía por parte del cliente o como resultado de una orden emitida al cliente por un tribunal o autoridad pública.
- Interrupción de operaciones por desconexiones de la red.
- Tiempos de inactividad debido a mantenimiento programado.
- Tiempos de inactividad debidos a la implementación de medidas para mejorar la instalación fotovoltaica.

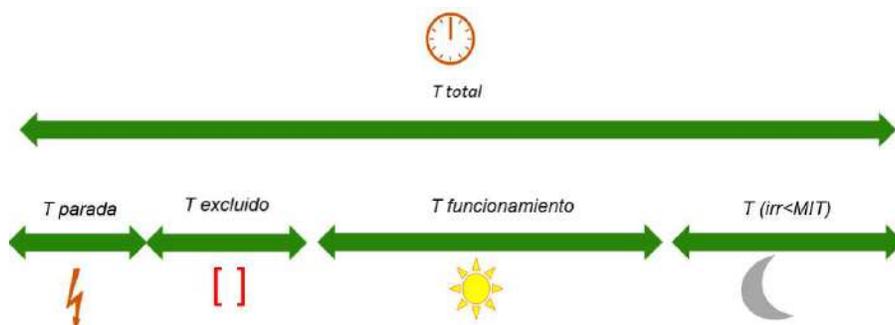


ILUSTRACIÓN 84 RELACIÓN ENTRE EL TIEMPO ÚTIL DE FUNCIONAMIENTO Y EL TIEMPO DE PARADA
(FUENTE: PI BERLIN AG)

siendo:

$T_{funcionamiento}$ [h]	período en el cual los inversores están generando corriente
T_{parada} [h]	período en el cual los inversores no están generando corriente debido a fallas inherentes al sistema
$T_{excluido}$ [h]	período en el cual los inversores no están generando corriente debido a cuestiones excluidas por contrato
T [h]	período en el cual los inversores no están generando corriente debido a índices de irradiación inferiores al límite mínimo de funcionamiento (Minimum Irradiation Thershold)

La disponibilidad temporal puede calcularse de la siguiente manera:

$$A (\%) = \frac{T \text{ funcionamiento}}{T \text{ funcionamiento} + T \text{ parada}}$$

(iii) Disponibilidad energética

La disponibilidad basada en la energía toma en consideración que una hora en un período con alta irradiación es más valiosa que en un período de baja irradiación. Por lo tanto, se utiliza como base para el cálculo no el tiempo sino la energía perdida. El desafío de este método es determinar con precisión el rendimiento perdido. La energía perdida se puede calcular a través del índice de rendimiento y la irradiación, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$E \text{ [kWh]} = PR * H * P$$

siendo:

PR índice de rendimiento. El PR se determina a partir del PR promedio de los últimos diez días durante el cual la instalación FV alimentó la red sin fallos

H [kWh/m²] irradiación medida en el plano del módulo durante el período de tiempo de inactividad

P [kWp] potencia nominal del sistema

(iv) Indicadores del servicio de O&M

Se distinguen en general 4 indicadores diferentes centrados únicamente en la calidad del servicio de O&M y no en el rendimiento de la planta, tal y como se ha visto en los puntos anteriores.

- Tiempo de detección: es el tiempo que transcurre entre la visualización de una falla mediante una alarma en el monitoreo, y el envío de un técnico al lugar donde se ha producido la misma. Este parámetro es un indicador de la calidad operacional de la empresa de O&M.
- Tiempo de intervención: es el tiempo que transcurre entre el momento en el que el técnico se pone en marcha y el momento en el que llega al lugar de la falla. Este parámetro es un indicador de la calidad logística de la empresa de O&M.
- Tiempo de respuesta: es la suma del tiempo de detección y el tiempo de intervención. Este parámetro se emplea en contratos y varía en base al tipo de fallo y las pérdidas de producción asociadas.
- Tiempo de resolución: es el tiempo que transcurre entre el momento en el que el técnico llega al lugar de la falla y el momento en el que la falla ha sido solucionada.

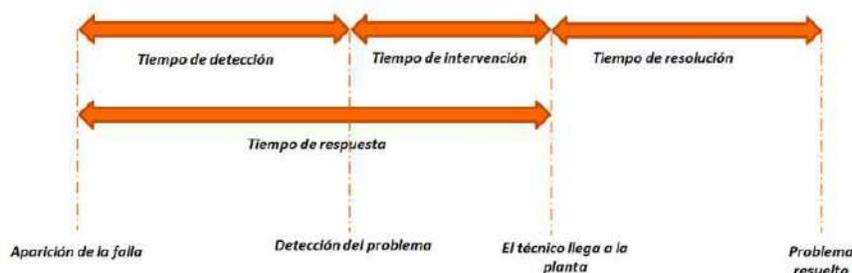


ILUSTRACIÓN 85 VISUALIZACIÓN DE LOS INDICADORES DEL SERVICIO DE O&M
(FUENTE: PI BERLÍN AG)

4.8 Aspectos claves en contratos de O&M

En este apartado se enumeran los aspectos más relevantes de los contratos de O&M y cómo el enfoque sobre los mismos puede evolucionar con el tiempo.

- (i) Duración del contrato
Se espera que con el tiempo la duración de los contratos disminuya, de cara a garantizar mayor flexibilidad y liquidez a los dueños considerando así a los contratistas de O&M cada vez más sustituibles. En el futuro la duración de los contratos es probable que no exceda de los 2 años [35].
- (ii) Garantías
Se observa una tendencia a centrar las garantías de O&M en una combinación de disponibilidad y tiempos de reacción. Las garantías de PR se concentran más en los contratos de EPC [35].
- (iii) Tiempo de respuesta
A la hora de definir los tiempos de reacción, se recomienda diferenciar entre horas de mayor y menor radiación y entre fallos de diferentes categorías.
- (iv) Penalizaciones e incentivos
Si un contratista de O&M no cumple con las garantías de contrato, éste se verá obligado a compensar al propietario con una cantidad equivalente al beneficio perdido. Sin embargo, en aras de proteger al contratista de O&M, la cantidad máxima a la que tendría que hacer frente se limita al valor propio de contrato para un periodo de 12 meses. En muchas ocasiones, alcanzar el valor máximo deriva en la terminación del contrato por parte del propietario. En caso de exceder las previsiones de producción, el beneficio adicional se reparte entre el contratista de O&M y el propietario. Un valor común suele ser 50%/50%. Los incentivos pueden conmutarse con las penalizaciones y viceversa.

5. Recursos Adicionales

Energía Fotovoltaica

Ministerio de Energía, Educar Chile, Aprende con Energía:
<http://www.aprendeconenergia.cl/>

Ministerio de Energía, Explorador Solar: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar>

Ministerio de Energía, Programa Techos Solares Públicos:
<http://www.minenergia.cl/techossolares/>

Marco Regulatorio y Normativa

Ministerio de Energía, Ley 20.571: <http://www.minenergia.cl/ley20571/>

Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Ley 20.571:
http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5819695&_dad=portal&_schema=PORTAL

Aspectos de Seguridad

Instituto de Salud Pública de Chile, Ministerio de salud: Guía para la selección y Control de Equipos de Protección Personal para Trabajos con Riesgo de Caídas.
[http://www.ispch.cl/sites/default/files/03-EPP%20Anticaida\(20112012\).pdf](http://www.ispch.cl/sites/default/files/03-EPP%20Anticaida(20112012).pdf)

Ministerio de Energía y GIZ, traducción de la guía *Evaluación de los riesgos de incendios en plantas fotovoltaicas y elaboración de planes de seguridad que minimicen los riesgos*.
<http://www.minenergia.cl/techossolares/>

6. Referencias

[1]	REN21, «Renewables 2015 Global Status Report,» Paris, 2015.
[2]	PVTrin, «Catálogo de fallos comunes y prácticas inadecuadas en la instalación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos,» EPIA, 2011.
[3]	FEMP, «O&M Best Practices for Small-Scale PV Systems,» 2015. [En línea]. Available: http://energy.gov/eere/femp/federal-energy-management-program . [Último acceso: 20 Octubre 2015].
[4]	Organización Mundial de la Salud, «Centro de prensa. Nota descriptiva N.º 344. Caídas,» Agosto 2010. [En línea]. Available: http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs344/es/index.html . [Último acceso: Noviembre 2015].
[5]	NREL, «SACP Best Practices PV Operations & Maintenance,» NREL, Denver, Colorado, 2015.
[6]	J. Haney y A. Burstein, «PV System Operation and Maintenance Fundamentals,» Solar America Board for Codes and Standards, 2013.
[7]	DGS, Planning and Installing Photovoltaic Systems, 3 ed., New York: Routledge, 2013.
[8]	EPRI, «Addressing Solar Photovoltaic Operations and Maintenance Challenges,» Electric Power Research Institute, Palo Alto, 2010.
[9]	IEA, «Reliability Study of Grid Connected PV Systems. Field Experience and Recommended Design Practice,» Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg, 2002.
[10]	NREL, «Photovoltaic-Reliability R&D Toward a Solar-Powered World,» de <i>Society of Photographic Instrumentation Engineers (SPIE) Solar Energy + Technology Conference</i> , San Diego, 2009.
[11]	L. Cristaldi, M. Faifer, M. Lazzaroni, M. M. Abdel Fattah, M. Catelani y L. Ciani, «Failure Modes Analysis and Diagnostic Architecture for Photovoltaic Plants,» de <i>13th IMEKO TC10 Workshop on Technical Diagnostics. Advanced measurement tools in technical diagnostics for systems' reliability and safety</i> , Warsaw, 2014.
[12]	F. Neumann, «Curso de formación de instructores para instalaciones fotovoltaicas. Operación y mantenimiento,» RENAC Renewables Academy, Antofagasta, 2015.
[13]	R. Cordero, «Efecto del Polvo en Paneles PV,» Universidad de Santiago, Santiago, 2015.
[14]	Eclareon, Leonardo Energy, European Copper Institute, «APPLICATION NOTE MEDIUM SIZE PV PLANT,» Eclareon, 08.2013.
[15]	Ministerio de Energía, «Explorador de Energía Solar,» [En línea]. Available: http://www.minenergia.cl/exploradorsolar
[16]	Ministerio de Energía, «Huella de Carbono. Inventario de Emisiones de GEI para PyMEs,» GISMA, [En línea]. Available: http://huelladecarbono.minenergia.cl/ .
[17]	EPA, «Greenhouse Gas Equivalencies Calculator,» United States Environmental Protection Agency, 23 Octubre 2015. [En línea]. Available: http://www2.epa.gov/energy/greenhouse-gas-equivalencies-calculator .
[18]	F. Vignola, F. Mavromatakis y J. Krumsick, «Performance of PV Inverters,» de <i>Proc. of the 37th ASES Annual Conference</i> , San Diego, 2008.
[19]	M. Catelani, L. Ciani y E. Simoni, «Photovoltaic inverter: thermal characterization to identify critical components,» de <i>Of XX IMEKO World Congress- Metrology for Green Growth</i> , Busan, 2012.

[20]	F. Chan, E. Torres, V. Sánchez, H. Toral y R. Acosta, «Determinación de la vida útil de un Inversor para aplicaciones fotovoltaicas,» <i>Revista de ingeniería eléctrica, electrónica y computación</i> , vol. 12, nº 1, 2014.
[21]	SMA Solar Technologies, «Order form- SMA Warranty Extension,» SMA Solar Technologies, Niestetal.
[22]	F. Y. T. V. a. A. V. Seth B. Darling, «Energy & Environmental Science- Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics,» vol. 4, 2011.
[23]	GSES, Grid-Connected PV Systems Design and Installation, Australia: Global Sustainable Energy Solutions Pty. Ltda., 2012.
[24]	J. C. J. K. L. Y. a. C. T. T. H. S. Huang, «Performance and Availability Analyses of PV Generation Systems in Taiwan,» <i>International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering</i> , vol. 5, nº 6, pp. 36-40, 2011.
[25]	A. Woyte, M. Richter, D. Moser, S. Mau, N. Reich y U. Jahn, «Monitoring of Photovoltaic Systems: Good Practices and Systematic Analysis,» de <i>20th European PV Solar Energy Conference and Exhibition</i> , Paris, 2013.
[26]	IEA, «Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems: Good Practices for Monitoring and Performance Analysis,» International Energy Agency, Brussels, 2014.
[27]	SEC, «RGR N° 1 Diseño y Ejecución de las Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red,» Ministerio de Energía, 2014.
[28]	SEC, «RGR N° 2 Procedimiento de comunicación de puesta en servicio de generadoras residenciales,» Ministerio de Energía, 201.
[29]	APVI, «Australian Technical Guidelines for Monitoring and Analysing Photovoltaic Systems,» The Australina Photovoltaic Institute, New South Wales, 2013.
[30]	TÜV Rheinland, Fraunhofer ISE, «Bewertung des Brandrisikos in Photovoltaik-Anlagen und Erstellung von Sicherheitskonzepten zur Risikominimierung,» TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, Cologne, 2015.
[31]	U.S. Department of Energy Federal Energy Management Program (FEMP), «Whole Building Desing Guide. Photovoltaics,» 24 08 2012. [En línea]. Available: https://www.wbdg.org/resources/photovoltaics.php . [Último acceso: 27 11 2015].
[32]	Superintendencia de Electricidad y Combustibles, «Aspectos de Seguridad en Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a red,» Unidad de Energías Renovables, Santiago, 2015.
[33]	Superintendencia de Electricidad y Combustibles, «NCH Elec. 4/2003,» Santiago, 2003.
[34]	PI Photovoltaik Institut Berlin AG, «Operación y Mantenimiento de Plantas Fotovoltaicas en Tejado conectadas a Red», Berlín, 2018
[35]	Operation & Maintenance Best Practices Guidelines / Version 2.0, Solar Power Europe, December 2017

7. Anexos

Anexo A: Descripción de Actividades de Gestión Activos de O&M SFV

Las siguientes actividades de gestión de activos han sido adaptadas de “O&M Best Practice for Small-Scale Photovoltaic Systems”, Federal Energy Management Program, U.S Department of Energy.

ÁREA DE ACTIVIDAD	COMPONENTE	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA	PROVEEDOR DE SERVICIOS
Administración	Gestión de activos	Operaciones diarias y monitoreo del rendimiento	Continuo	Asistente administrativo
Administración	Gestión de activos	Alarmas de monitoreo y parámetros específicos de alerta del sitio	Según necesidad	Electricista
Administración	Gestión de activos	Gestionar el inventario de piezas de repuesto	Según necesidad	Electricista
Administración	Documentos	Documentar todas las actividades de O&M en una carpeta para todo el personal de servicio	Continuo	Asistente administrativo
Administración	Documentos	Confirmar disponibilidad y tomar medidas para garantizar las instrucciones de operación, garantías, garantías de rendimiento y otra documentación del proyecto.	Según necesidad	Asistente administrativo
Administración	Documentos	Revisar contratos O&M y asegurar que realmente se proveen los servicios	Según necesidad	Asistente administrativo
Administración	Documentos	Actualizar el registro con las actividades de mantenimiento preventivo y seguimiento de los problemas o cuestiones de garantía y asegurar el registro en terreno.	Continuo	Asistente administrativo
Administración	Documentos	Reunirse con el personal clave en terreno para generar conciencia, preguntar por problemas e informar resultados.	Anual	Inspección
Administración	Medidor/Inversor	Mantener un registro de entrega de potencia acumulativa (kWh hasta la fecha) y graficar este valor contra la fecha, comparar este valor con otras fuentes. Explicar la variación por temporada o por tiempo.	Semestral	Asistente administrativo

Anexo B: Descripción de Servicios y Cualificación para O&M de SFV

Muchas de las tareas de operación y mantenimiento FV requieren conocimientos especializados. Las típicas empresas de mantenimiento de inmuebles no son adecuadas para los requerimientos de un plan exitoso de O&M, debido a que el técnico industrial o eléctrico promedio no está familiarizado con el cableado y componentes CC, inversores y la naturaleza incontrolable e intermitente de los recursos y la generación de energía resultante. Es necesaria la capacitación especializada del personal de mantenimiento, como es necesario el conocimiento por parte del propietario del edificio y su personal, para proporcionar O&M efectivo, y al tiempo garantizar la seguridad. A modo de referencia, a continuación, se describen las categorías de servicios dentro de la O&M, su alcance y las cualificaciones necesarias. [2]

Lista de actividades de mantenimiento correctivo y capacitación necesaria:

CATEGORÍA DE SERVICIO	ALCANCE DEL TRABAJO	CALIFICACIONES
Asistente administrativo	Registro, confirmación de servicios, correspondencia	Excelentes habilidades interpersonales y comunicativas (verbales y escritas). Mantenimiento de registros diligente. Excelentes habilidades de MS Office y PC
Limpiador de módulos	Limpieza de arreglos FV	Capacitación en limpieza de módulos FV, exámenes ocupacionales, exámenes o certificado para trabajo en altura física; con contrato y seguro; licencia de conducir y transporte; mínimos 18 años de edad
Ingeniero estructural	Inspección de estructuras	Título de Ingeniero civil estructural o calculista
Electricista especialista en FV	Ejecutará o supervisará los trabajos relacionados con corriente continua y alterna. Reemplazo de módulos, reemplazo de fusibles, cajas CC, recableado, reparación de canalizaciones y reparación de fallas a tierra	Instalador eléctrico SEC clase A o B, con capacitación o experiencia en sistemas fotovoltaicos; sistemas eléctricos de baja tensión; exámenes ocupacionales, exámenes o certificado para trabajo en altura física; con contrato y seguro
Electricista	Ejecutará o supervisará los trabajos relacionados con corriente alterna. Instalador SEC clase C, en SFV hasta 100 kW y D en SFV hasta 10 kW. Puede realizar trabajos en CC bajo la supervisión de un instalador clase A o B	Instalador eléctrico SEC clase C o D, con capacitación o experiencia en sistemas fotovoltaicos y sistemas eléctricos de baja tensión; exámenes ocupacionales, exámenes o certificado para trabajo en altura física; con contrato y seguro

CATEGORÍA DE SERVICIO	ALCANCE DEL TRABAJO	CALIFICACIONES
Inspección	Análisis y diagnóstico; pruebas de inspección visual, pruebas específicas	Capacitación o experiencia en diagnóstico y análisis de SFV (Ej. Cámaras termográficas u otros) Instalador eléctrico SEC clase A o B, con capacitación o experiencia en sistemas de fotovoltaicos; y sistemas eléctricos de baja tensión; exámenes ocupacionales, exámenes o certificado para trabajo en altura física; con contrato y seguro
Especialista en inversor	Reparación de inversores, actualización de software	Certificado o autorización del fabricante para operar, diagnosticar y reparar inversores. Instalador eléctrico SEC clase A o B, con capacitación o experiencia en sistemas de fotovoltaicos; y sistemas eléctricos de baja tensión; exámenes ocupacionales, exámenes o certificado para trabajo en altura física; con contrato y seguro
Mecánico	Mantenimiento y reparación o reemplazo de componentes de la estructura de soporte	Capacitación o experiencia en SFV, especialmente en estructuras; exámenes ocupacionales, exámenes o certificado para trabajo en altura física; con contrato y seguro

Anexo C: Descripción de Actividades de Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo se requiere para maximizar el rendimiento del SFV y tomar medidas para prevenir fallas. Se sugiere llevar a cabo los trabajos de mantenimiento preventivo temprano en la mañana o tarde en la noche para evitar el estrés por calor, reducir al mínimo el peligro por descarga eléctrica, y reducir al mínimo las pérdidas de producción. Se divide en cinco áreas de actividad: Inspección, limpieza, servicios, pruebas y respuesta en caso de emergencia. La tabla siguiente contiene descripciones de actividades de mantenimiento preventivo [34].

Items	No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Crítico	Importante	Útil	Notas	Frecuencia (meses)							
									1	12	24	48				
1 Módulos FV																
1.1	Inspección visual de cambios ópticos	No se detectan indicios de "Browning", vidrio empañado, corrosión, decoloración, hotspots, delaminación, babas de caracol o burbujas en la superficie posterior de los módulos.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>					x				
1.2	Inspección visual de daños mecánicos	No se detectan módulos rotos o marcos doblados.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>					x				
1.3	Anti-robo	La protección contra robo está operativa.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>							x		
1.4	Lámina posterior	No hay daños en la lámina posterior (arañazos, perforación)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>						x			
1.5	Capa - elox	El estado de la capa-elox es buena	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			<input checked="" type="radio"/>						x	
1.6	Radio de curvatura	El radio de curvatura de los cables del módulo respeta las indicaciones del fabricante	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			<input checked="" type="radio"/>				x			
1.7	Acumulación de polvo	No hay micro-sombreado debido al polvo acumulado entre el módulo y las abrazaderas	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>				<input checked="" type="radio"/>				x		
1.8	Limpieza del módulo	Los módulos están limpios y no se exceden las pérdidas por suciedad acordadas por contrato	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>									Depende de las peculiaridades del lugar
1.9	Tornillos	No hay holgura de los tornillos, los valores de torque son correctos	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			<input checked="" type="radio"/>						x	
1.10	Sellado hermético	El intersticio entre el marco y la lámina posterior es hermético	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>								x	
1.11	Vegetación	La vegetación alrededor de los módulos no genera efectos de sombreado	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			<input checked="" type="radio"/>				x			

Items			No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Crítico	Importante	Útil	Notas	Frecuencia (meses)			
2	Sistema de montaje y estructura													
2.1	Daños mecánicos	No se observan muestras de daños mecánicos o deformación de la estructura de montaje	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X			<input checked="" type="checkbox"/>		
2.2	Fijación de los módulos	La posición de las grapas de sujeción del módulo es correcta. Las grapas no producen sombreado sobre los módulos.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				<input checked="" type="checkbox"/>		
2.3	Lastres	Revisar si se han producido movimientos del lastre	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X					<input checked="" type="checkbox"/>	
2.4	Valores de torque	La fijación de los elementos roscados es correcta.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X					<input checked="" type="checkbox"/>
2.5	Toma a tierra	El estado de la puesta a tierra del módulo y la estructura de montaje es correcta.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X					<input checked="" type="checkbox"/>	
2.6	Revestimiento protector	La capa galvanizada por inmersión en caliente de los perfiles de montaje no muestra daños.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X				<input checked="" type="checkbox"/>	
2.7	Reacciones electroquímicas, corrosión	No se observan indicios de reacciones electroquímicas entre metales con diferentes potenciales de ionización.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X				<input checked="" type="checkbox"/>	
2.8	Bordes afilados	No se observan cantos afilados en la estructural del sistema de montaje.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X						<input checked="" type="checkbox"/>
2.9	Tensiones mecánicas	El sistema soporta las tensiones mecánicas previstas (viento y nieve).	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X						<input checked="" type="checkbox"/>	
2.10	Integridad estructural	La integridad estructural del tejado no se ve comprometida.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X						<input checked="" type="checkbox"/>	
2.11	Filtrado de agua	El tejado es estanco y no permite la filtración de agua al interior del edificio.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					<input checked="" type="checkbox"/>		

Items			No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Critico	Importante	Útil	Notas	Frecuencia (meses)			
3	Cajas de conexión de cadenas													
3.1	Inspección visual	No se observa decoloración, degradación, suciedad, daños mecánicos, humedad o corrosión de los equipos y las conexiones.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X		
3.2	Inspección visual	La inspección visual y revisión de fusibles de cadena, monitoreo de cadenas, y protección contra sobretensiones arroja resultados positivos	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X		
3.3	Humedad	No hay humedad ni rastro de insectos en el interior de las cajas	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X		
3.4	Prueba funcional	La inspección del funcionamiento de los interruptores y dispositivos de protección de CA arroja resultados positivos.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X						X	
3.5	Ventilación	El estado de la ventilación de las cajas es bueno (especialmente en relación al estado de los filtros, si los hay)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X		
3.6	Acceso de los cables	La entrada de los cables a la caja de conexiones está ejecutada correctamente y no hay trazas de suciedad.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X		
3.7	Salida de los cables	La salida de los cables de la caja de conexiones está ejecutada correctamente y no hay trazas de suciedad.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X		
3.8	Verificación de par de apriete	Los pares de apriete de las conexiones del circuito primario son correctos	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X		
3.9	SPD después de tormentas	El dispositivo de protección contra sobretensiones (SPD) se revisa después de las tormentas	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X			Siempre después de una tormenta				

Items		No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Critico	Importante	Útil	Notas	Frecuencia (meses)		
4	Cableado											
4.1	Aislamiento	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X			Llevado a cabo continuamente a través del sistema SCADA			
4.2	Etiquetado	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X				X
4.3	Tubos protectores	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X				X
4.4	Fijación de los cables	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X				X
4.5	Bandejas de cables	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X				X
4.6	Conectores	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X			X	
4.7	Bridas de sujeción	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X				X
4.8	Radio de curvatura	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X				X
4.9	Daños mecánicos	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X	
4.10	Puntos de conexión	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X	
4.11	Bucles de inducción	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X				X

Items			No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Crítico	Importante	Útil	Notas	Frecuencia (meses)		
5	Inversor												
5.1	Supervisión mediante SCADA	La revisión de los mensajes de alerta se realiza periódicamente.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X			Esta función se realiza de forma continua.			
5.2	Inspección visual	La inspección visual no detecta decoloración, degradación, polvo y acumulación de suciedad, daños mecánicos, humedad y corrosión de los equipos y conexiones.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X			X		
5.3	Humedad	No hay signos de humedad ni daños debido a condiciones climáticas agresivas.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X				X		
5.4	Clase IP	No hay evidencias de envejecimiento ni reducción del grado IP debido a corrosión, acumulación de humedad o condensación.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X	
5.5	Luces de advertencia	La funcionalidad de las luces de advertencia está asegurada.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X				X		
5.6	Verificación de par de apriete	El par de apriete de las conexiones del circuito primario de energía es correcto.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X	
5.7	Marcas y etiquetas	El estado de las marcas y etiquetas es bueno.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X			X	
5.8	Aire acondicionado	La funcionalidad del aire acondicionado o sistema de ventilación es bueno.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X				X		
5.9	Toma a tierra	La funcionalidad del sistema de puesta a tierra está asegurado.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X				X		
5.10	Resistencia de aislamiento	La medición de la resistencia de aislamiento del circuito de potencia da valores positivos.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X			Esta función se realiza de forma continua a través del vigilante a aislamiento.			
5.11	Funcionalidad del dispositivo de protección	La prueba funcional de los interruptores, dispositivo de protección CA, dispositivo de corriente residual (RCD) y protección contra sobretensión, es satisfactoria.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X	
5.12	Filtros	Los filtros están libres de polvo y se encuentran en buen estado	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X				X		
5.13	Fijación de los cables	Las conexiones de los cables son firmes y no muestran holgura.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X			X		
5.14	Conectores	El estado de los conectores es bueno y no muestra corrosión.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X	
5.15	Fusibles y seccionadores	El estado de los fusibles y seccionadores es bueno.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X	

Items			No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Crítico	Importante	Útil	Notas	Frecuencia (meses)		
5.16	Paro de emergencia	La funcionalidad del paro de emergencia está asegurada.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X						X
5.17	Contacto de las puertas	La funcionalidad de los contactos de la puerta está asegurada.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X	
5.18	Actualización del software	El software se actualiza/mejora periódicamente.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X		Según el fabricante			
5.19	Revisión del almacenamiento	Los datos a largo plazo y la memoria de errores están disponibles.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X	
6 Protección contra rayos y puesta a tierra													
6.1	Conexión de cables	El estado de los cables en cuanto a integridad y daño mecánico es bueno.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X	
6.2	Revisión de conexiones atornilladas	Las uniones atornilladas no muestran holgura.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X						X
6.3	Revisión de continuidad y corrosión	La continuidad del sistema de puesta a tierra está asegurada.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X						X
7 Equipos de medición y contadores													
7.1	Acceso	El acceso al contador está garantizado.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X						X
7.2	Calibración	La calibración y la verificación de exactitud se realiza periódicamente.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X						X
7.3	Envejecimiento	La protección contra condiciones ambientales agresivas (humedad, calor, productos químicos, etc.) está asegurada.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X					X

Items			No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Crítico	Importante	Útil	Notas	Frecuencia (meses)			
10 Mediciones														
10.1	Mediciones de tensión de circuito abierto	Mediciones de la tensión de circuito abierto en el 100% de los <i>strings</i> .	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X			Estas mediciones pueden realizarse también de forma complementaria en una selección de módulos FV			X	
10.2	Mediciones de corriente de cortocircuito	Mediciones de la corriente de cortocircuito en el 100% de los <i>strings</i> .	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X						X
10.3	Mediciones de curva I-V	Mediciones de curva I-V en el 100% de los <i>strings</i> .	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X							X
10.4	Análisis de infrarrojo	Análisis de infrarrojos del 100% de los módulos FV incluidos conectores.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X		
10.5	Análisis de infrarrojo	Análisis de infrarrojos del 100% de las cajas de combinación.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X					X		
10.6	Electroluminiscencia	Análisis de electroluminiscencia en una selección de módulos FV.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X				X		
10.7	Degradación del módulo FV	Seguimiento de la degradación del módulo en una cantidad representativa de módulos.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X	Las pruebas se realizarán siempre en los mismos módulos.		X		
10.8	Aislamiento	La resistencia de aislamiento de corriente continua supera los límites establecidos.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X			Esta medición la realiza el medidor de aislamiento de forma continua, aún así se realizarán pruebas a nivel de <i>string</i> cada 24 meses..				X
10.9	Toma de tierra	El sistema de puesta a tierra es funcional	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	X						X	
11 Otros														
11.1	Sombras	Podar árboles cercanos que puedan proyectar sombras sobre los módulos FV.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>		X						X
11.2	Objetos extraños	Retirar cualquier residuo detrás de los colectores y canaletas tales como plásticos, latas o cartones.	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X					X
11.3	Nidos de aves	Retirar nidos de aves del área del arreglo FV o de su estructura	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>			X					X

Anexo D: Descripción de Actividades de Mantenimiento Correctivo

La siguiente lista de actividades de mantenimiento correctivo intenta de cubrir todas las medidas posibles [3].

ACTIVIDAD	COMPONENTE	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	PROVEEDOR DE SERVICIOS
Respuesta de emergencia	Sistema	Envío de contratista en respuesta a las alarmas, alertas	Electricista
Reparación	Cableado CA	Reemplazar fusible/protección CA fuera del inversor	Electricista
Reparación	Cableado CA	Reemplazar los dispositivos de protección (interruptores) en tablero eléctrico	Electricista
Reparación	Cableado CA	Sustituir canalizaciones CA rotas o dañadas	Electricista
Reparación	Cableado CA	Reparación de falla entre fases	Electricista
Reparación	Cableado CA	Localizar fallas entre fases CA	Electricista
Reparación	Cableado CC	Reemplazar fusibles en caja de conexión CC	Electricista especialista en FV
Reparación	Cableado CC	Sustituir los conectores entre módulos	Electricista especialista en FV
Reparación	Cableado CC	Reemplazar cable de conexión a la caja de conexión CC	Electricista especialista en FV
Reparación	Cableado CC	Redirigir canalizaciones	Electricista especialista en FV
Reparación	Cableado CC	Sustituir canalizaciones CC rotas o dañadas	Electricista especialista en FV
Reparación	Cableado CC	Reparación de falla a tierra	Electricista especialista en FV
Reparación	Cableado CC	Localizar falla a tierra	Electricista especialista en FV
Reparación	Cableado CC	Reemplazar fusibles en caja de conexión CC hacia al inversor	Electricista especialista en FV
Reparación	Cableado CC	Sellar cajas de conexiones con filtración	Electricista especialista en FV
Reparación	Inversor	Reemplazar fusibles	Electricista especialista en FV
Reparación	Inversor	Encender/Parar Inversor (reiniciar para borrar error arreglado)	Electricista especialista en FV
Reparación	Inversor	Reemplazar el motor del ventilador del inversor	Especialista en inversor

ACTIVIDAD	COMPONENTE	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	PROVEEDOR DE SERVICIOS
Reparación	Inversor	Reemplazar tarjeta de adquisición de datos del inversor; diagnosticar con el código de falla	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar tarjeta de control del inversor (señal PWM, tensión, fase, frecuencia, apagado); diagnosticar con el código de falla	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar el software; diagnosticar con el código de falla	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar tarjeta de rastreo punto de máxima potencia (RPMP); diagnosticar con el código de falla	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Sustituir el contactor CA en inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar componentes eléctricos en inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar contactores CC en inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Sustituir la protección contra sobretensiones en inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar componentes en inversor (Indicador de Falla a Tierra)	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Sustituir condensadores en inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar los inductores (bobinas) en inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar fusibles internos de inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Reemplazar interruptor/relé en inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	reinstalar el software de control del inversor	Especialista en inversor
Reparación	Inversor	Encender manualmente el disparo por falla de arco	Especialista en inversor
Reparación	Monitoreo	Restablecer la conexión por pérdida de internet	Técnico TI

ACTIVIDAD	COMPONENTE	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	PROVEEDOR DE SERVICIOS
Reparación	Estructura de soporte	Reparar o sustituir piezas de la estructura de soporte por corrosión o daños físicos	Mecánico
Reparación	Módulo	Reemplazar módulos con daños al marco	Electricista especialista en FV
Reparación	Techo	Reparación de techo, filtraciones con respecto a problemas de perforaciones provocadas por la estructura de FV	Especialista en Techos
Reparación	Techo	Reemplazar el techo (cubierta nueva) en relación a problemas de perforaciones provocadas por la estructura de FV	Especialista en Techos
Reparación	Techo	Reparación de material de la cubierta, problemas relacionados con perforaciones provocadas por la estructura FV	Especialista en Techos
Reparación	Inversor	Cambiar el bloque de terminales/bornes	Electricista especialista en FV
Reparación	Cajas de conexión CC	Reparación/reemplazo de cajas (CC, CA)	Electricista especialista en FV
Reparación	Inversor	Reemplazar el inversor	Especialista en inversor

Anexo E: Comprobante de Mantenimiento Limpieza Módulos Fotovoltaicos

COMPROBANTE DE MANTENCIÓN LIMPIEZA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
Edificio: Tamaño planta FV: Nº Módulos: Superficie (m²): Tipo panel (250 W – 310 W):	Dirección: Comuna: Nombre encargado del edificio: Teléfono:
DETALLE DE ACTIVIDADES REALIZADAS	
Actividades	Tiempo en horas por tarea
Limpieza de polvo	_____ horas
Retiro de manchas y excrementos	_____ horas
Lavado del panel con agua u otro líquido permitido	_____ horas
Secado del panel	_____ horas
Repaso al vidrio y marco anodizado	_____ horas
TIEMPO TOTAL UTILIZADO	_____ horas
INSUMOS	
Indicar insumos y materiales utilizados	m³ de agua utilizado: _____
OBSERVACIONES	
Indicar si hay observaciones respecto a: Módulos dañados Vidrios quebrados Anclajes y fijaciones sueltas Módulos desalineados Cables desconectados Otros (especificar)	
_____	_____
Firma y nombre ejecutor	Firma y nombre encargado del edificio
	Fecha: _____